

Informe Final Corregido
Estudio Matriz Energética de Magallanes

Consultora MasEnergía Ltda.

30 de Diciembre de 2011

Resumen Ejecutivo

El presente estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía a la Consultora MasEnergía Ltda. tiene como objetivo principal realizar el análisis y valorización preliminar de los recursos energéticos para la futura matriz de generación de energía eléctrica en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, ubicadas en la Región de Magallanes, elaborando los planes de obras de generación que permitan abastecer su demanda para los próximos treinta años y considerando diferentes escenarios de disponibilidad de gas natural.

La metodología utilizada para obtener la matriz energética y finalmente el plan de obras, consistió en realizar un levantamiento de los principales recursos energéticos disponibles en la zona de Magallanes, evaluar su factibilidad técnica, proyectar la demanda de energía eléctrica para los próximos 30 años, establecer los costos medios referenciales de generación eléctrica para cada recurso, determinar el plan de obras y los precios de nudo de energía resultantes, para los sistemas eléctricos, considerando diferentes escenarios de disponibilidad de gas natural en la zona. Los escenarios considerados fueron tres, i) mantener la disponibilidad actual de gas natural en el horizonte del estudio, ii) un 50% de la disponibilidad actual y iii) sin disponibilidad de gas natural. Cabe señalar que los planes de obras resultantes son independientes de las unidades generadoras actualmente disponibles.

Los recursos energéticos que fueron analizados son carbón, gas natural, gas natural sintético de carbón, geotermia, energía solar, energía eólica, petróleo diesel, gas licuado, mezcla gasificada de propano con aire, biomasa, recurso hídrico y recurso mareomotriz.

Para los recursos factibles de desarrollar en la Región de Magallanes se estimaron los costos medios de generación, y posteriormente los planes de obras óptimos en cada sistema que satisficieran la demanda.

El Caso Base de este estudio considera todos los recursos energéticos indicados precedentemente, excepto el gas natural sintético de carbón. Para el Caso Base se deduce:

- Para Punta Arenas el gas natural sigue siendo la opción de generación más conveniente, seguida por las alternativas de generación hidráulica de la zona del río San Juan, eólica y motores utilizando mezclas de propano con aire. Sin embargo, al no disponer de gas natural, ya sea por el agotamiento de las reservas o por un encarecimiento de los costos de extracción, las alternativas de generación de mayor interés son, turbinas y motores usando propano aire, centrales hidráulicas y centrales eólicas.
- Para el caso de Puerto Natales, el gas natural también es la opción de mayor interés, seguido de la generación eólica y motores a propano aire. Para el escenario sin disponibilidad de gas natural el plan de obras óptimo considera la generación con biomasa, energía eólica y motores utilizando propano aire
- Para Porvenir el plan de obras más ventajoso considera el empleo de motores con gas natural y propano aire. En los escenarios más restrictivos en gas natural se incorpora además la generación eólica.

Al disponer de gas natural sintético proveniente de la gasificación del carbón, el escenario descrito para Punta Arenas y Puerto Natales, cambia radicalmente en caso de existir limitaciones de gas natural, por cuanto el gas natural sintético aparece como un sustituto muy competitivo en relación a los otros recursos estudiados, desplazándolos a todos, excepto a la generación hidráulica asociada al río San Juan, en el caso de Punta Arenas. Para Porvenir no es factible económicamente transportar gas natural sintético, el cual se produciría en el Continente, específicamente en Cabo Negro.

La ausencia de centrales de carbón en los planes de obras de las distintas ciudades, se explica por los elevados costos de inversión que presentan estas plantas y su tamaño relativamente grande para los sistemas en estudio. Las plantas de carbón de menores costos de inversión que actualmente se fabrican están en el rango de 250 a 350 MW, lo cual es un tamaño desproporcionado para la demanda de los sistemas medianos analizados.

Los precios de nudo obtenidos para los diferentes escenarios, varían para el Caso Base en Punta Arenas entre 79,4 US\$/MWh para el escenario de 100% disponibilidad de gas natural y 138,3 US\$/MWh para el escenario de 0% de disponibilidad. Para el sistema de Puerto Natales dichos precios son, respectivamente 97,7 y 114,2 US\$/MWh y para Porvenir varían entre 96,9 y 191,2 US\$/MWh.

El incremento de precios de la energía eléctrica en Punta Arenas y Puerto Natales, disminuye sensiblemente si se utiliza como fuente de generación, el eventual gas natural sintético. Los precios de nudo para los escenarios con y sin disponibilidad de gas natural, en este caso se incrementan un 23% y 12%, para Punta Arenas y Puerto Natales, respectivamente. En el caso sin éste combustible la variación es de 74% y 17%, respectivamente.

Es importante destacar que estos precios de nudo son obtenidos para un parque óptimo, eficiente y adaptado a la demanda.

De lo anterior se concluye que:

- Es recomendable profundizar los estudios para definir con mejor precisión el costo de producción del gas natural sintético a base de carbón, el que a la luz de los antecedentes disponibles se muestra como bastante competitivo.
- La conveniencia de la generación eólica hace aconsejable evaluar y medir en forma más confiable este recurso, sobre todo en Puerto Natales y Porvenir y definir con mayor detalle el costo asociado a la inversión de este tipo de centrales.
- Se debe avanzar en la actualización de los estudios y proyectos de la central hidráulica del río San Juan, tanto en la medición del recurso como en los costos de inversión.
- Respecto de la alternativa de generación usando directamente carbón en turbinas de vapor, la que resulta atractiva económicamente, se debe profundizar en la investigación de la disponibilidad y costos de inversión de las unidades que podrían ser utilizadas en la zona, dado que ellas deberían ser bastante pequeñas en comparación con las unidades

que normalmente se fabrican, así como estudiar la factibilidad del sistema completo de transporte y almacenamiento de carbón.

Indice

1.	Introducción.....	12
1.1	Objetivo General.....	12
1.2	Objetivos Particulares.....	12
2.	Metodología de Trabajo	14
2.1	Criterios Generales de Evaluación	14
2.2	Levantamiento de Información	15
2.3	Proyección de la Demanda Eléctrica.....	16
2.4	Metodología de Proyección de la Demanda Eléctrica	17
2.5	Metodología para la Definición de Obras Tipo de Generación	19
2.6	Metodología para el Programa de Obras y Precios	20
2.6.1	Criterios de Optimización	20
2.6.2	Programa de Obras	21
2.7	Casos Estudiados	21
2.7.1	Caso Base	21
2.7.2	Sensibilidades del Caso Base	22
2.7.2.1	Caso Base más SGN.....	22
2.7.2.2	Caso Base más Sustitución.....	22
3.	Recursos Disponibles	23
3.1	Carbón.....	23
3.1.1	Levantamiento de la Información.....	23
3.1.2	Análisis de la Información.....	25
3.1.3	Conclusiones para el Recurso Carbón.....	26
3.2	Gas Natural	28

3.2.1	Levantamiento de la Información.....	28
3.2.1.1	Derechos y Obligaciones Provenientes de los CEOP	30
3.2.2	Análisis de la Información.....	30
3.2.2.1	Potencial Remanente de Gas en Magallanes	31
3.2.3	Conclusiones para el Recurso Gas Natural	32
3.3	Gas Natural Sintético	34
3.3.1	Levantamiento de la Información.....	34
3.3.2	Análisis de la Información	37
3.3.3	Conclusiones para el Recurso SGN.	38
3.4	Energía Eólica.....	39
3.4.1	Levantamiento de la Información.....	39
3.4.2	Análisis de la Información.....	40
3.4.3	Conclusiones para el Recurso Eólico.....	41
3.5	Energía Solar	43
3.5.1	Levantamiento de la Información.....	43
3.5.2	Análisis de la Información.....	46
3.5.3	Conclusiones para el Recurso Solar	47
3.6	Recurso Biomasa.....	48
3.6.1	Levantamiento de Información	48
3.6.1.1	Turba.....	48
3.6.1.2	Residuos Forestales	49
3.6.1.2.1	Manejo Sustentable del Bosque.....	50
3.6.1.2.2	Biomasa Residual de la Industria Maderera	50
3.6.1.2.3	Uso Alternativo de Biomasa Residual como Pellets	50

3.6.1.3	Residuos Orgánicos.....	51
3.6.2	Análisis de la información.....	51
3.6.2.1	Turba.....	52
3.6.2.2	Residuos Industria Maderera.....	53
3.6.2.3	Biogás.....	54
3.6.3	Conclusiones para el Recurso Biomasa.....	54
3.7	Combustibles Líquidos.....	56
3.7.1	Levantamiento de la Información.....	56
3.7.2	Recursos Existentes y Potencial de Desarrollo.....	56
3.7.3	Conclusiones para el Recurso Combustibles Líquidos.....	59
3.8	Recurso Hídrico.....	60
3.8.1	Levantamiento de la información.....	60
3.8.2	Análisis de la Información.....	61
3.8.3	Conclusiones para el Recurso Hídrico.....	65
3.9	Energía Mareomotriz.....	66
3.9.1	Levantamiento de la Información.....	66
3.9.2	Análisis de la Información.....	67
3.9.3	Conclusiones para el Recurso Mareomotriz.....	68
3.10	Energía Geotérmica.....	70
3.10.1	Levantamiento de la Información.....	70
3.10.2	Análisis de la Información.....	72
3.10.3	Conclusiones para el Recurso Geotérmico.....	72
4.	Aspectos Ambientales.....	74
4.1	Emisión de CO ₂ por MWh Generado.....	74

4.2	Identificación de los Aspectos Ambientales	74
5.	Alternativas Energéticas para Magallanes.....	77
5.1	Unidades Consideradas	77
5.1.1	Turbinas y Motores Utilizando Gas Natural.....	78
5.1.2	Turbinas y Motores Utilizando Diesel.....	80
5.1.3	Unidades de Vapor Carbón.....	81
5.1.4	Unidades Eólicas	82
5.1.5	Centrales Hidráulicas	82
5.1.6	Centrales Fotovoltaicas.....	84
5.1.7	Centrales de Biomasa	84
6.	Efecto en la Demanda Eléctrica de Magallanes.....	85
6.1	Proyección de la Demanda Basada en el PIB.....	85
6.2	Situación con Sustitución.....	97
6.3	Disponibilidad de Combustible Propano Aire.....	102
6.4	Conclusiones del Análisis de Sustitución	102
7.	Unidades Candidatas de Generación.....	105
8.	Obras Tipo de Transmisión	107
9.	Costos Medios de Generación	110
9.1	Sistema Punta Arenas	110
9.2	Sistema Puerto Natales.....	112
9.3	Sistema Porvenir	114
10.	Programa de Obras y Análisis de Precios.....	116
10.1	Resultados para el Caso Base (No incluye SGN)	116
10.1.1	Resultados Obtenidos – Sistema Punta Arenas.....	116

10.1.1.1	Escenario 100% Gas Natural	116
10.1.1.2	Escenario 50% Gas Natural	117
10.1.1.3	Escenario 0% Gas Natural	119
10.1.1.4	Efecto de Precios en Sistemas Medianos	120
10.1.2	Resultados Obtenidos – Sistema Puerto Natales	121
10.1.2.1	Escenario 100% Gas Natural	121
10.1.2.2	Escenario 50% Gas Natural	123
10.1.2.3	Escenario 0% Gas Natural	124
10.1.2.4	Efectos de Precios en Sistemas Medianos	125
10.1.3	Resultados Obtenidos – Sistema Porvenir	125
10.1.3.1	Escenario 100% Gas Natural	125
10.1.3.2	Escenario 50% Gas Natural	126
10.1.3.3	Escenario 0% Gas Natural	127
10.1.3.4	Efecto de Precios en Sistemas Medianos	128
10.2	Resultados para el Caso Base más SGN	129
10.2.1	Unidades de Generación Candidatas	129
10.2.2	Resultados Obtenidos - SGN en Punta Arenas	129
10.2.2.1	Escenario 100% Disponibilidad de Gas Natural	129
10.2.2.3	Escenario 0% Disponibilidad de Gas Natural	132
10.2.2.4	Efecto de Precios en Sistemas Medianos	133
10.2.3	Resultados Obtenidos – SGN en Puerto Natales	133
10.2.3.1	Escenario 100% Disponibilidad de Gas Natural	133
10.2.3.2	Escenario 50% Disponibilidad de Gas Natural	134
10.2.3.3	Escenario 0% Disponibilidad de Gas Natural	136

10.2.3.4	Efecto de Precios en Sistemas Medianos	137
10.3	Resultados Obtenidos - Sensibilidad Demanda	137
10.3.1	Unidades Generadoras Candidatas	137
10.3.2	Sistema Punta Arenas	138
10.3.2.1	Escenario 100% de Disponibilidad de Gas Natural	138
10.3.2.2	Escenario 50% de Disponibilidad de Gas Natural	139
10.3.2.3	Escenario 0% de Disponibilidad de Gas Natural	141
10.3.3	Sistema Puerto Natales.....	143
10.3.3.1	Escenario 100% de Disponibilidad de Gas Natural	143
10.3.3.2	Escenario 50% de Disponibilidad de Gas Natural	144
10.3.3.3	Escenario 0% de Disponibilidad de Gas Natural	145
10.3.4	Sistema Porvenir	147
10.3.4.1	Escenario 100% de Disponibilidad de Gas Natural	147
10.3.4.2	Escenario 50% de Disponibilidad de Gas Natural	148
10.3.4.3	Escenario 0% de Disponibilidad de Gas Natural	149
11.	Conclusiones	152
11.1	Recursos Energéticos	152
11.2	Demanda Eléctrica	154
11.3	Plan de Obras.....	155
11.3.1	Caso Base	157
11.3.2	Caso Base más SGN.....	158
11.3.3	Caso Base más Demanda Base Incrementada en 10%	158
11.4	Efecto Sobre los Precios de Nudo	159
11.5	Recomendaciones.....	160

- Anexo A Carbón
- Anexo B Gas Natural
- Anexo C Energía Eólica
- Anexo D Energía Solar
- Anexo E Recurso Biomasa
- Anexo F Energía Geotérmica
- Anexo G Características Turbinas y Motores Gas Natural
- Anexo H Características Turbinas Diesel
- Anexo I Características Turbinas Vapor Carbón
- Anexo J Características Central Eólica
- Anexo K Características Central Fotovoltaica
- Anexo L Características Central Biomasa
- Anexo M Características Central Hidráulica
- Anexo N Características Línea de Transmisión 110 Kv
- Anexo O Sustitución Gas Natural
- Anexo P Identificación Aspectos Ambientales Matriz Energética de Magallanes
- Anexo Q Trazados Líneas de Transmisión
- Anexo R Demanda de Energía y Potencia Mensualizada 2010 - 2041
- Anexo S Costos Línea de Transmisión
- Anexo T Bibliografía

1. Introducción

Desde los años cincuenta la Región de Magallanes ha sido la única zona del país productora de petróleo y gas natural (en adelante gas natural o GN), por lo que éste ha jugado un rol relevante en la matriz energética regional. Hoy en día el consumo de energía en el sector residencial, comercial e industrial, incluyendo la generación de energía eléctrica en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, depende de él.

En los últimos años, la cuenca de Magallanes ha presentado una disminución de las reservas probadas de gas natural, que junto con las restricciones a las exportaciones desde Argentina, ponen una luz de alerta a su abastecimiento futuro y con ello al suministro eléctrico para la zona vía este combustible. Es importante destacar en todo caso que, desde hace algún tiempo se está desarrollando una intensiva e inédita campaña exploratoria en la Región, en busca de nuevas reservas de gas natural, realizada por la Empresa Nacional del Petróleo (en adelante ENAP) y por otras empresas petroleras internacionales a través de los 11 contratos especiales de operación en ejecución.

De esta forma, la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE o Comisión), en su constante labor de monitoreo del funcionamiento de los mercados energéticos del país, estimó conveniente contratar a la Consultora MasEnergía, vía licitación pública, para desarrollar el presente estudio, cuyos objetivos son los siguientes:

1.1 Objetivo General

El objetivo principal a abordar en el presente estudio consiste en realizar un levantamiento, análisis y valorización de las distintas fuentes de generación de energía eléctrica disponibles en la Región de Magallanes. Adicionalmente, para las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir elaborar los planes de obra y la matriz energética eléctrica que permitan abastecer su demanda para los próximos treinta años, considerando diferentes escenarios de disponibilidad de gas natural.

1.2 Objetivos Particulares

Los objetivos particulares a desarrollar en el presente informe son los siguientes:

- Realizar el levantamiento de las fuentes alternativas de generación de energía eléctrica en la zona de Magallanes, identificando los recursos existentes y su potencial de desarrollo.

- Análisis de la factibilidad técnica y económica de incorporar carbón a la matriz energética de la Región para su uso en generación eléctrica.
- Análisis de la factibilidad técnica y económica de incorporar otras fuentes a la matriz energética para su uso en generación eléctrica. Particularmente, dentro de las fuentes se analizarán la inclusión de energías renovables no convencionales (en adelante ERNC).
- Estudio de la demanda eléctrica esperada para los próximos 30 años, considerando entre otros el crecimiento del producto geográfico bruto de la Región y el PIB nacional. A su vez se deberán realizar sensibilidades en función de eventuales sustituciones, como por ejemplo, gas natural por electricidad para calefacción domiciliaria.
- Definición de las obras tipo de generación a considerar en el abastecimiento eléctrico de la zona de Magallanes, identificando a lo menos su ubicación física, tamaño e inversión asociada, óptimos desde el punto de vista de la fuente energética y la provisión del consumo.
- Junto al desarrollo de las unidades tipo de generación a considerar en el abastecimiento eléctrico, se indican la infraestructura de transporte y transformación necesaria para alimentar el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica de Magallanes (en adelante EDELMAG) en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.
- Para cada uno de los escenarios de disponibilidad de gas natural, se elaboran Planes de Obras que permitan abastecer la demanda eléctrica esperada durante los próximos 30 años, de las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.
- Evaluación económica y análisis comparativo de las matrices resultantes para los distintos escenarios de disponibilidad de gas natural. Entre otras cosas se comparan los precios de generación-transporte esperados para los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.

2. Metodología de Trabajo

En conformidad a los objetivos del estudio, la metodología considera desarrollar las siguientes actividades más relevantes:

- Levantamiento de las posibles fuentes de generación de energía eléctrica existentes.
- Proyección de la demanda eléctrica de la Región para distintos escenarios de disponibilidad de gas natural.
- Evaluación de las obras tipo de generación disponibles.
- Determinación de las obras para el transporte de la energía eléctrica.
- Determinación de los planes de obras requeridos para satisfacer la demanda en cada escenario a mínimo costo.
- Determinar el impacto en los precios de la energía eléctrica.

2.1 Criterios Generales de Evaluación

Los principales criterios a utilizar en el desarrollo del estudio son los siguientes:

- Los precios de los distintos combustibles utilizados, en moneda de diciembre del 2010, se detallan en la tabla N° 2.1:

Combustible	Unidad	Punta Arenas	Porvenir	P.Natales
Gas natural	US\$/mcs	0,15	0,15	0,15
Diesel	US\$/lt	0,77	0,79	0,78
Carbón	US\$/ton	75	n/d	n/d
SGN	US\$/mcs	0,24	n/d	0,24
Propano aire	US\$/mcs	0,54	0,60	0,54
Biomasa	US\$/ton	n/d	n/d	40

Tabla 2.1 Precios de Combustibles

Para el gas natural se utilizó el precio actual para grandes clientes en la zona. En el caso del diesel, corresponde al precio de venta de Copec a EDELMAG. Para el caso del carbón, es un valor estimado por MasEnergía del precio de paridad de exportación a zona central desde Magallanes del carbón sub-bituminoso. El precio del gas natural sintético de carbón, (en adelante SGN), fue calculado por la Consultora en base a la evaluación económica de un proyecto de producción de SGN, según valores de inversión del proyecto de producción de gas de síntesis a partir del carbón que se encuentra evaluando la empresa Methanex, del que se entregan mayores antecedentes en el punto 3.3.

- La fecha de valorización de la moneda para los análisis económicos es diciembre del 2010 y el año base del estudio el año 2010.
- El horizonte de evaluación es de 30 años a contar del 1 de Enero de 2011.
- El ámbito del estudio se circunscribe a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, en términos de demanda eléctrica, y a la Región de Magallanes en términos del levantamiento de los recursos energéticos.
- Se excluye del análisis el impacto de las emisiones asociadas a los distintos tipos de combustibles considerados.

2.2 Levantamiento de Información

En el desarrollo del estudio se contemplaron las siguientes fuentes de información:

- Reuniones en Magallanes con los siguientes actores y organismos públicos relacionados con el estudio:
 - Confederación de la Producción y del Comercio
 - Cámara de Comercio
 - Asociación de Industriales de Magallanes
 - Seremis de Economía, Minería, Energía y Hacienda
 - Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (en adelante EDELMAG)
 - Empresa Nacional del Petróleo
 - Geopark Chile Limited
 - Methanex Chile S.A. (en adelante Methanex)
 - GASCO Magallanes (en adelante GASCO)
 - Empresa Carbonífera Isla Riesco
 - Forestal Montealto
 - Ingesur S.A.
 - Universidad de Magallanes
 - Corporación Nacional Forestal (en adelante CONAF)
 - Servicio de Evaluación Ambiental (en adelante SEA)
 - Superintendencia de Electricidad y Combustible (en adelante SEC)
- La participación de expertos del Centro de Energías Renovables de la Universidad de Magallanes, (en adelante CERE), la empresa de ingeniería Properman de la Región de Magallanes, la consultora ambiental Proambiente y otros expertos asociados a la Consultora MasEnergía, en las áreas de planificación de sistemas eléctricos, biomasa y geología.
- Investigación de información disponible en internet y en otros organismos públicos y privados.

Producto de este levantamiento surgió la siguiente cartera de posibles fuentes de generación para la Región:

- Carbón
- Gas natural
- Gas natural sintético de carbón
- Geotermia
- Energía solar
- Energía eólica
- Petróleo diesel y propano (en adelante hidrocarburos líquidos)
- Biomasa
- Recursos hídricos
- Recurso mareomotriz

Posteriormente, para cada fuente de generación se hizo una evaluación de su potencial de desarrollo y factibilidad técnica y económica de incorporarla a la matriz energética.

2.3 Proyección de la Demanda Eléctrica

Para cada uno de los escenarios de disponibilidad de gas natural establecidos por la CNE en las bases técnicas del presente estudio,¹ se evaluó el efecto en la demanda eléctrica esperada, para el horizonte del estudio. Los escenarios establecidos, son los siguientes:

- Sin disponibilidad de gas natural.
- Un 50% de disponibilidad de gas natural en relación a la situación actual.
- Un 100% de disponibilidad de gas natural en relación a la situación actual

Los casos con 50% y 100% de disponibilidad, se entienden como:

- A partir del año base y durante todo el horizonte, la disponibilidad anual de gas natural para el sector eléctrico será constante e igual al 50% y 100% del consumo de gas natural residencial, comercial e industrial promedio del año base, en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.

La proyección de la demanda se elaboró para los siguientes casos:

¹ Bases Técnicas Licitación Estudio “Matriz Energética de Magallanes”

² Memoria 2010, GASCO Magallanes

- Demanda Base

Incluye los planes de desarrollo regional, crecimiento vegetativo de actuales clientes de EDELMAG y crecimiento explosivo del consumo eléctrico de los actuales y futuros clientes de EDELMAG.

- Demanda con Sustitución

A la demanda base se incorporan sensibilidades en función de eventuales sustituciones que signifiquen aumentos en el consumo eléctrico, tales como cambios en el comportamiento del consumo de clientes abastecidos por EDELMAG (por ejemplo, sustitución en la calefacción con gas natural a electricidad) y la incorporación de consumos industriales actualmente no suministrados por EDELMAG, entre otros. En cada uno de los escenarios de disponibilidad de gas natural, la proyección de demanda resultante en los casos analizados es presentada en forma mensual y para las barras correspondientes de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.

2.4 Metodología de Proyección de la Demanda Eléctrica

La metodología empleada para proyectar la demanda a nivel regional, se basó en el PIB regional esperado corregido, ya que se sabe existe una correlación estrecha entre el crecimiento económico de una región y su consumo energético.

Un factor importante tomado en consideración fueron las opiniones en relación al incremento del producto, entregadas por los actores regionales previamente indicados.

La proyección del PIB regional corregido se basó en el crecimiento esperado del PIB nacional, ya que se determinó que existe una muy buena correlación histórica entre ambos índices. Sin embargo, es importante destacar que el PIB regional en si no es un buen predictor de la demanda eléctrica regional, debido a que está fuertemente afectado por las grandes industrias de la zona como son Methanex, ENAP en Cabo Negro, la explotación del carbón en Pecket y en el futuro de Isla Riesco, industrias que tienen sus propios sistemas de generación y no están conectados al sistema eléctrico de EDELMAG, con lo cual el crecimiento de estas industrias que se refleja en el PIB regional no implica aumentos de demanda eléctrica del sistema en estudio, por lo cual la proyección se realiza solamente con la componente del PIB sectorial que la afecta, PIB regional corregido.

El impacto en la demanda eléctrica de la disponibilidad de gas natural en los tres escenarios indicados anteriormente, se determinó de la siguiente forma:

- Se proyectó el volumen de gas natural no disponible para cada escenario en las tres ciudades. Posteriormente, se analizó la factibilidad de utilizar energía eléctrica y otros energéticos para sustituir este consumo de gas en las aplicaciones de calefacción, cocina y agua caliente.
- Para analizar la factibilidad de la sustitución se determinaron los precios medios de los energéticos alternativos considerados con este objeto, esto es:
 - Mezcla propano-aire.
 - Gas licuado entregado en garrafas y medidor (redes locales).
 - Electricidad.
 - Leña en distintas formas.
- El precio medio de cada uno se determinó en función de su costo como combustible, más los correspondientes a la inversión en la conversión de los equipos requeridos y su instalación. Las inversiones en conversión se amortizan en un periodo de 5 años, actualizadas a una tasa de 10%. Se consideró una vida útil de 5 años para los equipos requeridos. Además, se analizó el efecto de la eficiencia del cambio de energético en el consumo, determinando finalmente la cantidad de energético/mes equivalente (por ejemplo kg LPG/mes, KWh/mes, Kg leña/mes, etc.)
- El análisis de sustitución se efectuó sólo para el sector residencial, ya que este representa al 95% de los clientes de GASCO Magallanes². En las ciudades de Puerto Natales y Porvenir la participación del sector residencial es menor que en Punta Arenas, equivalentes a un 75% y 66% respectivamente. El resto corresponde a los sectores comercial e industrial, donde el uso del gas es básicamente térmico, por lo que el análisis para el sector residencial también le es aplicable.
- La caracterización de los clientes se hizo basado en un informe realizado por GASCO Magallanes,³ donde se definen tres tipos de usuarios residenciales, según la ubicación geográfica en la ciudad de Punta Arenas y el nivel de consumo mensual: sector 1 con un consumo promedio en invierno (meses de mayo a agosto) de 384 mcs/mes, sector 2 con consumo promedio en invierno de 812 mcs/mes y sector 3 con un consumo promedio en invierno de 1255 mcs/mes. La utilización de los consumos de invierno y no los promedios por año, supone considerar el caso más favorable a la sustitución.
- Los precios de los distintos combustibles utilizados para Punta Arenas, son los siguientes, en moneda de diciembre del 2010:

² Memoria 2010, GASCO Magallanes

³ Informe GASCO Magallanes, "Impacto en el Consumo de Gas Natural Campaña Eficiencia Energética Invierno 2007/2008.

- Propano aire,⁴ 0,54 US\$/mcs
- LPG en garrafas de 15 Kg y en redes de distribución, \$933/Kg
- Electricidad, el precio de mercado de \$100/KWh
- Leña seca, precio de mercado en Punta Arenas \$99/Kg

Se asume que la Región continuará disponiendo de gas licuado, propano y leña, a condiciones de mercado, durante todo el horizonte de evaluación.

- Con los precios medios de cada combustible alternativo, en cada segmento de clientes, se estimó el grado de sustitución de electricidad por gas natural en cada ciudad. Una vez determinado los precios futuros de electricidad con las distintas matrices de recursos propuestas en el estudio, se vuelve a revisar la posible sustitución de electricidad por gas natural. En el punto 4 del presente informe, Efecto en Demanda Eléctrica de Magallanes, se entrega más información sobre este tema.

2.5 Metodología para la Definición de Obras Tipo de Generación

Una vez caracterizadas las obras tipo de generación para cada fuente de energía, en relación a su factibilidad técnica y económica, se procederá a priorizarlas según su costo medio de energía (en adelante CME), de la siguiente forma:

$$CME = AnI/Gen + CVC + CVNC \left(\frac{US\$}{MWh} \right)$$

Dónde:

- **AnI**, corresponde a la anualidad de la inversión total, incluyendo transporte y transformación cuando corresponda, repartida en los años de vida útil del equipo de que se trate, calculada con una tasa de 10% anual.
- **Gen**, corresponde a la generación anual de la unidad, considerando su tasa de salida compuesta (imprevista más programada) y un factor de planta que depende de la disponibilidad del recurso.
- **CVC, Costo Variable de Combustible**, corresponde a los costos asociados al uso del combustible que utiliza la unidad.
- **CVNC, Costo Variable no Combustible**, corresponde a los costos de O&M asociados a cada unidad considerada.

⁴ Precio estimado por la consultora MasEnergía en base a antecedentes proporcionados por GASCO Magallanes.

El CME posibilita establecer un ranking de instalaciones de generación a utilizar, al considerar las componentes de inversión, de costo de combustible y factor de planta, permitiendo comparar adecuadamente los distintos tipos de tecnologías. Este último punto es el más interesante ya que existen tecnologías con costos variables muy bajos, pero elevados costos de inversión, que pueden compararse con tecnologías de bajos costos de inversión, pero elevados costos variables. En el punto 3 del presente informe, Análisis y Resumen de Costos Medios de Generación, se entregan más antecedentes sobre este tema.

2.6 Metodología para el Programa de Obras y Precios

Con el ranking de las opciones de generación, se efectuó la simulación de la operación del sistema eléctrico para cada ciudad, con el fin de determinar la alternativa más conveniente para satisfacer la demanda proyectada durante el horizonte de evaluación. Con este objeto se utilizó el programa de simulación OSE2000. De esta forma para cada escenario de disponibilidad de gas natural, se selecciona un parque generador óptimo, adaptado a la demanda y diseñado en forma económicamente eficiente. Para este efecto se asume que hay una total disponibilidad de los recursos de generación considerados en este informe, esto es, a contar del 1 de enero del 2011 tanto el parque de unidades existentes en cada sistema, como las provenientes de las nuevas fuentes de generación están disponibles.

Para el cálculo de los precios de nudo de energía resultantes para cada plan de obras, se ha seguido la metodología de cálculo establecida para Sistemas Medianos, tal como se ordena en la normativa que rige dichas fijaciones. Brevemente se puede decir que se utiliza el Costo Incremental de Desarrollo, (en adelante CID), sujeto a que en los 4 años del periodo de la fijación, se pague el Costo Total de Largo Plazo, (en adelante CTLP), de cada sistema en estudio.

El CID, tanto a nivel de generación como a nivel de transmisión se define según el artículo 176 de la Ley Eléctrica, como el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un plan de expansión óptimo del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. El CTLP corresponde al valor actual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la empresa generadora durante el período tarifario de 4 años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición eficiente.

2.6.1 Criterios de Optimización

El criterio utilizado es la minimización del Costo Actualizado de Inversión, Operación, Mantenimiento, Administración y Falla de cada sistema.

De acuerdo a la metodología utilizada en sistemas medianos, se han seleccionado programas óptimos económicamente adaptados a la demanda. Las unidades seleccionadas se han escogido entre las nuevas candidatas y las existentes.

2.6.2 Programa de Obras

La simulación de la operación permite obtener la generación de cada unidad y por ende sus costos totales de operación. El programa OSE2000 permite simular la operación de cada sistema, sujeto a las restricciones de seguridad empleadas en cada uno de ellos, permitiendo el cumplimiento de la norma técnica. Dentro de estas restricciones se pueden citar:

- Potencia de cada unidad disminuida en un 10% de modo de representar reserva en giro.
- Potencia de la unidad más grande, limitada a que exista reserva fría suficiente en caso de que esta unidad falle.
- Eliminación de falla. Se considera que en estos sistemas no puede haber falla, por lo que una restricción es hacer entrar unidades para eliminar esta variable. Obviamente las unidades que ingresan al sistema son aquellas que minimizan el costo de inversión sujeto a la eliminación de la falla.
- Dado que la energía eólica se caracteriza por su intermitencia y baja predictibilidad, se ha impuesto el criterio que debe tener un respaldo en generación térmica, por lo cual se acota su participación en la matriz energética. Para Punta Arenas se considera un máximo de 21 MW eólicos y para Porvenir y Puerto Natales, 5 MW.

2.7 Casos Estudiados

Para la determinación de la matriz energética de Magallanes, se consideraron los siguientes casos:

2.7.1 Caso Base

Considera la demanda base proyectada de energía eléctrica para cada ciudad, según se define en el punto 2.3 y como fuentes de generación candidatas todas las levantadas, excepto el gas natural sintético, esto es:

- Carbón
- Gas natural
- Geotermia
- Energía solar

- Energía eólica
- Petróleo diesel y propano
- Biomasa
- Recursos hídricos
- Recurso mareomotriz

Como se indica, estas fuentes son sólo candidatas, en cada ciudad van a ser parte del plan de obras las que sean factibles técnicamente y a la vez más competitivas para la realidad local.

El Caso Base se evalúa para los tres escenarios de disponibilidad de gas natural, 100%, 50% y sin disponibilidad, según se detalla en el punto 2.3.

2.7.2 Sensibilidades del Caso Base

2.7.2.1 Caso Base más SGN

Este caso es similar al Base indicado en el punto 2.7.1, excepto que se le agrega como fuente de generación candidata el gas natural sintético.

2.7.2.2 Caso Base más Sustitución

Caso similar al Base indicado en el punto 2.7.1, excepto que la demanda eléctrica del año base, 2010, se incrementa en un 10%, para reflejar el impacto de la eventual sustitución de gas natural por energía eléctrica. Esta alternativa se considera para conocer su impacto en la matriz energética de Magallanes, a pesar que el análisis de la sustitución, que se desarrolla en el punto 6.2, demostró que no habría migración de la demanda hacia la energía eléctrica, por existir alternativas más favorables tanto técnicas como económicas, como es el caso del propano aire.

3.- Recursos Disponibles

Los recursos energéticos factibles de analizar en el presente estudio, y que están disponibles en la zona de Magallanes son los siguientes:

3.1 Carbón

El carbón o carbón mineral es una roca sedimentaria de color negro, muy rica en carbono. Es el segundo combustible fósil de mayor utilización en el mundo después del petróleo, representa un 27% de la energía primaria total y a partir de él se genera el 40% de la electricidad. Las rocas sedimentarias se forman por acumulación de sedimentos que, sometidos a procesos físicos y químicos, dan lugar a materiales más o menos consolidados de cierta consistencia. En Magallanes el carbón es un recurso energético muy significativo.

3.1.1 Levantamiento de la Información

La información más relevante existente en Magallanes en relación a la cuantificación de reservas carboníferas, es la proveniente de las campañas realizadas por la Corporación de Fomento de la Producción (en adelante CORFO). Destacan los estudios geológicos y sondajes efectuados entre 1978 y 1981, en la concesión Estancia Invierno y la exploración de Río Eduardo entre 1980 y 1981, ambas ubicadas en Isla Riesco.

Para este estudio se tuvo en consideración adicionalmente, diversos informes técnicos de ENAP, información de fuentes públicas, así como opiniones expertas de profesionales que han trabajado en el área con amplios conocimientos de la geología de la Cuenca de Magallanes.

Las principales zonas carboníferas que se han descrito en la Cuenca de Magallanes, se ubican en la zona comprendida entre Puerto Natales y Punta Arenas y de menor importancia están las mencionadas en Isla Tierra del Fuego. Estas zonas, son:

- **Rubens – Natales:** Este distrito tiene un área de 340 Km² de interés carbonífero, ubicado entre río Rubens y Puerto Natales. Se conocen algunos afloramientos de mantos de hasta 8 metros de potencia, hace algunos años el distrito fue prospectado con un programa de sondajes de cierta importancia. Existieron en la zona varias minas, destacándose la de Natales. Estos carbones tienen mayor poder calorífico que los ubicados en las zonas de interés situadas más al sur. Se estima que tienen características similares a los carbones de Río Turbio en Argentina.
- **Norte Seno Skyring:** Se conocen algunos afloramientos en la orilla Norte del Seno Skyring, frente al sector de Ensenada de Ponsomby de Isla Riesco. Es un sector poco

conocido y se presume es de menor importancia. Se sabe de la explotación de la mina Marta que sólo operó a fines del siglo pasado.

- **Isla Riesco:** Esta zona contiene las mayores reservas de carbón de Magallanes y del país, identificándose varias áreas de interés y con innumerables afloramientos conocidos. Hace algunos años CORFO ejecutó un plan de exploración en Estancia Invierno, en el sector denominado El Triángulo, donde existen afloramientos de mantos con potencia superior a los 12 metros, sobrepasando en algunos casos los 17 metros. Se reconocieron 15 grupos de mantos de carbón. El yacimiento fue extensamente estudiado a través de geofísica, geoquímica y la perforación de 29 sondajes. El carbón de Estancia Invierno tiene un poder calorífico superior entre 4.300 y 5.500 Kcal/kg y su contenido de azufre varía entre 0,2 y 1,5%. En Isla Riesco CORFO también estudió las pertenencias Río Eduardo y Elena. Se concluyó que la primera podría tener los mismos mantos que Estancia Invierno, y dado su extensión, 19 km² deberían existir reservas importantes de carbón. La extensión del yacimiento Estancia Invierno es de 27 km². En el caso de Elena, no existen a la fecha antecedentes y estudios que respalden estimaciones de reservas, solo se conocen explotaciones carboníferas menores que dan cuenta de la presencia del recurso. Estas tres pertenencias fueron asignadas mediante licitación a Minera Isla Riesco, quién está desarrollando un proyecto de explotación que producirá 6 MMton de carbón por año, a contar del año 2013.
- **Península de Brunswick:** En la Península de Brunswick hay diversos sectores de interés con reservas de carbón de tipo sub bituminoso, en los que se ha realizado estudios geológicos, principalmente a partir de afloramientos superficiales. Sin embargo, el sector más prospectado ha sido Pecket, yacimiento actualmente en explotación. El área de concesión de este yacimiento fue ampliamente reconocida a través de los trabajos efectuados por CORFO. Fueron ejecutados así más de 80 sondajes, y efectuado diversos análisis de muestras de carbón. Se identificaron 13 mantos distintos y se cubicaron más de 100 MMton de carbón, pero solamente 2 de ellos, los mantos 5 y 6 resultaron económicamente explotables. La potencia promedio de ellos es de 4 metros y en algunas zonas se unen formando un manto del orden de 8 metros. Las reservas económicamente recuperables con el sistema de rajo móvil (mantos 5 y 6 solamente), alcanzan aproximadamente a 50 MMton. La actual mina de Pecket, inició sus operaciones en 1987, utilizando el sistema de explotación a rajo móvil. Logró la mayor capacidad productiva del país, con 1,2 MMton/año, que tenían salida gracias a un puerto de gran tonelaje que permite cargar barcos tipo Panamax (70.000 ton). Actualmente la mina es propiedad de la empresa Ingesur S.A. Respecto de las reservas en otros sectores de la Península de Brunswick, existe menor información, por cuanto ella se limita a sondajes y afloramientos puntuales.
- **Costa Centro-Occidental de Tierra del Fuego:** la información en este caso es muy exigua, solo se sabe de explotaciones a pequeña escala en el pasado:

El mismo Pedrals señala, que dado el grado de inseguridad propio de la información disponible, puede estimarse la cantidad de 360 MMton como una reserva técnicamente explotable. Menciona que la cifra corresponde al 7% de las reservas posibles, siendo este el promedio a nivel mundial entre estas reservas y las explotables, según publicaciones especializadas del género. No obstante ello, para una validez real de la cantidad de reservas explotables se requiere necesariamente de trabajos de exploración y cubicación adicional.

Otra alternativa a juicio de MasEnergía, de determinar las reservas técnicamente explotables o probadas, es aplicar el factor 0,42 a los recursos totales estimados por Pedrals, lo que arroja, 2.250 MMton. El fundamento de esto, es que CORFO para esta misma zona, Estancia Invierno, determinó que un 42% de las reservas totales estimadas correspondían a reservas probadas.

Aún quedan por explorar y cuantificar, en la medida que las necesidades de uso del carbón vayan en aumento, como se prevé, sectores mineros en Rubens, Natales y la Isla Tierra del Fuego.

3.1.3 Conclusiones para el Recurso Carbón

- De la exploración realizada por CORFO en Isla Riesco, el informe de Juan Pedrals G. y la opinión de diversos expertos consultados, se deduce que en la Isla las reservas recuperables son significativas. Al ritmo de explotación previsto para el proyecto de Minera Isla Riesco estas reservas durarían más de 300 años.
- En Pecket, siendo las reservas considerablemente menores, existe una gran infraestructura de explotación instalada que hará rentable la explotación de las reservas remanentes y de otras pertenencias menores aledañas. Recientemente la Comisión de Evaluación Ambiental de Magallanes, aprobó el proyecto carbonífero denominado Mina Cielo Abierto Norte Tres del Yacimiento Pecket, de la Empresa Ingeniería del Sur. El proyecto contempla una vida útil de 10 a 12 años y una producción mensual de 50 mil a 100 mil toneladas, para una reserva estimada a explotar de 10 MMton de carbón.
- De esta forma el carbón representa el gran recurso energético de origen fósil de la Región de Magallanes y con la puesta en marcha del proyecto Isla Riesco en el año 2013, la producción regional bordeará las 7 MMton por año.
- La puesta en marcha de una unidad de generación en base a carbón demora cinco años, incluyendo un año para la aprobación ambiental. Su instalación en Magallanes no representa ningún problema desde el punto de vista técnico, existe amplia experiencia en relación al montaje y operación de turbinas a gas natural, la cual le es aplicable al carbón.
- Desde el punto de vista económico el carbón es una alternativa cierta y económicamente viable de producir en la Región de Magallanes. La tendencia actual de construcción de centrales a carbón considera unidades sobre 300 MW. Para Punta Arenas, se requieren

unidades entre 20 – 25 MW, las cuales están en el límite dado el tamaño del sistema. Para Natales y Porvenir el carbón no es una alternativa viable, dado las potencias requeridas en estos sistemas.

3.2 Gas Natural

El gas natural de uso comercial es una mezcla de hidrocarburos livianos, compuesto fundamentalmente de metano, alrededor de un 90% y etano, algo más de un 5%. Se encuentra en los yacimientos formando parte del petróleo o del condensado, liberándose en la superficie al disminuir la presión como parte del proceso de producción del petróleo. De todos los combustibles de origen fósil, es el que menos emite CO₂ por unidad de energía, lo cual lo ha convertido en un energético muy valioso y con alta demanda a nivel mundial. Se espera un crecimiento del consumo a razón de 1,5% en el largo plazo. Al año 2030 representará un 21,2% de la matriz energética mundial.⁶

3.2.1 Levantamiento de la Información

Los yacimientos de gas natural en Magallanes se encuentran en el Continente, Isla Tierra del Fuego y en Costa afuera, como se indica en la figura siguiente.

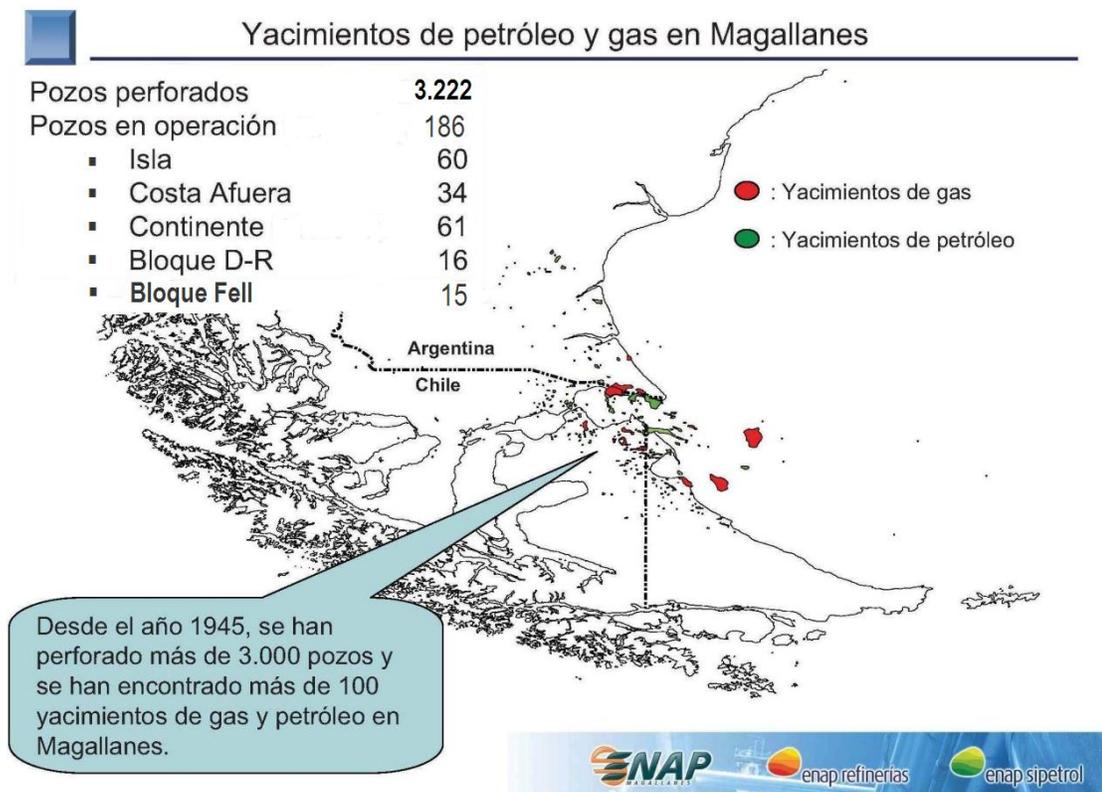


Figura 3.2.1 Yacimientos de Petróleo y Gas en Magallanes

⁶ Energy Outlook 2010, EIA

La Cuenca de Magallanes es una cuenca modesta desde el punto de vista de producción de hidrocarburos. ENAP, ha producido en Chile, cerca de 350 MMbbls (56 MMm³) de petróleo y 8 Trillones de pies cúbicos (en adelante TCF ó Tcf), (que equivalen a 224.000 MMmcs de gas natural). Debido a la declinación natural de los yacimientos, la producción de hidrocarburos ha estado constantemente bajando como se muestra en la figura siguiente:

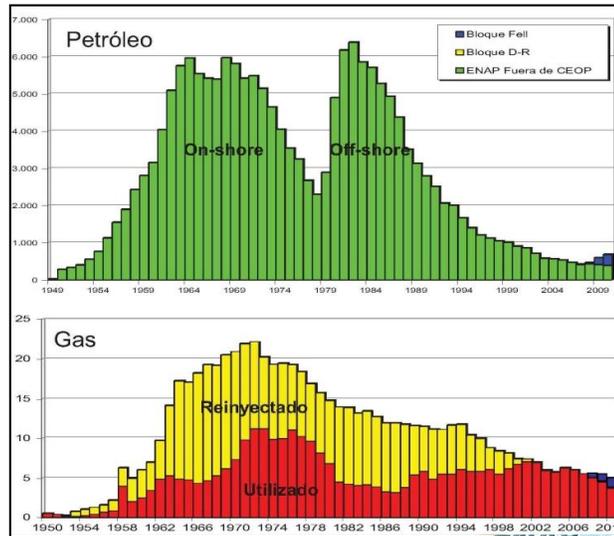


Figura 3.2.2 Producción de Hidrocarburos

La relación Reserva de Gas/Producción Anual, de la Cuenca de Magallanes, ha ido en declinación casi constante como se muestra en la figura inferior, siendo hoy, de algo más de 6 años.

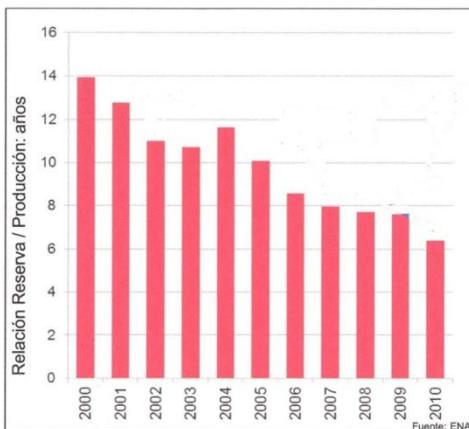


Figura 3.2.3 Relación Reserva/Producción Gas Natural⁷

⁷ Lisandro Rojas, Gerente de Exploraciones de ENAP, Presentación en Colegio de Ingenieros, Junio 2011, “El Futuro del Petróleo y Gas Natural en Chile”.

La producción actual de ENAP prácticamente no permite la entrega de gas natural a la planta de metanol en la época invernal, donde el consumo peak de Punta Arenas bordea los 1,5 MMmcsd. En este invierno el fuerte de las entregas a Methanex provino de la producción de los Contratos Especiales de Operación, (en adelante CEOP), Bloques Fell y Dorado Riquelme. El primero aportó alrededor de 1,0 MMmcsd y el segundo 0,4. La única forma de mejorar esta situación es agregando nuevas reservas. Para eso, el Estado de Chile ha invitado vía licitaciones, a compañías petroleras que vengan a explorar en la Cuenca de Magallanes, mediante nuevos CEOP. Como se sabe los hidrocarburos no son substancias concesibles y por tanto la legislación establece esta figura jurídica y la concesión administrativa, para el acceso de terceros a la exploración y explotación. La concesión administrativa nunca ha sido utilizada.

3.2.1.1 Derechos y Obligaciones Provenientes de los CEOP

Los CEOP suscritos por las empresas y el gobierno de Chile establecen en resumen las principales obligaciones y derechos:

- Derecho exclusivo del Contratista a realizar operaciones de exploración y explotación en el área del contrato.
- A su sólo riesgo el Contratista realiza la totalidad de la inversión.
- El Contratista no accede a la propiedad de las reservas descubiertas.
- Si se descubren reservas comerciales recibirá una retribución equivalente a un porcentaje de la producción.
- Participación de ENAP no es obligatoria

3.2.2 Análisis de la Información

Los llamados a licitación efectuados por la autoridad han resultado exitosos. Actualmente, hay 11 bloques adjudicados a diferentes compañías, incluyendo asociaciones con ENAP. Entre éstas destacan empresas petroleras de tamaño medio, *Winstershall*, *Pluspetrol*, *Apache* y *PanAmerican Energy (PAE)*, y otras menores como *Geopark* y *Petro Magallanes*. Methanex también participa como socio financiero en cuatro emprendimientos. Según ha trascendido recientemente se adjudicaron otros cinco CEOP en la Cuenca de Magallanes. A la fecha en el país se han celebrado 31 CEOP.

Estos contratos representan un enorme e inédito esfuerzo exploratorio, que ha traído a la zona importantes empresas petroleras, según se indicó. Todas ellas junto a ENAP, han traído tecnología de punta para la exploración petrolera, como la sísmica 3D y otras, lo que debería impactar positivamente en el descubrimiento de nuevas reservas de gas natural. Recientemente, se inició una campaña exploratoria de tres sondajes en el Bloque Tranquilo,

operado por Geopark y se publicó el descubrimiento de una acumulación gasífera en el Bloque Arenal, pozo Teno 1. El Seremi de Energía de la Región ha destacado que al 2014 se invertirán más de US\$ 400 millones en actividades de exploración, como consecuencia de esta cartera de CEOP.

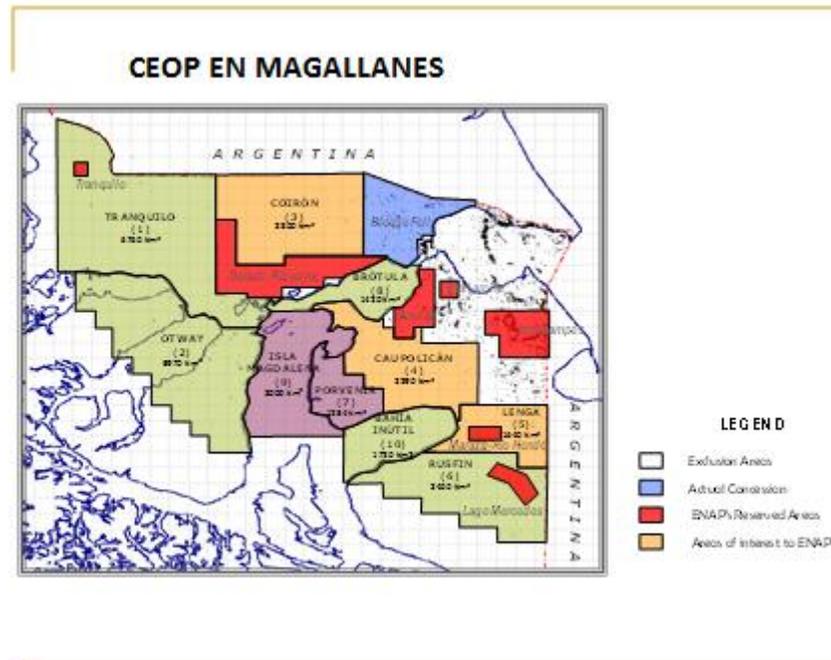


Figura 3.2.4 CEOP en Magallanes

3.2.2.1 Potencial Remanente de Gas en Magallanes

Una veta importante que se está explorando a través de los CEOP, es el gas natural no convencional, esto es:

- *Tight Gas*: Corresponden a yacimientos en rocas de muy bajas permeabilidades entre 0,01 y 0,5 milidarcy y baja porosidad < 0,8%. Son reservorios que requieren estimulación por fracturamiento.
- *Shale Gas*: Yacimientos en lutitas o arcillolitas con permeabilidad del orden de nanodarcy. El desarrollo de este tipo de yacimiento, generalmente se hace con pozos horizontales y utilizando un gran número de fracturamientos hidráulicos.

Entre las compañías hoy presentes en Magallanes, como se mencionó, está *Apache*, que es una de las empresas petroleras con mayor experiencia en el mundo en exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales de gas natural. Recientemente en Argentina, *Apache* anunció el

término del primer pozo horizontal con fracturas múltiples en busca de *Shale Gas*, se trata del Pozo exploratorio ACOxp2001, que tiene un tramo vertical de 3.600 m y una trayectoria horizontal de 900 m. Es el primer pozo perforado en Sud América, con este objeto.

Como se sabe el gas no convencional en EE.UU. ha tenido un desarrollo muy importante en el último tiempo. Se estima que hacia el 2030, representará más de un 60% de la producción total. Otras iniciativas que está desarrollando ENAP en sus yacimientos existentes son:

- Implementación de sistemas de recuperación secundaria, como inyección de agua e instalación de sistemas de levantamiento artificial y bombas electrosumergibles.
- Reestudios de yacimientos ya explotados aplicando tecnología sísmica 3D de última generación

3.2.3 Conclusiones para el Recurso Gas Natural

El gran esfuerzo exploratorio que se está realizando en la Cuenca de Magallanes a través de los CEOP, debería conducir al descubrimiento de nuevas reservas de gas natural. En cuanto al tamaño de las reservas por descubrir, es aventurado dar cifras. Es importante destacar sin embargo que, encontrar en una cuenca después de 50 años de actividad relativamente intensa, otro tanto de lo encontrado hasta ahora (8 trillones de pies cúbicos de gas natural), no es usual. Menos probable parece lograrlo con perforaciones en los mismo sectores donde ya se ha hecho y apuntando a los mismos objetivos (Lago Mercedes) o distintos pero más sutiles y complejos como Dorado, Riquelme y Manzano. En áreas previamente exploradas y/o producidas, los descubrimientos tardíos suelen ser complementarios, aunque eventualmente de gran valor económico, por lo que su búsqueda puede ser perfectamente justificada, máxime en este caso en que se tienen nuevas ideas y tecnología. De esta forma se debería ser cauteloso en las expectativas del volumen de nuevas reservas.

Entre las nuevas ideas exploratorias destacan el gas natural no convencional, *Shale Gas* y el *Tight Gas*, pero la explotación de las eventuales reservas que se encuentren, requerirán precios entre 6 y 12 US\$/MMbtu, para hacer rentable su explotación.⁸ Este precio se sustenta además por los precios esperados en el largo plazo para el gas natural no convencional en Estados Unidos, 4,5 a 7,0 US\$/MMbtu⁹ y en Argentina 4,5 a 7,3 US\$/MMbtu.¹⁰ En el caso de la cuenca de Magallanes, es razonable esperar costos mayores dado que las perspectivas son más bien de

⁸ Lisandro Rojas, Gerente de Exploraciones de ENAP, Presentación en Colegio de Ingenieros, Junio 2011, "El Futuro del Petróleo y Gas Natural en Chile".

⁹ Informe DOE, *Annual Energy Outlook 2011*

¹⁰ Daniel Montamat, Ex Secretario de Energía de Argentina, Diario Clarín, 14 de Febrero de 2011

Tight Gas y las mayores profundidades a las que se encuentra el recurso. El nivel de precios de venta del gas residencial en la Región varía actualmente entre 3,0 y 4,5 US\$/MMbtu.

Los CEOP tienen establecido compromisos de exploración en plazos determinados. La media de estos bordea los seis años. Por otra parte la alta demanda insatisfecha de gas natural en Magallanes, incentivará a que cualquier descubrimiento sea puesto en producción lo antes posible, en la medida de que sea conveniente desde el punto de vista económico. Uno de los problemas en este caso es la ubicación de los eventuales descubrimientos en relación a la red de transporte de gas existente, mayoritariamente de propiedad de ENAP. Los Bloques Tranquilo, Otway y los ubicados al sur de Tierra del Fuego y en costa afuera, requieren desarrollar su propia red, lo cual dificultará su puesta en marcha hasta que se tenga un volumen crítico de reservas mínimo.

3.3 Gas Natural Sintético

El gas natural sintético, se produce a partir del carbón. Existen varias tecnologías, la más común es la gasificación del carbón con vapor y oxígeno a alta presión. En una primera etapa se produce el denominado gas de síntesis,¹¹ a partir del cual vía un proceso de metanización se produce posteriormente el gas natural sintético. Este tiene las mismas características que el gas natural proveniente del petróleo, por lo que incluso se pueden mezclar. A partir del gas de síntesis también se produce el metanol y otra serie de productos petroquímicos.

3.3.1 Levantamiento de la Información

Para diversificar el suministro de gas de síntesis para la producción de metanol, Methanex está estudiando su obtención adicionalmente a partir del carbón. Actualmente el gas de síntesis se produce exclusivamente a partir del gas natural. Esta planta estaría ubicada en su complejo ubicado en Cabo Negro.

Paralelamente a su proyecto de gasificación de carbón, Methanex ha planteado la opción de que un tercero, sin su participación, instale en Cabo Negro una planta independiente para la producción de gas natural sintético a partir del carbón, destinado al consumo residencial, comercial e industrial de la Región. En la medida de que ambas iniciativas de proyecto se desarrollen en paralelo, podrían generarse economías de escala y sinergias de interés, dado que las dos deben alcanzar la producción de gas de síntesis. En la Fig.3.3.1. se muestra un diagrama esquemático de esta situación.

Los tres procesos de gasificación de carbón utilizados en la industria son, gasificación con vapor y oxígeno, hidrogasificación y gasificación catalítica con vapor. De estos el primero es el más utilizado, por ser una tecnología ampliamente probada y comercial. Es también el seleccionado para este proyecto de gasificación. En la Fig. 3.3.2 se muestra en forma esquemática el diagrama de flujo del proceso de gasificación. Básicamente éste consiste en la combustión incompleta del carbón en presencia de oxígeno y vapor de agua a alta temperatura, dando como resultado la producción de gas de síntesis. Luego este gas se somete a una limpieza y depuración, eliminando básicamente las cenizas, el azufre y el dióxido de carbono. El gas de síntesis posteriormente se metaniza en un reactor, produciéndose el SGN, el cual tiene un contenido de metano en el entorno del 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.

¹¹ Mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, H₂ y CO respectivamente.

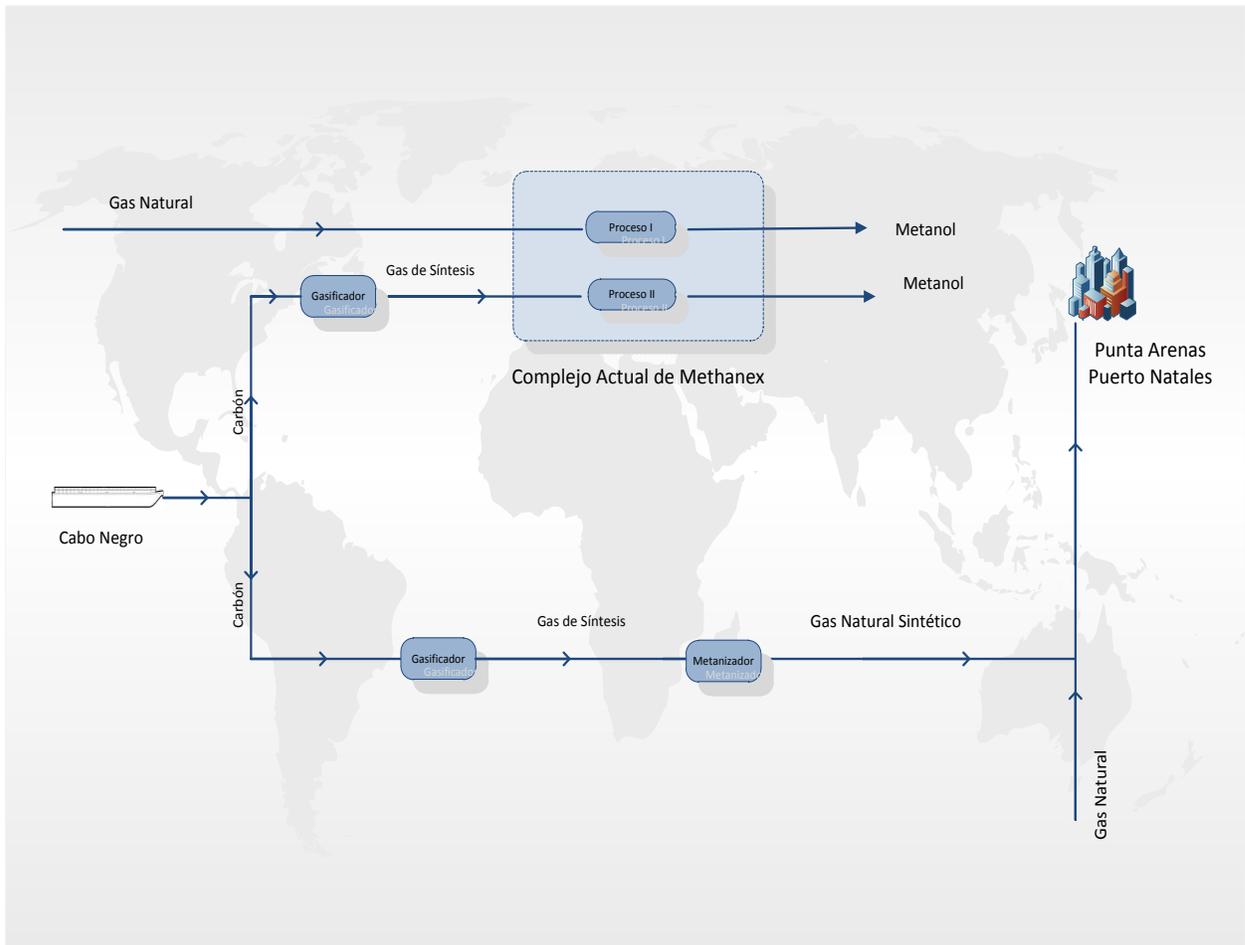


Fig. 3.3.1 Diagrama Esquemático en Cabo Negro

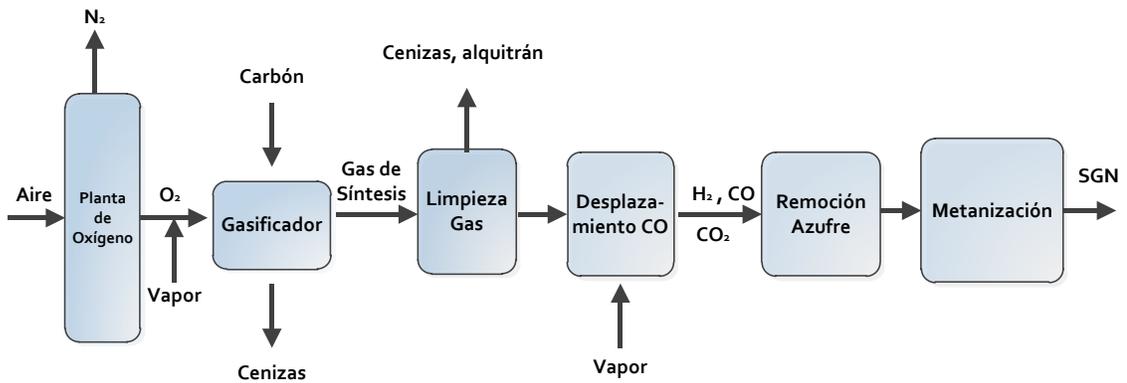


Fig. 3.3.2 Diagrama de Proceso Gasificación con Vapor y Oxígeno

Los antecedentes del proyecto de producción de gas natural sintético, entregados por Methanex, son:

- Producción de SGN, 1.3 MMmcsd
- Volumen de gas de síntesis requerido, 134.280 mcs/hora
- Inversión, US\$ 491 millones
- Costos de operación y mantención anuales, 2% de la inversión.
- Consumo de carbón, 2.858 ton/día
- Cantidad de cenizas generadas, 789 ton/día
- Disposición de las cenizas, serán enviadas a la mina para su disposición final.
- Cantidad de azufre generado, 6,6 ton/día
- Disposición del azufre, tiene aplicación comercial.
- Periodo de construcción, 3 años
- Tecnología, proceso adecuado para trabajar con carbón sub-bituminoso.

El desglose de la inversión para sus partidas más importantes, es el siguiente:

Partida	Inversión En miles de dólares
Costos de desarrollo del proyecto	13.590
Equipos de proceso de gasificación	115.400
Unidad de metanización	25.000
Almacenamiento de carbón	30.000
Equipos pesados	6.000
Montaje y materiales	137.200
Ingeniería y otros	45.400
Flete	17.400
Otros costos	68.580
Contingencias	32.485
Total	491.055

Tabla 3.3 Detalle de Inversión Proyecto de SGN

El rango de precisión de estas cifras varía entre -15% y +25%, por lo que la inversión podría variar entre US\$ 418 y 614 millones. En el costo total no se incluye la instalación de un muelle para la descarga del carbón en Cabo Negro, ni la instalación de equipos de descarga de las cenizas en el muelle de la mina.

3.3.2 Análisis de la Información

Con la información levantada la Consultora, a través de una evaluación económica financiera, determinó los precios del SGN en función del precio del carbón, supeditados a los siguientes criterios de evaluación:

- Después de impuesto a la renta de primera categoría
- Retorno sobre el capital propio del 8% real anual
- Financiamiento del 75% de la inversión con tasa del 5% a 10 años

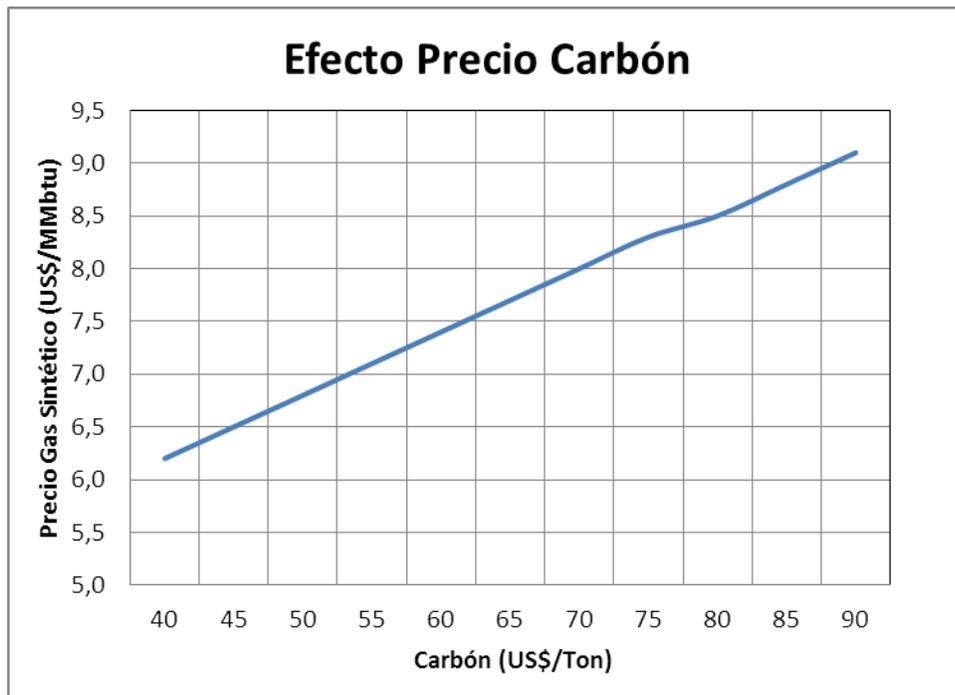


Figura 3.3.3 Efecto Precio del Carbón Sobre el SGN

Considerando un precio esperado del carbón de 40 a 50 US\$/ton puesto en Cabo Negro,¹² resulta un precio del gas entre 6,5 a 6,8 US\$/MMbtu. Este precio si bien es superior al vigente

¹² Este precio se justifica por ser un consumo de largo plazo, estable y permanente de 1,04 millones de toneladas al año de carbón, a diferencia del consumo del sector eléctrico que está supeditado a la hidrología y al precio del gas natural o GNL. Representa además adecuadamente el *Net Back* que recibiría un productor de carbón sub-bituminoso de la XII Región, para un consumo similar, considerando como referencia un precio de 102 US\$/ton en la zona central para un carbón bituminoso importado de 7.000 Kcal/Kg (fuente: Informe Fijación Precios de Nudo CNE, Abril del 2011).

para la XII Región, es plenamente competitivo con los precios futuros esperados para el gas natural no convencional en la Cuenca de Magallanes, que serían de 6 a 12 US\$/MMbtu.¹³

3.3.3 Conclusiones para el Recurso SGN.

- Este proyecto es interesante, por cuanto permitiría producir SGN a precios competitivos con el futuro gas natural no convencional de la Cuenca de Magallanes.
- Si la planta de SGN se desarrollara en paralelo al proyecto de gasificación de carbones de Methanex, se podrían generar economías de escala y sinergias de interés para los proyectos, dado que ambos deben arribar a la producción de gas de síntesis.
- La Región de Magallanes está estructurada para consumir gas natural. Las nuevas reservas de gas natural que seguramente se descubrirán como consecuencia de la exploración petrolera en curso, podrán ser significativas o no, pero van a ser finitas, a diferencia de las reservas de carbón. De esta forma incorporar el gas sintético a la matriz tiene mucho sustento.
- Dado la competitividad del SGN frente al resto de las alternativas de generación, parece relevante evaluar en mayor detalle el impacto y dependencia de los costos de inversión, con las sinergias y economías de escala derivadas de impulsar en paralelo ambos proyectos de gasificación.

¹³ Presentación del Gerente de Exploraciones de ENAP – Sipetrol, Lisandro Rojas, “El Futuro del Petróleo y Gas Natural”, Seminario del Mes de la Energía del Colegio de Ingenieros, año 2011

3.4 Energía Eólica

La energía eólica es el aprovechamiento de la fuerza del viento para producir energía eléctrica u otro tipo de trabajo útil. Esta energía de hecho es una forma indirecta de la energía solar, ya que la fuerza y velocidad del viento proviene de las diferencias de temperatura y presión en la atmósfera originadas por la radiación del sol. De entre las energías renovables ésta ha sido la de mayor desarrollo en el último tiempo, en el año 2010 creció un 22,5% respecto del 2009, totalizando una potencia instalada en el mundo de 194.000 MW. Se espera que hacia el 2030 un 10% de la energía eléctrica provenga de esta fuente.¹⁴

3.4.1 Levantamiento de la Información

Para el estudio de este recurso, se levantó información obtenida de estaciones anemométricas relativamente cercanas a los centros poblados de Puerto Natales y Puerto Porvenir, cuyos registros históricos permitieron modelar mediante el software *WindPro* el potencial eléctrico de ambas localidades, extrapolando los datos existentes a las distancias verticales y horizontales existentes entre las estaciones y los sitios poblados y entre las alturas en que se realizaron las mediciones y la altura a la que se simuló la instalación del rotor respectivamente.

Para el caso de la ciudad de Punta Arenas, todos los antecedentes técnicos fueron aportados por Methanex, quien tiene una planta de 2,5 MW en operación hace 10 meses, por lo que corresponden a datos con una alta certeza. Para el caso de Puerto Natales, a una altura de 55 m.s.n.m. se estimó una velocidad promedio anual de 7,7 m/s, con un rango entre 2,6 y 11,1 m/s. En la zona de Puerto Porvenir, para la misma altura, la media estimada es de 9,5 m/s y el rango varía entre 6,0 y 12,1 m/s. En ambos la estimación se hizo partiendo de valores medidos a 20 m.s.n.m., empleando el método de *Weibull*.

La modelación para determinar el potencial de desarrollo de la energía eólica tanto en Puerto Natales como en Porvenir, se hizo considerando un Aerogenerador Vestas, de origen danés, de 850 KW, modelo V-52 de 52 metros de diámetro de rotor, operando a 55 metros de altura de buje. Los resultados obtenidos de la modelación, son los siguientes:

Fabricante	Tipo	Potencia [kW]	Altura [m]	Velocidad Media del Viento [m/s]	Energía Anual [MWh]	Energía Anual – 10% (MWh)	Factor de Planta [%]	Factor de Planta - 10% [%]	Energía Específica [kWh/kW instalado]
VESTAS	V52	850	55,0	7,7	2.961	2.665	39,7	35,73	3.484

Tabla 3.4.1 Cálculo de Producción de Energía Anual Puerto Natales

¹⁴ *World Energy Outlook 2010, International Energy Agency.*

Fabricante	Tipo	Potencia [kW]	Altura [m]	Velocidad Media del Viento [m/s]	Energía Anual [MWh]	Energía Anual – 10% (MWh)	Factor de Planta [%]	Factor de Planta - 10% [%]	Energía Específica [kWh/kW instalado]
VESTAS	V52	850	55,0	9,5	3.890	3.501	52,2	47	4.577

Tabla 3.4.2 Cálculo de Producción de Energía Anual Puerto Porvenir

Para el caso de 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 metros de altura
- Factor de planta: 50%
- Dirección del viento: N.O. y S.E., 80% del tiempo en dirección Este.
- Aerogeneradores: 3 unidades Siemens modelo SWT 2,3 (última generación)
- Inversión: 2.994 US\$/Kw, instalado (incluye línea de transmisión eléctrica hasta centro de consumo)
- Costo operación y mantenimiento: 154.500 US\$/año (total).

3.4.2 Análisis de la Información

De los resultados obtenidos luego de la modelación de los datos de campo, se observa para el caso de Puerto Natales los vientos predominantes del sector Oeste, ONO, con una velocidad promedio anual de 7,7 m/s estimada a 55 m.s.n.m. Utilizando un aerogenerador tipo Vestas V-52, con esta velocidad, la producción de energía eléctrica es de 2.961 MWh/año, con un factor de planta de 39,7%, lo que significan 3.484 horas del año operando a plena carga. Si consideramos un 10% de pérdidas por la operación del aerogenerador y transporte de la energía eléctrica, se puede esperar una producción eléctrica total en el año de 2.655 MWh, lo que indica un factor de planta de un 35,7%.

El análisis de los resultados para Puerto Porvenir nos arroja vientos predominantes con origen en el sector Oeste-Sur-Oeste, con velocidades promedio anual de 9,5 m/s, estimada a 55 m.s.n.s. Para el mismo aerogenerador tipo Vestas y con esta velocidad de viento, se tiene una producción de 3.890 MWh/año, con un factor de planta de un 52,2%, que significan 4.577 horas del año operando a plena carga. Considerando un 10% de pérdidas, se puede esperar una producción eléctrica total en el año de 3.501 MWh, lo que indica un factor de planta de un 47%.

Se observa que la energía específica generada en Porvenir es un 30% mayor que en Natales, lo que resulta coherente debido a sus 9,5 m/s de velocidad promedio del viento frente a los 7,7 m/s de Puerto Natales.

En Punta Arenas, como se dijo, los datos ciertos entregados por Methanex, indican una velocidad de 10 m/s a 49 m de altura y un factor de planta del 50%.

A modo de resumen, los resultados obtenidos y su impacto en relación al número de hogares abastecidos con la energía generada, para un consumo residencial tipo en la Región de 2.580 KWh/año,¹⁵ son los siguientes:

Ciudad	Generador y Potencia KW	Energía Especifica (MWh/MW instalado)	Hogares Abastecidos por Año	Factor de Planta %	Inversión US\$/KW
Natales	Vestas 850 KW	3.135	1.215	35,7	2.475
Porvenir	Vestas 850 KW	4.118	1.596	47,0	2.475
Pta. Arenas	Siemens SWT 850 KW	4.380	1.698	50,0	2.994

Tabla 3.4.3 Principales Características de las Turbinas Eólicas para Región de Magallanes

3.4.3 Conclusiones para el Recurso Eólico

- La planta eólica de Methanex en operación desde hace 10 meses, ha demostrado la factibilidad técnica de la energía eólica en Punta Arenas.
- Los altos factores de planta de las unidades eólicas, sobretodo en Punta Arenas y Porvenir, la convierten en una fuente competitiva de generación.
- La generación eólica competiría con el gas natural a los precios actuales, principalmente por su alto factor de planta.
- Por su condición de fuente intermitente, se requiere generar en forma conjunta en un parque con generadores en base. Idealmente con turbinas a gas natural o gas natural sintético, que son unidades de partida rápida, permitiendo compensar la energía eléctrica cuando los generadores eólicos se detienen.

¹⁵ Fuente, Encuesta Casen y Memoria 2010 de EDELMAG

Mayores antecedentes respecto a la modelación efectuada, promedios de vientos mensuales y diarios por horario, dirección de vientos y otros, se pueden consultar en el Anexo C.

3.5 Energía Solar

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol. La aplicación de mayor interés es la generación de energía eléctrica a través de los paneles fotovoltaicos. Aunque los costos de esta tecnología han bajado en forma significativa en el último tiempo, tendencia que continuará en el futuro, aún no compite favorablemente con otros tipos de energía. Se espera que en algunos países de Europa se logre esta competitividad en el 2013 y para el resto de los países, en forma progresiva en el año 2020.¹⁶

3.5.1 Levantamiento de la Información

Los sistemas Fotovoltaicos (en adelante FV) presentan dos configuraciones distintas: aislados y conectados a la red eléctrica. La diferencia entre ellas radica principalmente en la existencia o no de un sistema acumulador de energía. Los sistemas autónomos requieren de un banco de acumuladores químicos (baterías), donde la energía generada por los paneles solares es almacenada y distribuida a los puntos de consumo. Los sistemas interconectados a la red eléctrica no utilizan acumuladores, pues actúan como plantas generadoras de energía. Pueden ser integradas a la edificación, normalmente colocadas en los techos de la misma o pueden ser del tipo central fotovoltaicas.

En sistemas FV residenciales interconectados a la red eléctrica, siempre que el sistema genere energía en exceso en relación al consumo de la residencia, este exceso es inyectado directamente en la red eléctrica pública. Cuando el sistema FV genera menos energía que la necesaria, el déficit es abastecido por la red. En Chile aún no tenemos un sistema de distribución inteligente que permita esta operatoria.

En los últimos diez años, la aplicación dominante de la tecnología pasó de los sistemas FV aislados a los pequeños generadores FV, conectados a la red.¹⁷

Esta aplicación se utiliza intensivamente entre otras, en las ciudades alemanas de *Bremen* y *Oldenburg*, ambas ubicadas en latitudes similares a Punta Arenas y con temperaturas ambientes frías, análogas a la Región de Magallanes. En la tabla siguiente se pueden comparar las condiciones de irradiación de éstas tres.

Se aprecia claramente que los datos de irradiación global como irradiación difusa son plenamente comparables. Por tanto, los sistemas FV que funcionan sin inconvenientes en estas ciudades europeas, podrían hacerlo perfectamente en Magallanes. Así la generación distribuida

¹⁶ *European Photovoltaic Industry Association, EPIA*

¹⁷ "Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica en la formación profesional", Miguel Ruz Moreno, Junio de 2011.

en baja tensión podría ser a largo plazo, una real opción para la población magallánica, en orden a auto-abastecer sus consumos y eventualmente, generar ingresos para pequeñas empresas o para la economía doméstica de quienes instalen estos equipos de generación.

De esta forma, en este estudio consideraremos como única aplicación la generación FV distribuida conectada a la red, a través de centrales FV en tierra o instaladas en las techumbres de las edificaciones.

Teniendo claro la factibilidad técnica de utilizar el recurso solar FV en Magallanes, se hace necesario medir su potencial. Con este objeto se utilizó una metodología que considera las siguientes variables: irradiación, temperatura ambiente, sistema de seguimiento y tecnología fotovoltaica utilizada. Las ciudades de Punta Arenas y Porvenir presentan diferentes características constructivas y de consumo energético, pero sus niveles de irradiación solar son muy similares, debido a la proximidad geográfica de las dos localidades. Para el caso de Puerto Natales, la distancia que la separa de Punta Arenas hace que deba ser tratada con su propia base de datos de irradiación solar.

	P. Arenas	(Lat. 53°)	Bremen	(Lat. 53°)	Oldenburg	(Lat. 53°)
Mes	H _{GH}	H _{DH}	H _{GH}	H _{DH}	H _{GH}	H _{DH}
	(kWh/m ²)					
Enero	162	89	19	12	18	12
Febrero	112	59	36	21	36	21
Marzo	91	50	65	42	65	42
Abril	47	26	107	67	109	66
Mayo	23	14	148	79	149	79
Junio	13	10	136	86	139	87
Julio	17	12	143	90	144	90
Agosto	28	18	123	69	124	69
Septiembre	69	39	80	49	81	48
Octubre	105	60	48	31	48	33
Noviembre	157	87	23	16	23	16
Diciembre	168	86	13	10	13	10
Total	992	550	941	572	949	573

Tabla 3.5.1 Comparación Irradiación de Pta. Arenas con la de Bremen y Oldenburg (Lat. 53°)

En donde,

H_{GH} = Irradiación global sobre superficie horizontal

H_{dH} = Irradiación difusa sobre superficie horizontal

La metodología empleada para medir la irradiación se explica en detalle en el Anexo D, en este capítulo solamente mostraremos los principales resultados. La inclinación óptima de los módulos FV, que maximiza la captación de radiación por metro cuadrado, para Punta Arenas y Porvenir es de 38° y para Natales 40°, siendo la radiación 1.202 y 1.026 KWh/m², respectivamente.

Para poder realizar una comparación entre las características constructivas existentes en las tres localidades, fueron utilizadas fotografías satelitales (*GoogleEarth*) y el plano regulador de cada una. El objetivo fue escoger las mayores áreas y consecuentemente, la mejor ubicación para el sistema FV. A través de este material, fue posible hacer una estimación de las áreas de cobertura disponibles en cada sector y verificar las orientaciones de las edificaciones.

Una vez realizada la estimación de las áreas de las posibles coberturas y sectores escogidos para los sistemas FV propuestos, se determinó la cantidad de energía que es posible generar con la tecnología escogida. No se consideran los problemas de sombreado sobre los paneles y la orientación será siempre que sea posible al norte geográfico.

Atendiendo a las posibles tecnologías disponibles, se ha optado por la utilización de módulos FV mono-cristalinos o poli ó multi cristalinos, por ser los de mayor rendimiento, tamaño pequeño y de peso ligero. Además, estos módulos han sido exitosamente utilizados en regiones de Europa con climatologías similares a la Región de Magallanes, esto es, con granizo, vientos y cargas de nieve.

Inicialmente serán analizadas en detalle tres propuestas tipo de sistemas fotovoltaicos, instalados en Naves Industriales, Colegios y una central fotovoltaica de pequeño tamaño instalada en las cercanías de la empresa distribuidora de electricidad. 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, público, 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.

3.5.2 Análisis de la Información

Los costos totales (con conexión a la red) para centrales en tierra y sus antecedentes técnicos, son los siguientes:

Ciudad	Energía Generada MWh/año	Factor de Planta %	Hogares Abastecidos	Costo Unitario US\$/KW
Punta Arenas- Puerto Porvenir	113,0	12,9	43	5.460
Puerto Natales	95,8	10,9	37	5.460

Tabla 3.5.2 Características Central Fotovoltaica de 100 KW

Ciudad	Energía Generada MWh/año	Factor de Planta %	Hogares Abastecidos	Costo Unitario US\$/KW
Punta Arenas- Puerto Natales	5.650	12,9	2.190	4.221
Puerto Porvenir	4.790	10,9	2.153	4.221

Tabla 3.5.3 Costos totales Central Fotovoltaica de 5 MW

El potencial FV de las tres ciudades en estudio, considerando la instalación de techos FV en todos los lugares técnicamente factibles, esto es, en tejados de casas habitación, de naves industriales, colegios y edificios del sector público, es el siguiente:

Ciudad	Energía Generada MWh	Potencia Equiv. MW	% Abastecimiento Demanda Actual
Punta Arenas	86.283	9,8	36,2
Puerto Porvenir	2.204	0,3	13,1
Puerto Natales	7.197	0,8	27,8

Tabla 3.5.4 Potencial Fotovoltaico total de Ciudades de la Región de Magallanes.

Los costos totales (con conexión a la red) para algunas centrales en techumbres tipo, son:

Establecimientos	Potencia Nominal KW	Area de Cobertura m ²	Energía generada MWh/año	Factor de Planta %	Inversión US\$/KW
Colegio	20	156	73	11,8	4.950
Nave Industrial	100	842	113	12,9	4.850

Tabla 3.5.5 Costos Totales para Centrales en Techumbres Tipo

3.5.3 Conclusiones para el Recurso Solar

El uso de la generación FV distribuida conectada a la red, es técnicamente factible en la Región de Magallanes. Esto se sustenta porque en ciudades con igual irradiación solar, latitud y condiciones climáticas que Punta Arenas, como son *Bremen* y *Oldenburgh*, esta fuente opera sin inconvenientes.

El potencial teórico de generación vía techos FV, varía entre un 13 y 36 % de la energía media anual requerida. El más alto se da en Punta Arenas, por el tipo de edificaciones.

Para posibilitar la factibilidad económica de la generación FV en instalaciones domiciliarias, es requisito fundamental que existan redes de distribución inteligentes, esto es con medidores bidireccionales, denominados *Net Metering*.

Los costos de instalación y el bajo factor de planta, no hacen competitiva en la actualidad esta fuente de energía, a través de la instalación de centrales fotovoltaicas.

En el Anexo D se muestra detalladamente la metodología empleada y resultados obtenidos.

3.6 Recurso Biomasa

La biomasa es el conjunto de recursos energéticos que se presentan en la naturaleza en forma orgánica. Los recursos de biomasa considerados en el presente estudio y que son factibles de analizar para la generación eléctrica son la turba, residuos forestales y el procesamiento de los residuos orgánicos para la producción de biogás.

3.6.1 Levantamiento de Información

Los antecedentes recopilados para cada uno de los recursos de biomasa analizados son los siguientes:

3.6.1.1 Turba

Las turberas son ecosistemas con amplia distribución global que constituyen más del 50% de los humedales del mundo. La turba es un material orgánico, de origen vegetal que posee color pardo oscuro y es considerado como una masa rica en carbono (aproximadamente un 50%). Se encuentra formada por una masa esponjosa y ligera en la que aún se aprecian los componentes vegetales que la originaron. Se emplea principalmente como combustible a escala doméstica, como también en la obtención de abonos orgánicos. La turba se clasifica en turbas rubias y negras. En la región de Magallanes la turba es un recurso abundante, pero su extracción debe ser racional y considerar un plan de manejo que permita aminorar el impacto sobre el ecosistema de turberas principalmente de *Sphagnum*, con planes eficientes de restauración.

Entre otros de muchos aspectos, los turbales resultan muy preciados para el mantenimiento de la biodiversidad, el almacenamiento de grandes volúmenes de agua dulce y el secuestro de carbono de la atmósfera, impidiendo su retorno a ésta, lo que constituye una función vital para el sistema climático mundial, dado el panorama actual en lo relativo al fenómeno del calentamiento global. Asimismo, tienen mucha importancia desde el punto de vista de la conservación del patrimonio arqueológico y la escasa degradación de los materiales orgánicos que las componen y su permanencia por largo tiempo, los transforma en verdaderos archivos del pasado. Podemos agregar finalmente, que las turberas son la base del asentamiento de comunidades vivas muy especializadas que no se encuentran en ningún otro hábitat, refugiándose en ellos muchas especies amenazadas y endémicas.¹⁸

¹⁸ Turberas de la Patagonia, en la encrucijada entre desarrollo y conservación, Alejandro Ríos Menéndez

La Región de Magallanes concentra casi la totalidad de los depósitos de turba de *Sphagnum* del país, estimándose estos distribuidos en 800.000 ha (Ursic 1989). Un estudio parcial concluye que sólo un 12% de ellas sería explotable comercialmente (Ursic op. cit.). Los yacimientos de la región de Magallanes son los más importantes del país y se ubican preferentemente al sur de los 52° de latitud Sur, con una gran concentración en el sector suroeste de Tierra del Fuego. Se estima que existen un total de 66.896 ha de *Sphagnum Magellanicum* en la región de Magallanes, el 93% de las cuales están en Tierra del Fuego (62.330 ha) (Cárdenas 1999). Los niveles de extracción de la turba se sitúan en el rango de los 30.000 a 35.000 m³ anuales, donde la totalidad de la producción magallánica se utiliza en el cultivo de champiñones y en viveros de árboles frutales y flores en la zona central de Chile. Las turbas magallánicas tienen contenidos de humedad natural entre 90% y 95%; las turbas molidas, tienen un 30% de humedad, densidad de 344,68 (Kg/m³) y un poder calorífico de 2246 (Kcal/Kg) (Hausser). Estudios preliminares establecieron que las reservas explotables en Magallanes eran del orden de 15.400 millones de m³, cubriendo un área de 10.400 km² (Hauser). Sin embargo los últimos estudios realizados por Ruiz & Doberti¹⁹ en el año 2005 indican que existen 13.200 millones de m³, donde el volumen explotable sería de 406 millones de m³, con la distribución indicada en la Tabla N° 3.6.1.

Volumen de Turba (Mm3)			
Provincia	Comunas	Existente	Explotable
Ultima Esperanza	Natales	4.373.496	102.930
	Torres del Paine	-	
Magallanes	Rio Verde	3.429.535	149.696
	Punta Arenas	1.482.483	64.709
Tierra del Fuego	Porvenir	6.514	177
	Timaukel	1.451.282	39.437
Antartica	Cabo de Hornos	2.462.072	49.971
Total		13.205.382	406.920

Tabla N°3.6.1, Volumen de Turba en Región de Magallanes²⁰

3.6.1.2 Residuos Forestales

Las fuentes de residuos forestales provienen de un manejo sustentable del bosque o de los residuos de la industria maderera.

¹⁹ Catastro y caracterización de turbales en Magallanes, Ruiz&Doberti Ltda, 2005.

²⁰ Catastro y caracterización de turbales en Magallanes, Ruiz&Doberti Ltda, 2005.

3.6.1.2.1 Manejo Sustentable del Bosque

El manejo sustentable del residuo del bosque nativo, se refiere al remanente que se dispone, luego de haber manejado el bosque nativo para su crecimiento y desarrollo. El volumen disponible de este residuo, depende principalmente de la edad de los árboles, es decir si el bosque se encuentra maduro, como es el caso de los bosques de Magallanes, si se puede realizar anualmente este manejo. Lo anterior será la principal limitante para lograr contar con una masa considerable de residuos disponible por esta vía.

Según Milla, las hectáreas de residuos forestales que son posibles de obtener mediante el manejo del bosque nativo, corresponden a 788.721 (ha) que equivalen a 510.956 m³ y a su vez, equivalen a 1.155.783 Gcal de energía equivalente. Por otro lado, este mismo autor afirma, que se podría extraer 3.395.219 m³/año, lo que equivale a una superficie de 17.505 (ha) en toda la Región de Magallanes. Este potencial equivale a generar del orden de 500 MW con un factor de planta de 55%.

Los volúmenes mencionados anteriormente, se podrían lograr bajo el siguiente escenario:

- Aplicando la condición básica de sustentabilidad en el manejo forestal.
- Supuesto de que sólo se actuará con los mismos esquemas actuales.
- Considerando la ejecución de cortas de regeneración con ciclos de corta de 140 años.
- Extraer en promedio del orden del 30 % del volumen total en cada corta.

3.6.1.2.2 Biomasa Residual de la Industria Maderera

Este tipo de residuos, es el resultado de la explotación maderera de plantaciones de bosques privadas en la región. Según Milla, En el año 2001, se poseía en la región 80.509 m³ de volumen de desecho, que corresponden a la energía de aproximadamente 17 millones de litros de petróleo. Según el mismo autor, el año 2004 se estimó un potencial de residuos forestales de 168.525,76 m³ al año, que equivalentes a una capacidad instalada de 28 MW con un factor de planta del 55%. El 95,1 % corresponde a madera de lenga.

3.6.1.2.3 Uso Alternativo de Biomasa Residual como Pellets

Actualmente el pellet es considerado desecho en las actividades silvícolas en los bosques de lenga, tanto en el manejo del bosque nativo, como en la producción maderera. Según Milla, en

un estudio evaluado en la zona, se pueden observar las siguientes características, que hacen atractiva esta industria.

3.6.1.3 Residuos Orgánicos

En esta sección se describen las características, requisitos y resultados aplicados a la realidad que posee Magallanes, según antecedentes recopilados, y la posibilidad de la realización de un proyecto de producción de Biogás, bajo estas condiciones. Se analizó solo la posibilidad de una planta para aguas domésticas e industriales residuales, según los datos entregados por Aguas Magallanes. Los residuos sólidos no fueron contemplados en el análisis. Los antecedentes entregados por el estudio de Aguas Magallanes, para el periodo 2006-2011, se muestran a continuación:

- La proyección de los consumos de aguas servidas, es decir, las aguas servidas descargadas por los clientes de alcantarillado, está relacionada directamente con la cobertura de aguas servidas, el coeficiente de recuperación y la facturación anual de aguas servidas. La cobertura global de los sistemas de recolección de Aguas Magallanes es de un 98%, porcentaje que se va incrementando hasta alcanzar un porcentaje de 99% al año 2010. La región de Magallanes, posee una población estimada al 2010 de 158.657 habitantes. Esta cantidad de habitantes, considerando los que poseen alcantarillado, producen una baja cantidad de agua residual, en comparación a lugares como Santiago, en el cual los residuos son incrementados por la gran cantidad de población.
- Las cantidades de aguas consumidas, según este mismo informe, el año 2006 por concepto residencial 6.555.976 m³, uso no residencial 2.459.929 m³, dando un total de 9.015.905 m³. Por lo tanto de este total, se recolecta el 98%, es decir 8.835.587 m³. Si de esta cantidad de residuo, se considera capaz de generar biogás (o sea compuestos orgánicos), en un rango de un 20% o un 30% del volumen indicado, con lo cual solo se contaría con un rango de 1.767.117 m³ a 2.650.676 m³ de volumen disponible para producir biogás. Los problemas ambientales encontrados en relación al no tratamiento de los residuos, corresponden principalmente al gasto en tratamiento de aguas sin reutilización.

3.6.2 Análisis de la información

El análisis de la información recopilada permite indicar la importancia de cada uno de los recursos de biomasa analizado, de manera de entender su impacto y posibilidad de desarrollo.

3.6.2.1 Turba

En el caso de la turba, siendo un recurso no renovable, la explotación actual es limitada y por su tamaño no produce un mayor impacto en la sustentabilidad de este recurso. Para el caso de una explotación destinada a la generación eléctrica se requiere la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental. Se desconoce el efecto de la explotación a mayor escala sobre el recurso.

Para efectos de analizar la conveniencia económica de utilizar la turba en generación eléctrica se determinaron los costos de generación para una capacidad instalada de un tamaño tipo de 20 MW. Para ello se requiere un volumen anual de turba equivalente a 738.000 m³, este volumen para un período de 20 años equivale a un 14% de los recursos explotables en torno a Puerto Natales.

Densidad (Kg/m ³)	344
Poder Calorífico Turba (Kcal/kg)	2247
Factor de Planta (%)	95
Eficiencia combustión-generador ²¹ (%)	25
Potencia (MW)	20
Energía anual (KWh)	165.984.000
Volumen de Turba (m ³)	738.021

Tabla 3.6.2 Parámetros de Generación para Central de 20 MW

En relación a los costos e inversiones requeridos para una planta de 20 MW, tenemos lo siguiente:

Costos Variables (US\$/MWh)	445
Costos Fijos (US\$/KW/año)	90
Inversión (detalle anexo) (US\$/KW)	3.134
Vida útil (años)	25
Factor de planta (%)	95

Tabla 3.6.3 Costos para Central de 20 MW

²¹ Dimensionamiento de Generación con Biomasa para Plantas Industriales, Juan Carlos Amatti, Juan Carlos Gómez, Eduardo Florena, Instituto de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Nacional de Río Cuarto, Argentina.

El costo variable considera el promedio de los precios de importación de la turba en los años 2002 a 2004, que equivale a 297 US\$/ton, obteniendo un costo variable combustible de 445 (US\$/MWh).

Consumo Específico (Kcal/KWh)	3437
Precio (US\$/ton)	291
Precio (US\$/Kcal)	0,000129506
Costo Variable Combustible (US\$/MWh)	445

Tabla 3.6.4 Costo Combustible para Central de 20 MW

3.6.2.2 Residuos Industria Maderera

Para el caso del procesamiento de los residuos de la madera, consideramos analizar la planta de Montealto, ubicada en las cercanías de Puerto Natales. Montealto, es una de las principales compañías madereras de la Región. En el continente de Magallanes hay del orden de 100.000 hectáreas de lenga de las cuales Montealto controla 40.000 hectáreas para su explotación. El aserradero de Montealto, se ubica en el kilómetro 180 del camino de Punta Arenas a Puerto Natales, exactamente a 70 kilómetros de Puerto Natales.

Según los antecedentes entregados por Montealto, se podría construir una planta con una potencia estimada de 5 y 10 MW, según el potencial de desechos. La Biomasa disponible producida por Montealto, posee las siguientes características:

- Extensión de 40.000 hectáreas.
- 6 m³ de producto/hectárea año (basado en una extracción renovable del recurso).
- Volumen disponible por año de: 40.000*6*550 Kg/m³= 132.000 toneladas/año, de este volumen, el 1% es madera, 99% desecho forestal.
- La humedad del desecho forestal es del 8%.
- Precio venta de pellet 35 \$/Kg de pellet, donde el 50% del precio corresponde al flete.
- Poder calorífico de madera seca 4600 Kcal/kg
- Poder calorífico de desecho húmedo (40% de humedad) 1.915 Kcal/kg.
- 1 ton de madera equivale a 1,72 m³ de madera.

La planta que se instalaría en el aserradero tendría las siguientes características (detalle en anexo L):

	5 MW	10 MW
Costos Variables (US\$/MWh)	7	7
Costos Fijos (US\$/KW/año)	90	90
Inversión (US\$/KW)	3.822	3.432
Vida útil (años)	25	25
Factor de planta (%)	55	60

Tabla 3.6.5 Características Planta de Biomasa Propuesta

3.6.2.3 Biogás

Para el caso del biogás, en relación a los antecedentes presentados por AS&D Consultores en el seminario Expoquim 2008, sobre la producción de biogás para generación eléctrica, los valores de la Demanda Química de Oxígeno (DQO) en agua servidas está en el rango de 0,2 (gO₂/litro), y la productividad de los riles es de 500 m³ de biogás por ton de DQO, según esto para el caso de Magallanes para un volumen efectivo de aguas servidas de 1.767.000 m³, sin tener datos de las características de los residuos generados en forma específica y solo utilizando valores referenciales de rendimientos de la productividad de los riles, el volumen potencial de biogás a obtener sería del orden de 14.700 m³ /mes, equivalentes a 38.000 KWh/mes, asumiendo una eficiencia del 35% en la generación de electricidad. Esta energía podría alimentar 170 casas, con un consumo tipo de 2.580 KWh/año.²²

3.6.3 Conclusiones para el Recurso Biomasa

- De los recursos analizados de biomasa para la generación eléctrica en la zona de Magallanes, la que presenta una mejor factibilidad técnica es el procesamiento de los desechos forestales de la industria maderera, dado que en la actualidad estos desechos no tienen mayores aplicaciones, salvo menores producción de pellets para uso como combustibles y según los análisis la disponibilidad de los desechos de madera permiten una generación eléctrica entre 5 a 10 MW para la zona de Puerto Natales.
- En el caso de la turba, este es un recurso no renovable, a pesar que existe una abundante cantidad del mismo en la zona de Magallanes, al estar ubicadas en zonas protegidas de la biodiversidad por el CONAMA y en zonas de humedales que requieren de la realización de un Estudio de Impacto Ambiental dado la cantidad de turba que se requiere de su extracción para la generación eléctrica, y donde el elemento fundamental del estudio serán los mecanismos de extracción y reposición para un manejo sustentable

²² Fuente, Encuesta Casen y Memoria 2010 de EDELMAG

del recurso sin alternar el entorno. Las extracciones que se realizan actualmente en la zona de Magallanes son menores, del orden de 30.000 m³ por año en comparación a las que se requieren para la generación eléctrica, que son de 700.000 m³, por lo tanto los impactos que se generarían en el recurso son mucho más relevantes. El mayor valor agregado se obtiene para la turba en las aplicaciones agropecuarias. Según los precios de importación reportados para la turba, se obtiene un costo variable de combustible de 445 US\$/MWh para generación eléctrica, con estos costos no es competitivo la producción de electricidad con turba, comparado con la generación con el carbón y su conveniencia de la explotación está en la comercialización en otras aplicaciones de mayor valor agregado.

- Con respecto al tratamiento de residuos orgánicos, las producciones de biogás a obtener con el procesamiento de los líquidos disponibles en la ciudad de Punta Arenas, que son del orden de 14 mil m³ de biogás por mes, no justifican realizar inversiones para su desarrollo.

3.7 Combustibles Líquidos

En esta categoría se incluye al petróleo diesel y al gas licuado (LPG). El diesel es un destilado medio derivado del petróleo que se usa, principalmente, como combustible en máquinas Diesel y en calefacción. Se puede utilizar como combustible alternativo en los turbogeneradores a gas natural para la generación de energía eléctrica. El gas licuado es una mezcla de hidrocarburos formada fundamentalmente por propano y butano, que se obtiene de la refinación del petróleo y gas natural. El propano mezclado con aire en la proporción adecuada, puede reemplazar al gas natural para uso residencial. La mezcla se conoce como propano aire.

3.7.1 Levantamiento de la Información

La información en este caso se obtuvo de conversaciones directas con ejecutivos de ENAP, memorias de la empresa y publicaciones de carácter público.

3.7.2 Recursos Existentes y Potencial de Desarrollo

La región de Magallanes es actualmente la única zona donde se produce gas natural y petróleo crudo en el país, por lo que cuenta actualmente con una amplia infraestructura para el manejo de los hidrocarburos, como son oleoductos, poliductos, gasoductos, estanques de almacenamiento y terminales marítimas, según se muestra en la Figura N° 3.7.1.

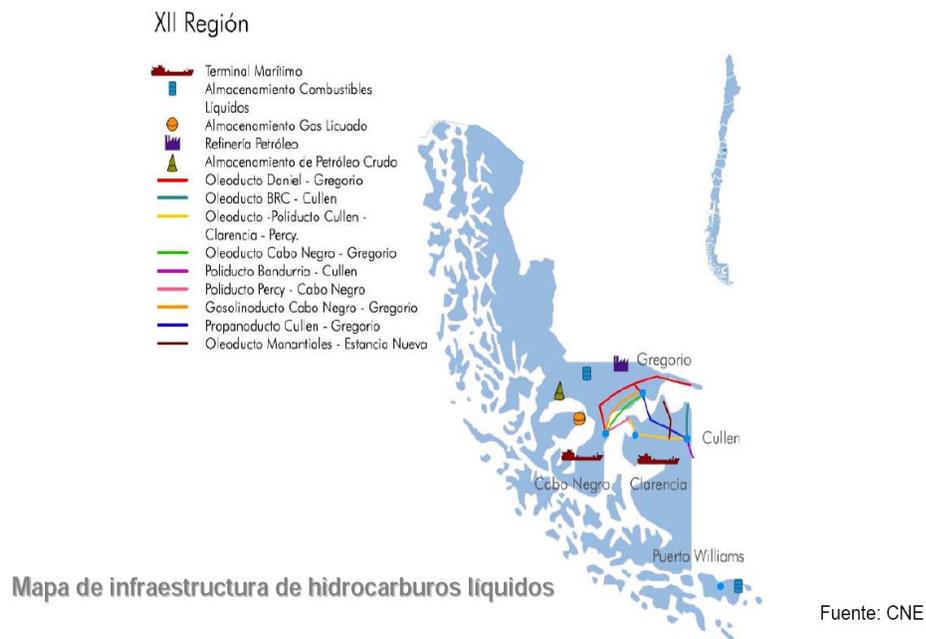


Figura 3.7.1 Infraestructura de Hidrocarburos en Zona de Magallanes.

En la Figura N° 3.7.2 se señala esquemáticamente la infraestructura de transporte de los distintos hidrocarburos para la zona de Magallanes.

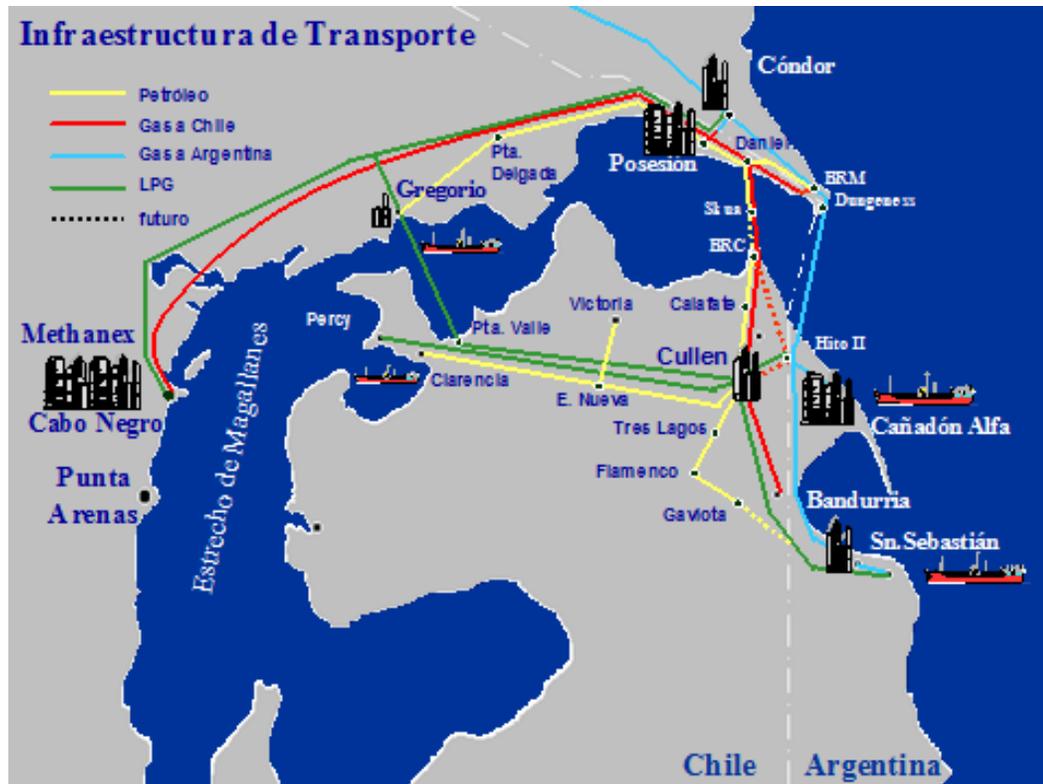


Figura 3.7.2 Infraestructura de Transporte de Magallanes.

Además, en Gregorio se encuentra ubicada una unidad primaria de refinación de petróleo que se instaló en la zona, para que procesara el crudo producido localmente y se pudiera abastecer de los principales productos derivados del petróleo a la zona de Magallanes, como son gasolina, diesel, kerosene y fuel oil. Sin embargo, debido a las mejoras en las especificaciones de los combustibles que se comercializan en el país, actualmente no es posible obtener los productos en especificación, principalmente el lograr los niveles de bajo contenido de azufre, el alto octanaje en las gasolinas y los niveles de cetano y azufre en el diesel, con lo cual estos productos son abastecidos actualmente desde las refinerías ubicadas en la zona central.

Para estos efectos ENAP cuenta con la logística de terminales y almacenamiento de productos tanto en Gregorio como en Cabo Negro, además Copec dispone de capacidad de almacenamiento en la ciudad de Punta Arenas en el sector denominado Leña Dura. Las capacidades de almacenamiento existente en la zona para los principales combustibles es la que se indica en la Tabla 3.7.1.

Capacidad de Almacenamiento (m ³)				
Sector	Propano	Butano	Gasolina	Diesel
Gregorio				18.850
Cabo Negro	32.000	30.000	15.120	7.060
Punta Arenas				1.400

Tabla 3.7.1 Capacidad de Almacenamiento de Productos Limpios.

Fuente: ENAP

Aprovechando la gran capacidad de almacenamiento de propano existente en Cabo Negro, ubicado a 22 km de Punta Arenas, sería relativamente simple elaborar propano aire. Esta mezcla en proporción normalmente de 57% de propano y 43% de aire, permite reemplazar el gas natural sin inconvenientes y con la misma eficiencia energética. La densidad de la mezcla es más alta que la del gas natural,²³ lo que se traduce en que llegue un menor flujo al quemador de las instalaciones, por lo cual requiere tener un poder calorífico más elevado²⁴ para que en definitiva se libere la misma cantidad de energía.

La demanda actual de diesel en la zona de Magallanes ha sido bastante estable en los últimos años, según se observa en la Tabla N° 3.7.2

Año	Consumo Diesel (Mm ³)
2002	105
2003	109
2004	106
2005	113
2006	117
2007	113
2008	110
2009	125
2010	133
2011*	141

*Estimación ENAP

Tabla 3.7.2 Demanda Histórica de Diesel en Zona de Magallanes.

Fuente: ENAP

²³ Normalmente, gravedad específica gas natural es 0,6 y la del propano aire 1,3

²⁴ Normalmente, poder calorífico superior del gas natural es 9.300 kcal/m³ y propano aire 12.000

Según lo indicado por ENAP, la capacidad de almacenamiento de productos limpios existente en la zona permite duplicar la oferta en caso de ser necesario, llegando a poder abastecer una demanda del orden de 240 Mm³ por año, lo que generaría una holgura del orden de 135 Mm³ de una mayor oferta de diesel en caso que se requiera abastecer a turbinas de generación eléctrica en la zona. La demanda máxima de diesel del sector eléctrico en la región, escenario sin disponibilidad de gas natural, sería de 96.200 m³ al año, que implica la generación de 250 GWh. Esto implica que con la infraestructura actual es factible abastecer este incremento de demanda de diesel de ser necesario.

El abastecimiento de diesel se realiza desde las refinerías ubicadas en San Vicente y Concón respectivamente, en barcos petroleros que son descargados en el terminal Gregorio de ENAP. Mediante esta misma logística estos buques llevan los productos obtenidos de la refinería Gregorio hacia la zona central para ser mejorados en sus especificaciones en las refinerías de la zona central. En caso de un aumento de la demanda de diesel solo se requiere aumentar la frecuencia de embarques de productos desde la zona central hacia Magallanes.

Los productos recepcionados en Gregorio son enviados a Cabo Negro por el poliducto y almacenados para su posterior carga en camiones de una capacidad de 30 m³ hacia los estanques de Copec ubicados en Leña Dura, donde posteriormente es despachado el diesel hacia la zona de Tres Puentes para su utilización en las turbinas de EDELMAG.

Para el análisis de precios de Diesel se tiene en cuenta el precio de venta industrial debido al volumen de consumo asociado, que sería el caso real a aplicar a un generador en Magallanes, por lo cual los precios considerados son los informados por EDELMAG.

3.7.3 Conclusiones para el Recurso Combustibles Líquidos

Tanto el diesel como el gas licuado son combustibles de gran valor para Magallanes, por cuanto pueden remplazar al gas natural en la generación eléctrica y vía propano aire, al gas natural de uso residencial. Además la Región dispone de una logística holgada y competitiva, de almacenamiento y manejo terrestre y marítimo de ambos combustibles.

3.8 Recurso Hídrico

El recurso hídrico considera la generación de energía eléctrica a través de centrales de embalse y pasada. Hoy en día esta fuente de energía renovable está teniendo un gran desarrollo en nuestro país.

3.8.1 Levantamiento de la información

Sobre este recurso ha sido difícil obtener información puesto que lo único que se dispone son mediciones de caudales y estimaciones de potencia hidráulica realizados por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. Endesa, en los años 50 y que corresponden a las cuencas de los ríos Serrano, San Juan, e Isla Navarino.

En el caso de la Cuenca del río Serrano, en la provincia de Ultima Esperanza, se identificaron tres centrales de interés, todas de embalse, cuyas características principales se indican en el siguiente cuadro:

Central	Altura (m)	Potencia (MW)	Q (m ³ /s)	Gen. anual (GWh)
Nordenskjöld	58	63	136	443
Grey	68	130	239	900
Laguna Azul	100	15,4	19	108

Tabla 3.8.1 Características Centrales de Embalse Cuenca del río Serrano

En la Figura 3.8.1, se aprecia el posible desarrollo eléctrico en la Cuenca del Río Serrano. En el caso de Punta Arenas, el desarrollo Hidroeléctrico del río San Juan, ubicado a una distancia de 40 Km, contempla el aprovechamiento del sistema hídrico con la laguna Parrillar, que haría de embalse natural y el desagüe de este en el río Agua Fresca. Las centrales proyectadas, son las siguientes:

Central	Altura (m)	Potencia (MW)	Q(m ³ /s)	Gen. anual (GWh)
Agua Fresca 1	80	3,1	4,8	14
Agua Fresca 2	45	1,7	4,7	8
Agua Fresca 3	75	2,9	4,8	13

Tabla 3.8.2 Capacidad de Generación de Centrales Proyectadas

Como se aprecia, la potencia nominal sería de 7,7 MW y la energía 35 GWh/año, lo que da un factor de carga de 52%. La potencia extraíble se reduce a solo 5,0 MW.²⁵ Ver Figura 3.8.2 donde se aprecian las ubicaciones de cada central en la cuenca del río San Juan.

3.8.2 Análisis de la Información

Dado lo limitado de la información disponible en ambos casos, habría que efectuar mediciones de caudales por lo menos durante tres años consecutivos para realizar los estudios de factibilidad. La obtención de permisos ambientales, desarrollo de la ingeniería y construcción de las centrales y líneas, demora normalmente por sobre los 5 años. Por lo tanto, el plazo total a considerar no debiese ser menor a los 8 años, para la puesta en marcha de una central.

En el caso del río Serrano, atendida la significativa potencia extraíble de cada una, comparado con las proyecciones de demanda de Puerto Natales, y las altas inversiones comprometidas, del orden de 3.400 US\$/KW en centrales y las longitudes de no menos de 62 Km de las líneas de transmisión, de inversión estimada en 160 MUS\$/Km, no se considera factible el desarrollo de estas instalaciones, a menos que existiera en el futuro un explosivo crecimiento de la demanda en Puerto Natales. Sin embargo, para fines de este estudio, si se construyera la central *Nordensjold*, de 63 MW, para llevar energía a Punta Arenas, cabría la posibilidad de construir una derivación *Tap-off*, de 4 a 5 MW en la línea de interconexión para alimentar Puerto Natales.

Otra consideración es que las tres centrales se hallan en el Parque Nacional Torres del Paine. Al respecto es importante destacar el DS-75 del 22 de junio del 2009, denominado Normas Secundarias de Calidad Ambiental para la Protección de las Aguas Continentales Superficiales de la Cuenca del Río Serrano. En su Art. 1 este decreto establece, “El presente decreto establece las normas secundarias de calidad ambiental para la protección de las aguas continentales superficiales de la cuenca del río Serrano. El objetivo general de las mismas es proteger y

²⁵ Gerente de Regulación y Estudios, EDELMAG

mantener cuerpos o cursos de agua de calidad excepcional en la Cuenca del río Serrano que asegure sus cualidades como sitio de valor ambiental, escénico y turístico, de manera de salvaguardar el aprovechamiento del recurso hídrico, las comunidades acuáticas y los ecosistemas, maximizando los beneficios ambientales, sociales y económicos”.

En el caso de la Cuenca del río San Juan, es poco significativa la potencia que se podría lograr en la explotación de este recurso, asociado a la alta inversión, estimada en 22 MMUS\$, desglosada en 15,7 MMUS\$ en centrales y 6,3 MMUS\$ en líneas de transmisión y subestaciones. Aún con estas consideraciones esta alternativa, con los datos disponibles, es considerada como opción válida para incluir en el plan de obras de Punta Arenas en el mediano plazo.

Existen también otros estudios obtenidos en la Dirección General de Aguas del MOP, referentes al potencial uso del recurso hídrico en la Cuenca del seno Skyring, Río Serrano y Península Muñoz Gamero, realizados por la empresa consultora Geoestudios Ltda en los años 1991 y 1992, tendientes a determinar la esorrentía que incluye una determinación de los caudales anuales generados, expresados en probabilidades de excedencia y una distribución mensual de caudales. El potencial de estas zonas a través de centrales de pasada y/o de embalse se estima en unos 1.000 MW²⁶. El Informe de Geoestudios, corresponde a trabajos hidrológicos desarrollados por cuatro meses en las Cuencas del seno Skyring, del lago Muñoz Gamero y del río Serrano, como parte integral de dos grandes proyectos hidroeléctricos que se pretendió desarrollar, asociados a la instalación en la zona de Magallanes de una gran refinera de aluminio, trayendo la materia prima mediante barcos desde Australia, industria que como se sabe es muy intensiva en uso de electricidad y para la cual se requeriría más de 1.000 MW. El área que abarca el proyecto es de clima riguroso y acceso remoto, posee muy poca información climatológica e hidrológica, la cual se reduce a solo unas pocas estaciones de corta duración, con excepción de estadísticas pluviométricas registradas en algunas estaciones navales y en la ciudad de Punta Arenas.

²⁶ Informe Hidrológico de Proyectos Hidroeléctricos en las Regiones X, XI y XII, Consultora Geoestudios Ltda.

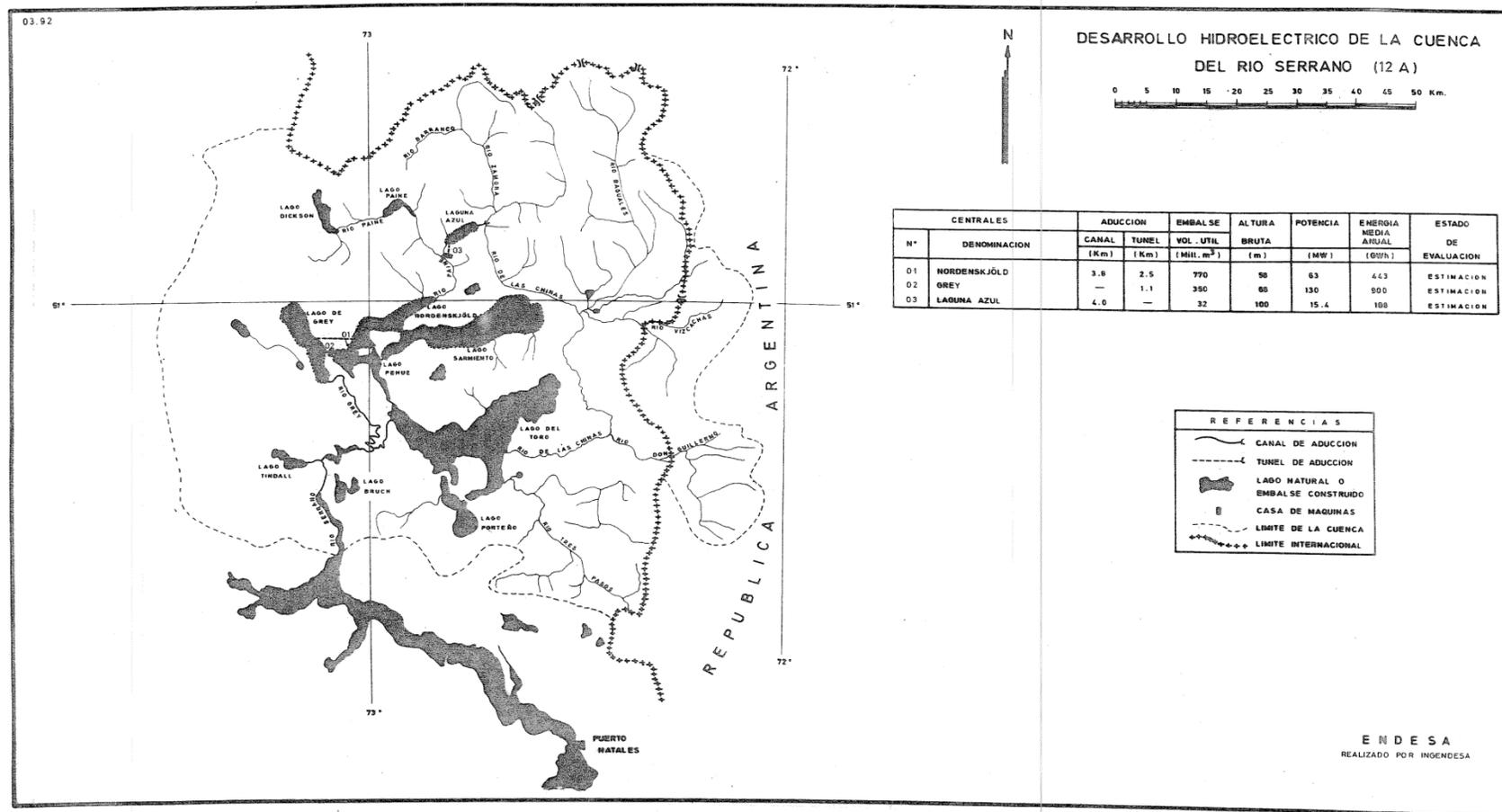


Figura 3.8.1 Desarrollo Hidroeléctrico de la Cuenca del Río Serrano

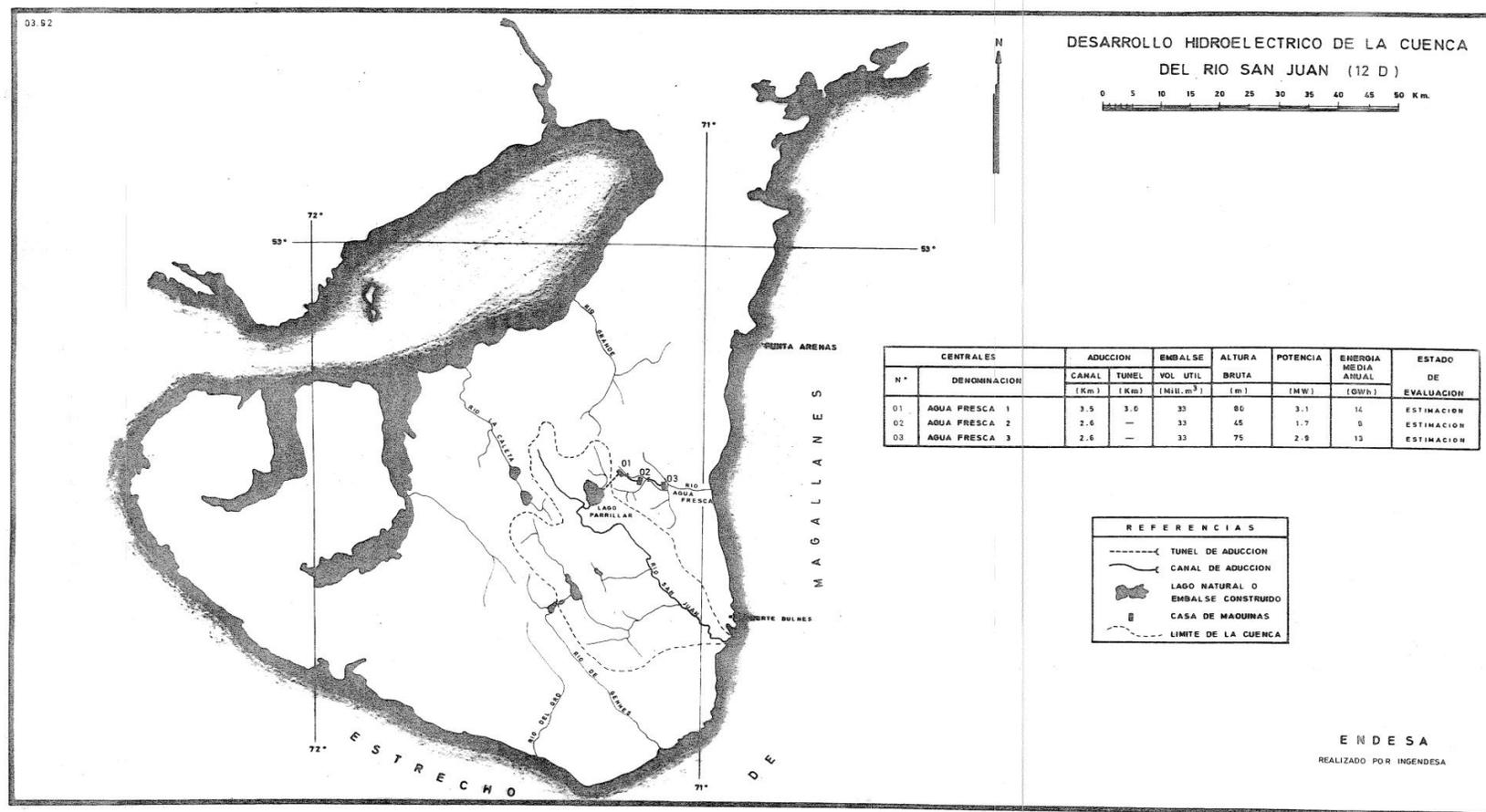


Figura 3.8.2 Desarrollo Hidroeléctrico de la Cuenca del Río San Juan

3.8.3 Conclusiones para el Recurso Hídrico

El levantamiento de información existente, aunque es preliminar, confirma que no existe en Magallanes un potencial hídrico importante en cuencas cercanas a las redes eléctricas.

Los recursos estimados por Endesa para el río Serrano, además de estar ubicados en una zona protegida del Estado, están resguardados por el DS-75 del 22 de junio del 2009, el cual establece importantes restricciones para su empleo. Otro inconveniente es que la distancia a Punta Arenas, estimada en 400 km, requiere centrales de un tamaño mínimo de 60 MW para ser competitivas con la generación con propano aire y diesel. Este recurso no es competitivo con el carbón y el viento. Este tamaño mínimo es muy grande para el sistema eléctrico de Punta Arenas, ya que supera casi en un 50% a la demanda máxima. Tamaños de centrales de 20 a 25 MW no son competitivos por las grandes distancias a los centros de consumo.

Para los proyectos del río San Juan, 7 MW brutos, su competitividad es mejor ya que requieren un sistema de transmisión más pequeño, pero aun así, son centrales más caras que las de carbón y viento. Tienen la ventaja de no tener los problemas de tamaño indicados para el río Serrano. Hoy no existe un proyecto concreto para esta iniciativa.

El recurso hídrico en Magallanes aparentemente es muy significativo. Así lo demostraría el levantamiento preliminar realizado en el seno Skyring, Río Serrano, Península Muñoz Gamero y otros sectores, por Geoestudio, que muestra un potencial de unos 1.000 MW. Sería muy importante para la Región confirmar este potencial a un nivel de mayor confiabilidad, a través de un levantamiento de la información técnica requerida, de tal forma de incorporar con base este recurso en los planes de desarrollo regional. La información existente es muy básica y limitada por lo que no permite elaborar planes para su aprovechamiento y menos decisiones de inversión.

3.9 Energía Mareomotriz

La energía mareomotriz corresponde al aprovechamiento de la energía potencial y cinética de las ondas de la marea, con el objeto de generar energía eléctrica. Otra forma de energía marina de interés para este objeto, es el movimiento vertical repetitivo de las olas. Estas fuentes de energía tienen un alto potencial, pero se encuentran aún en etapas muy preliminares de desarrollo. Los proyectos en operación son escasos y obedecen a razones experimentales y no económicas.

3.9.1 Levantamiento de la Información

La marea es un recurso muy estable y predecible en el tiempo, el cual depende básicamente de la posición de la luna, el sol y de la geomorfología del lugar. Existen principalmente dos formas de aprovechar la energía de las mareas, una es mediante una barrera de contención, a través de la cual se aprovecha las variaciones de la energía potencial de las mareas y la otra es aprovechando su energía cinética mediante turbinas de flujo abierto. La energía potencial de las mareas se explota desde 1964, existiendo actualmente bastante experiencia al respecto. Esta tecnología es muy cara debido a las grandes obras hidráulicas que se requieren y al bajo factor de planta que tienen. El aprovechamiento de la energía cinética de las mareas se empezó a aprovechar comercialmente desde el año 2007. Su tecnología todavía está en proceso de desarrollo. En la actualidad es aún muy caro utilizarla por su bajo factor de planta, pero se espera que en el futuro, cuando esta tecnología esté más desarrollada, los costos bajen considerablemente y sea competitiva.

En general, Chile cuenta con un gran potencial mareomotriz, tanto para aprovechar la energía potencial de las mareas como la cinética. El problema es que gran parte de estos recursos se encuentran en zonas aisladas, lo que implica un costo de conexión en líneas de transmisión significativa.

Prácticamente, todo el potencial desarrollable se encuentra ubicado desde Maullín en la X Región hacia el sur.

El material que se logró reunir para abordar este recurso en la zona de Magallanes, fue escaso, y se detalla a continuación:

- *Evaluation of the Potential of wave energy in Chile. International Conference on Offshore Mechanics and Artic Engineering*, Junio 15-20, 2008, Estoril, Portugal.
- Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, “Aprovechamiento Hidroeléctrico de las Mareas y su Posible Desarrollo en Chile”, Univ. De Chile, 2008, Jordi Dagá Kunze.
- Estudio ENDESA del Potencial Energético de la Región de Magallanes.

- Preliminary Site Selection Chilean Marine Energy Resources, May 2009, *Inter American Development Bank*.

3.9.2 Análisis de la Información

En el caso de la energía cinética, la Segunda Angostura del Estrecho de Magallanes,²⁷ se ha identificado como una zona de gran interés, por tener velocidades considerables. Es una de las zonas con el mayor potencial del país. Está ubicada a una distancia de 85 kilómetros de la ciudad de Punta Arenas. La profundidad media es de 43 metros y sus características principales, son:

- Velocidad máxima: 3,08 m/seg
- Area factible de destinar a la generación: 430.000 m²
- Densidad de potencia: 11,58 KW/m²
- Potencia teórica: 4.980 MW
- Energía anual teórica: 6648 GWh/año.

Un factor en contra es el tráfico de grandes embarcaciones, lo que limitaría apreciablemente el área disponible para generación. A su vez, el bajo factor de planta que caracteriza a la energía mareomotriz, en el entorno de un 30%, juega en su contra.

La Primera Angostura del Estrecho,²⁸ también es otra zona de gran atractivo para el aprovechamiento de la energía cinética de las mareas mediante granjas de turbinas. Sus principales características, son:

- Profundidad de agua: 50 -70 m
- Velocidad máxima: 4,3 m/s
- Area de interés: 42 km² (3 por 14 km)

Cada granja ocupa un área de 1 Km² y puede albergar entre 25 a 30 turbinas de 20 metros de diámetro y 1 MW de potencia cada una. La energía generada por granja de 30 MW, sería de 99 a 126 GWh/año. Considerando el área de interés, 42 km², el potencial teórico es de unos 1.250 MW de potencia. El área factible de utilizar en todo caso es muchísimo menor, por cuanto esta es una ruta marítima con un intenso tráfico.

La Primera Angostura es la más valiosa desde el punto de vista de la calidad del recurso. Le

²⁷ Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, "Aprovechamiento Hidroeléctrico de las Mareas y su Posible Desarrollo en Chile", Univ. de Chile, 2008, Jordi Dagá Kunze.

²⁸ *Preliminary Site Selection Chilean Marine Energy Resources, May 2009, Inter American Development Bank.*

juegan en contra, la lejanía a la red de transmisión eléctrica y a un puerto, Punta Arenas, ambos a más de 100 km de distancia y el hecho de ser una ruta marítima de gran importancia.

Aprovechando la alta energía cinética tanto de la Primera como de la Segunda Angostura, podría estudiarse la instalación de Convertidores Pelamis. Estos son generadores undimotriz, consistentes en una serie de secciones cilíndricas parcialmente sumergidas, unidas por juntas tipo bisagra, debidamente ancladas. La ola induce un movimiento relativo entre dichas secciones, activando un sistema hidráulico interior que bombea aceite a alta presión a través de un sistema de motores hidráulicos, que a su vez están acoplados a un generador eléctrico para generar electricidad.

Por información obtenida,²⁹ cada Pelamis tiene una potencia nominal de 750 Kw, y sus dimensiones son: 4,63 m de diámetro, 150 m de longitud, 380 toneladas de peso, y su costo es de 3.000 a 4.000 US\$/KW.

En el caso de aplicar para Punta Arenas, se podría pensar en instalar 30 MW, con una disponibilidad de 90%, y una generación de 78 GWh/año. Implica una inversión que supera los 100 MMUS\$, sin considerar obras complementarias, principalmente anclaje a la costa, ni líneas de transmisión, lo cual dejaría el costo medio de energía en cifras muy cercanas al de centrales diesel. Dado que estas tecnologías aún se encuentran en un nivel muy incipiente, no se considera como una fuente factible para considerar en este estudio.

Cabe agregar que en el 2008 se puso en servicio y conectó al sistema eléctrico la primera fase de una granja Pelamis en la costa portuguesa, cerca de la ciudad de *Póvoa de Varzim*, con una potencia unitaria de 750 KW, siendo cada parque de 2,25 MW. Las principales conclusiones derivadas de su uso, indican que este sistema puede llegar a ser tres a cuatro veces más caro que la energía eólica y además tiene otras limitaciones como el nivel de ruido y que exige una red adaptada a este tipo de conexiones.³⁰

3.9.3 Conclusiones para el Recurso Mareomotriz

Aunque la información existente es escasa, se puede afirmar que la energía mareomotriz en la XII Región tiene un alto potencial, teóricamente sobre los 5.000 MW considerando solo la Primera y Segunda Angostura del Estrecho de Magallanes. Esta potencia supone destinar toda el área de ambos sectores a la generación de energía eléctrica, lo cual no es factible por ser rutas marítimas muy valiosas y altamente requeridas.

²⁹ Endesa Chile

³⁰ Diario El País, entrevista a profesor Sarmiento, Abril del 2009

La energía mareomotriz a su vez, se encuentra en una etapa muy preliminar de desarrollo, 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. Entre sus ventajas figura el hecho que es un tipo de energía predecible. Su principal desventaja es su bajo factor de planta, en torno al 30%.

De esta forma la energía mareomotriz no constituye por el momento una fuente de energía factible de incorporar al plan de desarrollo energético de la Región de Magallanes.

3.10 Energía Geotérmica

La ley 19.657 sobre Concesiones de Energía Geotérmica, la define como aquella energía 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. Es una fuente de energía renovable muy valiosa para la generación de electricidad, dado que permite la operación en base, a diferencia de la energía eólica y solar, por ejemplo. Al 2010 en el mundo había instalados 10.960 MW³¹ en potencia geotermoeléctrica. En nuestro país hay una gran actividad a nivel exploratorio y se espera la puesta en marcha de la primera unidad de generación de 40 MW³² para el 2016, Polloquere, en la XV Región.

3.10.1 Levantamiento de la Información

La recopilación de la información disponible en la XII Región y en el resto del país, en relación a este tema, mostró que hay escasa información técnica disponible, dado que nunca se han realizado actividades exploratorias con el fin de evaluar el potencial del recurso geotérmico en la zona. La única información disponible, son estudios tangenciales derivados de la exploración del petróleo, destacando entre estos los siguientes:

- Estudio Geoquímico de la Cuenca de Magallanes, realizado por encargo de ENAP el año 2003 por los consultores *Urien, Hoggs y Asociados* en conjunto con *Geoquimical Solutions International*. Consiste en un modelamiento térmico de la cuenca, basado en datos de temperatura de fondo de pozos petroleros, tomados de los perfiles eléctricos corregidos por el factor del efecto del lodo y datos de Amerada³³. A su vez, confeccionaron el plano de gradientes geotérmicos indicados en la Figura 3.11.1. Los datos obtenidos muestran una zona con gradientes del orden de 5°C/100m en el sector occidental de la zona mapeada que va disminuyendo gradualmente hacia el sector occidental de la cuenca donde los espesores del Terciario superan los 4.000 m y los gradientes geotérmicos son del orden de los 3,5°C.

³¹ Asociación Internacional de Geotermia, IGA

³² Informe Precios de Nudos SING Abril 2011, CNE.

³³ Pruebas de producción que se le hacen a los pozos de gas y petróleo antes de dejarlos en régimen de producción definitiva.

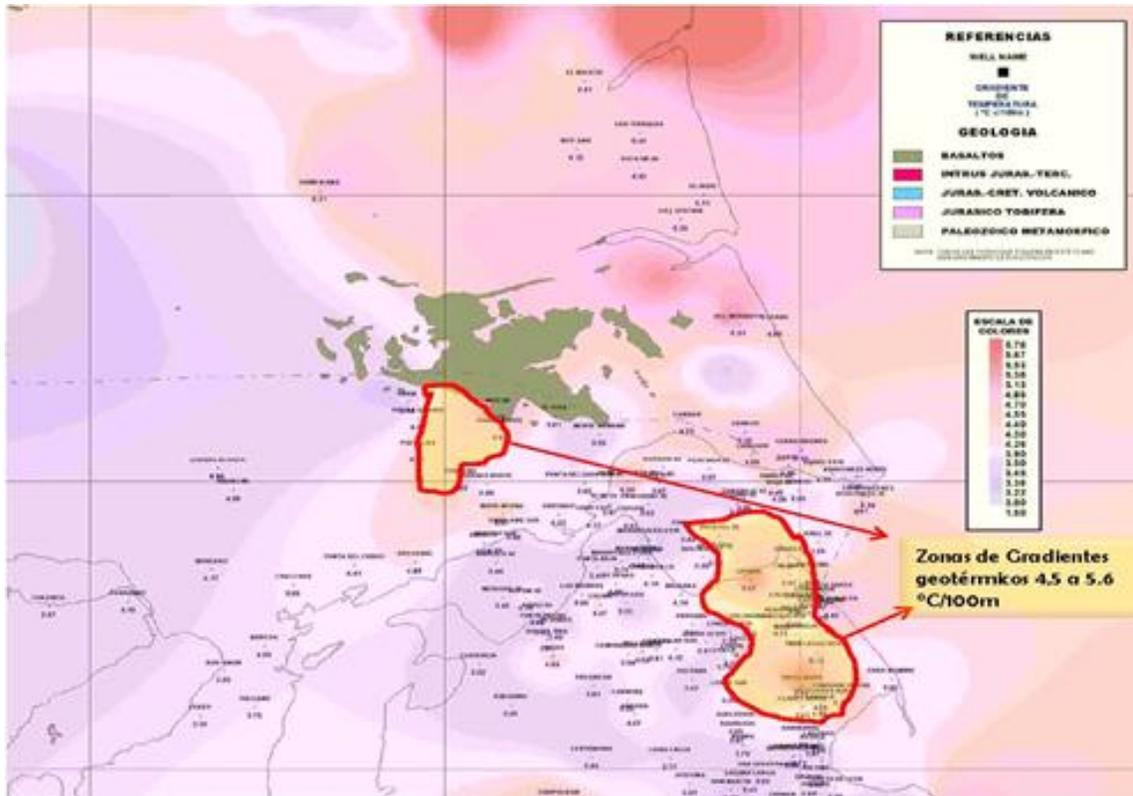


Figura 3.10.1 Gradiente Geotérmico en la Región de Magallanes, °C/100m

- Estudio de J. Moraga, El Potencial de Hidrocarburos de la Cuenca de Antepaís (Informe interno ENAP), presenta un análisis basado en las temperaturas de Amerada. Muestra el siguiente cuadro resumen en su informe, ver Figura 3.10.2.

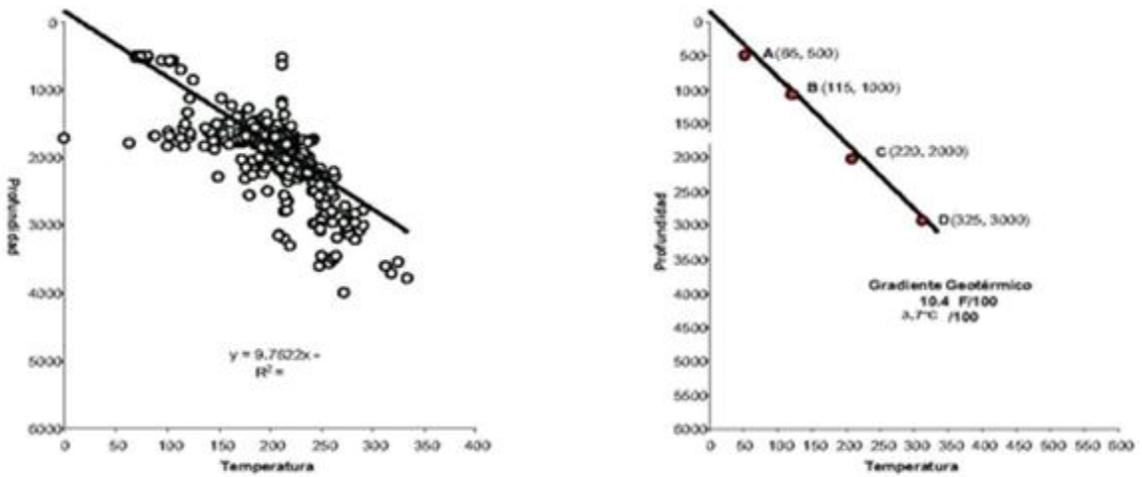


Figura 3.10.2 Gradiente Geotérmico Magallanes, según J. Moraga

De esto se concluye que el gradiente geotérmico medio de la cuenca, según J. Moraga, es de 3,7°C/100 m.

- Otra fuente de información han sido, opiniones expertas de profesionales que han trabajado en el área, geólogos petroleros y geólogos especialistas en exploración geotérmica con conocimientos de la Región de Magallanes. Además se revisó información técnica de estudios realizados en la cuenca de Magallanes por consultoras externas que superficialmente mencionan o aportan algunos datos de las temperaturas de la cuenca y su gradiente, medidos de diferentes formas en el área, como así informes técnicos internos de ENAP e información técnica publicada.

3.10.2 Análisis de la Información

Los procesos geológicos que ocurren en general en las cuencas en las que se han generado yacimientos de hidrocarburos y las condiciones de enterramiento de los depósitos sedimentarios, muestran que los fenómenos volcánicos e intrusivos, han estado ausente o han sido de desarrollo discreto y muy local en las distintas fases finales de su enterramiento, por lo que en general son zonas frías con gradientes de temperatura moderados, siendo esta la situación también para la cuenca de Magallanes, según se deduce de los estudios de Urien y Moraga.

3.10.3 Conclusiones para el Recurso Geotérmico

- No es posible pronunciarse en relación al potencial de este recurso en la zona y de sus características, dado la escasa información disponible.
- Los gradientes geotérmicos medidos en la zona en estudio, hacen muy poco factible la existencia de fluidos geotérmicos de alta entalpía, temperaturas superiores a 200°C a profundidades convenientes, los cuales se encuentran normalmente en ambientes con gradientes geotérmicos superiores a los 6,0°C/100m. Esta situación imposibilitaría el desarrollo de proyectos geotérmicos de generación eléctrica convencional, esto es, en base a turbinas de vapor.
- De esta forma, el espacio para la geotermia correspondería a fluidos de mediana entalpía, para su empleo en la generación binaria o como fuente térmica directa. Las turbinas binarias son menos utilizadas por su mayor costo. Una de sus grandes ventajas en todo caso, es que permite instalar unidades en el rango de pequeña a media potencia, 0,5 a 15 MW, aprovechando las innegables ventajas de la geotermia en la generación eléctrica, como son la baja emisión de CO₂ y la generación permanente en base. Esta última es una distinción notable respecto de la energía eólica y solar.

- Para tener una idea de la factibilidad económica de la generación binaria en la zona, se evaluó un proyecto a nivel de perfil, asumiendo la existencia de yacimientos geotérmicos tipo de mediana entalpía. Se consideró una planta de 25 MW, instalada en Dorado Norte, a 140 kilómetros de Punta Arenas. Se asumió un costo de 5.650 US\$/MW instalado, lo cual incluye la exploración, explotación y equipos de generación. Se considera además el costo de la línea de transmisión a Tres Puentes. El costo medio de generación resultante es de 84,7 US\$/KWh, el cual compite favorablemente con cualquier alternativa de generación (solar, hidro, carbón, SGN, diesel), excepto con gas natural, el cual tiene un costo medio menor.
- En la zona de Magallanes es altamente factible desde un punto de vista técnico, desarrollar actividades de exploración y/o explotación geotérmica, dado el gran conocimiento geológico de la cuenca de Magallanes, por parte de ENAP y otras empresas petroleras y la existencia de personal técnico y equipos calificados. La cadena de exploración – producción de la geotermia, es muy similar a la del petróleo y gas natural. Hoy en día la exploración geotérmica en el país es una realidad. Hay al menos cuatro empresas internacionales de reconocido nivel tecnológico y gran experiencia.
- Hasta que no se demuestre la existencia y potencial del recurso geotérmico vía exploración, no es posible considerarla entre las fuentes de generación candidatas para este estudio.

En el Anexo F se entregan mayores antecedentes sobre este tema.

4. Aspectos Ambientales

Los aspectos ambientales a destacar en el análisis de los distintos recursos energéticos a considerar en la zona de Magallanes, son los siguientes:

4.1 Emisión de CO₂ por MWh Generado

Recurso Energético ³⁴	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ /MWh)
Carbón sub-bituminoso	0,92
Gas Natural (en ciclos Comb.)	0,37
Gas Natural (en turbinas)	0,64
Diesel	0,65
LPG	0,60
Fuel Oil	0,620
Geotermia ³⁵	0,01 - 0,38
Hidráulica	0
Eólica	0
Solar	0
Biomasa	0
Turba	0,56

Tabla 4.1 Emisiones de CO₂

La emisión del gas natural se muestra para ciclos combinados y turbinas abiertas, siendo estas las instaladas en Magallanes en la actualidad y las consideradas en el estudio. La distinta emisión es consecuencia de la eficiencia asociada al uso del combustible. Para un ciclo combinado ésta bordea el 55% y para las turbinas el 35. Los ciclos combinados requieren de un tamaño mínimo de capacidad instalada que excede la demanda regional de energía eléctrica.

4.2 Identificación de los Aspectos Ambientales

Basado principalmente, en información regional disponible en distintas fuentes públicas, como CONAF, SEA y otros, en una revisión de la aprobación ambiental de proyectos similares y en las

³⁴ "CO₂ Emissions From Fuel Combustions" 2011 Edition, International Energy Agency.

³⁵ "What is geothermal energy?", Mary H. Dickson y Mario Fanelli, 2004. International Geothermal Association

guías de evaluación de proyectos energéticos, los aspectos ambientales potenciales que deberá enfrentar y resolver cada una de las fuentes energéticas consideradas, en la medida que entren en operación, se resumen en la Tabla 4.2. En ésta tabla se indica su potencialidad de ocurrencia (SI) y el tipo de efecto, negativo (-) o positivo (+) del recurso a desarrollar.

Aspecto Ambiental	Generación en base a carbón sub-bituminoso	Generación en base a biomasa	Generación en base a gas natural o SGN	Generación en base a energía eólica y solar	Generación en base a petróleo diesel	Generación en base a geotermia	Recurso Hídrico	Línea de transmisión eléctrica de 110 KV
RESIDUOS								
Residuos: escorias, sólidos inertes, lodos	SI (-)	SI (-)	SI (-)		SI (-)			
Cenizas de combustión	SI (-)	SI (-)	SI (-)					
EMISIONES								
Emisiones atmosféricas olores y/o gases	SI (-)	SI (-)	SI (-)		SI (-)			
Emisiones al suelo	SI (-)	SI (-)	SI (-)		SI (-)	SI (-)		
Emisiones acústicas	SI (-)	SI (-)		SI (-)	SI (-)	SI (-)		
Aguas industriales derivado de procesos, barros de perforación	SI (-)	SI (-)		SI (-)		SI (-)		
EFFECTOS SOBRE RECURSOS NATURALES RENOVABLES								
vegetación nativa	SI (-)	SI (-)	SI (-)	SI (-)	SI (-)	SI (-)	SI(-)	SI (-)
Fauna		SI (-)		SI (-)	SI (-)	SI (-)	SI(-)	

Aspecto Ambiental	Generación en base a carbón sub-bituminoso	Generación en base a biomasa	Generación en base a gas natural o SGN	Generación en base a energía eólica y solar	Generación en base a petróleo diesel	Generación en base a geotermia	Recurso Hídrico	Línea de transmisión eléctrica de 110 KV
Suelo	SI (-)	SI (-)	SI (-)	SI (-)	SI(-)	SI (-)	SI(-)	SI (-)
Agua				SI (-)		SI (-)	SI(-)	
EFFECTOS SOBRE MEDIO SOCIAL, TERRITORIAL Y ECONÓMICO								
Empleo	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI(+)	
Demanda Provisión de Servicios	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI (+)	SI(+)	
Competencia con usos alternativos del territorio (turismo, áreas de pesca)				SI (-)		SI (-)	SI(-)	SI (-)
EFFECTOS SOBRE MEDIO PATRIMONIAL, CULTURAL								
Efecto sobre el paisaje			SI (-)	SI (-)		SI (-)	SI(-)	SI (-)
Efecto sobre patrimonio histórico y Cult								

Tabla N° 4.2. Aspectos Ambientales Potenciales (Fase de Operación)

Cabe destacar que el manejo de los impactos ambientales asociados a los residuos y emisiones se efectúa en la etapa de diseño inicial de cada proyecto y forman parte de los objetivos técnicos a alcanzar. No así los efectos sobre la demanda territorial, uso del suelo, vegetación y fauna, patrimonio cultural, etc., ellos corresponden a componentes ambientales que deberán compensarse o mitigarse vía planes específicos.

En el Anexo P se entregan mayores antecedentes sobre esta materia.

5. Alternativas Energéticas para Magallanes

En este capítulo se describen y evalúan las posibles alternativas de generación de energía eléctrica para satisfacer los requerimientos de consumos de los sistemas medianos de Magallanes (en adelante SSMM) de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, basados en los recursos energéticos analizados en los capítulos anteriores.

Los recursos que serán evaluados para la generación eléctrica son el carbón en turbinas de vapor, recurso eólico en aerogeneradores, recurso hidráulico en centrales de embalse y pasada, recurso solar en unidades fotovoltaicas, recurso biomasa con generación en turbinas a vapor, gas natural, propano aire, diesel y gas natural sintético para la generación eléctrica en turbinas y motores.

5.1 Unidades Consideradas

En este capítulo se describen las unidades consideradas en el estudio. Los tamaños escogidos para cada una son acordes con las demandas y los crecimientos de estas en cada una de las zonas. Así por ejemplo no se han considerado unidades de más de 60 MW para Punta Arenas, ya que por motivos de seguridad no se puede confiar el abastecimiento de una zona a una sola unidad.

En los casos de los proyectos hidráulicos, dada la poca información disponible se consideró 60 MW como un tamaño posible de ser construido en la cuenca del río Serrano. Para el río San Juan, según las estimaciones realizadas por ENDESA, su desarrollo es del orden de 7 MW brutos.

En el caso de motores y turbinas, los tamaños corresponden a unidades disponibles en el mercado y que se acomodan a las características de los sistemas. La idea es no incluir unidades que su salida haga imposible o difícil la recuperación del servicio, así por ejemplo en el SING el criterio es que las unidades más grandes no pueden sobrepasar el 15-20% de la demanda máxima del sistema.

Para el caso eólico en Punta Arenas se consideraron módulos más grandes que en Porvenir y Puerto Natales por los tamaños relativos de cada uno de los sistemas.

Finalmente, la fuente de generación que no se han considerado son la geotermia y la energía mareomotriz, dado que la información existente de dichos recursos es insuficiente para su evaluación.

5.1.1 Turbinas y Motores Utilizando Gas Natural

La fuente de información utilizada para este tipo de unidades corresponde al informe de Proyersa.³⁶

La ubicación de cualquiera de estas unidades sería en los actuales terrenos de la subestación Tres Puentes, que se encuentra en Punta Arenas.

Para el caso de Turbinas que utilizan gas natural como combustible, se consideró un abanico de posibilidades con potencias que fluctúan entre los 5,7 MW y 23,8 MW y que solo se pueden instalar en Punta Arenas, por razones de tamaño de la demanda. En la tabla que sigue se muestran las unidades utilizadas junto a sus características más importantes.

En el Anexo G de este informe se encuentran los valores detallados de los diferentes parámetros de estas unidades.

Marca	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (mcs/KWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
Taurus 60	5.430	5,7	0,33	83,4	20
Taurus 65	5.960	6,3	0,31	83,4	20
Taurus 70	6.710	7,5	0,31	83,4	20
Mars 100	9.570	11,3	0,32	83,4	20
Titan 130	9.880	15,0	0,30	83,4	20
LM2500PE	19.320	22,8	0,32	83,4	20
OGT6000	6.960	6,2	0,33	83,4	20
OGT15000	13.190	16,5	0,29	83,4	20
GTES URAL 6000	6.220	6,0	0,40	84,5	20
EGES-12S	11.330	12,0	0,33	84,8	20
GTES-16PA	14.840	16,0	0,29	84,8	20

Tabla 5.1.1.1 Turbinas a Gas Natural

En el caso de los motores que utilizan gas natural, la tabla que sigue indica las unidades bajo estudio, estos motores están disponibles para los tres SSMM.

³⁶ "Estudio de Mercado de Costos de Inversión Operación y Mantenimiento de Unidades Generadoras", EDM 009-001-006 efectuado por la empresa PROYERSA

Modelo	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (mcs/KWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
G3508	604	0,5	0,27	82,7	20
G3512	800	0,8	0,30	82,7	20
G3516	989	1,0	0,29	82,7	20
G3516C	1.280	1,6	0,26	82,7	20
G3520	1.450	2,0	0,27	82,7	20
C1160 N5C	970	1,2	0,27	82,7	20
16V-AT27GL	3.020	3,3	0,27	82,7	20
12V-AT27GL	2.350	2,2	0,28	82,7	20
APG3000	2.540	3,2	0,27	82,7	20
APG2000	1.650	2,2	0,27	82,7	20
APG1000	1.250	1,0	0,25	82,7	20
PG1000B	730	0,8	0,32	82,7	20
P1250B	880	1,0	0,27	82,7	20
JM320	930	1,1	0,25	82,7	20
JM416	901	1,1	0,24	82,7	20
JM420	1.090	1,4	0,24	82,7	20
JM612	1.660	1,8	0,24	82,7	20
JM616	1.900	2,4	0,24	82,7	20
JM620	2.230	3,0	0,24	82,7	20
JM624	2.950	4,0	0,23	82,7	20
9L34SG	6.340	3,9	0,22	82,7	20
PPG-597	475	0,5	0,31	82,7	20
PPG-1210	890	1,0	0,42	82,7	20

Tabla 5.1.1.2 Motores a Gas Natural

Estas mismas turbinas y motores se utilizan si el combustible es propano aire o SGN.

En el Anexo G de este informe se encuentran los valores detallados de los diferentes parámetros de estas unidades.

5.1.2 Turbinas y Motores Utilizando Diesel

De manera análoga a los puntos anteriores, en las tablas que siguen se describen las unidades a considerar en los diferentes SSMM. En el caso de las turbinas, estas solo están disponibles para Punta Arenas.

Marca	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (Lt/KWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
Taurus 60	6.230	5,7	0,33	83,4	20
Taurus 70	7.670	7,5	0,31	83,4	20
Mars 100	10.740	11,3	0,32	83,4	20
Titan 130	11.250	15,0	0,30	83,4	20
LM2500PE	20.460	22,8	0,32	83,4	20
OGT6000	7.640	6,2	0,33	83,4	20
OGT15000	14.280	16,5	0,29	83,4	20
GTES URAL 6000	7.890	6,0	0,40	84,5	20

Tabla 5.1.2.1 Turbinas Diesel

En cuanto a su ubicación, en el caso de Punta Arenas sería en Tres Puentes. Para Porvenir y Puerto Natales, sería en los terrenos actuales de estas centrales de propiedad de EDELMAG.

Modelo	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (Lt/KWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
6L20	3.940	1,0	0,17	82,1	20
8L20	4.230	1,4	0,17	82,1	20
9L20	4.290	1,5	0,17	82,1	20
6L32	5.800	2,6	0,16	82,1	20
9L32	6.700	4,0	0,16	82,1	20
PP-630	220	0,5	0,28	82,1	20
PP-1250	450	1,0	0,28	82,1	20
PP-1705	550	1,4	0,27	82,1	20
PP-2050	680	1,6	0,27	82,1	20
P800P1/P900P1	310	0,5	0,32	82,1	20
P1000P1/P1100E1	400	0,6	0,33	82,1	20
P1250P3/P1375E1	630	0,8	0,32	82,1	20
P1350P1/P1500E1	670	0,9	0,32	82,1	20

Modelo	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (Lt/KWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
P1500P3/P1650E3	710	1,0	0,31	82,1	20
P1700P1/P1875E	730	1,1	0,32	82,1	20
P1750/P1925E	730	1,1	0,32	82,1	20
P1825/P2000E	760	1,2	0,32	82,1	20
P12000/P2000E	820	1,3	0,33	82,1	20
C32	360	0,7	0,27	82,1	20
3512B	640	1,1	0,27	82,1	20
3512B1	680	1,2	0,25	82,1	20
3516B	800	1,3	0,26	82,1	20
3516B1	810	1,4	0,24	82,1	20
3516B-HD	900	1,6	0,24	82,1	20
C175-400V	1.140	2,0	0,22	91,3	20
C175-MV	1.200	2,0	0,22	91,3	20

Tabla 5.1.2.2 Motores Diesel

En el anexo H de este informe se encuentran los valores detallados de los diferentes parámetros de estas unidades.

5.1.3 Unidades de Vapor Carbón

La fuente para los valores considerados, corresponde a una cotización de *Technit-Sener*, unidad de 52,7 MW. Se dispone también de una estimación de una unidad de 20 MW, esta estimación es en base a una caldera *Metso*, e información de Minera Isla Riesco, así como de elaboración propia de la consultora.

Este tipo de unidades, se ha considerado solo disponible para el sistema de Punta Arenas, ubicada en la zona de Pecket lo más próximo a la mina, a una distancia de 40 Km de Punta Arenas.

A continuación se muestran algunas de sus características principales

Tipo	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (ton/MWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
Turbina vapor carbón	197.500	52,7	0,45 ³⁷	78,5	24
Turbina vapor carbón	96.100	20,0	0,50	78,5	24

Tabla 5.1.3 Turbinas Vapor Carbón

En el anexo I se encuentran las características de estas unidades.

5.1.4 Unidades Eólicas

El recurso eólico ha sido bastante estudiado en la región de Magallanes. Para este estudio se consideró un proyecto de 6,9 MW, compuesto por 3 módulos de 2,3 MW, en la zona de Punta Arenas.

Para Puerto Natales y Porvenir se consideró un proyecto de 2,6 MW, compuesto por 3 unidades de 845 kW. Las características de las unidades se muestran en el anexo J y un resumen de ellas en la tabla que sigue:

Marca	Tipo	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (ton/MWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
Vestas	WIND	20.660	6,9	0,0	50,2	20
Vestas	WIND	6.300	2,6	0,0	35,7	20

Tabla 5.1.4 Turbinas Eólicas

5.1.5 Centrales Hidráulicas

Los informes revisados de Endesa, solo mencionan relevante para la región de Magallanes al río Serrano como potencial fuente de recurso para centrales hidráulicas.

La tabla que sigue, obtenida del Informe Cuenca del río Serrano, DGA, Diciembre 2004 muestra las características de los caudales afluentes de la potencial central hidroeléctrica que se pudiera instalar en la zona.

³⁷ Dato extraído de cotización de Technit-Sener considerando carbón sub-bituminoso

Probabilidad de Excedencia (%)	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
5	613.99	430.92	234.12	277.77	234.94	206.20	307.83	510.03	695.12	832.19	839.33	674.64
10	561.84	375.23	197.71	228.56	202.92	184.46	283.94	474.27	656.11	782.00	762.49	627.51
20	507.48	307.78	161.10	180.47	169.92	161.80	259.04	434.31	611.22	725.24	688.39	579.46
50	425.37	178.87	108.92	114.91	121.05	127.57	221.42	367.05	532.15	627.97	589.38	509.51
85	352.42	134.78	67.26	65.90	79.71	97.16	188.01	298.34	445.77	525.900	517.56	451.84
95	319.33	98.14	50.68	47.53	62.37	83.37	172.85	264.15	400.12	473.86	491.39	428.19

Tablas 5.1.5.1 Características de los Caudales de Potencial Hidroeléctrica

Utilizando la fórmula que sigue, es posible concluir que potencialmente podría existir una central de 50-60 MW con un factor de planta superior al 60%. La distancia a Punta Arenas, se estima del orden de los 400 kilómetros.

$$P (KW) = 8xQ \left(\frac{m^3}{seg} \right) x H (m)$$

Donde

P = Potencia bruta

Q = Caudal

H = Altura

En el caso de Punta Arenas, el desarrollo Hidroeléctrico del río San Juan, ubicado a una distancia de 40 Km, contempla el aprovechamiento del sistema hídrico con la laguna Parrillar, que haría de embalse natural, y el desagüe de éste en el río Agua Fresca. Las centrales proyectadas se indican en el cuadro a continuación:

Central	Altura (m)	Potencia (MW)	Generación Anual (GWh)
Agua Fresca 1	80	3,1	14
Agua Fresca 2	45	1,7	8
Agua Fresca 3	75	2,9	13

Tabla 5.1.5.2 Generación Potencial de Centrales Proyectadas en Río San Juan

Como se aprecia, la potencia nominal sería de 7,7 MW y la energía 35 GWh/año, lo que da un factor de planta de 52%.

En el anexo M se describen las inversiones para las centrales de este tipo

5.1.6 Centrales Fotovoltaicas

Se han considerado pequeñas centrales de 100 kW ubicadas en las cercanías de las actuales centrales de generación de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. En el anexo K se muestra un resumen de las características de estas centrales.³⁸

En la tabla que sigue se muestran algunas características relevantes de este módulo:

Tipo	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Consumo Combustible (ton/KWh)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
Solar FV	546	0,1	0,0	12,6	15

Tabla 5.1.6 Características Central FV

5.1.7 Centrales de Biomasa

Según se explicó en el punto 3.7 se consideró solamente el proyecto asociado al Aserradero Montealto, ubicado a 70 kilómetros de Puerto Natales. Este proyecto se encuentra descrito en el anexo L y considera dos alternativas de central, de 5 MW y 10 MW para el abastecimiento de Puerto Natales.

En la tabla que sigue se muestran sus características más relevantes:

Tipo	Inversión (Miles de US\$)	Potencia (MW)	Disponibilidad %	Vida Util (años)
Biomasa 5 MW	19.111	5,0	82,5	25
Biomasa 10 MW	34.379	10,0	82,5	25

Tabla 5.1.7 Características Central de Biomasa

³⁸ Informe N°2 “Evaluación Potencial FV”, CERE-UMAG desarrollado para este estudio.

6. Efecto en la Demanda Eléctrica de Magallanes

Para poder realizar un análisis de la matriz energética futura de Magallanes es necesario disponer de la evolución de la demanda de energía eléctrica en la zona, para ello la Consultora elaboró una proyección de la demanda de energía eléctrica para el periodo 2011-2041 para las ciudades de Punta Arenas, Natales y Porvenir.

6.1 Proyección de la Demanda Basada en el PIB

La proyección de la demanda eléctrica para la zona de Magallanes se determinará mediante la utilización de la proyección del PIB Nacional, en el entendido que este guarda una muy buena correlación con la energía generada en la Región.

Como antecedente inicial tenemos que la generación de energía eléctrica para el período 2004 – 2009³⁹ que es la siguiente:

Ciudad	Generación Bruta Anual (GWh)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Punta Arenas	169	178	188	200	211	216
Puerto Natales	17	18	19	21	22	23
Puerto Williams	4	4	3	3	3	3
Porvenir	9	12	13	16	14	14
Total	199	211	225	240	249	256

Tabla 6.1.1 Generación de Energía Región de Magallanes

Para utilizar esta metodología, primero debemos señalar que no es posible establecer una relación directa del PIB Regional con la generación eléctrica de Magallanes, por cuanto, hay actividades productivas que influyen de manera importante sobre el PIB regional, pero que sin embargo se autoabastecen de energía eléctrica, como lo es la producción de Metanol que tiene un peso específico importante en el producto regional, y como también la producción salmonera y la explotación del carbón en Isla Riesco. Según lo anterior, la evolución del PIB regional no permite entonces correlacionar la evolución con la generación o consumo de energía eléctrica de forma directa.

Un ejemplo de lo anterior se muestra en la siguiente figura 6.1.1, donde se puede apreciar el PIB Regional de los últimos años, y la relación que existe en la baja sostenida por este y la baja en el

³⁹ Fuente, www.cne.cl

PIB de la Industria del Sector Manufacturero, debido a la disminución en la producción de Metanol por parte de Methanex como consecuencia de la baja disponibilidad de gas natural para su producción.

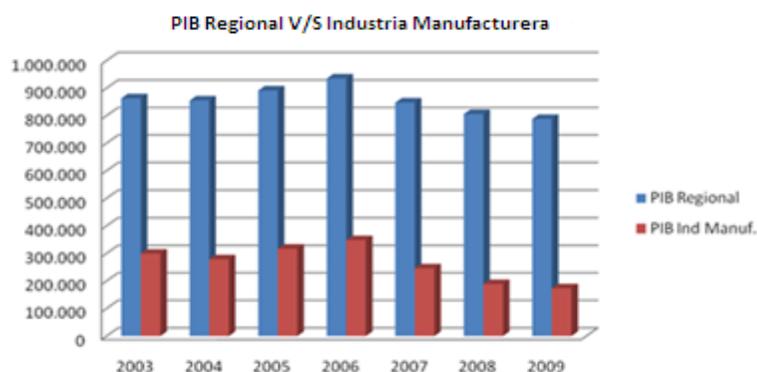


Figura 6.1.1 PIB Regional Magallanes

No obstante lo anterior, sí podemos aislar aquellos componentes del PIB regional que no explican de forma satisfactoria el consumo de energía eléctrica del SSMM.

En la siguiente Tabla 6.1.2 se desglosa el PIB Regional de Magallanes en los distintos sectores de la economía regional:⁴⁰

Producto Interno Bruto por Clase de Actividad Económica Región de Magallanes (MM\$)							
Actividad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Agropecuario-Silvícola	3.077	3.405	3.335	3.915	3.787	3.820	3.555
Pesca	35.941	42.201	38.989	41.812	44.189	46.272	41.813
Minería	89.927	87.497	92.765	86.899	80.467	77.114	79.587
Ind. Manufacturera	298.879	278.605	316.975	347.994	245.602	188.832	172.994
Electricidad, Gas y Agua	15.126	15.644	15.645	16.068	17.089	17.010	17.033
Construcción	65.416	52.046	36.386	31.941	45.340	43.917	52.253
Comercio y Hotelería	48.187	52.323	55.553	58.583	62.189	67.969	66.005
Transporte y Comunic.	89.029	98.367	105.602	115.857	107.592	110.579	100.530
Servicios Financieros	43.596	46.096	47.079	47.513	52.511	54.066	53.138
Propiedad de vivienda	35.179	35.907	36.911	37.852	38.976	39.990	41.055
Servicios personales	46.513	48.755	48.360	50.979	52.617	57.255	58.652
Administración Pública	103.207	106.552	106.963	109.166	112.829	115.312	117.455
Menos Imput bancarias	-11.169	-12.280	-13.366	-13.892	-15.789	-16.350	-16.072
Producto Interno Bruto	862.908	855.119	891.198	934.685	847.400	805.786	787.999

Tabla 6.1.2 PIB Regional de Magallanes por Sector de la Economía

⁴⁰ Fuente, Banco Central, www.bcentral.cl

Si analizamos la correlación existente entre la generación de electricidad señalada en la tabla N°6.1.1 y los distintos sectores de la economía de la Región de Magallanes, tenemos lo siguiente:

Sector	Coef. de Correlación
Agropecuario-silvícola	0,54
Pesca	0,55
Minería	-0,86
Industria Manufacturera	-0,75
Electricidad, Gas y Agua	0,94
Construcción	0,20
Comercio, Restaurantes y Hoteles	0,97
Transporte y Comunicaciones	0,22
Servicios Financieros y Empresariales	0,95
Propiedad de vivienda	0,99
Servicios Personales	0,94
Administración Pública	0,98

Tabla 6.1.3 Correlación PIB por Sector v/s Consumo Eléctrico

De la Tabla 6.1.3 se puede apreciar que existen sectores de la economía regional que no tienen correlación significativa con el consumo de energía eléctrica, lo que resulta lógico pues son sectores en que la energía utilizada no es provista por el SSMM, sino que autogenerada. Por otra parte, existen sectores de la economía que presentan una muy buena correlación con el consumo de energía eléctrica como el comercio, restaurantes, hoteles, servicios financieros o administración pública.

Tomando esto en cuenta se construye un PIB que denominaremos PIB GENERACION, con los sectores de la economía que presentan sobre un 94% de correlación con el consumo de generación eléctrica de acuerdo a la Tabla 6.1.3, resultando lo siguiente:

Año	PIB Generación (MM\$)
2003	291.808
2004	305.277
2005	310.511
2006	320.161
2007	336.211
2008	351.602
2009	353.338

Tabla 6.1.4 PIB Considerando Sectores que Afectan Consumo Energético

Este PIB Generación resulta tener un 98% de coeficiente de correlación con el consumo de energía. Y si comparamos este PIB con el PIB Nacional, obtenemos a la vez una correlación del 96%.

Año	PIB Generación (MM\$)	PIB Nacional (MM\$)
2004	305.277	54.246.819
2005	310.511	57.262.645
2006	320.161	59.890.971
2007	336.211	62.646.126
2008	351.602	64.940.432
2009	353.338	63.848.206

Tabla 6.1.5 PIB Generación v/s PIB Nacional

Por lo tanto, si el PIB GENERACION está correlacionado con el consumo de electricidad en Magallanes y con el PIB Nacional, se deduce que el consumo de electricidad esté relacionado con el PIB Nacional, correlación que llega al 98%. Diversos estudios en materia de energía realizados en el país consideran un crecimiento del PIB nacional del 5% para el período 2011-2015 y del 4% para el 2015 – 2030, como es el caso del Informe Final del estudio del IPOCH.⁴¹ En dicho estudio se indica además haber sometido a consideración del Ministerio de Hacienda esta estimación quien señaló que para efectos de este tipo de estudios esas tasas de crecimiento eran adecuadas. Otro estudio que contempla el mismo crecimiento proyectado para los próximos 20 años del PIB nacional, es el estudio realizado por el Programa de Gestión y Economía Ambiental de la Universidad de Chile.⁴²

Proyección PIB Nacional			
Año	Monto MM\$	Año	Monto MM\$
2010	67.040.616	2026	131.719.849
2011	70.392.647	2027	136.988.643
2012	73.912.279	2028	142.468.189
2013	77.607.893	2029	148.166.917
2014	81.488.288	2030	154.093.593
2015	85.562.703	2031	160.257.337
2016	88.985.211	2032	166.667.631
2017	92.544.619	2033	173.334.336

⁴¹ “Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía”, IPOCH, informe efectuado por mandato de la Comisión Nacional de Medio Ambiente, Agosto 2010.

⁴² “Trayectoria de Emisiones y Posibilidades de Mitigación en Chile” del Programa de Gestión y Economía Ambiental de la Universidad de Chile.

Proyección PIB Nacional			
Año	Monto MM\$	Año	Monto MM\$
2018	96.246.404	2034	180.267.709
2019	100.096.260	2035	187.478.418
2020	104.100.110	2036	194.977.554
2021	108.264.115	2037	202.776.657
2022	112.594.679	2038	210.887.723
2023	117.098.467	2039	219.323.232
2024	121.782.405	2040	228.096.161
2025	126.653.701	2041	237.220.007

Tabla 6.1.6 Proyección del PIB Nacional

Según lo anterior es razonable considerar una proyección del crecimiento del PIB Nacional de un 5% para el período 2011 – 2015 y de un 4% para el período 2016 – 2041. De esta forma, y de acuerdo a las correlaciones obtenidas, será posible proyectar el PIB Nacional hasta el año 2041 y posteriormente el consumo eléctrico de Magallanes para el mismo período, según se indica en la Tabla 6.1.6.

Si estimamos la proyección de la demanda energética utilizando el PIB Nacional tenemos que la ecuación que los relaciona es la siguiente:

$$PIB\ Nacional = 180.924 * Energía\ GWh + 18.884.169$$

Así obtenemos la siguiente proyección de demanda energética al año 2041, indicado en la Tabla 6.1.7.

Proyección Demanda Energía Eléctrica Región de Magallanes			
Año	Consumo eléctrico GWh	Año	Consumo eléctrico GWh
2010	266,5	2026	628,5
2011	285,3	2027	658,0
2012	305,0	2028	688,6
2013	325,7	2029	720,5
2014	347,4	2030	753,7
2015	370,2	2031	788,2
2016	389,3	2032	824,1

Proyección Demanda Energía Eléctrica Región de Magallanes			
Año	Consumo eléctrico GWh	Año	Consumo eléctrico GWh
2017	409,3	2033	861,4
2018	430,0	2034	900,2
2019	451,5	2035	940,5
2020	473,9	2036	982,5
2021	497,2	2037	1026,2
2022	521,5	2038	1071,5
2023	546,7	2039	1118,8
2024	572,9	2040	1167,8
2025	600,1	2041	1218,9

Tabla 6.1.7 Proyección Demanda de Energía Región de Magallanes

En forma gráfica se aprecia el crecimiento sostenido de la demanda de energía para Magallanes.

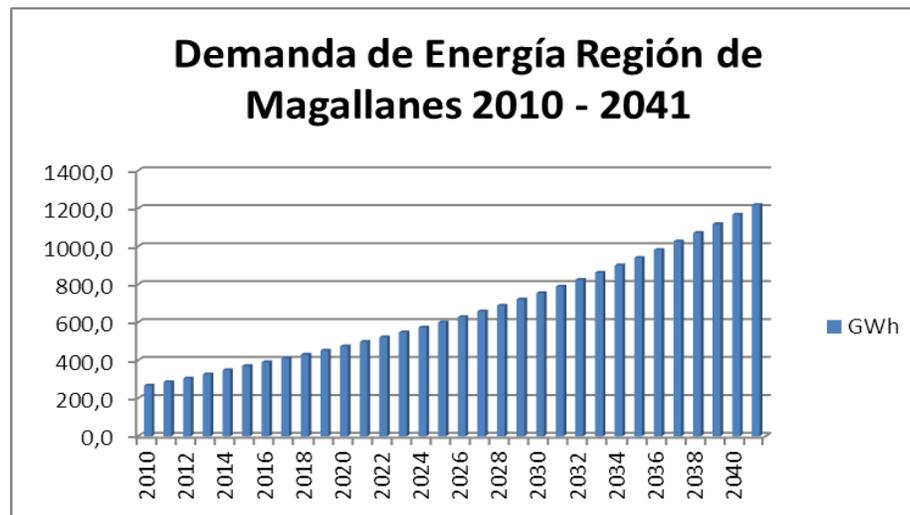


Figura 6.1.2 Demanda Total de Energía al 2041

Como una forma de tener un punto de comparación, procedemos a hacer este mismo cálculo, esta vez utilizando el PIB GENERACION, para lo cual primero debemos proyectarlo utilizando la correlación existente entre éste y el PIB Nacional.

$$PIB Nacional = 192,38 * PIB GENERACION - 2.920.916$$

Proyección PIB GENERACION			
Año	Monto MM\$	Año	Monto MM\$
2010	363.663	2026	699.869
2011	381.087	2027	727.256
2012	399.382	2028	755.739
2013	418.592	2029	785.361
2014	438.763	2030	816.169
2015	459.942	2031	848.208
2016	477.732	2032	881.529
2017	496.234	2033	916.183
2018	515.476	2034	952.223
2019	535.488	2035	989.704
2020	556.300	2036	1.028.685
2021	577.945	2037	1.069.225
2022	600.455	2038	1.111.387
2023	623.866	2039	1.155.235
2024	648.214	2040	1.200.837
2025	673.535	2041	1.248.263

Tabla 6.1.8 Proyección PIB GENERACION

Posteriormente, una vez obtenida la proyección para el PIB GENERACION hasta el año 2041, obtenemos la correspondiente proyección de la demanda de energía mediante la siguiente fórmula que relaciona ambos factores:

$$Demanda\ de\ Energía\ (GWh) = 0,0011 * PIB\ GENERACION - 119,3987$$

Lo que arroja la siguiente estimación:

Proyección Demanda Energía Eléctrica Región de Magallanes			
Año	Consumo eléctrico GWh	Año	Consumo eléctrico GWh
2010	280,6	2026	650,5
2011	299,8	2027	680,6
2012	319,9	2028	711,9
2013	341,1	2029	744,5
2014	363,2	2030	778,4

Proyección Demanda Energía Eléctrica Región de Magallanes			
Año	Consumo eléctrico GWh	Año	Consumo eléctrico GWh
2015	386,5	2031	813,6
2016	406,1	2032	850,3
2017	426,5	2033	888,4
2018	447,6	2034	928,0
2019	469,6	2035	969,3
2020	492,5	2036	1.012,2
2021	516,3	2037	1.056,7
2022	541,1	2038	1.103,1
2023	566,9	2039	1.151,4
2024	593,6	2040	1.201,5
2025	621,5	2041	1.253,7

Tabla 6.1.9 Proyección Demanda Energía Región de Magallanes Según PIB Generación

Si bien ambas proyecciones, ya sea con el PIB Nacional o el PIB GENERACION, arrojan cifras similares, de acuerdo a las cifras de generación de energía del año 2010, que fue de 269 GWh, resulta mejor predictor el PIB Nacional, por lo que serán estos los resultados utilizados para estimar la demanda energética de las ciudades de la Región de Magallanes. Así mismo hasta el 30 de Septiembre de 2010 el consumo de energía era de 208,9 GWh, lo que permite estimar provisoriamente un consumo del orden de los 278,5 GWh, resultado que también favorece la proyección efectuada utilizando el PIB nacional, razón por la cual serán esas cifras las utilizadas en adelante en el presente Estudio.

Para efectos de estimar la demanda correspondiente a cada ciudad, se analizan los datos históricos para obtener para cada una de ellas el promedio de generación eléctrica anual del período 2004 al 2009,⁴³ el que expresaremos en porcentaje de la generación total de la Región. Esto entrega como resultado que el 84% de la energía anual generada se distribuye a Punta Arenas, el 8,8% a Puerto Natales, el 5,8% a Porvenir y el 1,4% a Puerto Williams. Estos porcentajes se han comportado de forma estable en los últimos 5 años en la zona, por lo que se utilizarán para distribuir la demanda de energía total proyectada para la Región. El resultado final de la proyección es el que se muestra en la siguiente tabla 6.1.10:

⁴³ Ver tabla 6.1.1

Año	Demanda en GWh Punta Arenas	Demanda en GWh Puerto Natales	Demanda en GWh Porvenir	Demanda en GWh Puerto Williams	Demanda Total Energía GWh
2010	224	23	15	4	267
2011	240	25	17	4	285
2012	256	27	18	4	305
2013	274	29	19	5	326
2014	292	31	20	5	347
2015	311	33	21	5	370
2016	327	34	23	5	389
2017	344	36	24	6	409
2018	361	38	25	6	430
2019	379	40	26	6	452
2020	398	42	27	7	474
2021	418	44	29	7	497
2022	438	46	30	7	521
2023	459	48	32	8	547
2024	481	50	33	8	573
2025	504	53	35	8	600
2026	528	55	36	9	628
2027	553	58	38	9	658
2028	578	61	40	10	689
2029	605	63	42	10	721
2030	633	66	44	11	754
2031	662	69	46	11	788
2032	692	73	48	12	824
2033	724	76	50	12	861
2034	756	79	52	13	900
2035	790	83	55	13	941
2036	825	86	57	14	983
2037	862	90	60	14	1.026
2038	900	94	62	15	1.072
2039	940	98	65	16	1.119
2040	981	103	68	16	1.168
2041	1.024	107	71	17	1.219

Tabla 6.1.10 Demanda de Energía Proyectada por Ciudad al Año 2041

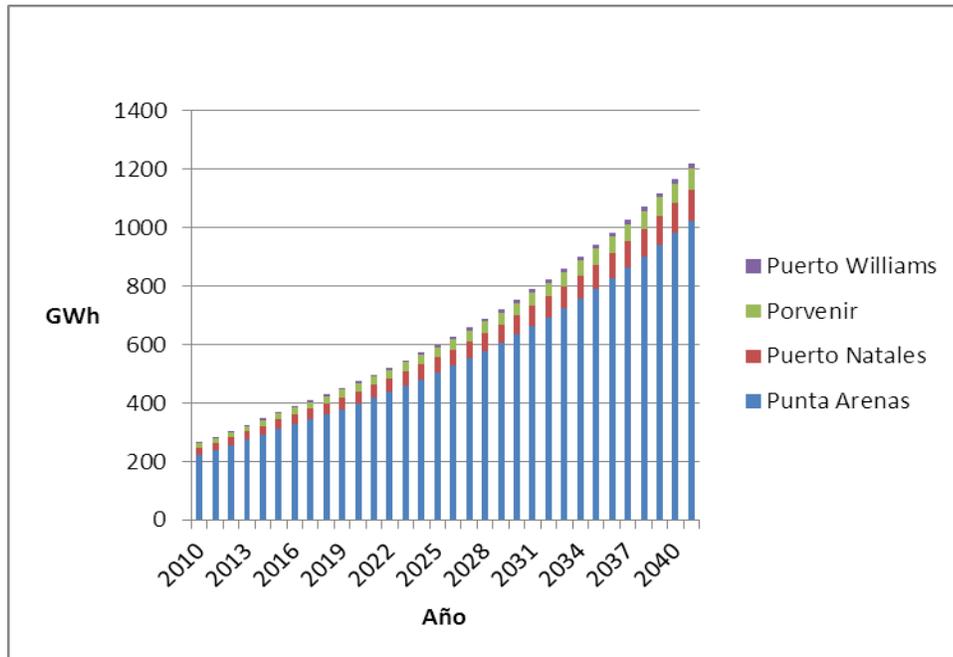


Figura 6.1.3 Demanda Proyectada por Ciudad al Año 2041

En la Figura 6.1.3 se aprecia que el consumo de Punta Arenas es significativo respecto al resto de las ciudades.

Junto con proyectar el consumo, es necesario proyectar la potencia de forma de estimar ambos parámetros claves en lo que será la infraestructura y planes de obra requeridos para el período de tiempo considerado dentro de este estudio. Para proyectar la potencia máxima se utilizó la siguiente fórmula:

$$P_{m\acute{a}x}(n) = E(n)MW / (Fc(n) * 8760)$$

Donde

$P_{m\acute{a}x}(n)$ es la Potencia Máxima para el año n

$E(n)$ es la energía consumida el año n

$Fc(n)$ es el factor de carga para el año n

Para estos efectos se utilizó un Fc de 61%,⁴⁴ y se efectuó la proyección utilizando las demandas esperadas para cada año, lo que arrojó el siguiente resultado:

⁴⁴ EDELMAG, Memoria año 2010

Año	Punta Arenas		Puerto Natales		Porvenir		Puerto Williams	
	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW
2010	223.880	42,15	23.454	4,42	15.458	2,91	3.731	0,70
2011	239.638	45,12	25.105	4,73	16.546	3,12	3.994	0,75
2012	256.184	48,23	26.838	5,05	17.689	3,33	4.270	0,80
2013	273.556	51,50	28.658	5,40	18.888	3,56	4.559	0,86
2014	291.798	54,94	30.569	5,76	20.148	3,79	4.863	0,92
2015	310.951	58,54	32.576	6,13	21.470	4,04	5.183	0,98
2016	327.040	61,57	34.261	6,45	22.581	4,25	5.451	1,03
2017	343.773	64,72	36.014	6,78	23.737	4,47	5.730	1,08
2018	361.175	68,00	37.837	7,12	24.938	4,70	6.020	1,13
2019	379.273	71,41	39.733	7,48	26.188	4,93	6.321	1,19
2020	398.095	74,95	41.705	7,85	27.487	5,18	6.635	1,25
2021	417.669	78,64	43.756	8,24	28.839	5,43	6.961	1,31
2022	438.027	82,47	45.889	8,64	30.245	5,69	7.300	1,37
2023	459.199	86,46	48.107	9,06	31.707	5,97	7.653	1,44
2024	481.218	90,60	50.413	9,49	33.227	6,26	8.020	1,51
2025	504.117	94,91	52.812	9,94	34.808	6,55	8.402	1,58
2026	527.933	99,40	55.307	10,41	36.453	6,86	8.799	1,66
2027	552.701	104,06	57.902	10,90	38.163	7,19	9.212	1,73
2028	578.460	108,91	60.601	11,41	39.941	7,52	9.641	1,82
2029	605.250	113,95	63.407	11,94	41.791	7,87	10.087	1,90
2030	633.110	119,20	66.326	12,49	43.715	8,23	10.552	1,99
2031	662.086	124,65	69.361	13,06	45.715	8,61	11.035	2,08
2032	692.220	130,33	72.518	13,65	47.796	9,00	11.537	2,17
2033	723.560	136,23	75.802	14,27	49.960	9,41	12.059	2,27
2034	756.153	142,37	79.216	14,91	52.211	9,83	12.603	2,37
2035	790.050	148,75	82.767	15,58	54.551	10,27	13.168	2,48
2036	825.303	155,38	86.460	16,28	56.985	10,73	13.755	2,59
2037	861.966	162,29	90.301	17,00	59.517	11,21	14.366	2,70
2038	900.096	169,47	94.296	17,75	62.149	11,70	15.002	2,82
2039	939.751	176,93	98.450	18,54	64.888	12,22	15.663	2,95
2040	980.991	184,70	102.771	19,35	67.735	12,75	16.350	3,08
2041	1.023.882	192,77	107.264	20,20	70.697	13,31	17.065	3,21

Tabla 6.1.11 Demanda de Energía Proyectada en Consumo y Potencia para Cada Ciudad

Para efectos de la aplicación del programa de simulación OSE 2000 se aplicó a las demandas proyectadas por año tanto de energía como de potencia los factores de carga correspondientes para cada mes, lo que permite incorporar las estacionalidades existentes dentro de un año para los consumos.

Estos factores se aplicaron de acuerdo a la información histórica de EDELMAG.⁴⁵ Del mismo modo para las barras de Punta Arenas y Tres Puentes, se estimó una relación del 65 y 35% del consumo total respectivamente.

Los factores aplicados para cada una de las barras fueron los siguientes:

Mes	Punta Arenas		Tres Puentes		Puerto Natales		Porvenir		Puerto Williams	
	Factor Energía %	Factor Potencia %								
Enero	7,5	69,30	7,9	76,6	7,7	86,7	8,1	90,3	6,8	62,2
Febrero	6,8	50,00	7,4	75,7	7,4	93,6	7,8	91,6	6,9	81,4
Marzo	8,2	89,80	8,8	82,8	8,4	94,6	9,5	98,0	8,8	88,4
Abril	8,5	96,20	8,6	86,6	8,4	97,2	9,1	100	8,4	97,8
Mayo	9,10	97,80	8,9	88,0	8,6	94,2	8,3	91,1	9,1	100
Junio	9,10	99,20	8,6	83,8	8,4	95,5	8,3	89,3	8,8	92,2
Julio	9,20	98,70	8,7	100	8,9	99,1	8,3	87,6	9,4	96,3
Agosto	9,10	96,50	8,7	86,4	8,9	99,4	8,4	91,9	8,8	94,8
Sept.	8,30	100	7,8	77,1	8,3	95,8	8,1	92,4	8,8	95,6
Octubre	8,40	88,90	8,3	82,4	8,5	100	9,0	99,0	8,9	94,5
Nov.	7,90	76,70	7,9	80,5	8,1	96,1	9,0	96,8	8,8	94,1
Dic.	7,90	77,10	8,3	83,5	8,3	92,8	6,0	93,4	6,6	64,3

Tabla 6.1.12 Factores de Energía y Potencia Mensual para las 5 Barras de la Región

En la proyección realizada no se consideran crecimientos de la demanda explosiva, debido a que la demanda eléctrica de los SSMM de Magallanes está dada por la demanda residencial y comercial en las ciudades de Punta Arenas, Natales y Porvenir, ya que como se indicó la demanda industrial al estar alejada de las redes del sistema mediano utiliza generación eléctrica propia para sus procesos, lo que impide que exista un aumento explosivo de demanda como ocurre en otros sistemas del país como en el SIC y SING. Adicionalmente no se vislumbran crecimientos explosivos de la población ni aumento del comercio distinto del crecimiento

⁴⁵ Valores obtenidos del Estudio de Planificación y Tarificación de Sistemas Medianos de EDELMAG S.A.

vegetativo. Adicionalmente las consultas realizadas a los actores y organismos públicos relacionados con la energía en la zona, indican que no existen proyectos potenciales en el mediano y largo plazo que impliquen un aumento explosivo de la demanda asociada a las redes de EDELMAG.

De esta forma se obtuvo la demanda estacionalizada, mes a mes, para el período 2011 - 2041, cuyo detalle se encuentra en Anexo R.

6.2 Situación con Sustitución

El gas natural actualmente es ampliamente utilizado en la región de Magallanes en los segmentos residencial y comercial que se encuentran ubicados dentro de la red de distribución en las ciudades de Punta Arenas, Natales y Porvenir, siendo la más relevante la utilización para calefacción, luego en agua sanitaria y finalmente en la cocina.

Ante el supuesto de que en el futuro parte de los consumos actuales de gas natural pudiesen ser reemplazados por energía eléctrica, se realiza un análisis para ver la factibilidad de sustitución de la electricidad por gas natural en sus distintas aplicaciones, considerando tres escenarios de disponibilidad de gas natural en la zona, según se detalla en la metodología elaborada.

Sin embargo, la disminución del gas natural en la zona, también abre las opciones de sustitución por otros combustibles en el segmento residencial como son una mezcla propano aire entregado por las mismas redes del gas natural, gas licuado entregado en garrafas, la electricidad y la leña. Esta sustitución del gas natural en la zona en el segmento residencial, estará definida por el costo total asociado a la utilización de cada energético, que incluye tanto el costo variable del combustible como del costo de equipamiento e inversión de cada uno para convertir las instalaciones requeridas para el uso de cada energético. Además, se debe considerar las facilidades técnicas de la incorporación del energético sustituto.

El análisis desarrollado por la empresa de ingeniería PROPERMAN para MasEnergía, Estudio de Conversión Energético Residencial, que se anexa, establece los costos totales para cada energético, analizado para tres tipos de clientes residenciales de la ciudad de Punta Arenas. Estos son clientes de bajo consumo, consumo medio y consumo alto. La definición del tipo de cliente y sus consumos se basaron en un estudio realizado por GASCO Magallanes denominado, Impacto en el Consumo de Gas Natural Campaña Eficiencia Energética Invierno 2007/2008, que se adjunta en el Anexo O.

Para cada uno de los combustibles se determinó lo siguiente:

- Consumos de gas natural para cada cliente tipo.

- Sus consumos energéticos equivalentes.
- Los costos del consumo mensual del nuevo energético, considerando igual consumo de energía que el actual.
- Los costos de conversión de los sistemas actuales al energético de alternativa.

Las características de los segmentos de clientes residenciales tipo,⁴⁶ junto a sus consumos promedios mensuales se muestra en la Tabla 6.2.1.

	Unidad	1	2	3
Tamaño Casas (Clientes tipo)	m ²	50 a 99	de 100 a 120	> 120
Consumo gas natural promedio	mcs/mes	385	815	1255

Tabla 6.2.1 Características de los Clientes Residenciales y Consumos Mensuales

Los precios de los distintos combustibles considerados son los vigentes en Punta Arenas en el mes de diciembre del 2010, para el segmento residencial y se detallan en la Tabla 6.2.2.

Costo Energéticos	\$/Unidad	Fuente
Gas natural (mcs)	70	cuenta Gasco
Propano aire (mcs)	295	s/+Energía
LPG (Kg)	933	Enersur
Electricidad (KWh)	100	cuenta EDELMAG
Leña (Kg seco)	99	s/Sodimac

Tabla 6.2.2. Precios de Combustibles

El análisis de reemplazo de gas natural se considera para las aplicaciones de calefacción, cocina y agua caliente sanitaria.

En relación a las tablas anteriores se pueden determinar los costos variables mensuales en función del tipo de energético para cada segmento analizado, que se muestran en la Tabla 6.2.3.

Tipo Casa	1	2	3
Energético	\$/mes	\$/mes	\$/mes
Gas natural	26.950	57.050	87.850
Propano – aire	154.211	326.446	502.686
LPG	264.175	559.229	861.143

⁴⁶ Informe GASCO Magallanes, “Impacto en el consumo de Gas Natural Campaña Eficiencia Energética Invierno 2007/2008”.

Tipo Casa	1	2	3
Electricidad	278.616	589.799	908.217
Leña	152.169	322.125	429.033

Tabla 6.2.3 Costos Variables Mensuales de Combustibles

Para determinar los costos de conversión de las instalaciones para la utilización de los combustibles alternativos, se consideraron los siguientes criterios:

- Para el caso del combustible, mezcla propano aire, con un poder calorífico, gravedad específica y presión de alimentación similar al del gas natural actual, no se requerirá modificación alguna de las instalaciones y equipos, ya que éste será suministrado por la red domiciliaria existente y los equipos existentes en las casas son adecuados para utilizar este combustible.
- En el caso de utilizar gas licuado con poder calorífico, gravedad específica y presión de alimentación diferentes al gas natural, si es necesario intervenir todos los equipos, modificando solamente los diámetros de los orificios de los quemadores (chiclé). Además, se debe instalar una botella (o garrafa) de almacenamiento y su regulador de presión en el exterior de la casa. Para el tamaño de las casas en estudio, se recomienda el uso de 2 botellas de 45 Kg, una operando y la otra en espera para cubrir la continuidad del servicio. Se mantienen las mismas cañerías y los controles usados en el sistema de gas natural.
- Para el caso de la electricidad como energético, nada de lo existente se puede aprovechar, ya que se cambia radicalmente la fuente de energía. En los tres tipos de casas será necesario instalar nuevos equipos para la cocina, agua caliente y calefacción, además de hacer una instalación eléctrica nueva y dedicada, incluyendo un medidor y tablero de protección adicional. Los calefactores a utilizar deben contar con la potencia adecuada para calefaccionar cada recinto de las casas; se consideran 4 calefactores de 2 KW cada uno en la casa tipo 1, 6 en las casa tipo 2 y 8 en las casas tipo 3.⁴⁷ Por otra parte es necesario considerar los costos de presentación de planos y autorización de la SEC para la nueva instalación, por parte de instalador autorizado.
- Para la leña, la situación es similar a la electricidad, ya que se deben cambiar los equipos actuales y hacer una pequeña bodega para su almacenamiento. Hay algunos casos en que se pueden ocupar las mismas cocinas (estufa magallánica) que actualmente están adaptadas al gas natural. El agua caliente puede ser producida por el calentamiento a través de serpentina en el hogar de la estufa y un tanque acumulador. Cuando el circuito es por termosifón el tanque debe ir en altura (entretecho) y cuando se hace por circulación forzada con bomba, se puede usar el mismo termo actual de gas natural, con

⁴⁷ Basado en el informe de Consultora Regional Properman Ltda. Anexo O

cañería de recirculación. Se considera un calefactor tipo combustión lenta para la casa tipo 1 y dos para las casas tipo 2 y 3.

- Se consideran valores de costos de equipos e instalaciones definidos por PROPERMAN, con un nivel de exactitud de +/- 30%, recopilando datos de mercado, según información reciente.
- Costos asociados a cada casa son considerados al límite municipal de la propiedad.
- No se consideran costos de conversión para sistemas de calefacción central.

Un resumen de los principales criterios considerados en cada combustible se muestra en la Tabla 6.2.4

Energético	Cocina	Agua caliente	Calefacción	Instalación
Propano aire	Sin modificación	Sin modificación	Sin modificación	Sin modificación
LPG	Cambio de orificios de quemadores	Cambio de orificios de quemadores	Cambio de orificios de quemadores	Cambio de Regulador de presión e instalación de 2 botellas 45Kg
Electricidad	Cambio de cocina	Cambio de Termo	Cambio por calefactores de 2 Kw por recinto	Nuevo circuito EE, medidor y tablero protección y presentación a la SEC
Leña	Cambio de cocina	Instalación serpentina y Tk acumulador	Calefactor Bosca o equivalente	Nuevo depósito para almacenaje de la leña

Tabla 6.2.4 Criterios Considerados para Cada Combustible

En consideración a las cotizaciones de equipos realizadas se determinan los costos de conversión para cada tipo de clientes, que se muestra en la Tabla 6.2.5.

Energético	Casa tipo 1 \$	Casa tipo 2 \$	Casa tipo 3 \$
Propano aire	0	0	0
LPG	195.138	231.138	267.138
Electricidad	1.198.780	1.463.880	1.723.180
Leña	1.010.790	1.235.680	1.435.500

Tabla 6.2.5 Costos de Conversión para Cada Tipo de Cliente por Tipo de Combustible

Para efectos de comparar el costo total de introducir el nuevo energético se determina un valor mensualizado de recuperación del costo de la inversión, suponiendo un periodo de recuperación de 5 años y una tasa de interés del 1% mensual, con lo que se obtiene el siguiente costo asociado a la conversión en base mensual.

Energético	Casa tipo 1 \$/mes	Casa tipo 2 \$/mes	Casa tipo 3 \$/mes
Propano aire	0	0	0
LPG	4.297	5.090	5.883
Electricidad	26.402	32.240	37.951
Leña	22.261	27.214	31.615

Tabla 6.2.6 Costo Mensualizado de Conversión por Tipo de Cliente

Con estos antecedentes del costo variable mensual, se puede determinar el costo mensual total de la utilización de cada energético, para cada uno de los segmentos analizados, según se indica en la Tabla 6.2.7.

Tipo casa	1	2	3
Energético	\$/mes	\$/mes	\$/mes
Gas natural	26.950	57.050	87.850
Propano aire	154.211	326.446	502.686
LPG	268.473	564.320	867.027
Electricidad	305.018	622.040	946.169
Leña	174.431	349.340	460.649

Tabla 6.2.7 Costos mensuales de combustibles por tipo de cliente

Finalmente, considerando el consumo energético mensual para cada tipo de cliente, se determina el costo de cada uno de los combustibles en base a energía (\$/MMbtu) incluyendo costos variables más costos fijos de conversión, obteniendo los resultados indicados en la Tabla 6.2.8.

Tipo casa	1	2	3
Energético	\$/MMbtu	\$/MMbtu	\$/MMbtu
Gas natural	1.856	1.856,8	1.856
Propano aire	10.625	10.625	10.625
LPG	18.497	18.367	18.325
Electricidad	21.015	20.245	19.998
Leña	12.018	11.370	9.736

Tabla 6.2.8 Costos total por unidad de energía para cada tipo de cliente

6.3 Disponibilidad de Combustible Propano Aire

El LPG producido en Magallanes proviene del fraccionamiento en la Planta de Cabo Negro del *Raw Product*⁴⁸ regional, y de los cuatro convenios de importación vigentes con productores de la Cuenca Austral Argentina. La producción total (propano, butano y gasolina natural) de ENAP⁴⁹ fue 747 mil m³, pero el total fraccionado en la Planta Cabo Negro correspondió a 836 mil m³, pues se procesaron 89 mil m³ adicionales del Consorcio Cuenca Marina Austral. Los embarques de LPG desde Cabo Negro en el año 2010 totalizaron 784 mil m³, de los cuales 695 mil m³ se destinaron al abastecimiento de la zona central y los 89 mil m³ restantes correspondieron a los despachos de butano del Consorcio Cuenca Marina Austral.

El volumen total de 784 mil m³ anuales de LPG disponibles en la zona de Magallanes equivaldría en términos energéticos a disponer de 1,63 MMmcsd de gas natural equivalente (suponiendo un PCI del LPG de 11000 Kcal/kg y PCI de gas natural de 8400 Kcal/mcs), cantidad suficiente para abastecer las demanda de energía de las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.

6.4 Conclusiones del Análisis de Sustitución

Con los resultados antes indicados se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- En caso de no disponer de gas natural en la zona, el combustible más barato que sustituiría sus usos en aplicaciones de calefacción, cocina y agua caliente sanitaria en el sector residencial, es el propano aire, respecto del cual ya existe experiencia en el país,

⁴⁸ Mezcla de propano, butano y gasolina natural en estado líquido.

⁴⁹ Memoria Anual de ENAP 2010.

entre otros en la Región Metropolitana, a raíz del corte de suministro de GN desde Argentina.

- La principal ventaja que tiene la utilización de una mezcla de propano aire similar al gas natural, es la utilización de las mismas redes de distribución sin costos adicionales, manteniendo el usuario la comodidad de disponer fácilmente del combustible, sólo abriendo la llave, a diferencia de las otras alternativas. Otra ventaja es que es el combustible alternativo más barato y no se incurre en gastos para la conversión de los artefactos.
- La utilización de energía eléctrica a los precios actuales en Punta Arenas, es la opción más cara de todas las alternativas de remplazo analizadas, por lo tanto se considera no factible su utilización como energético en remplazo del gas natural y tampoco se ven ventajas sobre el propano aire en algunas aplicaciones específicas.
- Según lo anterior, no habrían cambios en la demanda proyectada de energía eléctrica en la ciudad de Punta Arenas, por efecto de no disponer de gas natural, ya que el costo de remplazo es muy alto y más caro que otras opciones disponibles. Además es de mayor complejidad y tiene un costo de conversión a diferencia del propano aire. La situación para Puerto Natales es similar.
- En el caso de Porvenir, por razones de escala y ubicación geográfica el propano aire resulta algo más caro que en Punta Arenas. Sin embargo los otros energéticos disponibles como LPG y leña son más económicos que la electricidad por lo tanto tampoco se ve la factibilidad de cambios en la demanda de energía eléctrica en esta ciudad por efecto de sustitución del gas natural.
- Además, por la nula conveniencia económica detectada en el sector residencial de utilizar energía eléctrica para uso de calefacción en remplazo del gas natural, ante la disponibilidad más barata de propano aire, LPG y leña, tampoco se ven razones por las que sería atractiva su utilización en los segmentos comercial e industrial en la Región. El consumo de gas natural industrial en Magallanes es básicamente térmico.
- La diferencia de precio entre el propano aire y electricidad es del orden de 18 US\$/MMbtu. El VAD⁵⁰ actual está en el rango de 1 US\$/MMbtu, el cual en caso de un menor consumo de propano aire por su mayor precio, podría tener algún incremento, que no afectaría su competitividad dado el margen indicado.
- Una vez determinado el plan de obras con las distintas fuentes energéticas a analizar y determinado los precios de la energía eléctrica para el plan de obras propuesto, se volverá a comparar la conveniencia de la incorporación de energía eléctrica para remplazo de gas natural en el segmento residencial.
- Al margen de lo anterior, como una sensibilización del caso base se considerará un aumento del 10 % de la demanda eléctrica del año base para medir el impacto de una sustitución por energía eléctrica.

⁵⁰ Valor agregado de distribución de gas natural.

- En la proyección de la demanda eléctrica no se consideró la eventual interconexión a la red pública del consumo de la planta de Methanex y de ENAP en Cabo Negro por las siguientes razones:
 - En el caso de Methanex la energía requerida para su proceso, que es del orden de 8 MW, la obtiene del vapor producido internamente, a un costo muy económico.
 - En el caso de ENAP, como productor de gas natural, le resulta mucho más económico autogenerar con este combustible.
 - Los procesos de ambas empresas por su naturaleza no pueden estar sujetos a interrupciones de servicio, lo que podría ocurrir en caso de estar conectados a una empresa distribuidora.
 - Los diferentes proyectos petroquímicos estudiados en el pasado a instalar en Cabo Negro, como son la Planta de Amonio Urea y la Planta de Etileno, entre otros, siempre consideraron ser autosuficientes desde el punto de vista de la generación eléctrica.

7. Unidades Candidatas de Generación

La cartera de unidades de generación consideradas son las siguientes

- TG GN : Modelos y características descritos en el punto 3.1, anexo G
- MT GN: Modelos y características descritos en el punto 3.1, anexo G
- TG Diesel: Modelos y características descritos en el punto 3.2, anexo H
- MT Diesel: Modelos y características descritos en el punto 3.2, anexo H
- VC : Unidad de vapor carbón, descrita punto 3.3, anexo I
- Eólica: Unidades eólicas, modelos y características descritos en el punto 3.4, anexo J.
- Hidro 1 : Proyecto hidráulico río Serrano, descrito punto 3.5
- Hidro 2 : Proyecto hidráulico río San Juan, descrito punto 3.5
- Solar : Unidades fotovoltaicas, descritas punto 3.6
- Biomasa: Proyectos de biomasa, descritas punto 3.7
- SGN: Corresponde a unidades descritas en el punto 3.1, quemando gas natural sintético.
- P-A: Corresponde a las unidades descritas en el punto 3.1, quemando propano aire.

Para cada ciudad y escenario de disponibilidad de gas natural, las unidades de generación candidatas son las siguientes:

Sistema Punta Arenas -Tres Puentes								
Escenario	TURBINA /MOTOR GAS NATURAL	TURBINA /MOTOR DIESEL	TURBINA VAPOR CARBON	TURBINA /MOTOR SGN	TURBINA /MOTOR PROP. AIRE	TURBINA EOLICA	CENTRAL HIDRAULICA 1 Y 2	ENERGIA SOLAR FV
100% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X	X	X	X	X
50% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X	X	X	X	X
0% Disponibilidad de gas natural	-	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 7.1 Unidades de Generación Candidatas para el Sistema Punta Arenas – Tres Puentes

Puerto Natales Escenario	MOTOR GAS NATURAL	MOTOR DIESEL	TURBINA EOLICA	MOTOR SGN	MOTOR PROP - AIRE	ENERGIA SOLAR FV	TURBINA BIOMASA
100% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X	X	X	X
50% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X	X	X	X
0% Disponibilidad de gas natural	-	X	X	X	X	X	X

Tabla 7.2 Unidades de Generación Candidatas para el Sistema Puerto Natales

Porvenir Escenario	MOTOR GAS NATURAL	MOTOR DIESEL	MOTOR PROP - AIRE	TURBINA EOLICA	ENERGIA SOLAR FV
100% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X	X
50% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X	X
0% Disponibilidad de gas natural	-	X	X	X	X

Tabla 7.3 Unidades de Generación Candidatas para el Sistema Porvenir

8. Obras Tipo de Transmisión

En este capítulo se consideran la infraestructura de transporte de la energía eléctrica que se requiere implementar para el aprovechamiento de los distintos recursos energéticos analizados en el presente estudio, esto incluye líneas de transmisión eléctrica y subestaciones en el caso de ser necesarios.

Todas las alternativas de generación de energía contempladas en el estudio, con excepción de las unidades a gas natural o diesel, llevan asociada una línea de alta tensión para unir el punto de generación bajo análisis con las actuales instalaciones eléctricas en Punta Arenas Tres Puentes), Puerto Natales y Porvenir, inversiones que inciden fuertemente en la competitividad de los recursos energéticos y la definición del correspondiente Plan de Obras.

Para el caso de Turbinas y Motores, no se ha considerado refuerzos en los sistemas de transmisión, debido a que en los tres sistemas en análisis (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir), las eventuales nuevas unidades de los tipos antes mencionados, se ubicarían en las instalaciones ya existentes, no requiriendo infraestructura para transmisión de energía.

Para la central de vapor carbón, la cual se instalaría a una distancia de 40 Kilómetros de Punta Arenas, próxima a la mina de carbón Pecket, se ha considerado, incluida en su inversión, una subestación eléctrica de 13,2/110 kV, línea de transmisión de 110 KV y una subestación 110/13,2 KV en la zona de Punta Arenas. Se optó por una línea de 110 KV en lugar de 66 KV dada la distancia y la energía a transportar. Además que presenta menos pérdidas eléctricas y los costos de instalación no son significativamente superiores.

En el caso de las centrales eólicas se considera también dentro de la inversión los transformadores 690 V/23 kV (1 por cada turbina), subestación de 23 kV, línea de 23 kV (2 kilómetros) y un paño de 23 kV para la llegada a la subestación principal.

En el caso de las centrales FV, ellas están ubicadas en las cercanías a las subestaciones y consideran inversión de 1 kilómetro de línea de 13,2 kV y el respectivo paño de llegada a la subestación.

Para la central hidráulica en la zona del río Serrano, la cual está a una distancia del orden de 400 kilómetros de Punta Arenas, se ha considerado, incluida en su inversión, la subestación eléctrica de 13,2/110 kV, línea de transmisión de 110 kV y una subestación 110/13,2 kV en la zona de Punta Arenas. Finalmente para las centrales del río San Juan, a una distancia de 40 Kilómetros de Punta Arenas, se ha incluido en su inversión, la subestación eléctrica de 13,2/110 kV, línea de transmisión de 110 KV y una subestación 110/13,2 kV en la zona de Punta Arenas.

Para modelar las distintas opciones de generación mencionadas y reflejar los costos de la transmisión eléctrica, se estudió un presupuesto para una línea tipo de 110 KV, que conectaría una eventual central a carbón en Pecket con su respectiva subestación de bajada que se ubicaría en Tres Puentes, en terrenos existentes. El costo unitario por kilómetro que arroje este estudio será aplicado a las demás fuentes de energía que requieran obras de transmisión.

Para efectos de cálculo se empleó un modelo computacional de propiedad de la empresa de ingeniería Desau-Ingentra, una de las de mayor presencia y prestigio en este rubro.

Los parámetros considerados para el cálculo fueron los siguientes:⁵¹

- Tensión: 110 KV
- Potencia : 66 MVA
- Factor de carga: 0,75
- Tipo: Un circuito trifásico
- Costo de la potencia: 55 US\$/KW
- Costo de la energía: 27,3 mills/KWh
- Precio aleación aluminio: 4.200 US\$/ton
- Costos torres metálicas fabricadas: 2.200 US\$/ton
- Tipo de suelo: 2, roca descompuesta
- Vida útil: 30 años
- Efecto presión del viento: 20 kg/m²
- Formación de manguito de hielo de 15 mm de espesor radial
- Presión del viento de 60 Kg/m² sobre conductor desnudo.

El Software utilizado calcula los costos de inversión de una línea de alta tensión, e incorpora en el cálculo los efectos de pérdida de Joule y Corona.⁵² El óptimo resultante es el siguiente:

Conductor	Diámetro mm	Costo MUS\$/Km
AASC6201	24,45	133,62

Tabla 8.1 Costo de Línea de Alta Tensión

El costo indicado corresponde al costo de instalación en la zona central del país, por lo que debe corregirse para adaptarlo a los mayores costos que significa construir en la Región de Magallanes. Según estimación de la Consultora PROPERMAN,⁵³ al valor obtenido debe aplicarse

⁵¹ No se contemplan gastos generales ni gastos financieros

⁵² Pérdidas asociadas a la transmisión eléctrica

⁵³ Ver anexo S, Informe Costos de Línea de Transmisión, Consultora Properman

un factor global de 1,206, obteniendo entonces un costo final de 161,13 MUS\$/Km para la mencionada línea de transmisión.

En relación a los aspectos constructivos, la línea de 110 KV, sería montada sobre estructuras metálicas de 26,4 m, con una separación de 400 m entre torres y una flecha máxima de 12,25 m.

En el anexo N se describen las inversiones de la línea de 110 kV considerada en el presente estudio.

9. Costos Medios de Generación

En el presente capítulo se presentan los CME para las obras tipo de generación consideradas para cada sistema eléctrico, según se detalla en el capítulo 7, empleando la metodología descrita en el punto 2.5

9.1 Sistema Punta Arenas

En el gráfico que sigue se muestran los CME de las distintas obras tipo de generación consideradas para cada fuente energética:

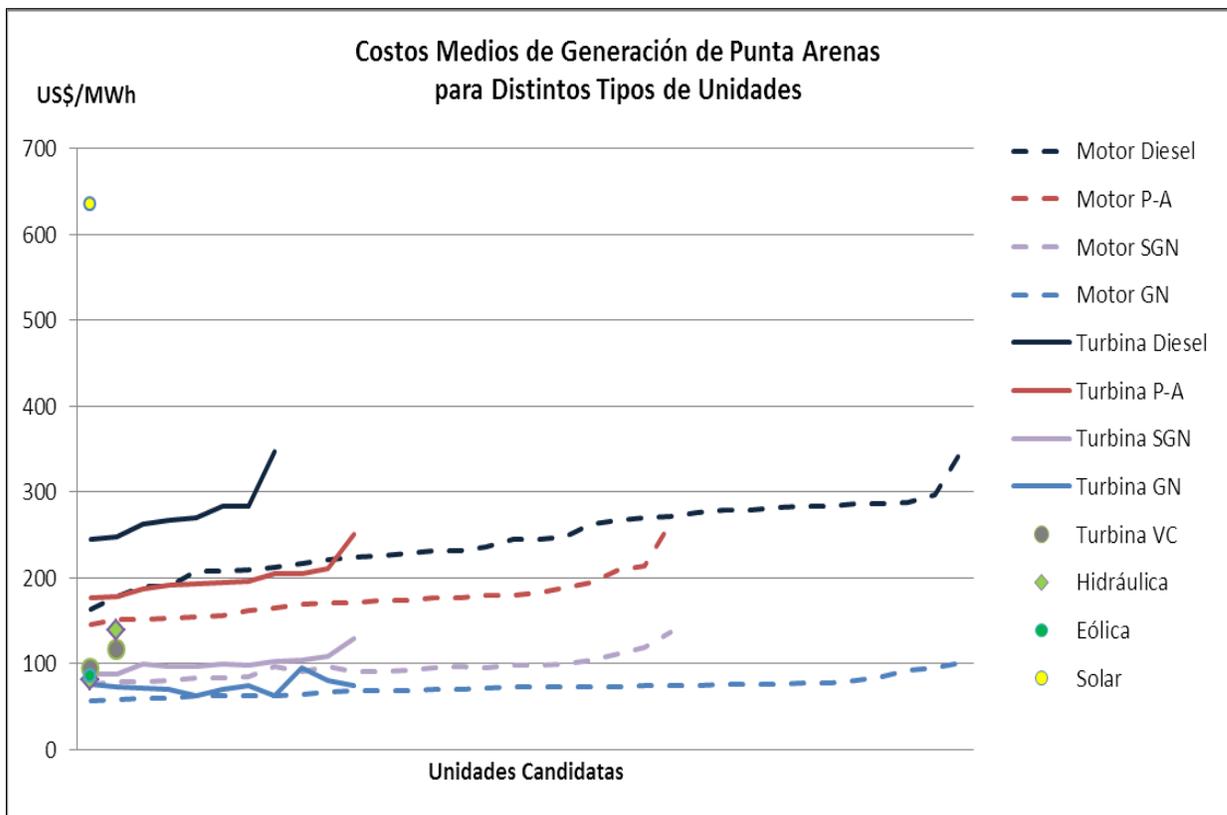


Figura 9.1.1 Costos Medios de Generación de Punta Arenas

Las unidades candidatas corresponden a las distintas obras de generación consideradas para cada fuente energética, las que difieren en la potencia instalada. Así para el gas natural por ejemplo, la curva Turbina GN considera los CME de 11 turbinas cuya potencia varía entre 5,7 y 16,5 MW.

En el gráfico a continuación se muestra el valor promedio de los CME para las distintas obras tipo de generación consideradas por fuente energética:

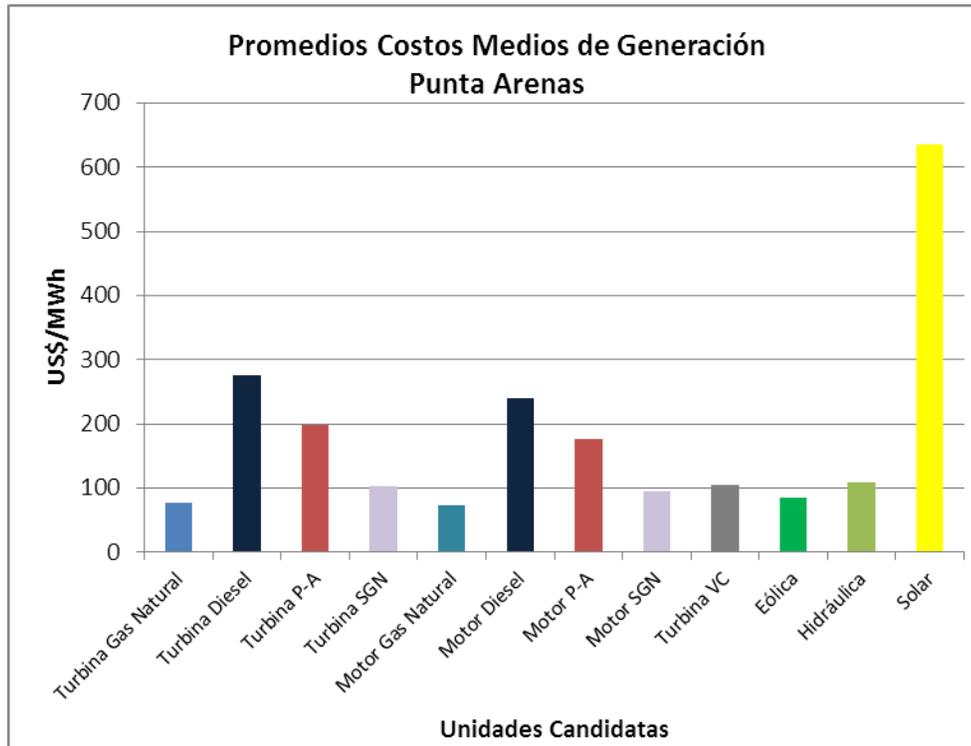


Figura 9.1.2 Promedio Costos Medios de Generación

De esta forma por ejemplo, para las turbinas a gas natural el CME mostrado en la Fig. 9.1.2, es el promedio de las 11 unidades consideradas y para la turbina VC, vapor carbón, el CME de 106 US\$/MWh, equivale al promedio de 118 US\$/MWh para la unidad de 20 MW y de 94 para la unidad de 52 MW. A su vez, el promedio para la hidráulica, corresponde a 139 US\$/MWh para la central de 60 MW del río Serrano y 81 US\$/MWh para la del río San Juan.

Al existir la posibilidad de contar con gas natural con costos de producción similares a los valores de los contratos vigentes, las alternativas más atractivas de generación basadas en el criterio de los costos medios de generación, son las unidades que precisamente cuentan con este recurso, seguidas muy de cerca por las alternativas de carbón, eólica e hidráulica en la zona del río San Juan. El SGN también compite muy favorablemente con estas opciones. A bastante distancia están las alternativas con propano aire, diesel y la opción solar.

Respecto a las alternativas hidráulica, eólica y carbón, deben notarse las siguientes complicaciones:

- El recurso hidráulico del río Serrano se encuentra poco estudiado y emplazado en una zona protegida del Estado. La distancia estimada a Punta Arenas de 400 kilómetros, implica altas inversiones en líneas de transmisión que no se justifican frente a la baja demanda del sistema. Los plazos de construcción de la central (más de 5 años) son otro factor a tener en cuenta. Para la hidráulica del río San Juan el problema es el poco conocimiento del recurso, lo cual podría incidir en un alza de sus costos de construcción por las obras civiles involucradas.
- La unidad de carbón tiene plazos de construcción bastante largos, del orden de 5 años desde la decisión de llevar a cabo el proyecto. Estos 5 años corresponden a: un año en estudios previos, un año en tramitación del Estudio de Impacto Ambiental más 3 años de construcción.
- La operación de centrales eólicas en un sistema térmico tiene una serie de aspectos a considerar que deben ser analizados en un estudio específico de operación de sistemas con el fin de determinar eventuales restricciones al tamaño de estas unidades.

Otro tema a destacar del gráfico son los niveles de precios de las distintas alternativas, al no contar con gas natural, en un horizonte de a lo menos 5 años, la generación debiera hacerse con propano aire, lo que implicaría un costo del orden de 190 US\$/MWh, cifra bastante superior a los actuales costos variables del sistema. Si la alternativa fuera diesel, los costos variables serían aún más elevados.

En el caso de contar con unidades de carbón, también el costo medio de la región sufriría un alza de un 30% frente a las alternativas con gas natural.

El propano aire es una alternativa factible de implementar en la zona y con costos menores al diesel, por lo que se sugiere su estudio detallado, ya que si bien implica un costo mayor al actual, es una alternativa conveniente por razones técnicas y ambientales.

9.2 Sistema Puerto Natales

En el gráfico que sigue se muestran los costos medios de las diferentes obras tipo de generación y en el siguiente el promedio de dichos costos.

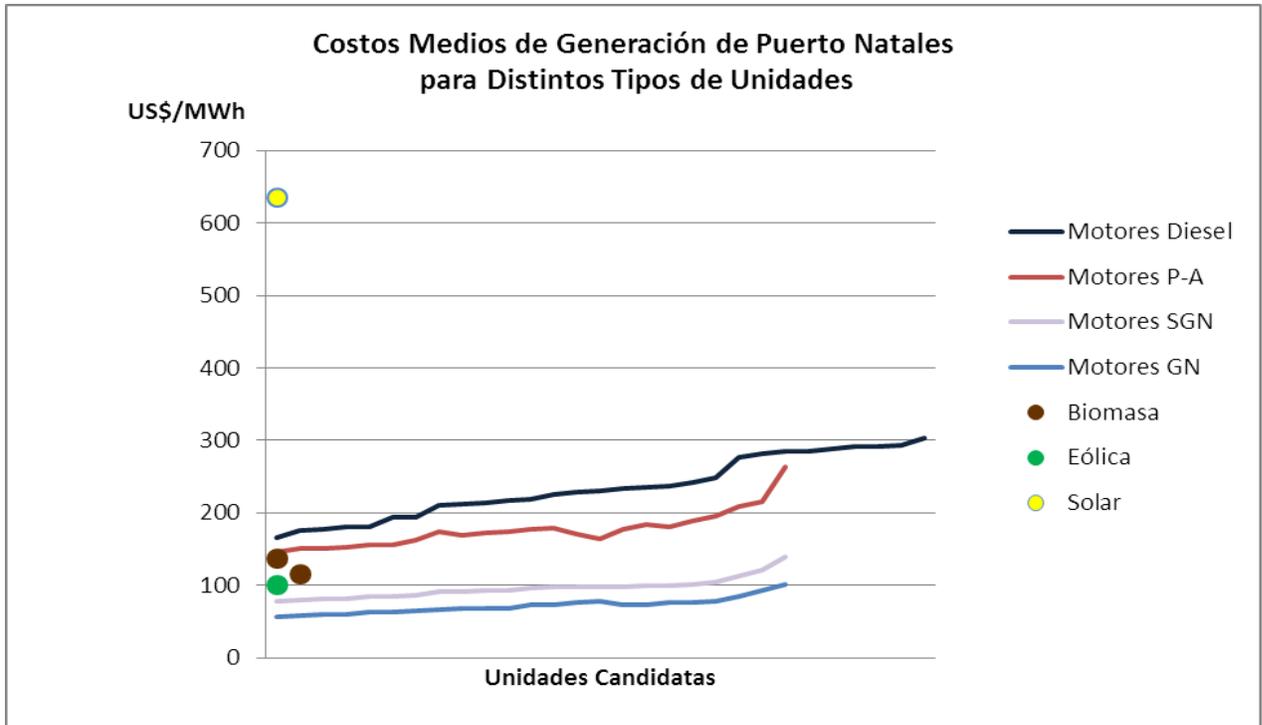


Figura 9.2.1 Costos Medios de Generación de Puerto Natales

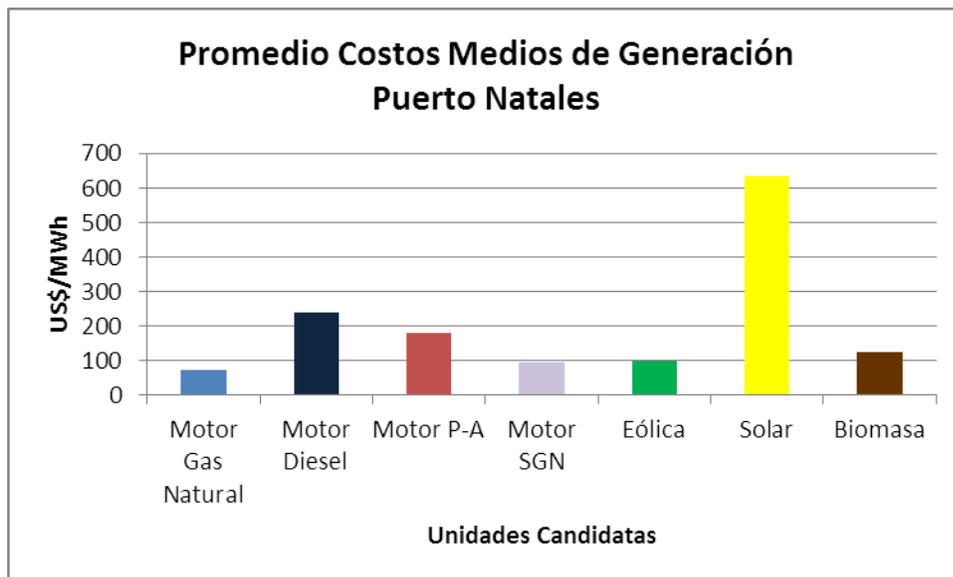


Figura 9.2.2 Promedio Costos Medios de Generación

Al igual que en los otros dos sistemas, la alternativa gas natural es la más económica y la más cara es el diesel con una diferencia del orden del 200%.

La alternativa eólica es la que sigue al gas natural, siendo su inconveniente el tema de la operación horaria antes mencionado.

El propano aire es el combustible fósil más barato, con una diferencia en el CME en torno al 100% respecto del gas natural.

Las alternativas de Biomasa de 5MW y 10 MW son interesantes desde el punto de vista económico, pero su tamaño es un problema, ya que en este sistema la demanda actual es inferior a 5 MW y a diferencia de la eólica, los tamaños del proyecto son los descritos, no existiendo posibilidades de un desarrollo escalonado, que siga al crecimiento de la demanda.

9.3 Sistema Porvenir

En los gráfico que siguen se muestran los costos medios de las unidades candidatas consideradas y su valor promedio.

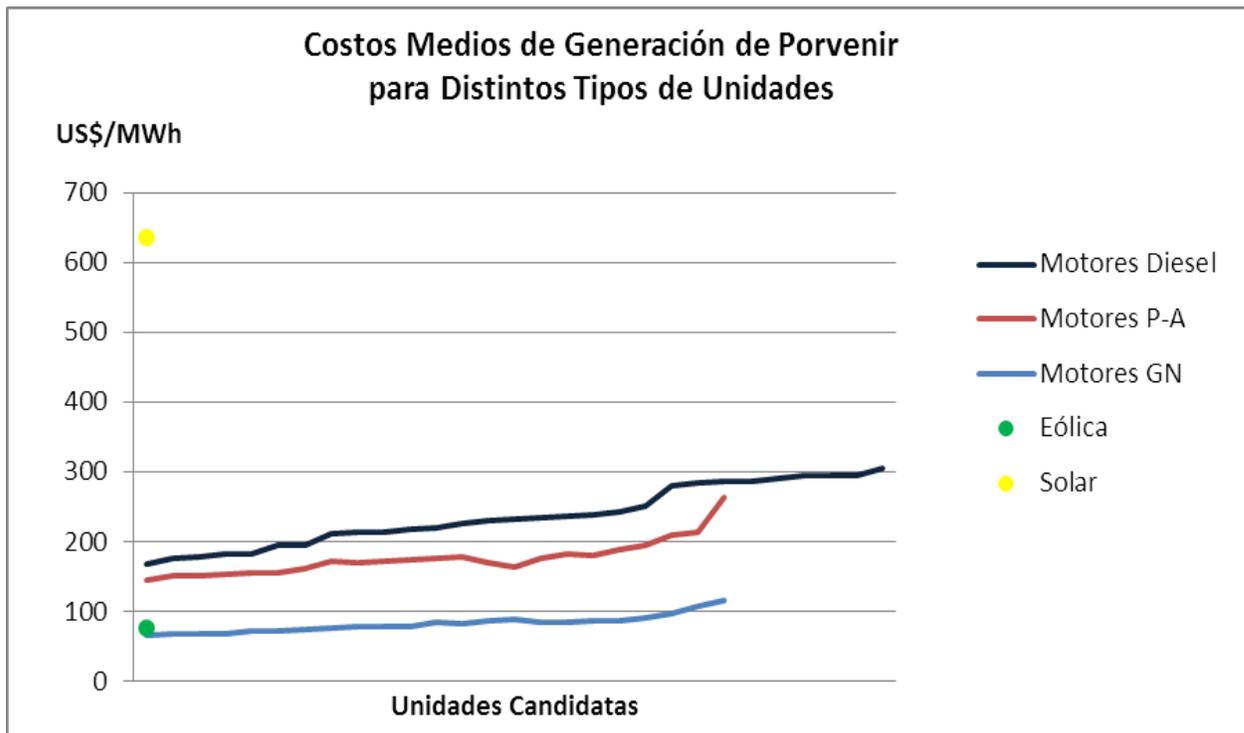


Figura 9.3.1 Costos Medios de Generación de Porvenir

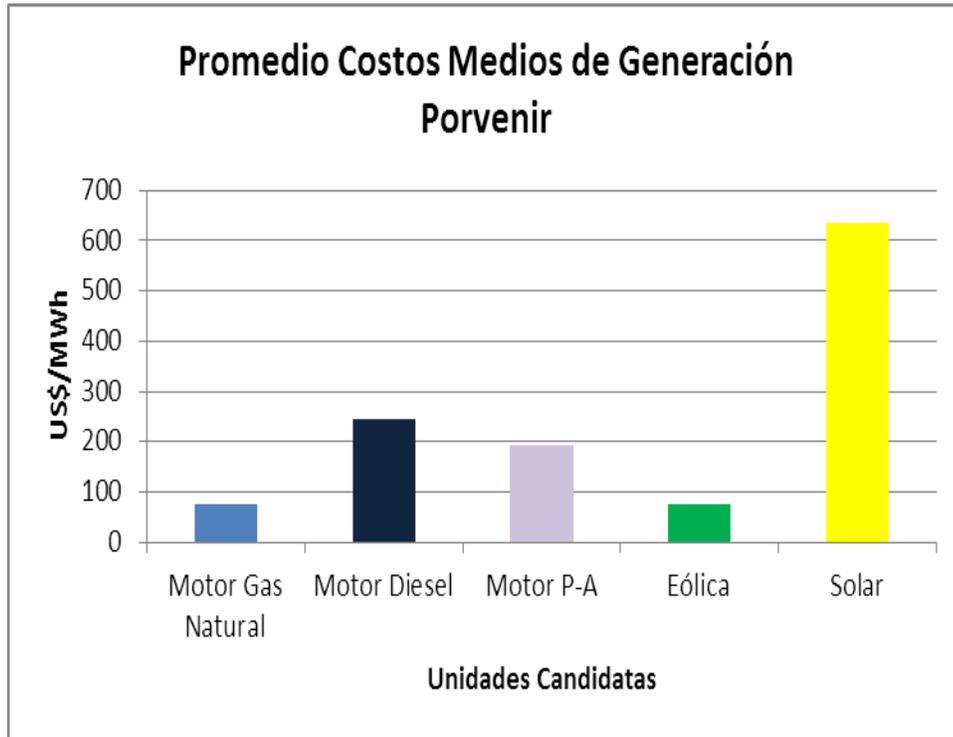


Figura 9.3.2 Promedio Costos Medios de Generación

Al igual que en el sistema de Punta Arenas, la alternativa más económica es el gas natural, posteriormente está la alternativa eólica, le sigue el propano aire, el diesel y la solar FV a bastante distancia. La diferencia entre la alternativa con gas natural y propano aire es del orden del 130% y con el diesel 185%, por tanto al no existir gas natural la expansión siempre se hará en base a unidades que consuman propano aire.

En cuanto a la alternativa eólica, son válidos los reparos presentados en el sistema de Punta Arenas, dado las dificultades de operación horaria que presentan éstas unidades en sistemas térmicos. Su ventaja es que podrían entrar módulos de generación que sigan al crecimiento de la demanda.

10. Programa de Obras y Análisis de Precios

En este capítulo se describen los programas de obras óptimos para abastecer la demanda eléctrica de cada ciudad, resultante de la cartera de obras tipo de generación disponible. La simulación del sistema se realiza empleando el modelo OSE2000. El programa de obras óptimo es aquel que minimiza el costo esperado de inversión, operación, mantención, administración y falla, para cada sistema y escenario de disponibilidad de gas natural.

Se adjunta también el cálculo del CID, CTLP y precios de nudo de la energía para cada sistema.

10.1 Resultados para el Caso Base (No incluye SGN)

10.1.1 Resultados Obtenidos – Sistema Punta Arenas

La cartera de obras tipo de generación candidatas para cada escenario de disponibilidad de gas natural, se muestra en el capítulo 7. Sus CME, se muestran en el punto 9.1

Debe notarse que todas las cifras de potencia mostradas en los cuadros y las que se indican en el presente informe son potencias brutas.

10.1.1.1 Escenario 100% Gas Natural

Utilizando la metodología antes expuesta, el programa de obras resultante para este caso es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
sep-12	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-13	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-14	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-15	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-23 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956

jun-24	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-25 a abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-28	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-29	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956

Tabla 10.1.1.1 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 100% Gas Natural

Es interesante notar que las unidades de viento son competitivas con los motores en base a propano aire. Su instalación se limitó a un total de 21 MW, ya que cifras mayores pondrían en riesgo la estabilidad del sistema al no contar con respaldo en caso de su salida intempestiva. Esta consideración también es válida para el resto de los escenarios. En el gráfico que sigue se muestra cómo evolucionan las participaciones de los diferentes energéticos en la matriz de Punta Arenas.

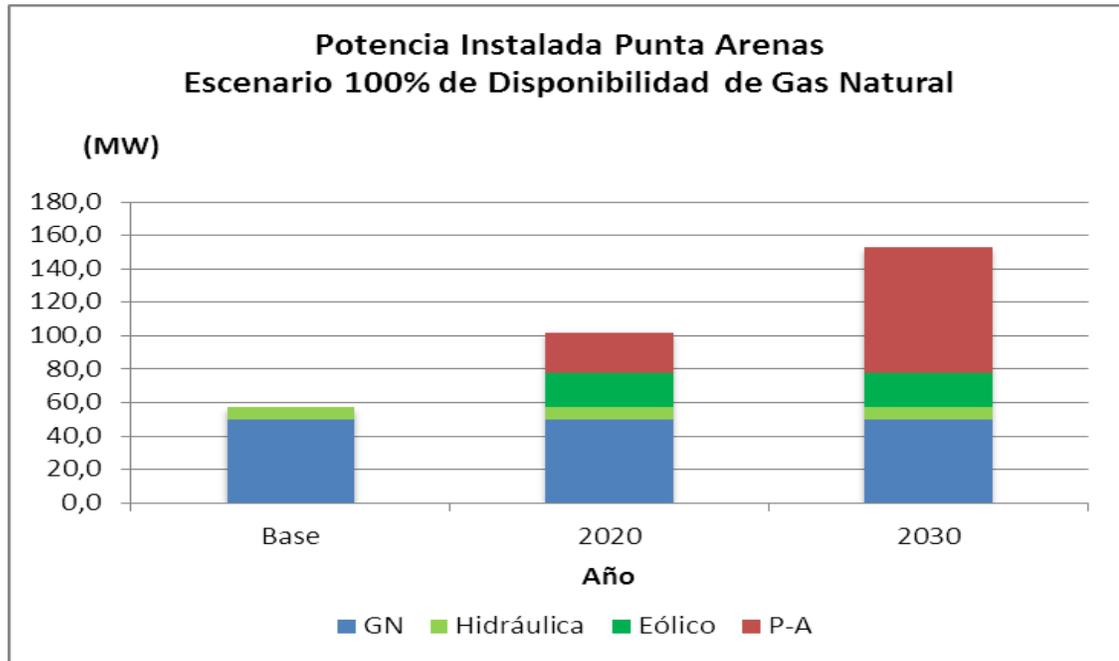


Figura 10.1.1.1 Potencia Instalada en Punta Arenas, Escenario 100% Gas Natural

10.1.1.2 Escenario 50% Gas Natural

Programa de obras resultante:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
sep-12	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-13	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-14	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-15	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-23 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
jun-24	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-25 a abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-28	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-29	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956

Tabla 10.1.1.2 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 50% Gas Natural

En el gráfico que sigue se muestra cómo evolucionan las participaciones de los diferentes energéticos en la matriz. Destaca el remplazo de gas natural por propano aire:

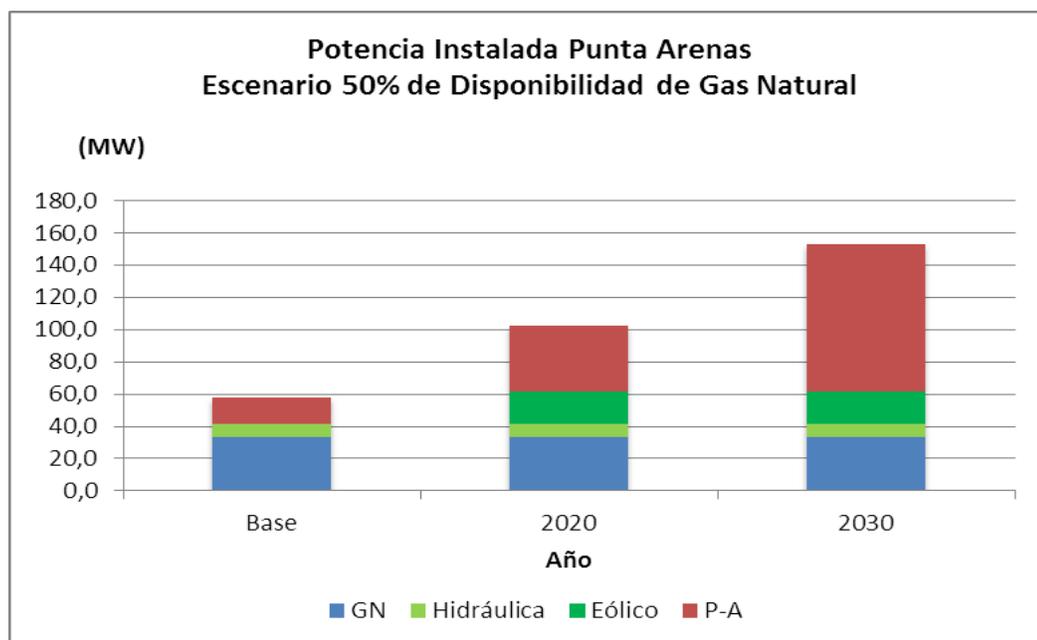


Figura 10.1.1.2 Potencia Instalada en Punta Arenas, Escenario 50% Gas Natural

10.1.1.3 Escenario 0% Gas Natural

El programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
sep-12	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-13	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-14	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-15	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-23 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
jun-24	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-25 a abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-28	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-29	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956

Tabla 10.1.1.3 Programa de Obras Punta Arenas. Escenario 0% Gas Natural

En el gráfico que sigue se muestra cómo evolucionan las participaciones de los diferentes energéticos en la matriz. En este caso el remplazo de gas natural por propano aire es más intensivo que en el anterior:

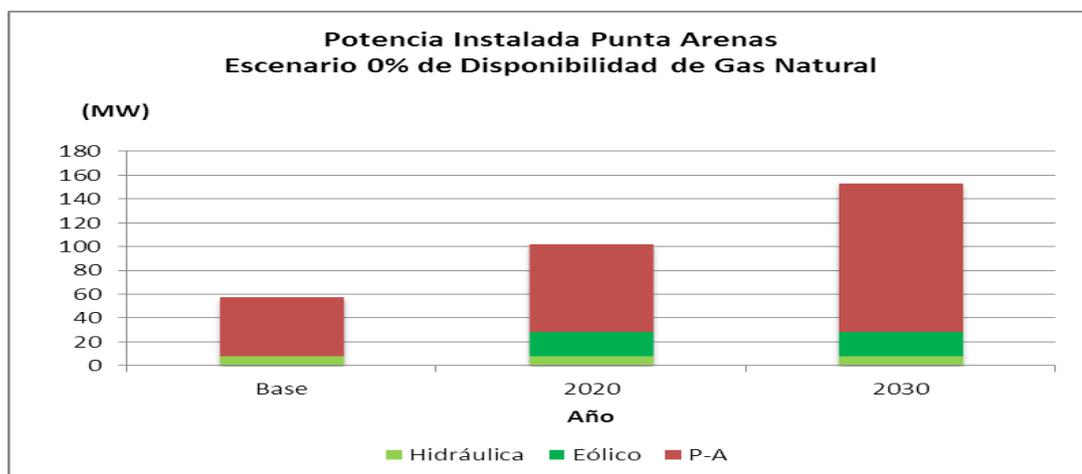


Figura 10.1.1.3 Potencia Instalada en Punta Arenas, Escenario 0% Gas Natural

10.1.1.4 Efecto de Precios en Sistemas Medianos

Para cada uno de los escenarios de disponibilidad de gas natural y la proyección de demanda eléctrica elaborada se determinó su impacto en los precios de nudo de la energía.

La metodología de cálculo empleada es la que se dispone para los sistemas medianos en la normativa que rige dichas fijaciones. Brevemente se puede decir que se utiliza el CID sujeto a que en los 4 años del periodo de la fijación, se pague el CTLP de cada sistema en estudio.

En la siguiente tabla se muestran los costos actualizados de inversión, operación y falla, asociados a cada uno de los casos analizados para Punta Arenas, agregándose también el CID, CTLP y precio de nudo de la energía.

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión-Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	24.217	39.062	63.279	175,5	22.299	79,4
50% GN	26.565	39.062	65.628	165,6	23.040	82,0
0% GN	76.717	39.062	115.779	23,8	38.861	138,3

Tabla 10.1.1.4 Costos Actualizados Para Cada Escenario

Los precios de nudo aumentan significativamente en caso de no disponer de gas natural. La variación de precio para los escenarios con 50% y 0% de disponibilidad es de un 3% y 74% respecto del caso con 100% de disponibilidad. El incremento de precio se debe básicamente a la incorporación progresiva del propano aire como sustituto del gas natural, el cual es considerablemente más caro, 260%. La presencia de la energía eólica y las centrales del río San Juan, amortiguan el incremento, ya que ambas tienen un menor CME.

Se analiza en detalle la no presencia en los planes de obras de las unidades vapor carbón. Estas unidades por su tamaño, 20 MW en el caso más favorable, deben entrar en el año base, posteriormente no es factible su incorporación porque el parque de generación se va adaptando al crecimiento de la demanda, no permitiendo la entrada de unidades de dicho tamaño. En los escenarios con disponibilidad de gas natural, las turbinas a gas entran en forma prioritaria en el año base, al igual que la potencia asociada al río San Juan. A medida que el gas natural disminuye, su disponibilidad es remplazada por turbinas a propano aire, de la misma potencia 16,5 MW. Las turbinas de carbón no entran en este caso por su mayor inversión 4.805

US\$/kW, incluyendo el transporte desde Pecket, v/s 800 US\$/KW, para las turbinas a gas. Esta mayor inversión no se compensa con los menores costos de operación de las centrales a carbón.

Esta situación ocurre a pesar que el CME de la turbina de carbón de 20 MW, 118 US\$/MWh, es menor que el de las turbinas a propano aire de generación en base, 178 US\$/MWh, por cuanto los planes de obra se seleccionan según el menor costo esperado de inversión, operación, mantención, administración y falla, del plan. El CME es de mucha utilidad para establecer un ranking preliminar de las obras de generación. Otro aspecto que influye en la simulación para obtener los planes de obras, son las restricciones técnicas que debe cumplir, en conformidad a las normas vigentes las que se muestran en el punto 2.6.2, esto es:

- Potencia de cada unidad disminuida en un 10% de modo de representar reserva en giro.
- Potencia de la unidad más grande, limitada a que exista reserva fría suficiente en caso de que esta unidad falle.
- Eliminación de falla. Se considera que en estos sistemas no puede haber falla, por lo que una restricción es hacer entrar unidades para eliminar esta variable. Obviamente las unidades que ingresan al sistema son aquellas que minimizan el costo esperado del plan, sujeto a la eliminación de la falla.

Adicionalmente, es pertinente destacar que las unidades de carbón, 20 MW, son unidades menos eficientes y con costos unitarios de generación mucho más altos que las unidades a carbón que actualmente se están instalando en el resto del país y que son de una capacidad del orden de 300 MW.

10.1.2 Resultados Obtenidos – Sistema Puerto Natales

La cartera de obras tipo de generación candidatas para cada escenario de disponibilidad de gas natural, se muestra en el capítulo 7. Sus CME, se muestran en el punto 9.2

Es posible apreciar como las unidades que usan gas natural son más económicas que cualquier otra alternativa, por tanto debiera esperarse que al disponer de este energético, ellas fueran quienes compongan el parque generador. Posteriormente, se ubican las unidades no convencionales tales como biomasa y eólica. Al igual que en el sistema Punta Arenas, las unidades propano aire son más competitivas que las que usan diesel. El SGN, tiene un comportamiento muy similar al diesel.

10.1.2.1 Escenario 100% Gas Natural

El programa de obras resultante para este caso fue el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
abr-15	Vestas	Eólica	2,55	6.312
abr-18	Vestas	Eólica	2,55	6.312
jul-20	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.973
abr-28	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.678

Tabla 10.1.2.1 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 100% Gas Natural

Las unidades que usan gas natural son más económicas que cualquier otra alternativa. Posteriormente, se ubican las unidades eólicas y las que emplean propano aire las que son más competitivas que las que usan diesel.

La evolución de la matriz de generación para este escenario:

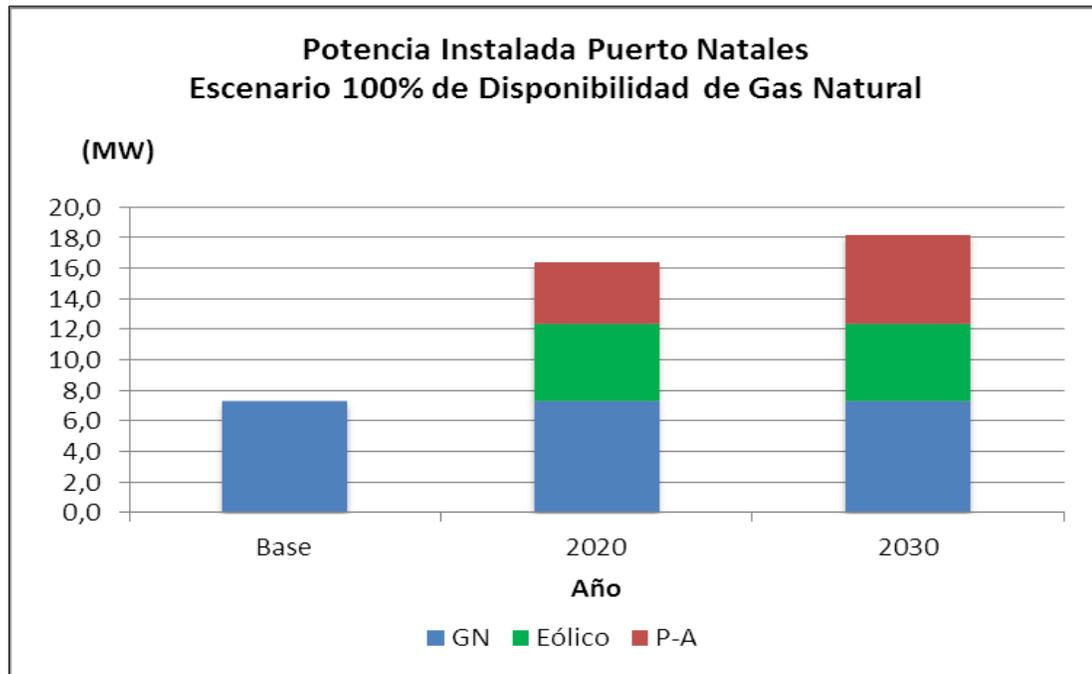


Figura 10.1.2.1 Potencia Instalada en Puerto Natales, Escenario 100% Gas Natural

10.1.2.2 Escenario 50% Gas Natural

Programa de obras resultante:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.112
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	Bio 5	Central Biomasa	5,00	19.111
abr-19	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.920
abr-24	JM620	Motor Propano-Aire	3,04	2.241
abr-28	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.678

Tabla 10.1.2.2 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 50% Gas Natural

En este caso aparece la biomasa como una opción de mayor interés que la eólica, producto de la menor participación del gas natural, 4 MW. La eólica además de estar limitada a 5 MW en este sistema, requiere el respaldo con generación térmica.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la matriz de generación:

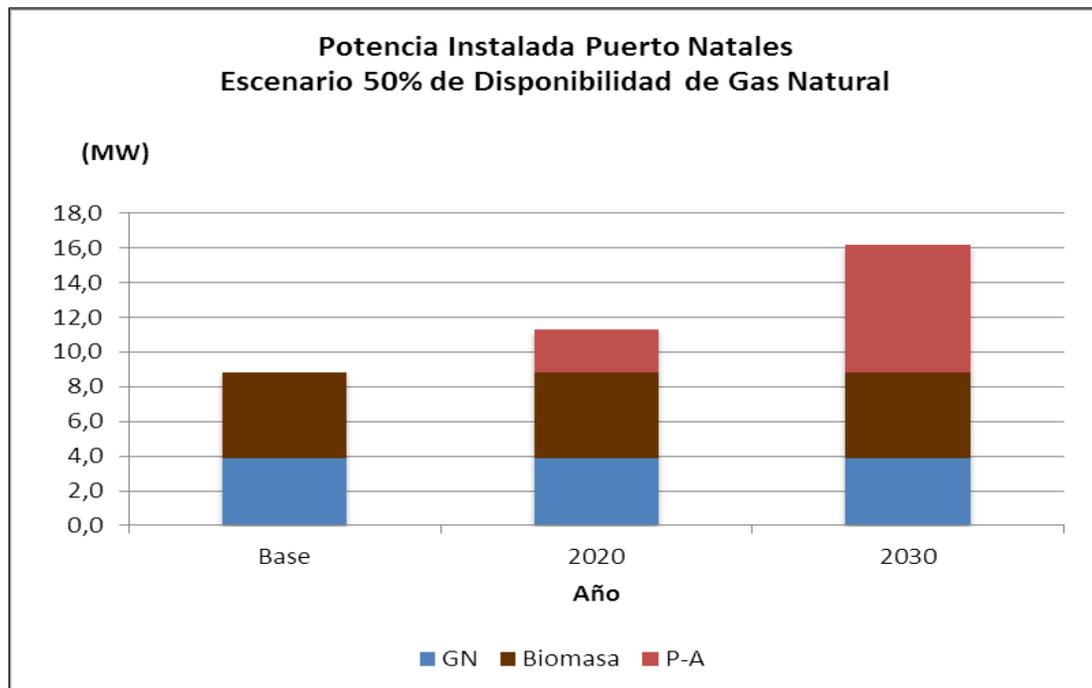


Figura 10.1.2.2 Potencia Instalada en Puerto Natales, Escenario 50% Gas Natural

10.1.2.3 Escenario 0% Gas Natural

El programa de obras resultante para este caso fue el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.112
Base	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.920
Base	Bio 5	Central Biomasa	5,00	19.111
abr-19	Vestas	Eólica	2,55	6.312
abr-21	JM620	Motor Propano-Aire	3,04	2.241
abr-27	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.920

Tabla 10.1.2.3 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 0% Gas Natural

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la matriz de generación:

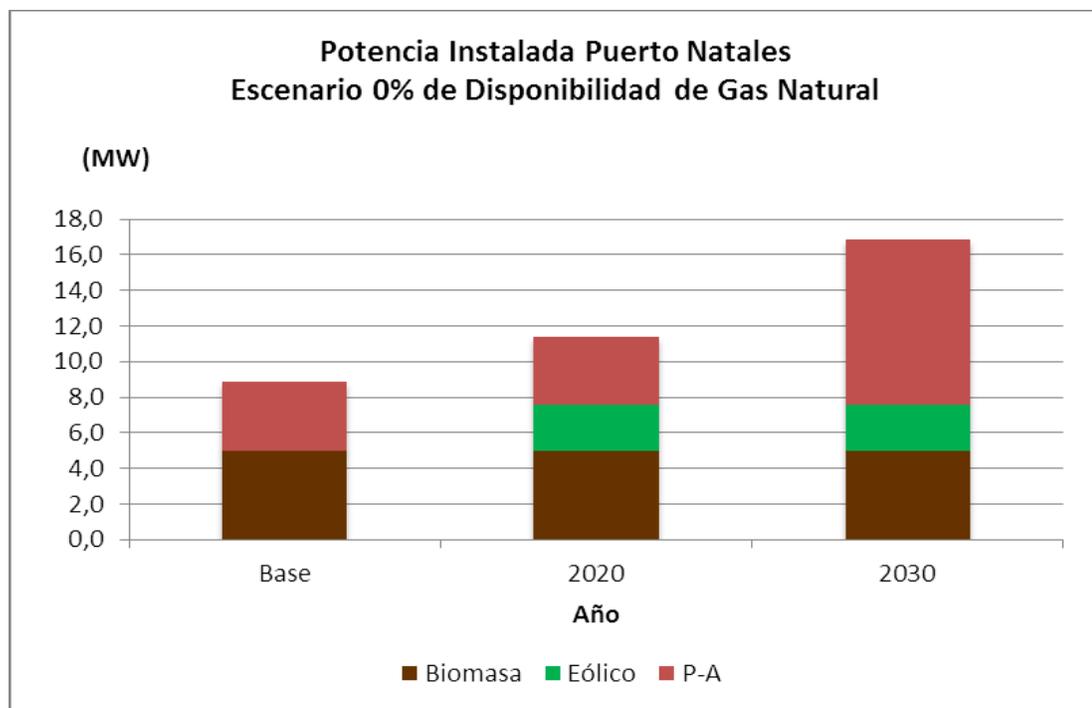


Figura 10.1.2.3 Potencia Instalada en Puerto Natales, Escenario 0% Gas Natural

10.1.2.4 Efectos de Precios en Sistemas Medianos

En la tabla que sigue se muestran los costos actualizados de inversión, operación y falla, CID, CTLP y precios de nudo energía, asociados a cada uno de los casos analizados:

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión- Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	3.434	3.487	6.922	156,8	2.876	97,7
50% GN	708	7.517	8.225	17,7	3.288	111,7
0% GN	943	7.517	8.459	33,1	3.361	114,2

Tabla 10.1.2.4 Costos Actualizados Para Cada Escenario

Es interesante notar que el disponer de un energético barato y con buena disponibilidad como la biomasa, amortigua notablemente en Puerto Natales el efecto de no contar con gas natural. Este hecho se ve reflejado en que el escenario sin gas natural, presenta un costo sólo un 17% más alto que el caso con gas natural, efecto distinto al de Punta Arenas donde la diferencia es de 74%. El incremento de precio en todo caso se debe, a la menor participación del gas natural y a la presencia progresiva del propano aire para su reemplazo.

10.1.3 Resultados Obtenidos – Sistema Porvenir

La cartera de obras tipo de generación candidatas para cada escenario de disponibilidad de gas natural, se muestra en el capítulo 7. Sus CME, se muestran en el punto 9.3

10.1.3.1 Escenario 100% Gas Natural

El programa de obras resultante para este caso fue:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.126
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.126
Base	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.691
ago-13	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126
ene-18	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126
sep-23	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.987

Tabla 10.1.3.1 Programa de Obras Porvenir Escenario 100% Gas Natural

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la matriz de generación de Porvenir para el escenario con 100% de disponibilidad de gas natural:

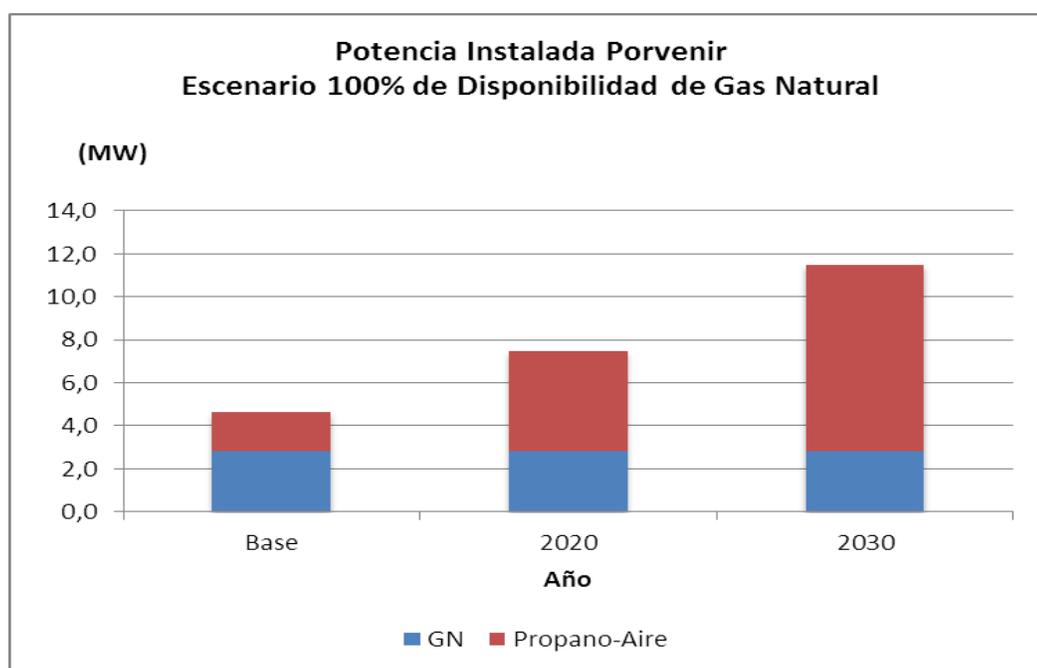


Figura 10.1.3.1 Potencia Instalada en Porvenir, Escenario 100% Gas Natural

10.1.3.2 Escenario 50% Gas Natural

En este caso el programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.126
Base	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.933
Base	VESTAS	Central Eólica	2,55	6.312
ene-16	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126
oct-22	VESTAS	Central Eólica	2,55	6.312
oct-26	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.691

Tabla 10.1.3.2 Programa de Obras Porvenir Escenario 50% Gas Natural

Para este caso se limitó la entrada de centrales eólicas a dos unidades, 5 MW en total, dada su baja confiabilidad en términos de disponibilidad del recurso.

En el gráfico que sigue se muestra la evolución de la Matriz de Generación:

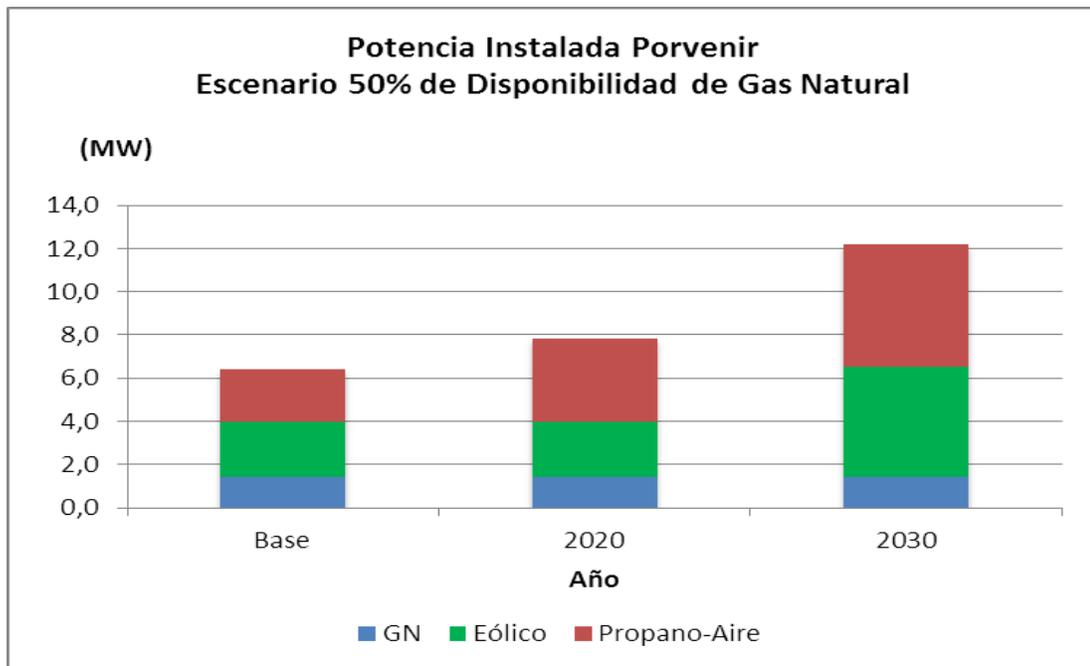


Figura 10.1.3.2 Potencia Instalada en Porvenir, Escenario 50% Gas Natural

10.1.3.3 Escenario 0% Gas Natural

En este caso el programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.933
Base	JM620	Motor Propano-Aire	3,04	2.254
oct-15	VESTAS	Central Eólica	2,55	6.312
oct-21	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.933
mar-27	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126

Tabla 10.1.3.3 Programa de Obras Porvenir Escenario 0% Gas Natural

En el gráfico que sigue se muestra la evolución de la matriz de generación:

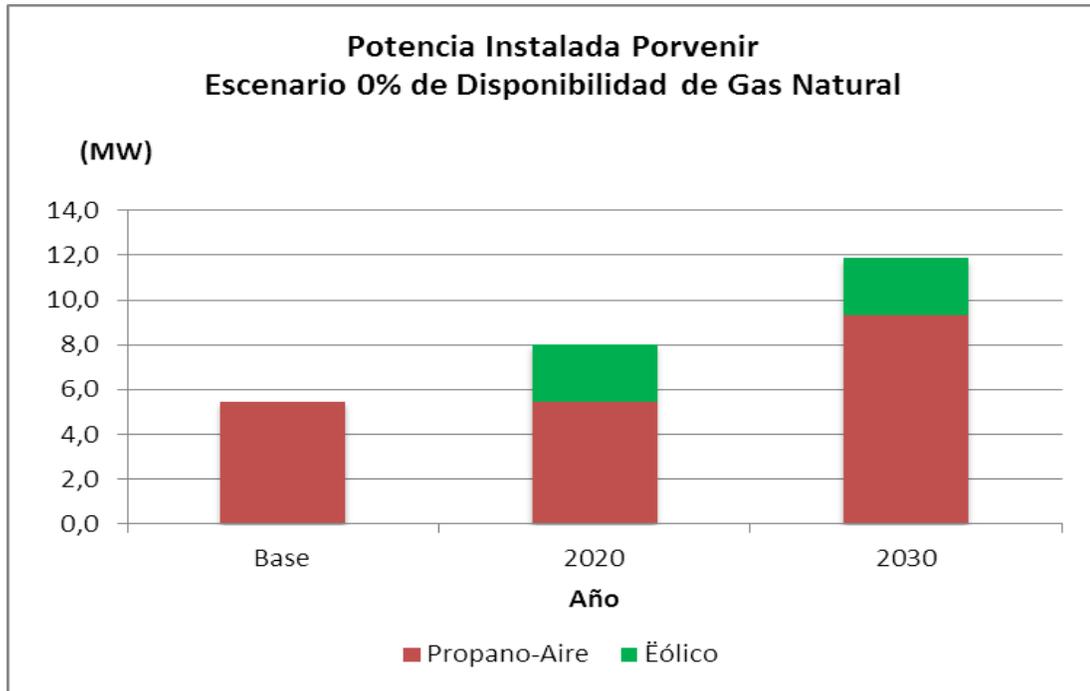


Figura 10.1.3.3 Potencia Instalada en Porvenir, Escenario 0% Gas Natural

10.1.3.4 Efecto de Precios en Sistemas Medianos

Los costos actualizados de inversión, operación y falla, CID, CTLP y precio de nudo de la energía, para cada escenario son:

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión- Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	2.845	1.728	4.573	89,3	1.881	96,9
50% GN	1.684	3.574	5.258	98,7	2.097	108,1
0% GN	7.533	2.833	10.366	45,7	3.708	191,2

Tabla 10.1.3.4 Costos Actualizados Para Cada Escenario

El incremento del precio nudo para el escenario sin gas natural, 97%, se debe a la mayor participación del propano aire en la matriz de generación, según se aprecia en la figura 10.1.3.3. y en el costo actualizado total, mostrado en la tabla 10.1.3.4

10.2 Resultados para el Caso Base más SGN

Al incorporar el gas natural sintético a la matriz de generación, los costos medios de generación de las unidades que lo utilizan son un 50% de las que emplean propano aire, reemplazándolas en los programas de obras con el consiguiente ahorro en los costos de operación.

10.2.1 Unidades de Generación Candidatas

Las unidades de generación candidatas para Punta Arenas y Puerto Natales son las mismas consideradas en el Caso Base. En esta sensibilización solamente se agrega como fuente de generación adicional disponible el gas natural sintético, SGN. Este combustible por razones geográficas y económicas no estaría disponible en Porvenir, dado que la planta de producción se ubicaría en Cabo Negro (zona continental).

10.2.2 Resultados Obtenidos - SGN en Punta Arenas

La cartera de obras tipo de generación candidatas para cada escenario de disponibilidad de gas natural, se muestra en el capítulo 7. Sus CME, se muestran en el punto 9.1

En las tablas que siguen se muestran los programas de obras obtenidos en el caso de disponer de SGN en el sistema Punta Arenas-Tres Puentes.

10.2.2.1 Escenario 100% Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
sep-12	JM624	Motor SGN	4,03	2.956

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
sep-13	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-14	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-15	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-24 1 Unidad Anual	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-22	JM416	Motor SGN	1,13	991
may-25	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
Abr-26 a Abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
may-28	JM616	Motor SGN	2,43	1.905
jun-29	JM624	Motor SGN	4,03	2.956

Tabla 10.2.2.1 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 100% Gas Natural

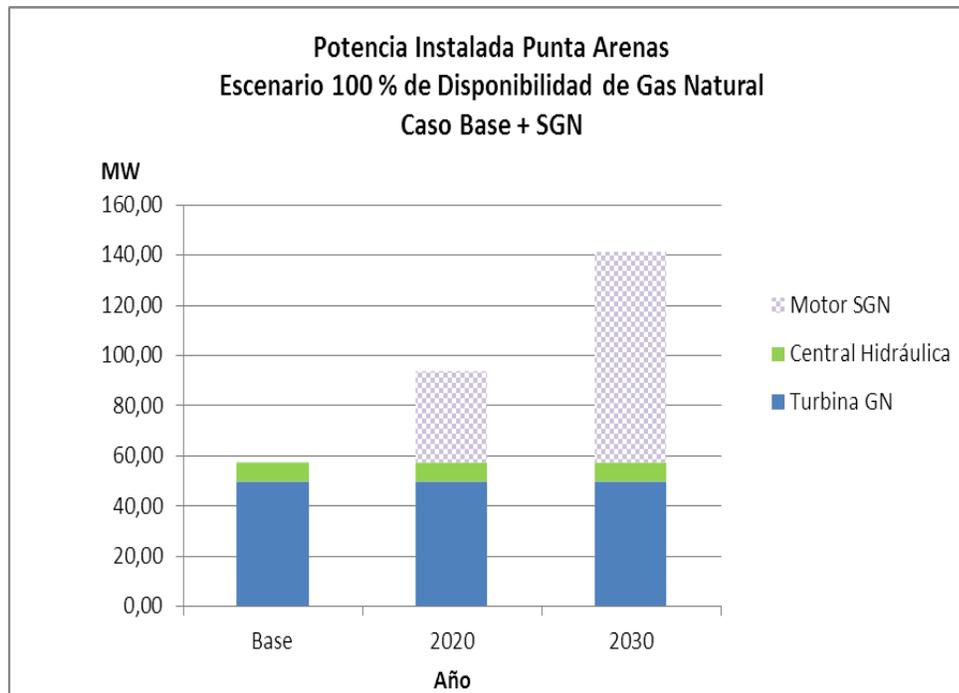


Figura 10.2.2.1 Potencia Instalada en Punta Arenas, Escenario 100% Gas Natural

10.2.2.2 Escenario 50% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina SGN	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
sep-12	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-13	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-14	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-15	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-24 1 Unidad Anual	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-22	JM416	Motor SGN	1,13	991
may-25	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
Abr-26 a Abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
may-28	JM616	Motor SGN	2,43	1.905
jun-29	JM624	Motor SGN	4,03	2.956

Tabla 10.2.2.2 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 50% Gas Natural

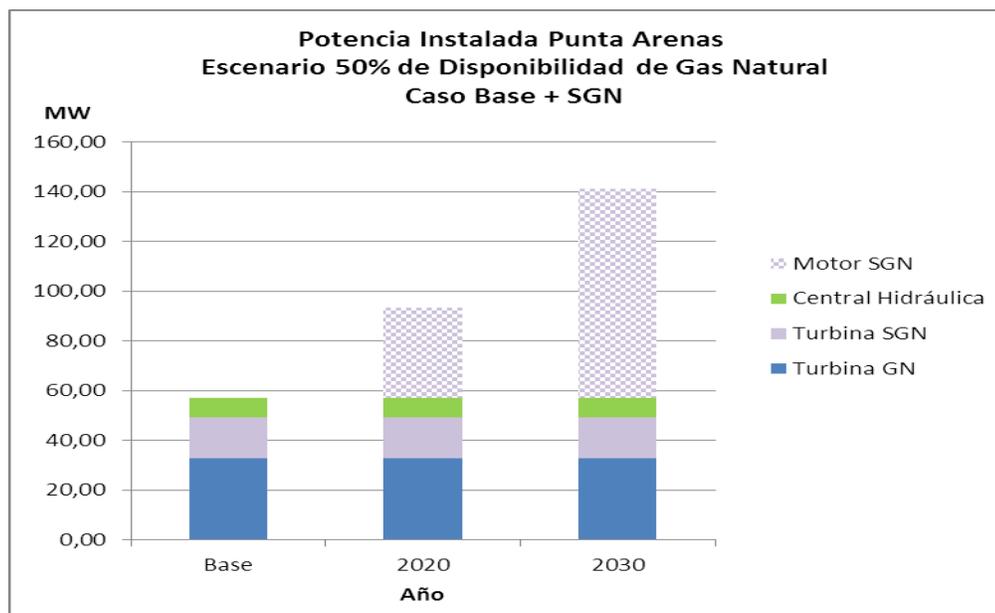


Figura 10.2.2.2 Potencia Instalada en Punta Arenas, Escenario 50% Gas Natural

10.2.2.3 Escenario 0% Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina SGN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina SGN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina SGN	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
sep-12	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-13	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-14	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-15	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-24 1 Unidad Anual	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
sep-22	JM416	Motor SGN	1,13	991
may-25	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
Abr-26 a Abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor SGN	4,03	2.956
may-28	JM616	Motor SGN	2,43	1.905
jun-29	JM624	Motor SGN	4,03	2.956

Tabla 10.2.2.3 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 0% Gas Natural

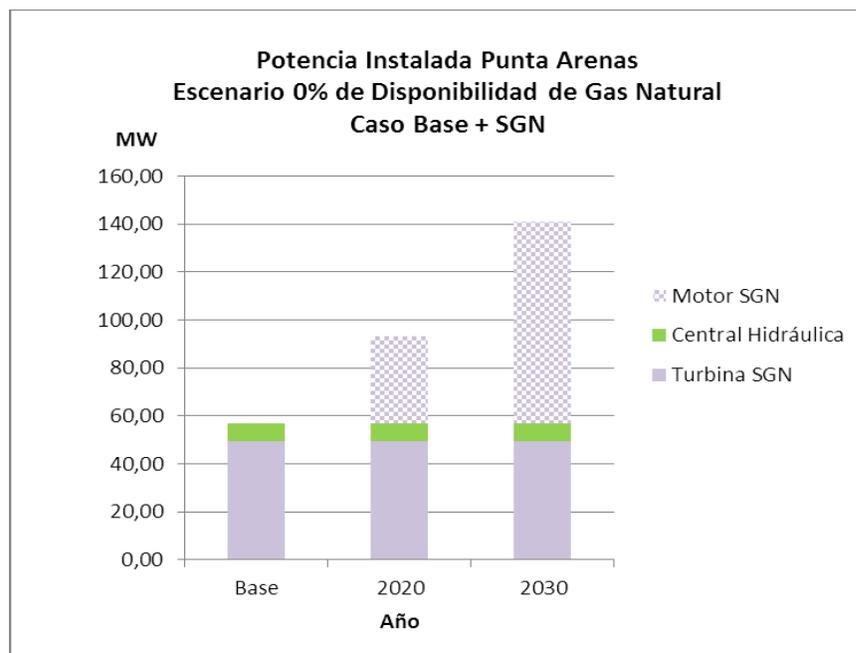


Figura 10.2.2.3 Potencia Instalada en Punta Arenas, Escenario 0% Gas Natural

10.2.2.4 Efecto de Precios en Sistemas Medianos

Los valores de los costos actualizados de inversión, operación y falla, CID, CTLP y precios de nudo, para este caso son los siguientes:

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión-Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	29.701	23.976	53.677	36,61	19.269	68,6
50% GN	30.807	23.976	54.783	40,76	19.619	69,8
0% GN	43.655	23.976	67.631	19,58	23.671	84,3

Tabla 10.2.2.4 Costos Actualizados Para Cada Escenario

El incremento de precio para el escenario sin disponibilidad de gas natural es de un 23%, el cual debe compararse con el incremento para el Caso Base, 74%. Como se dijo, el Caso Base se diferencia solamente en que excluye el SGN, por lo cual, este beneficio se deriva de la introducción de este combustible.

Respecto al programa de obras, la diferencia más importante es que las unidades eólicas y a propano aire son desplazadas por unidades usando SGN, ya que su costo medio de generación es inferior.

10.2.3 Resultados Obtenidos – SGN en Puerto Natales

La cartera de obras tipo de generación candidatas para cada escenario de disponibilidad de gas natural, se muestra en el capítulo 7. Sus CME, se muestran en el punto 9.2

En las tablas que siguen se muestran los programas de obras obtenido en el caso de disponer de SGN en Puerto Natales.

10.2.3.1 Escenario 100% Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.112
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	JM624	Motor Gas Natural	4,03	2.973
jul-16	JM616	Motor SGN	2,43	1.920
abr-22	JM616	Motor SGN	2,43	1.920
jul-26	JM612	Motor SGN	1,82	1.678
jul-29	JM320	Motor SGN	1,06	953

Tabla 10.2.3.1 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 100% Gas Natural

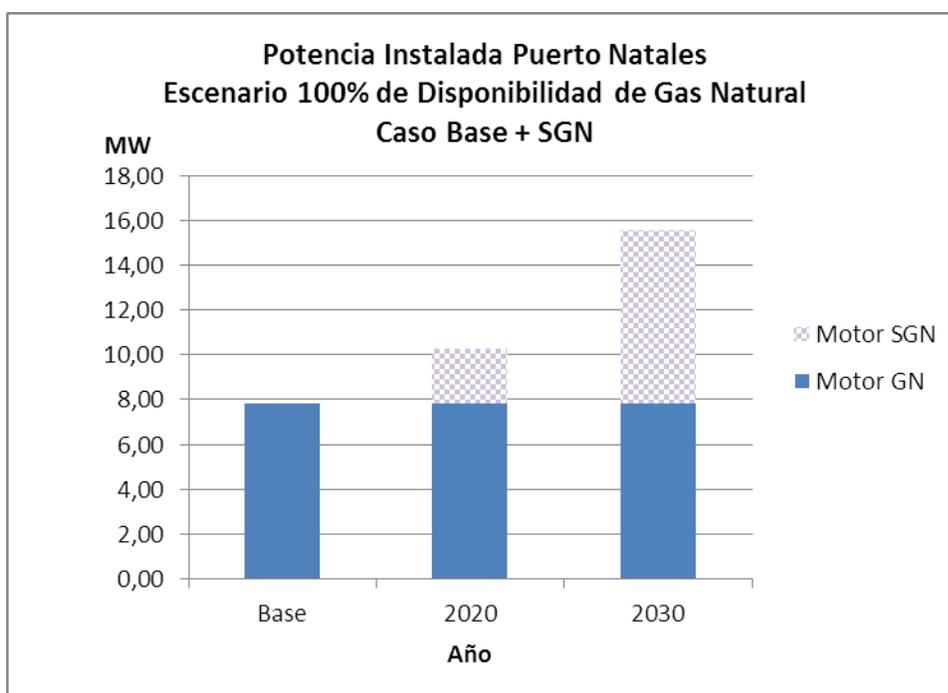


Figura 10.2.3.1 Potencia Instalada Puerto Natales Escenario 100 % Gas Natural

10.2.3.2 Escenario 50% Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.112
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	JM624	Motor SGN	4,03	2.973
jul-16	JM616	Motor SGN	2,43	1.920
abr-22	JM616	Motor SGN	2,43	1.920
jul-26	JM612	Motor SGN	1,82	1.678
jul-29	JM320	Motor SGN	1,06	953

Tabla 10.2.3.2 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 50% Gas Natural

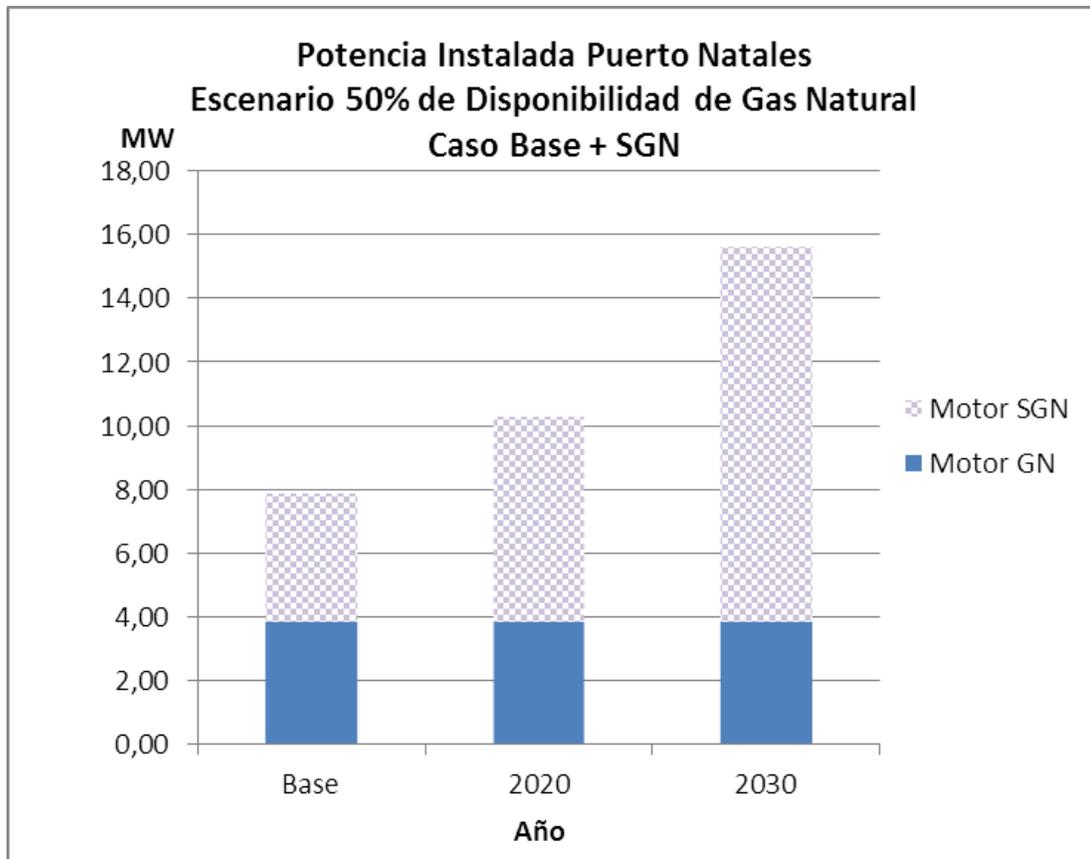


Figura 10.2.3.2 Potencia Instalada Puerto Natales Escenario 50 % Gas Natural

10.2.3.3 Escenario 0% Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante es el siguiente:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor SGN	1,41	1.112
Base	JM616	Motor SGN	2,43	1.920
Base	JM624	Motor SGN	4,03	2.973
jul-16	JM616	Motor SGN	2,43	1.920
abr-22	JM620	Motor SGN	3,04	2.241
abr-28	JM420	Motor SGN	1,41	1.112
abr-30	G3508	Motor SGN	0,51	616

Tabla 10.2.3.3 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 0% Gas Natural

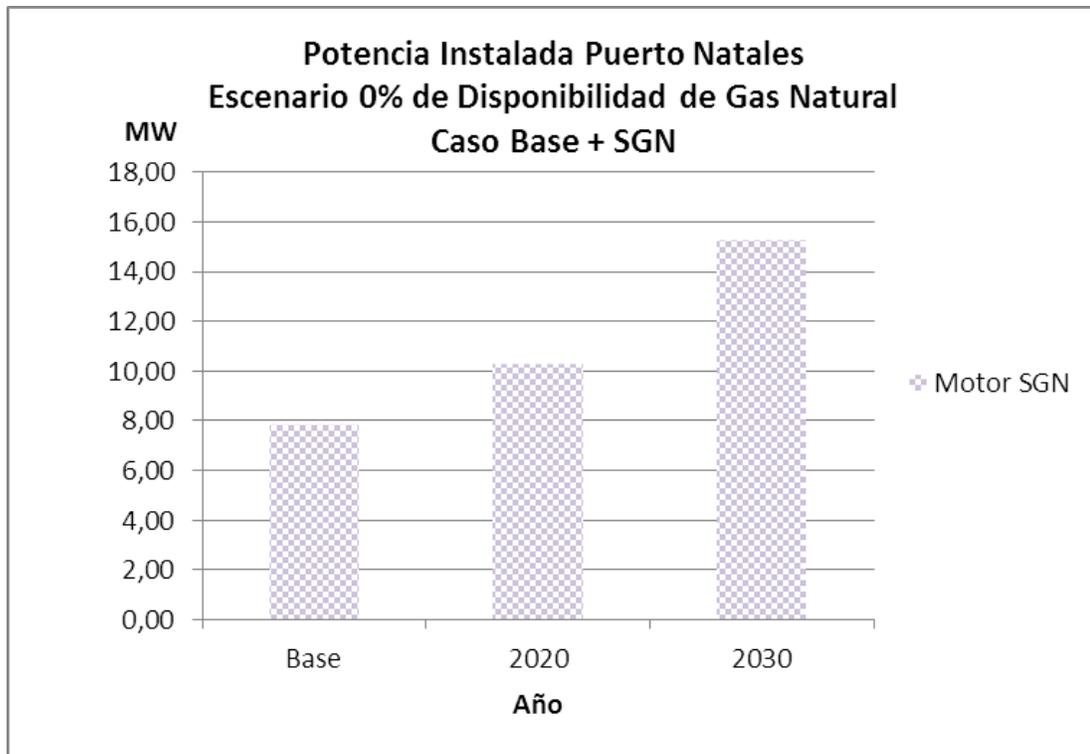


Figura 10.2.3.3 Potencia Instalada Puerto Natales Escenario 0 % Gas Natural

10.2.3.4 Efecto de Precios en Sistemas Medianos

A continuación se muestran los valores de los costos actualizados de inversión, operación y falla, CID , CTLP y precios de nudo de la energía para este caso.

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión-Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	3.460	1.746	5.206	-51.08	2.335	79,3
50% GN	3.738	1.746	5.484	-44,4	2.423	82,3
0% GN	5.015	1.061	6.076	-142,0	2.610	88,7

Tabla 10.2.3.4 Costos Actualizados para Cada Escenario

Los precios en los tres escenarios son muy similares. En todos se reemplaza la carencia de gas natural por SGN.

Respecto al programa de obras, la diferencia más importante es que las unidades eólicas y la de biomasa, son desplazadas por unidades usando SGN, por su menor costo medio de generación.

10.3 Resultados Obtenidos - Sensibilidad Demanda

Se analizó el caso en que se produjera un alza del 10% en el consumo eléctrico de la demanda en el año base, para ver el impacto en el sistema eléctrico. A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada ciudad.

10.3.1 Unidades Generadoras Candidatas

La cartera de obras tipo de generación candidatas para cada escenario de disponibilidad de gas natural, son las mismas consideradas para el Caso Base y se muestran en el capítulo 7. Sus CME, se muestran en el punto 9.1

10.3.2 Sistema Punta Arenas

10.3.2.1 Escenario 100% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante y la evolución de la matriz de generación, se muestran en la tabla y figura a continuación:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
mar-12	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-12	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
sep-12	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-13	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-14	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-15	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-23 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
may-24	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-25 a abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-27	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-28	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-29	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956

Tabla 10.3.2.1 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 100% Gas Natural

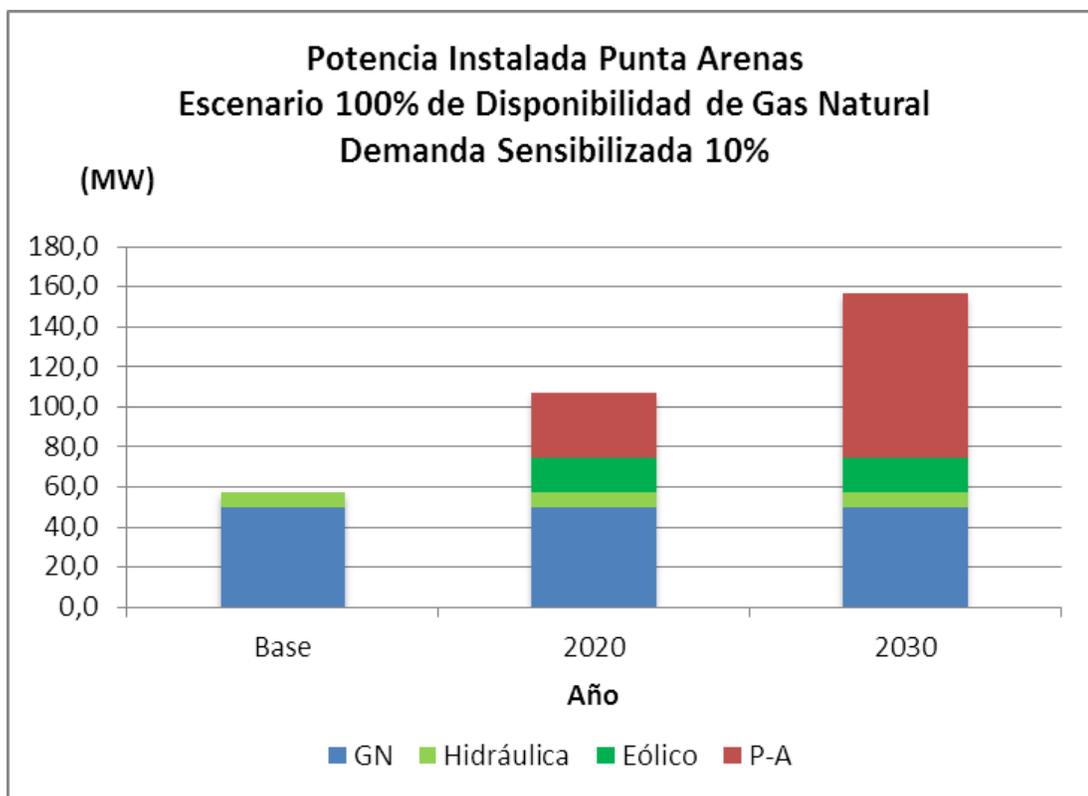


Figura 10.3.2.1 Potencia Instalada Punta Arenas Escenario 100 % Gas Natural

10.3.2.2 Escenario 50% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante y la evolución de la matriz de generación, se muestran a continuación:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina GN	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
mar-12	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-12	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
sep-12	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-13	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
sep-14	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-15	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-23 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
may-24	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-25 a abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-27	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-28	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-29	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956

Tabla 10.3.2.2 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 50% Gas Natural

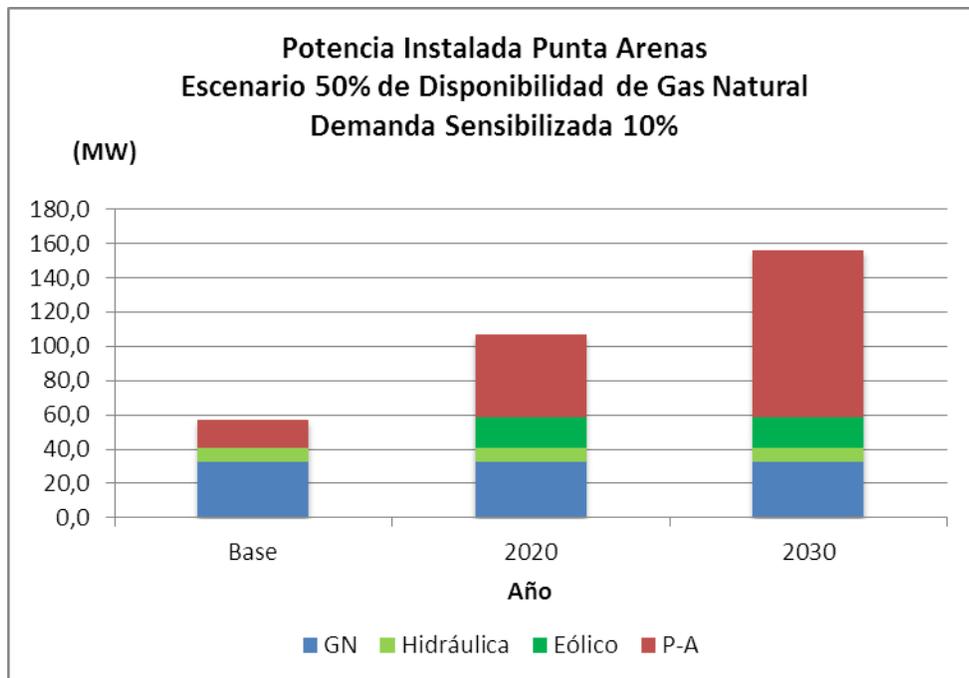


Figura 10.3.2.2 Potencia Instalada Punta Arenas Escenario 50 % Gas Natural

10.3.2.3 Escenario 0% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras resultante y la evolución de la matriz de generación, se muestran a continuación:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	OGT15000	Turbina Propano-Aire	16,50	13.192
Base	HIDRO 2	Central Hidráulica	7,63	22.145
mar-12	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-12	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
sep-12	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-13	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-14	Vestas	Central Eólica	6,90	20.661
sep-15	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
Sep-16 a Sep-23 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
may-24	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-25 a abr-30 1 Unidad Anual	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956
abr-27	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-28	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.905
may-29	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.956

Tabla 10.3.2.3 Programa de Obras Punta Arenas Escenario 0% Gas Natural

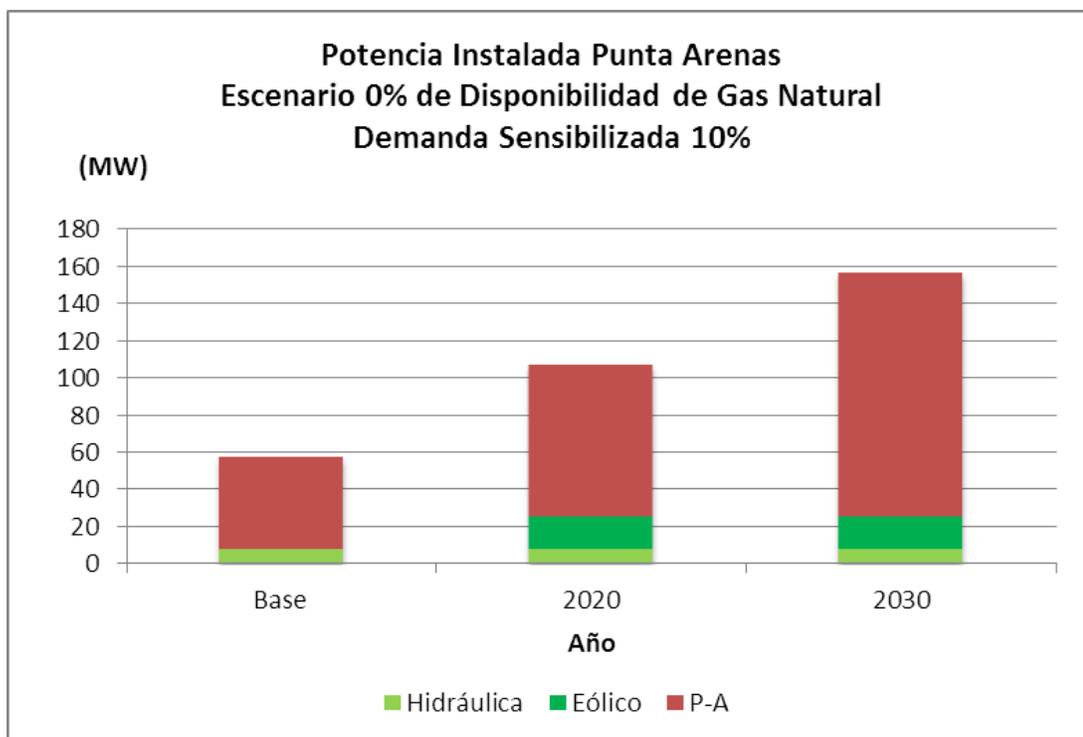


Figura 10.3.2.3 Potencia Instalada Punta Arenas Escenario 0 % Gas Natural

En la tabla que sigue se muestran los valores de los costos actualizados de operación, inversión y los valores de CTLP, CID y precios de nudo.

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión-Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	27.775	41.110	68.885	186,9	24.067	78,5
50% GN	31.562	41.110	72.672	171,8	25.262	82,4
0% GN	83.372	41.110	124.482	35,3	41.607	135,6

Tabla 10.3.2.4 Costos Actualizados Para Cada Escenario

En este caso, el incremento de precio para el escenario sin gas natural es de un 73%, muy similar al del Caso Base, 74%. Este incremento se explica por el remplazo progresivo del gas natural por propano aire.

En la siguiente tabla se muestran las variaciones porcentuales de los valores anteriores respecto del Caso Base (sin aumento de demanda).

Caso	Δ Costo Actualizado Operación %	Δ Costo Actualizado Inversión %	Δ Costo Actualizado Total %	Δ CID %	Δ CTLP %	Δ Precio Nudo %
100% GN	15	5	9	6	8	-1
50% GN	19	5	11	4	10	0
0% GN	9	5	8	49	7	-2

Tabla 10.3.2.5 Variaciones en Costos Respecto de Caso Base

En todos los casos para esta alternativa se observa un incremento del costo de operación y de la inversión, lo cual afecta en forma proporcional al CTLP. En los casos en que la variación de éste es inferior al incremento de la demanda, 10%, el precio de nudo disminuye respecto del Caso Base.

10.3.3 Sistema Puerto Natales

10.3.3.1 Escenario 100% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras obtenido se muestra en la siguiente tabla:

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
abr-14	Vestas	Eólica	2,55	6.312
abr-16	Vestas	Eólica	2,55	6.312
abr-19	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.973
abr-26	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.678
abr-29	JM416	Motor Propano-Aire	1,13	1.012

Tabla 10.3.3.1 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 100% Gas Natural

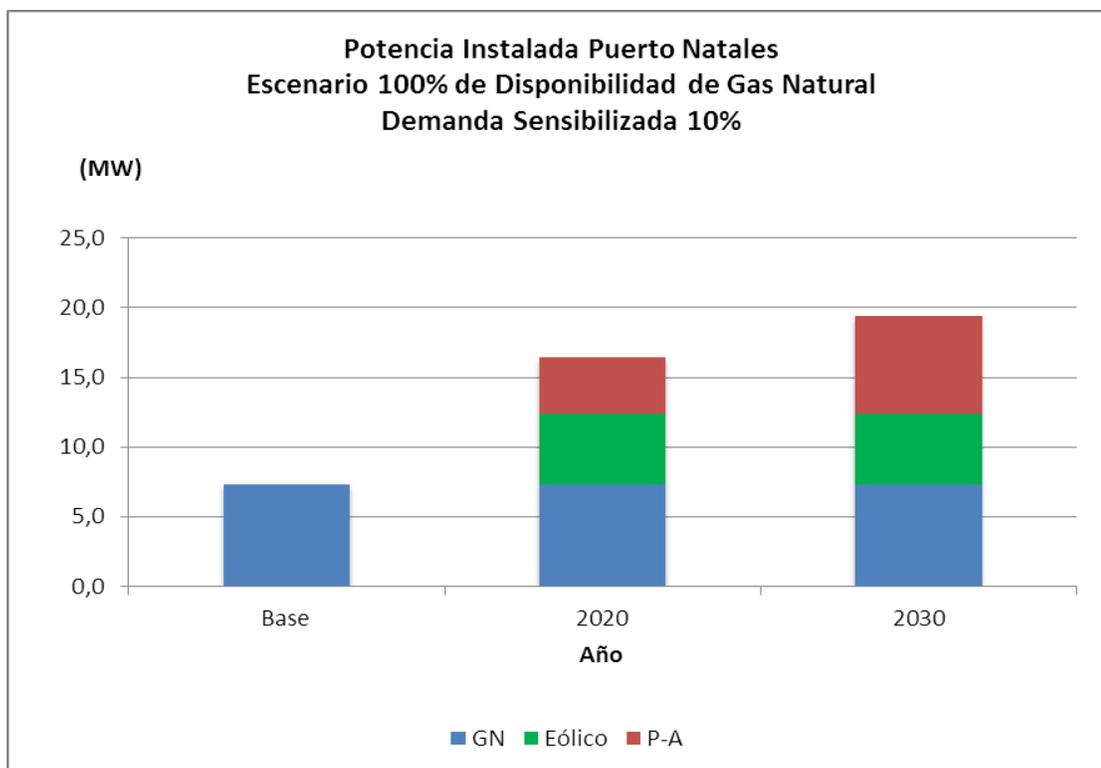


Figura 10.3.3.1 Potencia Instalada Puerto Natales Escenario 100 % Gas Natural

10.3.3.2 Escenario 50% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras obtenido se muestra en la siguiente tabla.

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.112
Base	JM616	Motor Gas Natural	2,43	1.920
Base	Bio 5	Central Biomasa	5,00	19.111
abr-17	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.920
jul-22	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.920
jul-26	JM612	Motor Propano-Aire	1,816	1.678
jul-29	JM416	Motor Propano-Aire	1,131	1.012

Tabla 10.3.3.2 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 50% Gas Natural

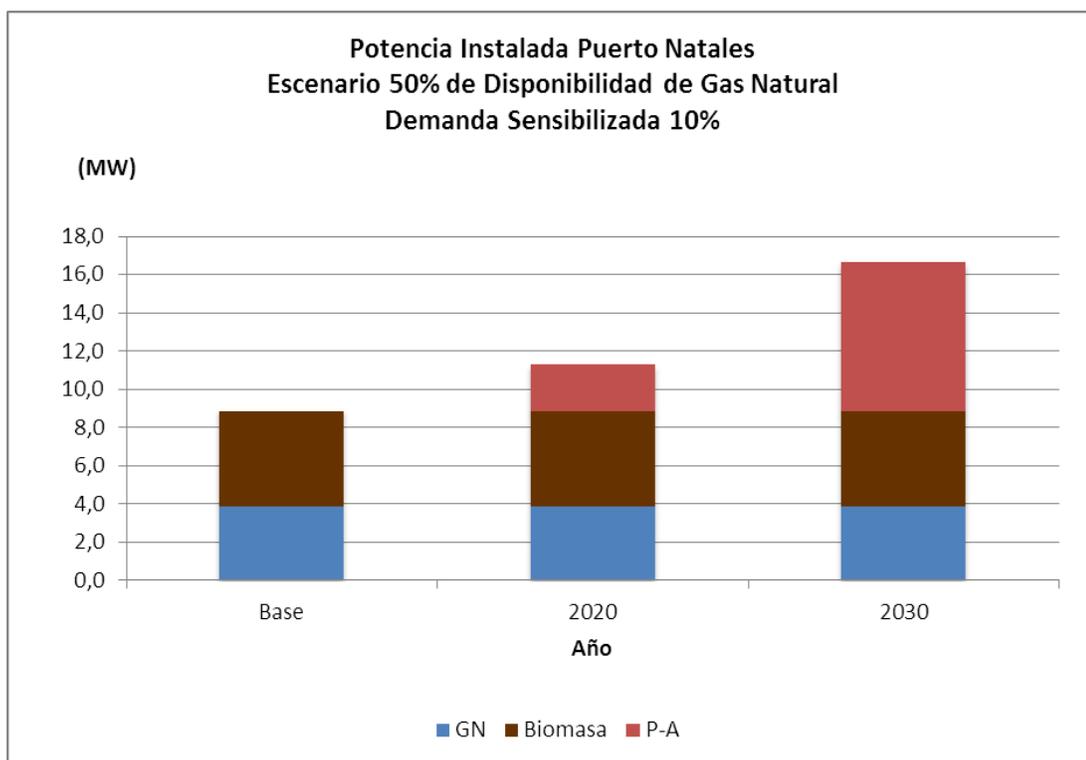


Figura 10.3.3.2 Potencia Instalada Puerto Natales Escenario 50 % Gas Natural

10.3.3.3 Escenario 0% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras obtenido se muestra en la siguiente tabla.

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.112
Base	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.920
Base	Bio 5	Central Biomasa	5,00	19.111
abr-17	Vestas	Eólica	2,55	6.312
abr-20	JM620	Motor Propano-Aire	3,04	2.241
jul-25	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.920
abr-29	JM416	Motor Propano-Aire	1,13	1.012

Tabla 10.3.3.3 Programa de Obras Puerto Natales Escenario 0% Gas Natural

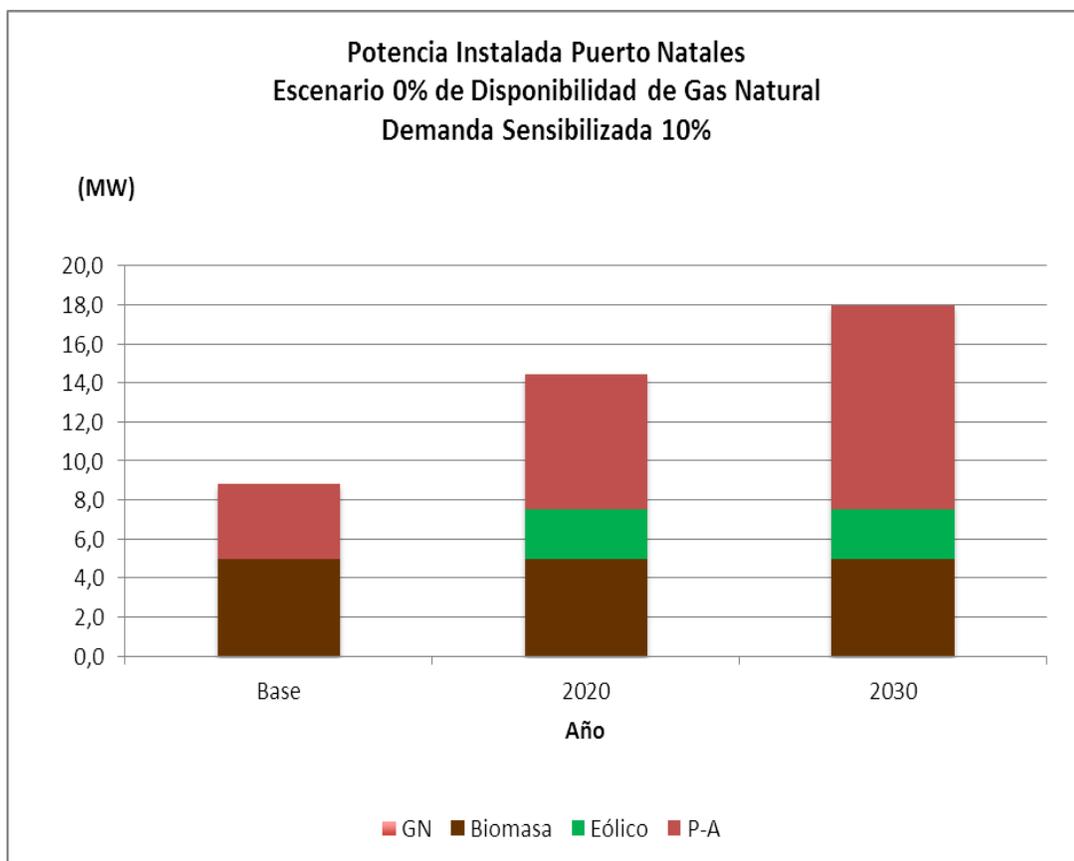


Figura 10.3.3.3 Potencia Instalada Puerto Natales Escenario 0% Gas Natural

En la tabla que sigue se muestran los valores de los costos actualizados de operación, inversión, CTLP, CID y precios de nudo.

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión-Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	3.587	3.697	7.284	149,2	2.991	93,1
50% GN	842	7.517	8.358	17,3	3.330	103,6
0% GN	1.261	7.517	8.778	34,2	3.462	107,7

Tabla 10.3.3.4 Costos Actualizados Para Cada Escenario

El incremento de los precios de nudo se origina por el remplazo progresivo del gas natural por propano aire, según se observa en las Fig. 10.2.3.2 y 10.2.3.3

En la siguiente tabla se muestran las variaciones de los valores anteriores respecto del Caso Base (sin aumento de demanda).

Caso	Δ Costo Actualizado Operación %	Δ Costo Actualizado Inversión %	Δ Costo Actualizado Total %	Δ CID %	Δ CTLP %	Δ Precio Nudo %
100% GN	4,4	6,0	5,2	-4,8	4,0	-4,8
50% GN	18,9	0,0	1,6	-2,5	1,3	-7,2
0% GN	33,8	0,0	3,8	3,6	3,0	-5,7

Tabla 10.3.3.5 Variaciones en Costos y Precios Respecto de Caso Base

Para todos los casos se observa un incremento del costo de operación y de la inversión, lo cual afecta en forma proporcional al CTLP. En los casos en que la variación de éste es inferior al incremento de la demanda, y por tanto de los ingresos, 10%, el precio de nudo disminuye, respecto del Caso Base. A menor variación del CTLP mayor es esta disminución.

10.3.4 Sistema Porvenir

10.3.4.1 Escenario 100% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras obtenido se muestra en la siguiente tabla.

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.126
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.126
Base	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.691
oct-12	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126
oct-17	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126
oct-21	JM624	Motor Propano-Aire	4,03	2.987

Tabla 10.3.4.1 Programa de Obras Porvenir Escenario 100% Gas Natural

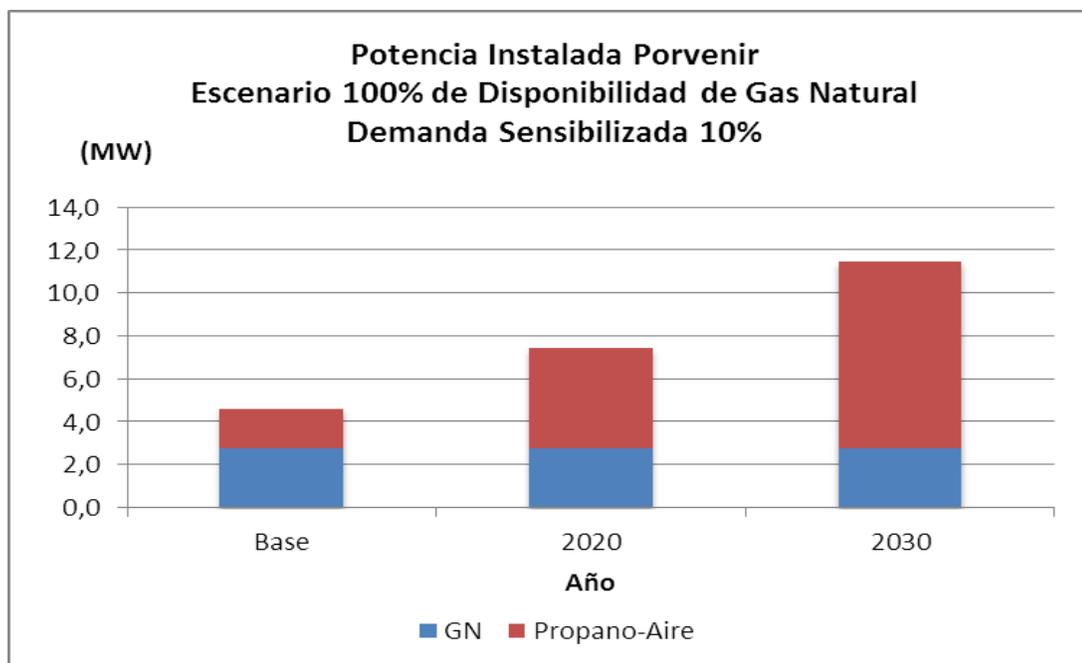


Figura 10.3.4.1 Potencia Instalada Porvenir Escenario 100% Gas Natural

10.3.4.2 Escenario 50% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras obtenido se muestra en la siguiente tabla.

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM420	Motor Gas Natural	1,41	1.126
Base	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.933
Base	VESTAS	Central Eólica	2,55	6.312
mar-15	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126
ene-20	VESTAS	Central Eólica	2,55	6.312
mar-24	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.691
ene-29	JM420	Motor Propano-Aire	1,41	1.126

Tabla 10.3.4.2 Programa de Obras Porvenir Escenario 50% Gas Natural

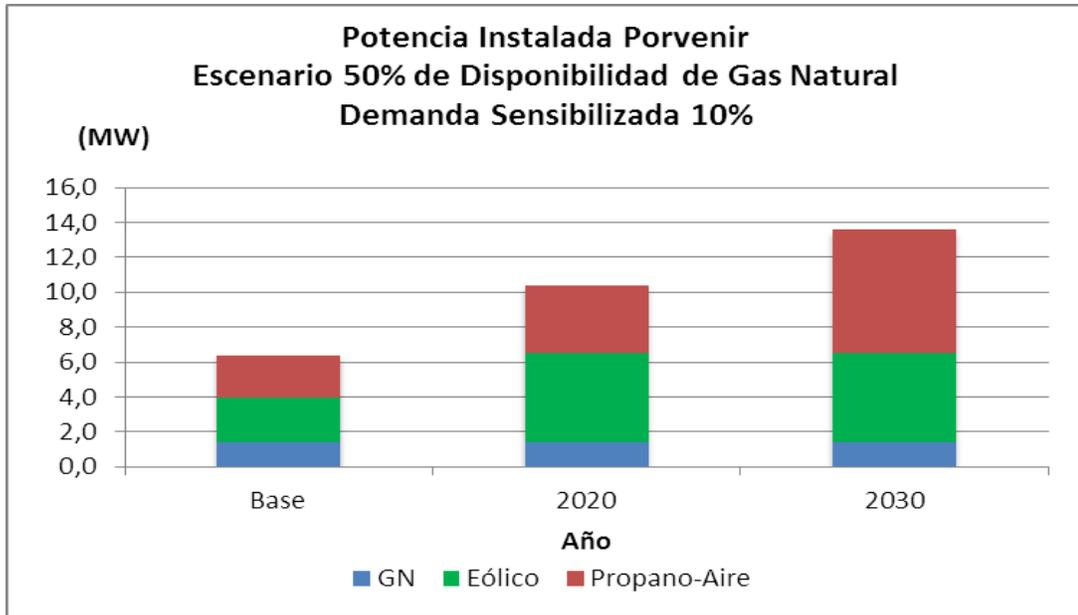


Figura 10.3.4.2 Potencia Instalada Porvenir Escenario 50% Gas Natural

10.3.4.3 Escenario 0% de Disponibilidad de Gas Natural

El programa de obras obtenido se muestra en la siguiente tabla.

Fecha Entrada	Nombre Central	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (Miles US\$)
Base	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.933
Base	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.933
ene-14	VESTAS	Central Eólica	2,55	6.312
ene-19	JM616	Motor Propano-Aire	2,43	1.933
ene-26	JM416	Motor Propano-Aire	1,13	1.026
mar-28	JM612	Motor Propano-Aire	1,82	1.691

Tabla 10.3.4.3 Programa de Obras Porvenir Escenario 0% Gas Natural

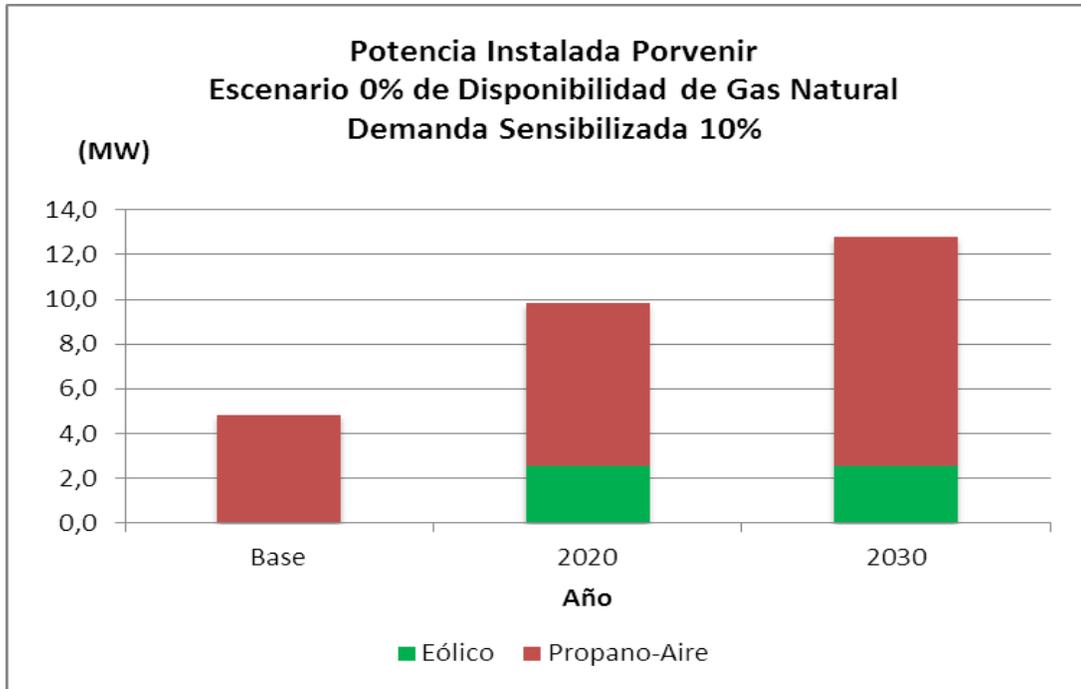


Figura 10.3.4.3 Potencia Instalada Porvenir Escenario 0% Gas Natural

En la tabla que sigue se muestran los valores de los costos actualizados de operación, inversión y los valores de CTLP, CID y precios de nudo de la energía.

Caso	Costo Actualizado Operación (Miles US\$)	Costo Actualizado Inversión-Valor Residual (Miles US\$)	Costo Actualizado Total (Miles US\$)	CID (US\$/MWh)	CTLP (Miles US\$)	Precio Nudo Energía (US\$/MWh)
100% GN	3.366	1.768	5.134	95,5	2.057	97,1
50% GN	2.191	3.200	5.390	32,8	2.138	100,9
0% GN	6.784	2.389	9.172	-163,1	3.332	157,3

Tabla 10.3.4.4 Costos Actualizados para Cada Escenario

El incremento en los precios de nudo se explica básicamente por la creciente participación del propano aire en la matriz de generación, según se muestra en las Fig.10.3.4.2 y 10.3.4.3.

En la siguiente tabla se muestran las variaciones de los valores anteriores respecto del Caso Base (sin aumento de demanda).

Caso	Δ Costo Actualizado Operación %	Δ Costo Actualizado Inversión %	Δ Costo Actualizado Total %	Δ CID %	Δ CTLP %	Δ Precio Nudo %
100% GN	18	2	12	7	9	0
50% GN	30	-10	3	-67	2	-7
0% GN	-10	-16	-12	-457	-10	-18

Tabla 10.3.4.5 Variaciones en Costos y Precios Respecto de Caso Base

En todos los casos para esta alternativa se observa un incremento del CTLP, excepto para el escenario sin gas natural. Esto último se debe a que en el primer cuatrimestre del Caso Base entra más potencia con propano aire, la que en el segundo caso es remplazada por energía eólica.

11. Conclusiones

Las principales conclusiones a destacar del estudio desarrollado, son las siguientes:

11.1 Recursos Energéticos

Del levantamiento y análisis de la información realizada podemos concluir que los recursos factibles de utilizar en la generación eléctrica y de mayor interés en la Región de Magallanes, son:

- Gas natural
 - Gas natural sintético del carbón (en etapa de proyecto)
 - Energía eólica
 - Propano aire
 - Energía hídrica asociada al río San Juan
 - Biomasa asociada al Aserradero Montealto
 - Petróleo diesel
 - Carbón
-
- **Gas natural**, el gran e inédito esfuerzo exploratorio en busca de gas natural que se está desarrollando en Magallanes, por parte de ENAP y empresas privadas a través de Contratos Especiales de Operación, debería conducir al descubrimiento de nuevas reservas, sobre todo de gas no convencional y en particular de *Tight Gas*, esto es de reservorios de baja permeabilidad y porosidad que hoy pueden ser explotados mediante la tecnología denominada *hydrofraking*. No es posible precisar a priori la cantidad de reservas a descubrir, dado la naturaleza de la exploración petrolera, pero el escenario más improbable es la no existencia de nuevos descubrimientos o de escaso monto. Otra aspecto importante a destacar es el precio, la explotación de gas no convencional requiere valores entre 6 y 12 US\$/MMbtu.
 - **Gas natural sintético SGN**, aparece como una opción energética de largo plazo y definitiva para Magallanes, por estar asociado a un recurso probado y de alta disponibilidad en la zona. Su precio esperado, entre 6 y 7 US\$/MMbtu, es un 60% más caro que el gas natural en la actualidad, pero es competitivo con los precios esperados para la explotación futura del gas natural no convencional, 6 - 12 US\$/MMbtu. Esta opción podría incorporar economías de escala derivadas de la construcción de un proyecto similar que actualmente tiene en fase de estudio Methanex. Estas economías también tendrían incidencia en la compra del carbón.
 - **Energía eólica**, tiene en Magallanes un alto potencial, velocidades medias ente 8 y 10 m/s a 50 m de altitud y factores de planta en el entorno de 50%, son muy atractivos y

escasos en el mundo. Su limitación está asociada al nivel de participación que puede alcanzar en cada sistema eléctrico por su condición de generación intermitente.

- **Propano aire**, las facilidades de almacenamiento y transporte de gas licuado existentes en Magallanes, de propiedad de ENAP y en particular en Cabo Negro, próximo a Punta Arenas, permitirían elaborar este combustible sin mayores inconvenientes. Se trata en definitiva de una mezcla 57% de propano y 43% de aire, que reemplaza íntegramente al gas natural. Es además del orden de un 30% más barato que el gas licuado en balones, pero bastante más caro que el gas natural actual. Tiene la gran ventaja de utilizar la misma infraestructura del gas natural.
- **Recurso hídrico**, se han considerado como unidades candidatas las centrales de embalse definidas preliminarmente por Endesa en los años 50, en los ríos Serrano y San Juan. Las centrales asociadas al río San Juan resultan ser competitivas, por su tamaño y cercanía a Punta Arenas. La información existente no permite en todo caso tomar decisiones de inversión. Para desarrollar este recurso en el río Serrano se requeriría construir una central del orden de 200 a 300 MW para ser competitiva y que justifique una línea de transmisión. Adicionalmente, este tamaño es excesivo para el sistema eléctrico de la zona. El río Serrano a su vez presenta fuertes restricciones ambientales para su utilización.
- **Biomasa**, solo se justifica para la generación eléctrica la utilización de la biomasa asociada a los aserraderos, tanto por su disponibilidad en la zona, como por qué los recursos se encuentran concentrados. Esto se corrobora por cuanto la instalación de una turbina de 5 MW en el Aserradero Montealto, a 70 km de Puerto Natales, compite favorablemente con las otras fuentes de generación para el abastecimiento de esta localidad.
La turba hoy en día tiene un mercado creciente en el campo agropecuario. El precio que alcanza en estos mercados hace inviable su uso en la generación eléctrica. Existen además aprensiones ambientales para su empleo como combustible.
- **Petróleo diesel**, en la Región existe una logística adecuada y suficiente de almacenamiento, portuaria y de distribución, para administrar en forma confiable eventuales insuficiencias de gas natural para la generación eléctrica a través del diesel.
- **Carbón**, el carbón sub-bituminoso es otro recurso con gran presencia en Magallanes. Su menor poder calorífico respecto del bituminoso se compensa en parte por su bajo contenido de azufre, inferior al 1%. Es muy significativo la puesta en marcha del Proyecto Isla Riesco, lo cual acrecienta a nivel nacional la importancia de la Zona como productora de carbón.

Del levantamiento de la información para los recursos energéticos en la Región también se concluye que, existen otros importantes recursos que actualmente se desconoce su real potencial, dado la insuficiente información existente. En esta categoría destacan:

- Energía mareomotriz
 - Geotermia
 - Energía hídrica
 - Energía solar
 - Energía eólica
- **Energía mareomotriz**, la energía cinética mareomotriz en los sectores Primera y Segunda Angostura del Estrecho de Magallanes, tiene un potencial muy significativo, sobre los 5.000 MW. Entre sus limitaciones destacan que la mayor parte del área considerada para estimar este potencial está reservada para la navegación. Su bajo factor de planta y el escaso desarrollo de esta tecnología, son a su vez limitaciones importantes. Dado la geografía de la Región es muy probable que este recurso este presente también en otras localidades.
 - **Energía hídrica**, esta fuente energética tendría un potencial de unos 1.000 MW, en base a centrales de embalse y de pasada, en los sectores de Seno Skyring, Península Muñoz Gamero, Última Esperanza, Yendegaia y otros. El sector más estudiado en el pasado ha sido el río Serrano, el cual se encuentra en el Parque Nacional Torres del Paine.
 - **Geotermia** El hecho que el recurso geotérmico esperado sea de baja entalpía, no le resta posibilidades dado el tamaño del mercado eléctrico regional. Un punto importante a su favor es que, en la zona exista una industria petrolera instalada, con una gran cantidad de información e infraestructura.
 - **Energía eólica y solar**, para la energía eólica fuera de Punta Arenas y energía solar, la información disponible también es escasa.

Sería altamente conveniente para la Región medir a un nivel confiable el potencial de estos recursos.

11.2 Demanda Eléctrica

De la proyección de la demanda eléctrica se concluye que no se prevén aumentos explosivos durante el horizonte estudiado, solo el crecimiento vegetativo. Esto es consecuencia de que los nuevos proyectos de desarrollo en la Región, como son entre otros, la explotación del carbón de Isla Riesco y en otros sectores, crianza de salmones, producción de gas de síntesis y gas natural sintético a partir del carbón y nuevas explotaciones petroleras serán autosuficientes en cuanto a la generación de energía eléctrica y no estarían interconectados a los SSMM de ninguna de las ciudades en estudio. Además, según el análisis realizado por MasEnergía, no existiría una migración hacia la electricidad en caso de carencias en el suministro de gas natural de uso domiciliario e industrial. Esto es consecuencia de que hay alternativas más económicas como el propano aire y eventualmente el SGN.

11.3 Plan de Obras

Las fuentes de generación consideradas en los planes de obra resultantes para cada ciudad y escenario de disponibilidad de gas natural, se muestran en la Tabla 11.1, para el Caso Base y Caso Base más SGN. En la Tabla 11.2 a continuación, se muestra además el CME promedio de las obras de generación incorporadas en los planes de obra y el precio de los combustibles utilizados.

CIUDAD	ESCENARIO	CASO BASE					CASO BASE + SGN					
		GAS NATURAL	PROPANO AIRE	ENERGIA EOLICA	ENERGIA HIDRAULICA	BIOMASA	GAS NATURAL	PROPANO AIRE	ENERGIA EOLICA	ENERGIA HIDRAULICA	BIOMASA	SGN
PUNTA ARENAS	100% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X		X			X		X
	50% Disponibilidad de gas natural	X	X	X	X		X		X		X	
	0% Disponibilidad de gas natural		X	X	X				X		X	
PUERTO NATALES	100% Disponibilidad de gas natural	X	X	X			X				X	
	50% Disponibilidad de gas natural	X	X			X	X				X	
	0% Disponibilidad de gas natural		X	X		X					X	
PORVENIR	100% Disponibilidad de gas natural	X	X									
	50% Disponibilidad de gas natural	X	X	X								
	0% Disponibilidad de gas natural		X	X								

Tabla 11.1 Fuentes de Energía Consideradas en los Planes de Obras

Ciudad	Combustible	Precio	CME Turbina	CME Motor
Punta Arenas	Gas natural	0,15 US\$/mcs	77,0 US\$/MWh	73,0 US\$/MWh
	SGN	0,24 US\$/mcs	102,6 US\$/MWh	95,8 US\$/MWh
	Propano Aire	0,54 US\$/mcs	199,0 US\$/MWh	176,6 US\$/MWh
	Diesel	0,77 US\$/lt	275,9 US\$/MWh	241,1 US\$/MWh
	Eólica	Sin costo	85,1 US\$/MWh	No corresponde
	Hidráulica	Sin costo	109,7 US\$/MWh	No corresponde
Ciudad	Combustible	Precio	CME Turbina	CME Motor
Puerto Natales	Gas natural	0,15 US\$/mcs	No disponible	73,1US\$/MWh
	SGN	0,24 US\$/mcs	No disponible	96 US\$/MWh
	Propano Aire	0,54 US\$/mcs	No disponible	179.7 US\$/MWh
	Diesel	0,78 US\$/lt	No disponible	239,0 US\$/MWh
	Eólica	Sin costo	100,0 US\$/MWh	No corresponde
	Biomasa	40,0 US\$/ton	125,8 US\$/MWh	No corresponde
Ciudad	Combustible	Precio	CME Turbina	CME Motor
Porvenir	Gas natural	0,15 US\$/mcs	No disponible	74.8 US\$/MWh
	Propano aire	0,60 US\$/mcs	No disponible	193,50 US\$/MWh
	Diesel	0,79 US\$/lt	No disponible	243.1,0 US\$/MWh
	Eólica	Sin costo	75,0 US\$/MWh	No corresponde

Tabla 11.2 CME Promedio Obras de Generación y Costo de Combustible

De las tablas 11.1 y 11.2 se deduce:

11.3.1 Caso Base

- Se reafirma la importancia del recurso eólico, el cual está presente en las matrices resultantes de los tres sistemas. Incluso su presencia podría ser mayor, pero se ha limitado por consideraciones de estabilidad de la operación.

- Se destaca la participación del propano aire como alternativa al diesel. Su presencia lo sustituye totalmente y contribuye a suavizar el impacto de las restricciones de gas natural.
- La presencia del recurso biomasa en el sistema de Puerto Natales contribuye a que el impacto de las restricciones de gas natural se vea suavizado. El precio de nudo de la energía para el Caso Base, se incrementa solo en 17% en el escenario con 0% de disponibilidad, respecto del de 100%.
- La ausencia de centrales de vapor carbón se explica por los elevados costos de inversión que ellas presentan y porque el tamaño mínimo considerado, 20 MW, es relativamente grande para el único sistema en que podrían operar, Punta Arenas.
- La presencia de centrales hidráulicas asociadas al río San Juan y eólicas en Punta Arenas contribuyen a atenuar el impacto de la falta de gas natural. Esto se ve reflejado en la variación del precio entre los escenarios con 0% y 100% de disponibilidad de gas, 74%. La no presencia de las centrales hidráulicas y eólicas haría que el propano aire tuviera una mayor participación, siendo su CME promedio más de un 100% superior al de las unidades a gas natural.

11.3.2 Caso Base más SGN

- La inclusión del SGN desplaza totalmente al propano aire, energía eólica y biomasa como fuentes de generación en Punta Arenas y Puerto Natales, según se muestra en la tabla 11.1. En ambos casos el plan de obras queda conformado exclusivamente por unidades a gas natural y SGN, excepto en Punta Arenas donde se mantiene la generación hidráulica, asociada al río San Juan.
- La variación de precio para los escenarios con y sin gas natural baja en Punta Arenas de 74% a 23% y en Puerto Natales de 17% a 12%.
- En Porvenir no sería posible disponer de SGN por razones logísticas y económicas. Se requiere un gasoducto con un tramo submarino que presenta bastantes complejidades técnicas, independientemente por donde se cruce a la Isla Tierra del Fuego.
- De esta forma el SGN aparece como una alternativa de alto interés para la Región de Magallanes.

11.3.3 Caso Base más Demanda Base Incrementada en 10%

Las fuentes energéticas en estos casos son similares a las del Caso Base. La mayor demanda se satisface con el adelanto en la entrada de las unidades de generación respecto del Caso Base y con la instalación de nuevas unidades. En el caso de Punta Arenas, se instalan 10,5 MW adicionales con propano aire. En Puerto Natales, 1,13 MW también con propano aire. En Porvenir no se requieren nuevas unidades de generación. No hay impacto en los precios de

nudo de la energía, en la mayor parte de los casos hay una leve disminución, producto de que el incremento de los CTLP es inferior al incremento de la demanda, 10% y por ende, de los ingresos. Según se explica en el punto 2.6 los precios de nudo deben cubrir el CTLP.

11.4 Efecto Sobre los Precios de Nudo

El efecto sobre los precios de nudo de la energía de los distintos planes de obras se muestra en la tabla a continuación:

Sistema	Escenario 100% (US\$/MWh)	Escenario 50% (US\$/MWh)	Escenario 0% (US\$/MWh)
Punta Arenas			
Caso Base	79,4	82,0	138,3
Caso Base + SGN	68,6	69,8	84,3
Caso Base + Demanda*1,1	78,5	82,4	135,6
Puerto Natales			
Caso Base	97,7	111,7	114,2
Caso Base + SGN	79,3	82,3	88,7
Caso Base +Demanda*1,1	93,1	103,6	107,7
Porvenir			
Caso Base	96,9	108,1	191,2
Caso Base +Demanda*1,1	97,1	100,9	157,3

Tabla 11.2 Precios de Nudo Energía por Sistema y Escenario de Disponibilidad de Gas Natural

Estos precios corresponden a los resultantes de la fijación para el primer cuatrienio, utilizando la metodología actualmente vigente.

Es importante destacar que estos precios de nudo, no son necesariamente comparables con los valores obtenidos en fijaciones tarifarias anteriores, ya que este estudio considera desde su inicio parques generadores óptimos, eficientes y adaptados a la demanda.

De esta tabla se desprende que, para el Caso Base en Punta Arenas impacta significativamente en el precio la carencia de gas natural, incrementándose en un 74% entre los escenarios con y sin gas. La variación respecto del 50% de disponibilidad es bastante menor, por cuanto en este caso entra el propano aire en una menor proporción respecto del escenario sin gas, 39,1 MW respecto de 72,1 MW.

Para Puerto Natales en el Caso Base la variación de precio entre los escenarios con y sin disponibilidad de gas, es bastante menor, 17%, en gran medida debido a la presencia en los escenarios de escasez de gas natural de la biomasa, la cual amortigua la carencia de gas. La variación respecto del escenario con 50% de disponibilidad es muy similar al caso sin gas, producto de la similitud en el plan de obras de ambos escenarios.

Para Porvenir el efecto de la no disponibilidad de gas natural, bordea el 100% en los precios de la energía, por la fuerte presencia del propano aire. Respecto del escenario con 50% de disponibilidad de gas natural, la variación alcanza al 11% , producto del remplazo de potencia en base a gas natural por energía eólica.

Al incorporar SGN, los precios disminuyen para todos los escenarios de disponibilidad de gas natural. En el caso de Punta Arenas, el incremento de precio por la no disponibilidad de gas natural baja a un 23% y para Puerto Natales a 12%.

El incremento de la demanda base en un 10%, tiene un impacto muy poco significativo en los precios, respecto del Caso Base.

Como conclusión final, podemos indicar que a pesar de la fuerte dependencia energética actual de la Región de Magallanes con el gas natural, existen otros recursos energéticos que son factibles de desarrollar tanto técnica como económicamente. La incorporación de estos nuevos recursos energéticos conlleva la ventaja de diversificar la matriz energética regional, incrementando la seguridad de suministro y la utilización de ERNC

11.5 Recomendaciones

- Es recomendable profundizar los estudios para definir con mejor precisión el costo de producción del gas natural sintético a base de carbón, el que a la luz de los antecedentes disponibles, aparece como muy competitivo frente a otras alternativas de generación. Es importante a su vez, evaluar el impacto en este proyecto de las eventuales economías de escala y sinergias, derivadas de la construcción en paralelo con el proyecto de gasificación de carbones de Methanex.
- La conveniencia de la generación eólica hace aconsejable evaluar y medir en forma más confiable este recurso, sobre todo en Puerto Natales y Porvenir y definir con mayor detalle el costo asociado a la inversión de este tipo de centrales.
- Se debe avanzar en la actualización de los estudios y proyectos de la central hidráulica del río San Juan, tanto en la medición del recurso como en los costos de inversión.
- Respecto de la alternativa de generación usando directamente carbón en turbinas de vapor, la que resulta atractiva económicamente, se debe profundizar en la investigación

de la disponibilidad y costos de inversión de las unidades que podrían ser utilizadas en la Zona, dado que ellas deberían ser bastante pequeñas en comparación con las unidades que normalmente se fabrican, así como estudiar la factibilidad del sistema completo de transporte y almacenamiento del carbón.