



**PROPUESTA  
CIUDADANA  
DE ENERGÍA  
PARA MAGALLANES**



**MESA  
CIUDADANA DE  
ENERGÍA PARA  
MAGALLANES**





**PROPUESTA  
CIUDADANA  
DE ENERGÍA**  
PARA MAGALLANES





# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>MIEMBROS DE LA MESA</b> .....	<b>10</b>
<b>3</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>13</b>
	3.1 Los Retos Futuros de la Mesa Ciudadana .....	18
<b>4</b>	<b>DIAGNÓSTICO</b> .....	<b>21</b>
	4.1 Características de la Región de Magallanes .....	21
	4.2 Estructura Productiva .....	22
	4.3 Composición Actual de la Matriz Energética en Magallanes .....	23
	4.3.1 Combustibles Líquidos .....	26
	4.3.2 Leña .....	27
	4.3.3 Gas natural .....	27
	4.3.4 Propano .....	28
	4.4 Oferta y Demanda Energética en Magallanes .....	28
	4.4.1 GASCO .....	32
	4.4.2 EDELMAG .....	32
	4.5 Evaluación del Precio de los Combustibles en Magallanes Noviembre 2014 .....	34
	4.5.1 Situación de las Comunas Rurales .....	37
	4.6 Energía y Conflictos Socio Ambientales en Magallanes .....	38
	4.6.1 Explotación de Hidrocarburos .....	39
	4.6.2 Extracción de Carbón .....	41
	4.7 Resumen: Magallanes y su Futuro Energético .....	42
<b>5</b>	<b>LA MATRIZ ENERGÉTICA DE LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA</b> .....	<b>45</b>
	5.1 Recursos Energéticos Disponibles en Magallanes .....	45
	5.1.1 Gas .....	45
	5.1.2 Carbón .....	46
	5.1.3 Gas Natural Sintético .....	48
	5.1.4 Recurso Eólico .....	49
	5.1.5 Solar .....	52
	5.1.6 Biomasa .....	55
	5.1.7 Energía Mareomotriz .....	57
	5.1.8 Propuestas .....	57
<b>6</b>	<b>GAS NATURAL EN MAGALLANES: DEL SUBSIDIO AL CONSUMO A LA INVERSIÓN EN AHORRO</b> .....	<b>60</b>
	6.1 Antecedentes .....	60
	6.2 Características del Subsidio .....	60
	6.3 Externalidades e Impactos Negativos .....	61
	6.4 Propuestas .....	63

<b>7</b>	<b>EFICIENCIA ENERGÉTICA</b> .....	<b>72</b>
7.1	Introducción .....	72
7.2	La Eficiencia Energética en Chile .....	72
7.3	La Demanda Energética.....	72
7.4	Reglamentación Térmica y Reacondicionamiento Térmico (RT).....	74
7.5	Programas de Eficiencia Energética en Magallanes.....	75
7.5.1	Programa de Preservación Patrimonio Familiar .....	75
7.5.2	Subsidio Para Mejoramiento Térmico .....	76
7.6	Otros Beneficios de la Eficiencia Energética.....	78
7.6.1	Beneficios Económicos y Para la Sociedad.....	78
7.6.2	Barreras de Ingreso.....	78
7.6.3	Propuestas.....	79
<b>8</b>	<b>POLÍTICAS DE FOMENTO A LAS ERNC, ASPECTOS REGULATORIOS Y EXPERIENCIAS ASIMILABLES A LA REGIÓN DE MAGALLANES</b> .....	<b>82</b>
8.1	Principales Políticas de Fomento Presentes en la Experiencia Internacional.....	83
8.2	Institucionalidad y Aspectos Regulatorios Atingentes a la Región.....	84
8.3	Experiencia Internacional Asimilable a la Región de Magallanes .....	86
8.3.1	Comunas Autosuficientes o Autónomas Energéticamente .....	86
8.3.2	Cooperativas Energéticas .....	89
8.3.3	Leyes y Programas Especiales Para Zonas Aisladas y Para Calefacción.....	89
8.3.4	Propuestas.....	90
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONES Y PROPUESTAS</b> .....	<b>94</b>
9.1	MATRIZ ENERGÉTICA .....	94
9.2	GAS NATURAL, DEL SUBSIDIO AL CONSUMO A LA INVERSIÓN AL AHORRO .....	94
9.3	EFICIENCIA ENERGÉTICA .....	95
9.4	POLÍTICA DE FOMENTO A LAS ERNC Y ASPECTOS REGULATORIOS .....	96
<b>10</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>98</b>

#### **ANEXO 1:**

	<b>Informe de Alerta Riesgo: “Impacto de la Minería del Carbón en Magallanes”</b> .....	<b>100</b>
1.	Extracción de Carbón.....	100
2.	Impactos de la minería de carbón en Magallanes .....	101
3.	Composición Geoquímica del Carbón .....	101
4.	Límites aceptados internacionalmente de elementos peligrosos para el ser humano y el medio ambiente .....	103
5.	Información química y mineralógica del carbón de Magallanes, Mina Pecket e Isla Riesco: Comparación a estándares internacionales e implicancias.....	106
6.	Impactos de la minería de carbón en Magallanes .....	110



<b>ANEXO 2:</b>	
<b>Propuesta de Subsidios “ABC” en la inversión en ahorro</b> .....	<b>112</b>

<b>ANEXO 3:</b>	
<b>Principales políticas de fomento presentes en la experiencia internacional. Algunos ejemplos de países exitosos en el desarrollo de las ERNC</b> .....	<b>114</b>
1. Sistema de tarifas especiales o Feed-in Tariff: .....	114
2. Sistemas de Cuotas .....	115
3. Sistemas de Subastas .....	118
4. Net Metering o Medición Neta .....	119
5. Otros incentivos .....	120
6. Ejemplos de países exitosos en el desarrollo de las ERNC .....	122
a. Brasil: .....	122
b. Alemania: .....	123
c. Dinamarca: .....	125

<b>ANEXO 4:</b>	
<b>Alcances sobre explotación y conservación de la turba</b> .....	<b>128</b>

<b>ANEXO 5:</b>	
<b>Institucionalidad y aspectos regulatorios atinentes a la región de Magallanes en materia energética</b> .....	<b>131</b>
1. Los Sistemas Medianos .....	131
2. ENAP .....	133
3. El Gas .....	135
4. Tarificación .....	137

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Emisiones de gases efecto invernadero per cápita por región e ingresos .....	17
Figura 2	División político-administrativa de la Región de Magallanes y Antártica Chilena .....	21
Figura 3	Composición PIB Regional 2012 .....	23
Figura 4	Composición de la matriz energética regional por tipo de combustible .....	25
Figura 5	Consumo gas natural por sector .....	27
Figura 6	Yacimientos de petróleo y gas en Magallanes .....	28
Figura 7	Producción hidrocarburos ENAP cuenca Magallanes .....	29
Figura 8	Reservas probadas para producción .....	30
Figura 9	CEOP's al año 2007 .....	31
Figura 10	Distribución del consumo de gas natural en Magallanes .....	32
Figura 11	Demanda máxima vs Potencia Instalada .....	33
Figura 12	Consumo eléctrico por sector (Fuente EDELMAG Memoria 2013) .....	34
Figura 13	Potencia instalada por tipo de combustible .....	34
Figura 14	Precio comparativo diversas fuentes energéticas a noviembre 2014 .....	36
Figura 15	Capacidad generación requerida para electrificar la matriz energética .....	43
Figura 16	Velocidad media del viento a 45 metros de altura .....	50
Figura 17	Comparación entre generación eólica y gas natural .....	50

Figura 18	Comportamiento histórico del viento en Cabo Negro.....	52
Figura 19	Subsidio al consumo de gas según tramos de consumo y monto.....	61
Figura 20	Gráfica subsidio v/s crecimiento.....	63
Figura 21	Metodología de aplicación de ajustes al subsidio.....	66
Figura 22	Gráfica consumo gas natural.....	74
Figura 23	Gráfica viviendas autoconstrucción.....	76
Figura 24	Zonas de Intervención con Subsidio para Mejoramiento Térmico.....	77

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Comparación de valor de gas natural entre regiones del país.....	24
Tabla 2	Comparación entre Punta Arenas y localidades con recursos solar similar.....	54
Tabla 3	Cuadro ejemplo premio al ahorro.....	63
Tabla 4	Consumo de gas natural en la Región de Magallanes, Año 2014.....	73



## 1. RESUMEN EJECUTIVO

La Región de Magallanes, está en condición de vulnerabilidad en materia energética. Es la única Región que tiene una matriz energética dependiente casi en su totalidad de combustibles fósiles, y en particular del gas natural (si se descuenta el sector transporte).

Esta dependencia se instala en parte por ser zona productora de hidrocarburos. Se explota petróleo desde los años '50 y la instalación de la empresa canadiense Methanex estimula también la comercialización de gas natural, el cual es insumo clave para la producción de metanol. Sin embargo, las reservas han ido en declive, desde los años 80 que la producción tanto de petróleo como de gas natural han ido en descenso.

El contrato que tuvo Methanex fue directo con ENAP y no fue de público conocimiento su precio de venta. Desde la fecha en que entró en servicio la primera planta productora de metanol en 1989, la mayor parte de la extracción regional de gas fue para el consumo de Methanex; aun en el 2010, con Methanex operando con sólo 2 de sus 4 plantas, Methanex alcanzaba a un 35 % de la extracción y el gas para uso residencial un 27 %.

El gas natural que después se distribuye vía GASCO tiene dos funciones principales; uso residencial y comercial para calefacción (66 %) y generación eléctrica (24 %).

¿Cuál ha sido la estrategia del Estado ante la baja producción de gas y petróleo?.

Externalizar las funciones de exploración y extracción en la figura legal de los CEOP's (Contratos Especiales de Operación). Estas empresas tienen el permiso para extraer gas desde reservas que ENAP no consideró rentables en algún momento o que tienen que ser extraídas mediante mecanismos "no convencionales", como la fractura de roca ("fracking") con las correspondientes implicancias ambientales.

Aún con los CEOP's funcionando, la producción de gas no es suficiente para toda la demanda, sobre todo considerando el consumo en invierno de las ciudades (que puede llegar a los 1,5 MMm3S).

La empresa Methanex, ante la baja de producción de gas chileno, deja de abastecerse con gas ENAP y sólo opera con gas desde Argentina complementado con aportes de CEOP's, Fell y Dorado Riquelme algunos meses del año.

**Ante eso, la situación es crítica y precisa de un sentido de urgencia tanto de la sociedad civil, autoridades y empresarios. Es por eso que la Diputación de Gabriel Boric coordina la Mesa Ciudadana de Energía en donde diversos actores dialogan y contrastan posiciones para poder llegar a un acuerdo en la materia. Este documento es el producto esta discusión.**

Propuestas:

- La relación de dependencia con las energías fósiles es tal, que a corto plazo es materialmente imposible hacer un cambio de matriz a gran escala.
- Una forma adecuada de empezar a reemplazar el uso de combustibles fósiles, es abordar la generación eléctrica con energías renovables no convencionales (ERNC), liberando el consumo de gas en esa materia.
- Hoy, EDELMAG, tiene una capacidad de 114 MW para la Región (enteramente producida por gas y diésel) y la mejor forma de ir cambiando la matriz para el caso de esta Región, sería inyectar generación mediante energía eólica. A diferencia del resto del país en Magallanes (y también en Aysén) el generador de la energía eléctrica es el mismo que distribuye.
- Los ya construidos molinos de viento (ex Methanex), son capaces de generar 2,5 MW y han registrado factores de planta de 54 % (de los mejores del mundo). Actualmente se trabaja en conectarlos a la red de Punta Arenas.
- Otro elemento importante, es hacer más eficiente el consumo de energía en general y de gas natural en particular.
- Un aspecto relevante para efectos de eficiencia energética, es el replantear el subsidio. El 2015 será de alrededor de 90 millones de dólares que pasan directamente a "falsear" el costo



real del consumo de gas. Esto tiene como elemento positivo un bajo precio para el consumidor final, pero al mismo tiempo no distingue entre consumidores (el que más gasta, más subsidio recibe), no incentiva ahorro y frena el ingreso de otras energías.

- Un tercer elemento a considerar, sería otras fuentes ERNC, entre las que se cuenta la energía mareomotriz. Si bien aún no existe certidumbre respecto al real costo que significa incorporarla a la matriz de la Región; estudios preliminares indican que en Primera Angostura (Estrecho de Magallanes) habría potencialidad para generar 5.000 MW.
- Por último, en la discusión energética, necesariamente tiene que estar el cuestionamiento al Rol del Estado. Que principalmente ha fijado una reglamentación imperfecta para que opere el mercado en esta materia sin intervenir directamente, es la causa central de la extrema vulnerabilidad energética a la que están expuestos todos los chilenos. En los últimos tiempos se ha observado en Chile un cambio en esta política de Gobierno, lo que se ha reflejado en algunas intervenciones en el mercado del gas natural y el de la generación eléctrica. De esta manera, se demuestra que estamos frente a un problema político antes que técnico o natural. Respecto de la seguridad energética se sostiene: “Hay varios elementos, pero uno sobresale: el papel del Estado. O, lo que viene a ser lo mismo, la capacidad de los pueblos para planificar su futuro de largo plazo de acuerdo al interés nacional. Los mercados son vitales para la asignación eficaz de recursos desde una perspectiva de rentabilidad. Pero los mercados, entendidos como el conjunto de los actores económicos, no desarrollan estrategias a décadas de plazo”. En palabras del experto petrolero noruego Oystein Noreng: “La energía es demasiado importante para que se la abandone exclusivamente a las fuerzas del mercado”.
- Junto con eso, es sumamente importante el rol de la comunidad informada respecto a todos los elementos relacionados con este tema. Incluyendo los costos, la viabilidad real de alternativas a la matriz actual y la normativa vigente, entre otras dimensiones del problema. Es clave que cuando el Estado toma cartas en el asunto, intervenga o destine recursos en materia energética, lo haga con respaldo social.

## 2. MIEMBROS DE LA MESA

- **Paola Acuña Gómez**, Directora Ejecutiva Fundación CEQUA, Dra(c) en Biología Marina, Msc. en Biología de Sistemas y Recursos Acuáticos, ambos de la Universidad Nacional Autónoma de México.
- **Sergio Andrade Barrientos**, M.Sc. Biólogo Marino y Oceanógrafo, Alakaluf Ltda.
- **Carlos Braun Elgart**, Gerente de Proyectos Senercom Ltda, Cámara Chilena de la Construcción.
- **Gabriel Boric Font**, Diputado de la República.
- **Luis Boric**, Vecino de Punta Arenas Ing. Civil Químico de la Universidad Católica de Valparaíso. Experiencia en producción, manejo y comercialización de hidrocarburos y combustibles derivados.
- **Jorge Bustos**, Ingeniero de Proyecto, Pecket Energy S.A. Ingeniero Civil Mecánico de la Universidad Técnica Federico Santa María.
- **Lorena Cayún Mansilla**, Coordinadora Mesa Energía, Ingeniero en Administración de empresas, Licenciado en Ciencias de la Administración de la Universidad del Mar.
- **Karen Chávez**, Jefe del Departamento de Regulación, EDELMAG S.A.
- **Marisol Díaz**, Jefe de Comunicaciones y RSE EDELMAG S.A.
- **Agnnes Dobson Soto**, Integrante de equipo de Evaluación Estratégica de la Universidad de Magallanes, para la Propuesta de Matriz Energética para Magallanes, Trabajadora social, licenciada en trabajo social mención desarrollo y políticas sociales de la Universidad de la Frontera y Magíster en Ciencias Sociales de la Arcis.
- **Máximo Frangopulos Rivera**, Director Científico Fundación CEQUA, Dr. en Biología Universidad de Vigo, España.
- **Rodrigo Gómez Fell**, Ingeniero de Proyectos Fundación CEQUA. Ingeniero Civil Industrial de la Universidad Católica de Valparaíso
- **Sergio Huepe**, Gerente de Operaciones GASCO Magallanes, Ingeniero Civil Industrial, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- **Bedrich Magas**, Jefe de Carreras de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Magallanes. Ingeniero Civil en Electricidad, Universidad Técnica del Estado, Punta Arenas y Santiago.



- **Pedro Martín**, Jefe de Unidad de Integridad y gestión de Operaciones GASCO Magallanes. Ingeniero Químico, mención Petróleo y petroquímica UMAG, Diplomado en Ingeniería de Mantenimiento UTFSM.
- **Mario Maturana**, Socio Ingeniería Integral PROPERMAN Ltda., Ingeniero (E) Químico con Mención en Petróleo y Petroquímica.
- **Mauricio Melgarejo Andrade**: Ingeniero Ejecución en Agroindustrias; Ingeniero Civil Industrial; Alumno tesista del Magíster en Ingeniería Industrial, Mención Procesos Mineros de la Universidad Andrés Bello.
- **Teresa Montecinos**, Coordinadora de Programa Fundación Heinrich Böll. Licenciada en Antropología, Postítulo Ordenamiento Territorial y Magíster (e) en Geografía Urbano Regional, todos de la Universidad de Chile.
- **María Luisa Ojeda A.**, Ingeniero Civil Químico, Ingeniero de proyectos del CERE, Universidad de Magallanes.
- **Maximiliano Proaño**, Coordinador de contenidos Mesa Energía. Asesor Diputado Gabriel Boric en energía y medioambiente.
- **Eduardo Schiappacasse**, Ingeniero de Proyecto, Pecket Energy S.A. Ingeniero Civil Mecánico de la Universidad Técnica Federico Santa María.
- **Mario Sillard**, Jefe de Gabinete Diputado Gabriel Boric.
- **Gabriela Simonetti Gre**, Coordinadora Regional Alerta Isla Riesco. Directora Ejecutiva Asociación Kauyeken. Licenciada en Artes escénicas (Universidad Mayor) y Magíster en Gestión Cultural (Universidad de Chile).
- **Ana Stipicic**, Coordinadora Nacional y Vocera de Agrupación Alerta Isla Riesco. Psicóloga especializada en Psicoterapia Clínica, Magíster en Dirección de Recursos Humanos y con Postítulo en Ecología Política y Social.
- **Gregor Stipicic**, Coordinador y Vocero Regional de Agrupación Alerta Isla Riesco. Médico Cirujano (Universidad Austral) y Ganadero, administrador de estancia Anita Beatriz.
- **Luis Velásquez Pérez**: Supervisor de Estudios de la Empresa Eléctrica de Magallanes, EDELMAG. Ingeniero Comercial, con vasta experiencia en las áreas de la Eficiencia Energética, y las ERNC.
- **Luisa Villablanca**, Periodista Prensa Antártica.



### 3. INTRODUCCIÓN

El presente documento constituye un resumen del trabajo realizado por un conjunto de actores regionales con el fin de contribuir al desarrollo de una estrategia energética para la Región de Magallanes y la Antártica Chilena que considere los desafíos y las potencialidades que tiene la Región para desarrollarse con sustentabilidad ambiental y equidad social.

Este conjunto de actores, entre los cuales se cuentan un Diputado de la República, representantes de Gobierno, universidades, centros de investigación, organizaciones de la sociedad civil y empresas públicas y privadas, se dedicó durante cuatro meses (septiembre a diciembre de 2014) a exponer y debatir sobre la composición actual y potencial de la matriz energética de la Región, analizando el tema desde sus aristas ambiental, social, económica e institucional.

La convocatoria a una diversidad de personas e instituciones para pensar el territorio desde el punto de vista energético, surgió como una necesidad dado los crecientes conflictos socioambientales que está ocasionando el actual modelo energético. Dicho modelo, presente con toda su impronta en la Región de Magallanes, se basa en una matriz y un mercado que presentan importantes distorsiones, las que se analizarán más adelante, además de ser insustentable y muy vulnerable dada su dependencia principal del gas natural con incertidumbre en el abastecimiento. Y además de la dependencia respecto a los precios del combustible a nivel mundial. De este modo, el contexto en el cual se desarrolla el trabajo de la Mesa Ciudadana de Energía para Magallanes, es el de un país con enormes desafíos en materia de desconcentración del mercado, así como en diversificación, descarbonización y limpieza de su matriz, a lo cual se suma la necesidad de una institucionalidad pública capacitada y dotada de mecanismos y recursos que le permitan ordenar el territorio y tener planes estratégicos para asegurar la equidad en el suministro, prevenir los impactos ambientales e internalizar los costos del parque existente.

El objetivo de la Mesa Ciudadana de Energía para Magallanes fue que surgiera desde la Región un diagnóstico y propuestas con un enfoque técnico, político y ciudadano para un futuro energético regional sustentable, que responda a la realidad energética de Magallanes. Dicho objetivo aún está en desarrollo, por cuanto el trabajo recién se ha iniciado y aún quedan fuerzas vivas de la Región por convocar e integrar en un debate transversal. Consecuentemente, el presente documento constituye una primera revisión de los temas y una aproximación al debate en torno a cómo diversificar la matriz con criterios ambientales, sociales, económicos y culturales.

- El trabajo realizado por la Mesa Ciudadana de Energía para Magallanes usó como base, entre otros:
- El trabajo desarrollado por la Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica (CCTP) integrada por parlamentarios de distintos sectores políticos, académicos, técnicos, organizaciones gremiales y organizaciones ciudadanas de interés público.
- El desarrollo del estudio “Propuesta de Matriz Energética para Magallanes al 2050”, desarrollado por el CERE, Universidad de Magallanes, del cual fue presentada la metodología usada para su desarrollo. Dada la existencia de este estudio, La Mesa Ciudadana definió desarrollar un trabajo complementario a dicho estudio.
- Las ponencias de diversos participantes de la Mesa Ciudadana, que aportaron a una visión más integral de la condición energética regional.

Este trabajo al igual que el de la CCTP destaca por dos aspectos: primero, por lograr una elaboración transversal que emana desde las bases ciudadanas y segundo es entrar de lleno en debates energéticos que muchas veces están alejados de la ciudadanía. A su vez, abrir el campo de la energía es también analizar la estructura del modelo de desarrollo. Por eso que este documento representa un primer paso para avanzar en conjunto como Región hacia una alternativa de modelo de bienestar para la Región que



pasará por transitar desde matrices fósiles a matrices energéticas sustentables y luego, hacia sistemas energéticos resilientes, justos y sostenibles en el tiempo.

Otra gran virtud de la Mesa Ciudadana es que, pese a las diferencias de visiones, enfoques y orígenes de los actores, se ha consensuado un diagnóstico común y coincidente en las líneas generales de los cambios que requiere la Región para el futuro, tal como se plasma en este documento.

En términos de diagnóstico, se parte de la base de que en la década del 80 el Estado de Chile renuncia a su papel regulador y asume un rol subsidiario para la gestión de la energía. La falta de planificación de este estratégico sector ha llevado a tener una matriz energética cara, contaminante, concentrada y centralizada. En este contexto, hoy una de las discusiones centrales en materia energética, es respecto del rol que éste debiera asumir cuánta, cómo y dónde se genera la energía. Ante esto se hace necesario analizar la capacidad de asegurar estabilidad y sustentabilidad energética al país en un escenario en que la generación, transmisión y distribución energética están regidas exclusivamente por el mercado.

La Región de Magallanes y Antártica Chilena, presenta actualmente una matriz energética prácticamente 100 % fósil, con un fuerte subsidio al gas natural. La producción de gas natural y petróleo, que caracterizaba a la Región en las décadas pasadas y que hoy presenta una sostenida baja, está en manos de un monopolio regulado tanto en generación como en distribución que se ha limitado a abastecer sin gestionar la demanda energética (principalmente para calefacción) generando una importante huella de carbono, y desperdiciando las enormes oportunidades que tiene la Patagonia para diversificar la matriz con fuentes renovables no convencionales, principalmente energía eólica, biomasa, y un prometedor futuro en las energías marinas.

La necesaria transformación energética también debe responder a los cambios en la estructura productiva que ha experimentado la Región en las últimas décadas, transformándose desde una

Región básicamente extractiva primaria, a una dominada por la industria manufacturera y los servicios. El área del turismo y sus servicios ligados como el comercio, restaurantes y hoteles, además de transporte y comunicaciones, crecieron desde un 12,7 % a un 22,3 %.<sup>1</sup> Sin embargo, cabe destacar que en los últimos años la minería ha tenido un repunte explicado por la explotación del carbón.

Desarrollar el potencial energético de modo sustentable y asegurar una mejor calidad de vida para las personas, requiere del diseño e implementación de un plan regional de gestión del territorio que logre convocar distintas visiones y conciliar las actividades económicas requeridas, las demandas sociales e internalizar la variable medioambiental a fin de estimular un desarrollo territorial armónico. Un claro ejemplo de esto, es el crecimiento explosivo que ha tenido el turismo en la Región.

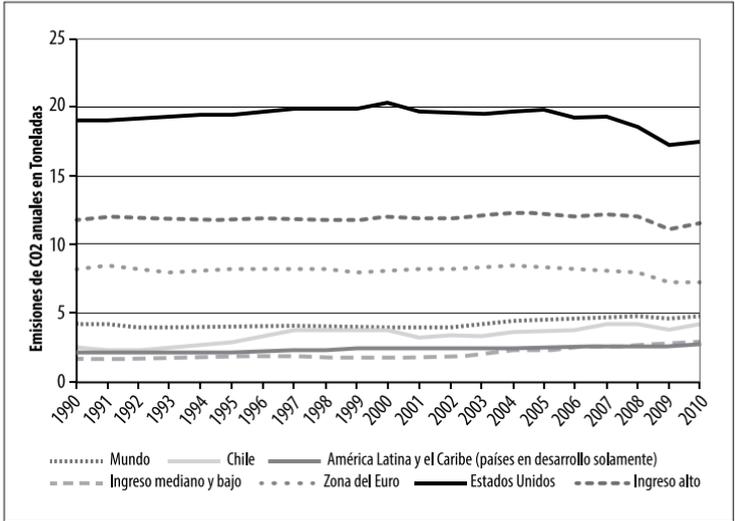
La mayor parte de los visitantes se dirigen a las Áreas Silvestres Protegidas, esto significa que el “Turismo de Intereses Especiales de Naturaleza”, sustentado en sistemas ambientales naturales no intervenidos, es una distinción de la Región que se debe proteger. Además de la perspectiva territorial, un marco de desarrollo energético sustentable debe considerar las presiones ambientales producto de cambio climático. Chile es un emisor marginal en términos totales de emisiones, pero está dentro de los mayores emisores de la Región, en términos per cápita y siguen creciendo aceleradamente. Magallanes es a nivel nacional la Región que mayores emisiones per cápita tiene, por ello es necesario concebir una nueva matriz energética con fuerte presencia de energías Renovables no Convencionales y Eficiencia Energética.

---

<sup>1</sup> Fuente: Estrategia Regional de Desarrollo Magallanes y la Antártica Chilena 2012-2020



**Figura 1**  
**Emisiones de gases efecto invernadero per cápita por región e ingreso**



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial

En resumen, la Región de Magallanes y la Antártica chilena, enfrenta el enorme desafío de transitar desde una estructura energética fósil, contaminante y poco sostenible hacia sistemas energéticos que den cuenta de un desarrollo basado en criterios de sustentabilidad ambiental y equidad social.

Considerando este reto, la Mesa Ciudadana propone esta Estrategia Energética, donde su primera medida es establecer escenarios de proyección de necesidades que sean compatibles con una producción de energía propia considerando la particular fisonomía territorial de la Región, su condición de aislación y su enorme potencial en ERNC.

El sistema energético de la Región, debe tener en consideración no sólo los potenciales de generación de las diversas tecnologías, sino también las amenazas para el entorno, la comunidad patagónica y su riesgo para el desarrollo en otras actividades, como el turismo. Se requiere poner particular atención en los proyectos de explotación carbonífera (Isla Riesco, otro) y en la explotación de reservas gasíferas de esquisto a través del *fracking*,

cuyas concomitantes ambientales y peligros asociados han sido reiteradamente descritos.

Asimismo, se espera que el esfuerzo ciudadano, técnico y político que representa esta Mesa Ciudadana de Energía para Magallanes, se amplíe a otros sectores del quehacer regional, a fin de que sus propuestas sobre el desarrollo energético, además de ser técnicamente posibles, tengan validación social y sean respaldadas por sus representantes políticos y de Gobierno.

Distintas iniciativas se están desarrollando en la Región con el fin de enfrentar el reto de salir de la dependencia que se tiene de fuentes fósiles. Tal es el caso del trabajo que está elaborando el Centro de Energías Renovables de la Universidad de Magallanes (CERE-UMAG), el cual desarrolló por encargo del Ministerio de Energía una "Propuesta de una matriz energética para Magallanes, tanto para el corto como para el mediano y largo plazo (2050)". Existe el convencimiento que los espacios de trabajo son complementarios y que el conocimiento técnico de la universidad es importante como base para el diseño de las propuestas que vienen desde la ciudadanía. Iniciativas que además de la ciencia, contemplan un componente ético y estratégico respecto hacia dónde debe apuntar el desarrollo de la Región.

### **3.1 Los Retos Futuros de la Mesa Ciudadana**

El proceso impulsado por la Mesa Ciudadana de Energía para Magallanes ha sido de una gran riqueza y ha permitido establecer las directrices sobre un tema en el que todos y todas, ya sea técnicos, políticos o ciudadanos, tienen mucho que decir y aportar. Las visiones de los actores sociales y políticos congregados son múltiples y las propuestas de diversa índole, pero se comparte el objetivo de lograr una Región ambiental y socialmente sustentable para hoy y para las generaciones futuras. Entendiendo que este es un proceso de largo aliento y que las soluciones deben orientarse hacia la descentralización en la toma de decisiones, la resolución de los conflictos territoriales y el aprovechamiento del potencial energético renovable de la Región.



- Se reconoce que hay diversas temáticas en las que no se pudo avanzar en esta etapa, y que requieren ser profundizadas tales como:
- Incluir a las municipalidades en el debate, de modo de poder contar con la visión local del desarrollo, los requerimientos y conflictos actuales y potenciales que se resuelven en este nivel de la gestión pública. Hay consenso en la Mesa que los Gobiernos locales deben jugar un rol fundamental en liderar la transición de la matriz energética que la Región requiere, gestionando los recursos provenientes del Gobierno central o regional.
- Plan energético para zonas aisladas: se requiere una visión descentralizada no sólo para el país, sino también para la planificación de la propia Región, en función de las particularidades del territorio y las necesidades de sus habitantes. Se debe tener en cuenta el desafío de considerar las distintas realidades de las comunas de la Región, de modo de incorporar sus necesidades y propuestas.
- Seguimiento a propuestas surgidas desde la Mesa y a la Agenda Regional que presente el Gobierno. Se requiere hacer el cruce entre ambas, de manera de ver sinergias y oposiciones entre ambas visiones.
- Ordenamiento Territorial y Vocación Productiva de la Región de Magallanes y Antártica Chilena: la Región, y Chile, requieren establecer planes de ordenamiento territorial (OT) que permitan delinear de modo participativo, los objetivos de desarrollo territorial y articular armónicamente y con visión de la largo plazo y sustentabilidad, las actividades productivas, la conservación de espacios naturales, el sistema relacional y de movilidad, y la estructura de los asentamientos humanos. Armar el plan de OT de la Región requiere, entre otros temas:
  - Transparentar e internalizar en los costos, las externalidades negativas de la actividad energética.
  - Definir los focos productivos de la Región.

- Plantear objetivos de Desarrollo de Proyectos de Inversión en ERNC en Magallanes: identificar a los actores regionales principales; fomentar la investigación e inversión en ERNC.
- Fortalecer la Institucionalidad ambiental y crear la institucionalidad para el Ordenamiento Territorial.
- Regulación y Transparencia de las relaciones entre actores involucrados, para fortalecer y transparentar relaciones entre Estado, empresas y comunidad:
  - Seguimiento legislativo a la tramitación del proyecto de Ley de Asociatividad.
  - Regular relación con organismos públicos.
  - Regular relación con servicios fiscalizadores.
- Analizar el Sistema de Evaluación Ambiental: autonomía política de las autoridades encargadas de la evaluación ambiental de los proyectos; evaluación ambiental estratégica; participación ciudadana vinculante desde el período de diseño de los proyectos; estudio de impacto ambiental independiente; análisis del tipo de compensaciones que las empresas pueden entregar producto del proceso de evaluación ambiental, que la legislación denomina “principios precautorios”; apoyo Estatal a comunidades locales para su participación.
- Fiscalización:
  - Aumento en la fiscalización y presencia de una oficina de la Superintendencia de Medioambiente en Magallanes, aumentando la cantidad de fiscalizadores.
  - Cumplimiento de plazos entre fiscalización de organismos del Estado, levantamiento de cargos y ejecución de sanciones, si corresponde.
  - Aumentar restricciones respecto de quiénes pueden ocupar cargos fiscalizadores, para evitar por ejemplo, lazos laborales cercanos en el tiempo con empresas involucradas.



## 4. DIAGNÓSTICO

### 4.1 Características de la Región de Magallanes

Magallanes es la Región más austral de Chile. Tiene una superficie de 132.297,2 km<sup>2</sup> y en ella viven unos 150.826 habitantes. Está organizada geo-administrativamente en cuatro provincias y 10 comunas (Figura 2). Sus principales poblados son Punta Arenas (131.000 ha), Puerto Natales (20.366 ha) y Porvenir (5.591 ha), los cuales agrupan al 93 % de la población lo que hace a Magallanes una Región con un desarrollo eminentemente urbano, el 7 % restante está constituido por poblados aislados con reducida conectividad. La densidad poblacional alcanza a 1,1 hab/km<sup>2</sup>.

**Figura 2**  
División político-administrativa de la Región de Magallanes y Antártica Chilena

Provincia	Capital	Comuna
Magallanes	Punta Arenas	Punta Arenas
		Río verde
		San gregorio
		Laguna Blanca
Ultima Esperanza	Puerto Natales	Puerto Natales
		Torres del Paine
Tierra del Fuego	Porvenir	Porvenir
		Timaukel
		Primavera
Antártica	Cabo de Hornos	Cabo de Hornos

Fuente: Elaboración propia con datos Intendencia Magallanes

La superficie regional corresponde al 6,57 % del territorio total de Chile. El 51 % de la superficie de la Región tiene categorización de Reserva Natural o Parque Nacional, lo cual la hace especialmente atractiva para el turismo. Además, el 45 % de las superficies designadas como áreas protegidas del país se encuentran en la Región de Magallanes.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> SUBDERE, <http://www.subdere.cl/>

<sup>3</sup> CONAF, [www.conaf.cl](http://www.conaf.cl)

La situación geográfica se ha transformado tanto en una barrera como en una oportunidad relevante para el posicionamiento competitivo general de los distintos sectores de la economía regional. Por un lado constituye una limitante, pues su lejanía de los mercados proveedores de bienes y servicios especializados, así como de los mercados de destino final de los bienes y servicios producidos, implica aumentar sus brechas tecnológicas, así como un aumento de costos de transporte significativo.<sup>4</sup>

## 4.2 Estructura Productiva

La Región de Magallanes cuenta con recursos naturales y paisajísticos de importancia, y su condición geográfica y geopolítica, hace que existan oportunidades estratégicas así como problemas específicos.

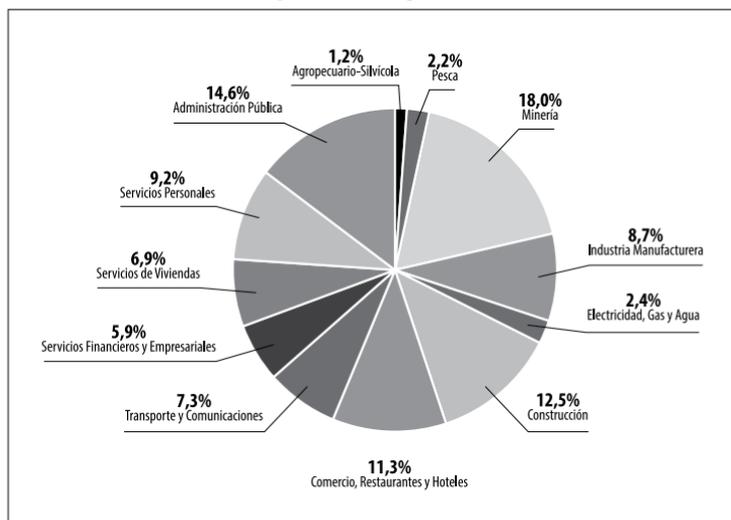
La economía de la Región de Magallanes históricamente ha tenido una composición basada en el sector primario –como lo son la ganadería, pesca y minería– con un PIB fuertemente influenciado por el sector minero (por sobre el 50 %). A mediados de la década del ochenta esto empieza a cambiar, cuando otros sectores como el manufacturero comienzan a tomar fuerza. Al año 2012, se tiene una Región que muestra grados de diversificación, donde el sector minero representa un 18 % del PIB regional, con una industria manufacturera, principalmente ligada a la producción de metanol que ha caído en el último tiempo. Por su parte, el sector turismo (y en el que se incluye el comercio y transporte), representa cerca del 8 % (Sernatur, 2011) y la prestación de servicios, personales, de vivienda y financieros, ha tomado fuerza y ha pasado a constituir un 22 % del PIB. Estas cifras muestran que la Región ha tenido una evolución satisfactoria, con una diversificación desde sectores primarios, a secundarios y terciarios, lo que debiera ser un indicador de un camino hacia el desarrollo, ver Figura 3.

---

<sup>4</sup> Proaño, 2014.



**Figura 3**  
**Composición PIB Regional 2012**



Fuente: Banco Central

La tendencia mostrada por el INACER en los últimos tres años ha sido siempre de crecimiento sostenido con una variación acumulada al año 2013 de un 15,7 %, esto refleja un dinamismo regional, donde la energía podría jugar un rol preponderante.

### 4.3 Composición Actual de la Matriz Energética en Magallanes

Magallanes históricamente ha sido una Región autosuficiente en términos de energía gracias a que cuenta con los únicos yacimientos de hidrocarburos explotados en Chile, donde fue descubierto el primer pozo productor en 1945. La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) lleva explotando el recurso desde 1950 cuando fue creada, con picos de producción en las décadas del 60's y 80's, desde entonces tanto la producción de gas natural como petróleo ha tenido una tendencia a la baja.

Esto hace que el escenario energético sea incierto, especialmente hoy que los precios del barril de crudo en el mundo se encuentran inestables. A ello se suma una política de subsidio del precio del

gas natural que lo mantiene artificialmente bajo, mecanismo que desincentiva la eficiencia energética, el ahorro y la inversión en energías renovables. En la Tabla 1 se aprecian los costos comparativos del valor del gas natural en distintas regiones del país.

**Tabla 1**  
**Comparación de valor de gas natural entre regiones del país**

Valor en \$ para un consumo de 116m <sup>3</sup> S/mes de gas natural						
	LIPIGAS II Región	GASVALPO V Región	METROGAS R. M.	GASSUR VIII Región	INTERGAS VIII Región	GASCO MAGALLANES XII Región
ene-13	56.798	91.872	71.920	109.683	84.835	9.513
feb-13	56.798	91.872	68.435	109.683	84.835	9.500
mar-13	56.798	91.872	68.435	109.852	84.835	9.516
abr-13	56.798	91.872	66.463	109.683	84.835	7.899
may-13	56.798	91.872	66.463	109.683	84.835	9.518
jun-13	56.798	95.692	64.617	109.683	84.835	9.550
jul-13	56.798	95.692	68.435	109.683	88.152	9.628
ago-13	56.798	95.692	68.662	109.683	88.152	9.729
sep-13	56.798	100.833	70.170	109.683	89.524	9.831
oct-13	56.798	100.833	67.628	109.683	89.524	9.908
nov-13	56.798	100.833	63.800	109.683	89.524	9.945
dic-13	56.798	100.833	63.800	109.683	89.524	9.997
ene-14	57.663	100.833	67.154	109.683	93.916	10.070
feb-14	57.663	109.417	72.268	109.683	97.568	10.158
mar-14	57.663	109.417	72.268	109.683	103.508	10.134
abr-14	57.663	109.417	72.268	109.683	103.508	10.509
may-14	57.663	109.417	72.268	109.683	103.508	10.595
jun-14	57.663	109.417	72.268	109.683	103.508	10.114
jul-14	57.663	109.417	72.268	109.683	103.508	10.744
ago-14	57.663	109.417	72.268	109.683	103.508	10.717
sep-14	57.663	109.417	72.268	117.352	103.508	9.328
oct-14	57.663	109.417	72.268	117.352	103.508	10.980
nov-14	57.663	109.417	72.268	117.352	103.508	11.071
dic-14	57.663	109.417	65.429	117.352	103.508	10.740
ene-15	57.663	109.417	65.429	117.352	103.508	10.746
feb-15	57.663	84.074	65.429	106.094	103.508	10.743
mar-15	57.663	84.074	65.429	100.757	103.508	10.707

Fuente: CNE

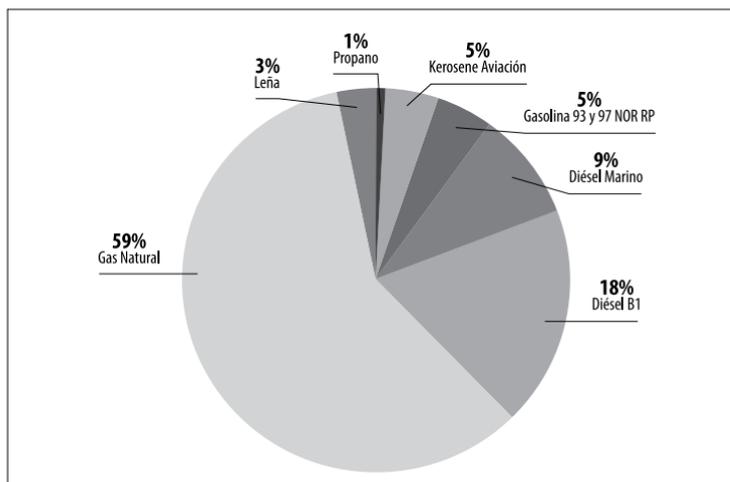
El siguiente análisis de la actual matriz sólo considera los consumos de la Región de Magallanes en cuanto a su población,

comercio e industria, excluye los consumos internos de ENAP, CEOP's y lo consumido por Methanex en su producción. El año 2010 Methanex consumía el 35 % del gas que producía ENAP y sólo el 27 % de lo producido por ENAP llegaba a la población a través de GASCO, esto ha cambiado debido a varios factores, como lo fueron la crisis del gas del 2011 y la menor producción de gas natural, lo que motivó el traslado de 2 de los 4 trenes (plantas) de Methanex a Estados Unidos de Norteamérica.

En Magallanes se consumieron el año 2013 el equivalente a 25.756 Tjoule de energía. Siendo los principales usos el transporte 37 % (terrestre, marino y aéreo), generación eléctrica 14 % (considera sólo la generación con gas natural, ya que la generación con diésel es de respaldo, excepto en el poblado de Puerto Williams y consumidores aislados), térmico 47 % (residencial, comercial, fiscal e industrial, considerando gas natural, propano y leña), el 2 % restante está compuesto por GNC principalmente ocupado por el transporte público.



**Figura 4**  
**Composición de la matriz energética regional por tipo de combustible**



Fuente: Elaboración propia

La matriz energética, hoy día es 97 % fósil y 3 % biomasa (bosque nativo/plantaciones con plan de manejo). Si se observa la composición de la matriz energética regional a diferencia de otras

partes del país tiene un fuerte componente de uso “térmico” para calefacción, por sobre el ocupado para generación eléctrica, esto debido a las condiciones climáticas adversas de la Zona Austral, sumado a la inexistencia de planes de eficiencia energética integrales que se apliquen en la Región.

A continuación se listan los principales combustibles ocupados en la Región y se describen brevemente sus usos preferentes.

### 4.3.1 Combustibles Líquidos

Los combustibles líquidos (diésel marino, kerojet, diésel B1, gasolina 93 y 97 NOR) componen un 37 % de la matriz y mayoritariamente tienen un uso en transporte (terrestre, aéreo y marítimo), faenas mineras y generación eléctrica de respaldo.

**Diésel marino:** Corresponde a un 9 % de la matriz energética. Está destinado a la venta para embarcaciones mayores principalmente buques de carga, pesca, ciencia, turismo y otros. Cabe destacar que Magallanes es la única zona del país donde el diésel está dividido entre Marino y B, la diferencia está dada por el “flash point” de cada combustible, el marino está sobre los 60 °C que por razones de seguridad es el adecuado para utilizar en naves y el diésel B1 es de 52 °C.

**Diésel B1:** Corresponde a un 18% de la matriz energética. Principalmente tiene usos en transporte de carga, maquinaria, generación eléctrica como respaldo al gas natural, generación eléctrica en zonas aisladas como Puerto Williams y comunas rurales, faenas mineras y otros. Es importante destacar que la Mina Invierno, ubicada en la comuna rural de Río Verde, tiene asociada una potencia instalada en diésel de 8300 KW, capacidad de generación mayor a las instaladas en Porvenir o Puerto Williams.

**Gasolina 93 y 97:** Corresponde a un 5 % de la matriz energética regional. Uso principal transporte vehicular.

**Kerosene de Aviación:** Corresponde a un 5 % de la matriz energética regional. Uso en aviación privada y militar.



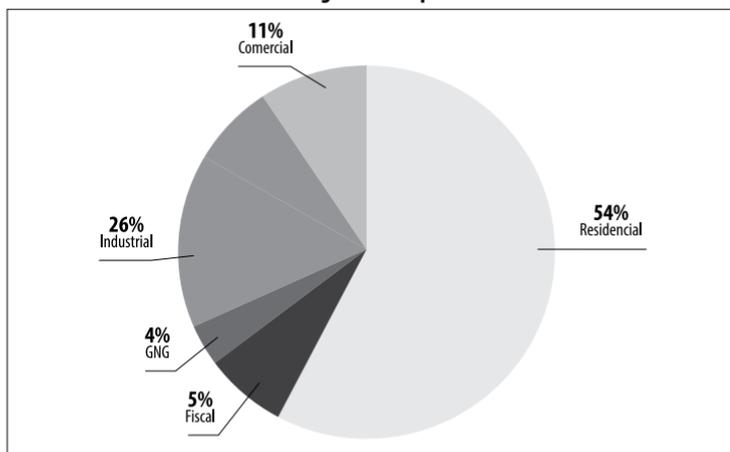
### 4.3.2 Leña

Corresponde a un 3 % de la matriz energética regional. Principalmente es usada para calefacción, en Puerto Williams y comunidades aisladas/rurales. En zonas boscosas tienen una alta dependencia de este recurso, llegando en casos como el de Puerto Williams a considerarse un problema ambiental importante a solucionar en el corto/mediano plazo. Adicionalmente, la leña como biomasa para calefacción está siendo ocupada por algunos complejos hoteleros en la comuna de Torres del Paine.

### 4.3.3 Gas natural

Corresponde al 59 % de la matriz energética regional. La composición del consumo se divide entre gas para la generación de electricidad (24 %), de uso residencial/comercial (65 %), Fiscal (5 %), GNC (4 %) e industrial (2 %). Siendo el principal componente energético de la matriz, con un alto subsidio, con 90 MMUS\$ asignados para el año 2015, que se entrega a ENAP, dirigidos al consumidor final sin importar el sector o uso. Es importante destacar que la producción de gas natural convencional ha caído considerablemente en los últimos años.

**Figura 5**  
**Consumo gas natural por sector**



Fuente: GASCO

En la Figura 5, se muestra el consumo de los clientes de GASCO durante el año 2014. El sector industrial es mayoritariamente EDELMAG.

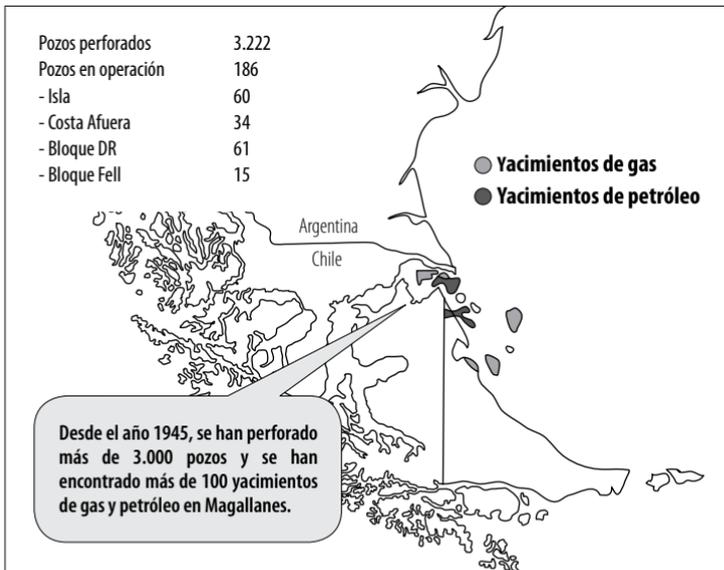
#### 4.3.4 Propano

Corresponde a un 1 % de la matriz energética regional. Principalmente cubre los lugares donde no existe red de gas natural, principalmente las localidades de Cerro Castillo en la Comuna de Torres del Paine y Puerto Williams en Cabo de Hornos, así como también predios ganaderos y comunidades pequeñas en Tierra del Fuego.

### 4.4 Oferta y Demanda Energética en Magallanes

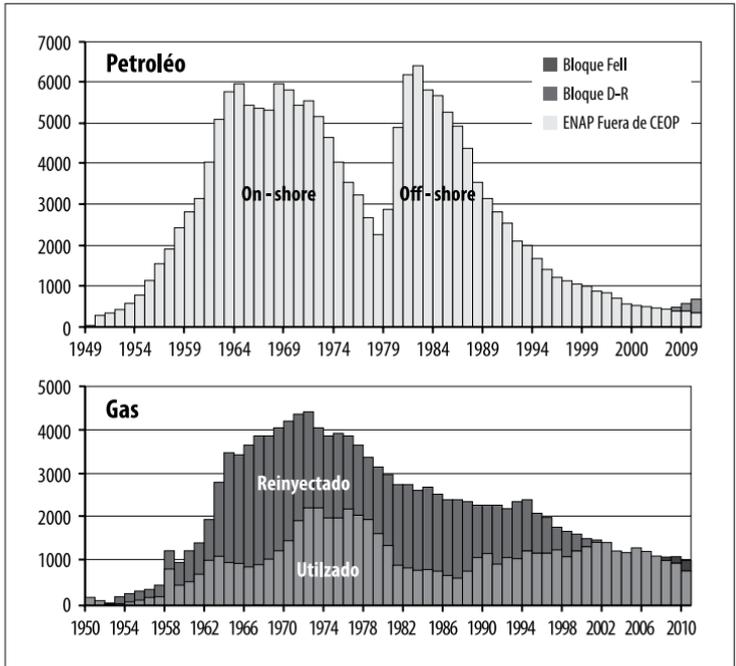
La Empresa Nacional del Petróleo históricamente ha sido quien ha desarrollado la extracción y producción de hidrocarburos en Magallanes, cubriendo las necesidades de la Región en cuanto a combustibles líquidos y gas natural.

**Figura 6**  
Yacimientos de petróleo y gas en Magallanes



La cuenca de Magallanes ha producido a través de ENAP cerca de 350 MMbbls (56 MMm3) de petróleo y 8 TCF (226.000 MMm3S) de gas natural. El peak de producción se produjo a principios de la década del 80, con la entrada en funcionamiento del proyecto Costa Afuera (off-shore); desde entonces ha declinado de manera constante (ver Figura 7).

**Figura 7**  
**Producción hidrocarburos ENAP cuenca Magallanes**

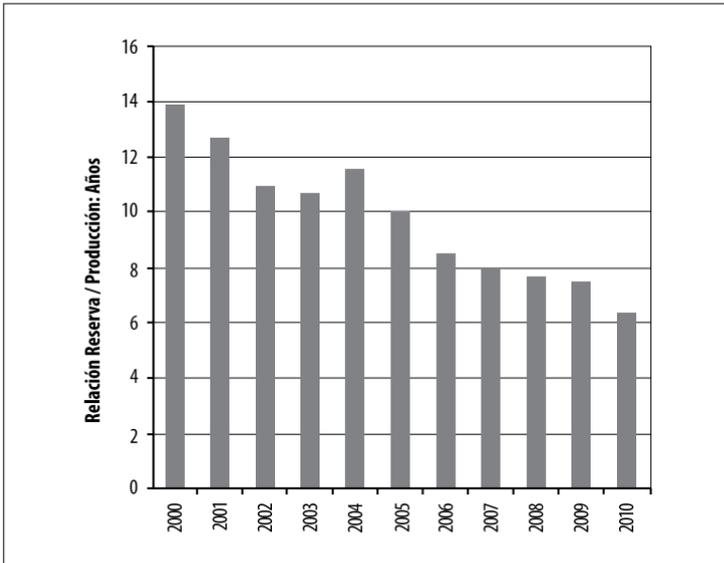


Fuente: ENAP

En el período 2000 - 2010, ENAP ve la necesidad de agregar nuevas reservas para garantizar abastecimiento, tanto domiciliario como industrial, a la Región de Magallanes. Es así como el Estado busca atraer compañías petroleras para que vengán a explorar en la Cuenca de Magallanes, mediante los CEOP's (Contratos Especiales de Operación). El 2010 ENAP estimaba la relación reservas de Gas/Producción en el orden de los 6 años, como se muestra en la Figura 8.



**Figura 8**  
Reservas probadas para producción



Fuente: ENAP

Como los hidrocarburos no son sustancias concesibles, la legislación permite las figuras jurídicas de CEOP's (el primero en operar fue en 1977) y el de concesión administrativa (este último nunca se ha puesto en práctica).

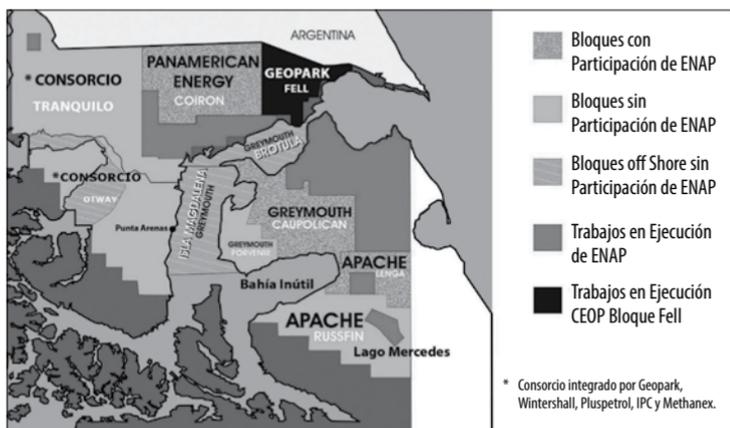
#### Derechos y obligaciones de los CEOP's

- **Derecho exclusivo del contratista a realizar operaciones de exploración 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.**
- **La participación de ENAP no es obligatoria.**

Los llamados a licitación de los distintos bloques han resultado atractivos para las empresas, existiendo hoy 15 adjudicados a

diferentes compañías, incluso algunos en asociación con ENAP. Entre ellas destacan empresas petroleras de tamaño medio como Panamerican Energy, YPF, Wintershall y Pluspetrol y otras menores como Petro Magallanes y Geopark. En cuanto al aporte de hidrocarburos de los CEOP's a la fecha cumplen con el objetivo de aportar nueva producción a la oferta de la Región.

**Figura 9**  
**CEOP's al año 2007**



Fuente: ENAP, R. Azócar 2010

Es importante señalar que incluso con estos esfuerzos exploratorios, la producción actual de gas en Magallanes no permite satisfacer en época invernal la demanda de gas natural de las ciudades más la que Methanex necesita en su proceso productivo, época en que el consumo máximo de punta de las ciudades ha llegado a superar los 1,5 MMm3S/día.

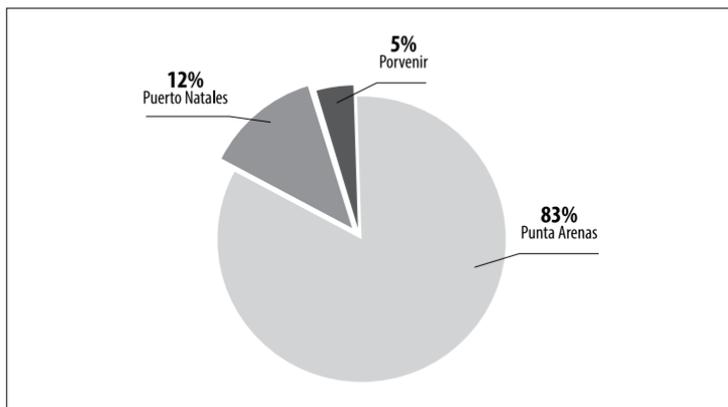
Las nuevas exploraciones de los CEOP's en Magallanes están principalmente enfocadas en implementar medidas para lograr mayor extracción de petróleo de manera de aumentar el factor de recuperación actual y, en menor medida, explorar por reservas de gas natural no convencionales, ya sean Tight Gas o Shale Gas. Estas últimas, de encontrarse y ser económicamente viables, se extraerán mediante el uso de la técnica del *Fracking*.

#### 4.4.1 GASCO

La empresa GASCO S.A. es la principal distribuidora de gas natural en la Región, tanto a nivel domiciliario como a la industria, sólo tiene competencia en distribución de GLP y GNC, en GLP Enersur Ltda. y Abastible, en GNC Enersur Ltda. y Copec.

Tiene actualmente 52.372 clientes adscritos a su red de gas natural (memoria institucional GASCO, 2013) en toda la Región, distribuidos de la siguiente forma: 83 % Punta Arenas, 12 % Puerto Natales y 5 % Porvenir. Si bien sus ventas físicas de gas natural disminuyeron un 1 % durante el 2013, sigue expandiendo su red de distribución alcanzando 600 clientes más en la Región con 11,8 kms de redes nuevos. El total de gas vendido en la Región el 2013 fue de 368 MMm<sup>3</sup>S y el 2014 se incrementó a 393 MMm<sup>3</sup>S.

**Figura 10**  
Distribución del consumo de gas natural en Magallanes



Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.2 EDELMAG

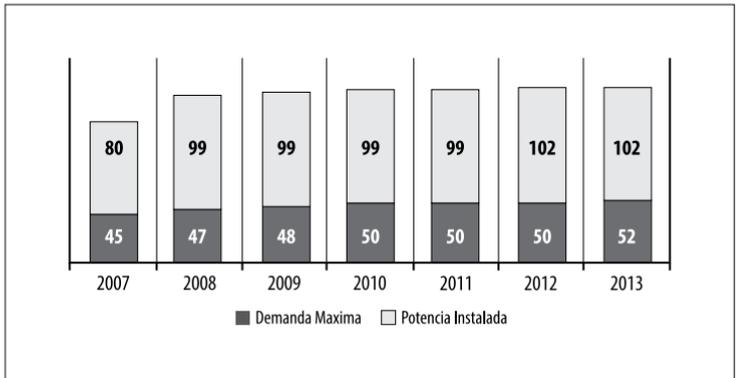
La generación y transmisión de energía eléctrica de Magallanes se realiza a través del Sistema Mediano regional, que está dividido

en cuatro subsistemas: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams<sup>5</sup>.

La Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMA), es la responsable de la generación y distribución de energía eléctrica en los principales centros poblados de Magallanes, con un total de 55.517 clientes, distribuidos en la Región de acuerdo a los siguientes porcentajes, Punta Arenas 81 %, Puerto Natales 14 %, Porvenir 3 % y Puerto Williams 1 %.

EDELMA cuenta con una potencia instalada a diciembre de 2014 de 114 MW distribuida de la siguiente forma por tipo de combustible (Figura 13), es importante señalar que los motores diésel son de respaldo en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir pero que la ciudad de Puerto Williams tiene una generación 100 % diésel. La generación de energía para la Región de Magallanes entregada por EDELMA es 100 % Térmica, dividida en motores diésel y gas natural; y turbinas de gas natural.

**Figura 11**  
**Demanda máxima vs Potencia Instalada**

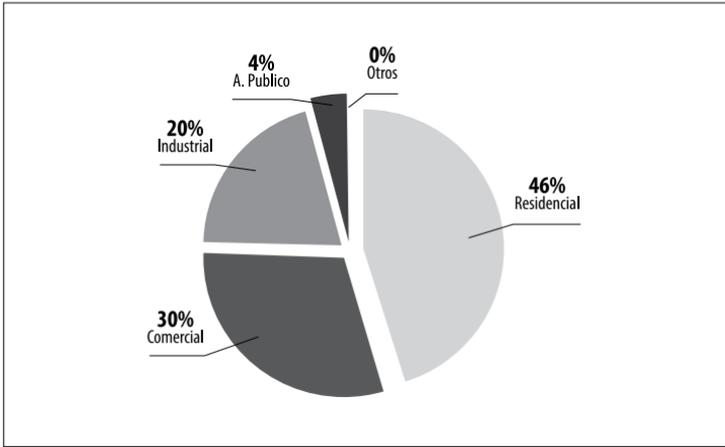


Fuente: Memoria 2013, EDELMA<sup>6</sup>

<sup>5</sup> En Chile, dos existen dos grandes sistemas interconectados encargados de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica: el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) y el SIC (Sistema Interconectado Central), entre ellos agrupan el 99,3% (17.586 MW) de la demanda nacional. Además de ellos están los sistemas medianos de la Región de Aysén (47 MW) y el de Magallanes (114 MW)

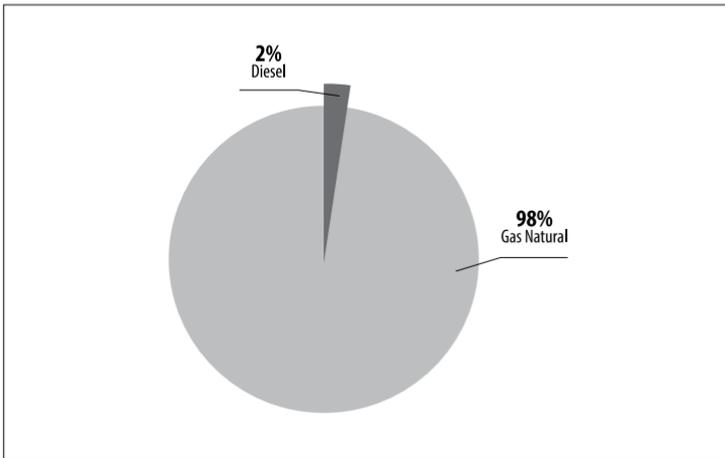
<sup>6</sup> No incluye 8,3 MW instalados para satisfacer necesidades de Mina Invierno.

**Figura 12**  
**Consumo eléctrico por sector**



Fuente: Memoria 2013, EDELMAG

**Figura 13**  
**Potencia instalada por tipo de combustible**



Fuente: Memoria 2013, EDELMAG

## 4.5 Evaluación del Precio de los Combustibles en Magallanes Noviembre 2014

Al ser Magallanes una Región altamente dependiente de la producción regional de gas natural, con requerimientos de uso energéticos fuertemente térmicos, el Estado, a través de la

Empresa Nacional del Petróleo, comenzó a subsidiar el consumo del gas natural en Magallanes a partir de la década del 80. Hoy en día este subsidio llega a los 90 MMUS\$ anuales<sup>7</sup>, con una corrección adicional de hasta un 5 % de ser necesario (presupuesto año fiscal 2015).

Este subsidio no discrimina entre distintos consumidores (residencial, fiscal, comercial, industrial o de uso vehicular), ni por volumen consumido, no premia el ahorro, tampoco incentiva la eficiencia en el uso del recurso. Simplemente mantiene el valor artificialmente bajo, subsidiando la diferencia entre el costo y el precio de venta con el fondo antes mencionado, totalmente enfocado al consumo, por lo tanto quien más consume, más subsidio recibe.

Existen varias externalidades negativas asociadas a este subsidio, las que se analizarán más detenidamente más adelante, un resumen corresponde a:

- Enfocado al consumo y no a la gestión de la demanda.
- No distingue entre consumidores.
- No incentiva la eficiencia energética ni el ahorro.
- Frena ingreso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).
- Dificulta la diversificación de la matriz energética.
- No incentiva la eficiencia en la generación.
- Protege a industrias demandantes de energía.
- Enmascara la concientización de recurso finito, como es el gas natural.

Si bien la existencia de un subsidio se entiende como un incentivo tanto para la permanencia en la zona, como para el comercio y la industria, es importante sofisticar este instrumento de manera de reducir estas externalidades negativas, ya que el gas natural por ser un GEI genera una importante huella de carbono, y además

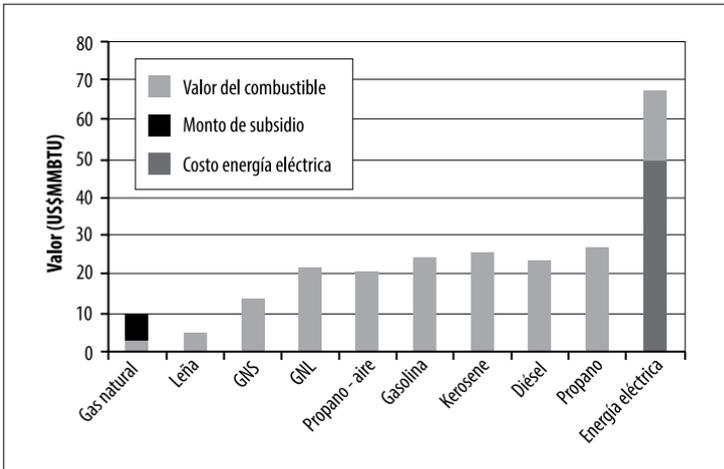
---

<sup>7</sup> <http://elpinguino.com/noticia/2014/10/04/magallanes-tendra-uss-90-millones-asignados-para-el-subsidio-del-gas->

porque el recurso que se subsidia es finito y se debe pensar en generar un cambio energético en el mediano plazo con criterios de equidad social.

En noviembre del 2014 el valor del m<sup>3</sup> de gas, para consumo residencial (esto es consumos menores a 25.000 m<sup>3</sup>S/mes, sobre ese valor pagan un precio mayor) era de 69,22 \$, si se convierte este valor en [US\$/MMBTU]<sup>8</sup> para poder compararlo con valores de otros combustibles alternativos se obtienen los resultados que se aprecian en el siguiente gráfico.

**Figura 14**  
**Precio comparativo diversas fuentes energéticas a noviembre 2014**



Fuente, Elaboración propia Mesa Energía usando datos públicos<sup>9</sup>

En la Figura 14 se grafica el valor del combustible y lo que aporta el subsidio otorgado por el estado al reducir el valor. Como se aprecia claramente, el valor del gas natural disminuye en dos tercios con respecto al valor total de 9,6 US\$/MMBTU a 3,1 US\$/MMBTU.

<sup>8</sup> MMBTU: unidad de energía que representa millones de btu

<sup>9</sup> Información de GASCO, distribuidores de leña, ENAP, estaciones de servicio, CNE y Edelmag.

El valor por MMBTU en la energía eléctrica varía en menor proporción, disminuyendo un cuarto debajo de los 67 US\$/MMBTU, quedando en 50 US\$/MMBTU. Esta menor disminución se debe a que el precio final de la energía eléctrica está compuesto además por el costo de equipos de generación, la transmisión y la distribución eléctrica.

#### 4.5.1 Situación de las Comunas Rurales

La mayor proporción de consumo en la matriz energética de Magallanes está dada por los principales poblados de la Región: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Existen comunidades rurales aisladas o alejadas de los principales poblados, comunas donde la electricidad es entregada por la municipalidad; la calefacción se obtiene a base de leña, y donde el principal problema es la seguridad del abastecimiento.

En las comunas rurales, resulta imperioso que la energía se genere próxima a los centros de consumo por su situación de aislamiento. En ese contexto, la generación de energía de fuentes eólica, termosolar y biomasa con equipos eficientes, parecen ser una solución posible. Para lograrlo es fundamental el liderazgo que pueda ejercer el municipio y la ciudadanía organizada, acompañada de incentivos suficientes por parte del Gobierno Central o Regional, para el desarrollo de soluciones ajustadas a la realidad de la población beneficiada.

A continuación, se hace una breve descripción de las principales comunas rurales de la Región de Magallanes:

**Timaukel:** Es una comuna ubicada en el sector centro sur de la Isla de Tierra del Fuego, con una población de 305 habitantes. La generación eléctrica es en base a diésel y biomasa<sup>10</sup> y la calefacción con leña.

<sup>10</sup> Forestal Rusfin cuenta con una planta de biomasa con la que genera agua caliente y electricidad.

**Primavera:** Comuna que se encuentra en la vertiente norte de la Isla de Tierra del Fuego. Ha tenido un auge económico producto de la exploración de hidrocarburos, siendo la base de operaciones de varias empresas petroleras. La electricidad es gratuita a nivel domiciliario, no así el gas natural, lo que ha impulsado la electrificación de la matriz con un consiguiente incremento en el consumo, al no dar abasto la generación. La comuna según el último censo tiene una población de 803 habitantes.

**Río Verde:** la comuna de la Provincia de Magallanes, no tiene un poblado habitado, sino más bien una sede administrativa donde se ubica la Municipalidad. Está conformado mayoritariamente por predios aislados de miles de hectáreas cada uno (estancias), y cada predio genera energía de manera autónoma. Es interesante destacar que en la comuna se sitúa la mina de carbón a rajo abierto, Mina Invierno para la cual se instaló una capacidad de generación de electricidad de 8.300 kW, mayor incluso a sistemas públicos como el de Puerto Williams. La comuna tiene en total una población residente registrada de 201 habitantes. Las características del proyecto extractivo han generado diversos impactos ambientales que han puesto en debate no sólo las normativas ambientales, sino también el modelo energético.

**Cerro Castillo:** es una comuna de la Provincia de Última Esperanza, en la década del 2000 implementó un plan de abastecimiento a través de gas natural comprimido (GNC). En términos de energía eléctrica existe un plan de conectarse a la red de Puerto Natales en el corto plazo.

**Villa Tehuelches y San Gregorio:** disponen de gas natural, en esas localidades la generación eléctrica sigue siendo responsabilidad de la Municipalidad.

## 4.6 Energía y Conflictos Socio Ambientales en Magallanes

En el escenario actual de alta dependencia de energía fósil las presiones sobre medio ambiente y comunidades son persistentes. Por ello, la Región debe procurar que la necesaria



transición energética se desarrolle con una amplia visión de futuro que permita conjugar las distintas actividades económicas existentes en la Región de manera sustentable, desde la industria hasta experiencias de desarrollo económico local. Cuando dicho equilibrio no existe, ya sea por falta de planificación o porque la institucionalidad medioambiental no funciona, surgen los conflictos socioambientales.

#### 4.6.1 Explotación de Hidrocarburos

La explotación, transporte y consumo de hidrocarburos tiene un alto riesgo de generar daños ambientales. Si bien las regulaciones chilenas han mejorado durante los años, aún queda trabajo por hacer tanto en regulaciones, reglamentos y fiscalización. En este contexto, la explotación de gas natural y petróleo en Magallanes tiene una historia sin accidentes mayores, donde si bien se han presentados problemas, estos han seguido la regulación existente del momento.

Cabe mencionar que el mayor derrame de hidrocarburos en Magallanes fue en 1974 ocasionado por el encallamiento del súper tanque Metula, en el sector de primera angostura del Estrecho de Magallanes, derramando más de 52.000 toneladas de crudo. El Metula provenía de Arabia Saudita con rumbo al puerto de Quintero. Es decir, el desastre fue en Magallanes, pero el crudo no era regional ni estaba pensado para satisfacer la demanda regional.

Hoy en día la extracción convencional de gas natural y petróleo está llegando a una etapa madura o de agotamiento del recurso, donde prácticamente se han extinguido las oportunidades de encontrar nuevas reservas convencionales, por lo que se están explorando yacimientos no convencionales con nuevos métodos de explotación, como son el "Tight Gas" o "Shale Gas" los cuales ocupan el método del "fracking" o fractura hidráulica para obtener el recurso. ENAP en octubre del 2014 alcanzó los 500 Mm3/día de producción de Tight Gas en el bloque Arenal en Tierra del Fuego. En la misma dirección, en agosto del mismo año firmó un acuerdo con la estadounidense ConocoPhillips para la

realización de estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería para dimensionar el potencial de hidrocarburos no convencionales en Magallanes.

La fractura hidráulica si bien tiene un costo mayor, se ha hecho económicamente viable gracias a la caída en la curva de las reservas mundiales de hidrocarburos y la consecuente subida de los precios internacionales.

Existen variados impactos tanto económicos como ambientales concernientes a la fractura hidráulica, en el mundo:<sup>11</sup>

- Altos costos de extracción.
- Altas tasas de declinación, corta vida útil.
- Bajo rendimiento energético de la inversión: Se generan 5 unidades de energía por cada unidad invertida. En comparación con la técnica convencional, donde se invierte una unidad de energía y se producen 20.
- Uso intensivo del agua. En mayor intensidad en el caso del Shale Gas que en el Tight Gas.
- Contaminación del agua: La técnica requiere que se mezcle agua con diversos químicos y arena, por lo que necesita de un manejo adecuado para evitar afectar a otras fuentes de agua.
- Impacto en las comunidades: como en todo proceso de extracción de hidrocarburos, se generan potencialmente, consecuencias a los asentamientos humanos. En el caso de Magallanes, la extracción por lo general, está alejada de los polos urbanos.

Para el caso particular de Magallanes, es necesario asegurarse que se emplean las mejores prácticas de la industria, con lo cual se evitan los daños que puede producir la técnica de fractura hidráulica. Esto exige una normativa actualizada y el control de su cumplimiento. Hasta la fecha, la fractura hidráulica ha estado asociada a yacimientos convencionales y últimamente a la búsqueda de Tight Gas, lo que exige un nivel de fractura menos invasivo que en el caso del Shale Gas.

---

<sup>11</sup> Fuente: Flavia Liberona, Fundación Terram



Otros impacto de la extracción de hidrocarburos son los llamados pasivos ambientales –residuos de los pozos de perforación, sedimento, crudo, agua y componentes químicos– los cuales previos a la ley ambiental de 1997 eran depositados en fosas abiertas construidas a un costado del pozo. Estas piscinas se están saneando en la actualidad, a través del proyecto “pasivos ambientales de ENAP”. Sin embargo, existen opiniones contradictorias respecto del impacto en flora, fauna y acuíferos debido a este más de centenar de fosas esparcidas en el sector norte de Tierra del Fuego.

#### 4.6.2 Extracción de Carbón

En el caso del carbón, desde la colonización de la Región se ha sabido sobre la presencia de esta fuente fósil, sin embargo, dadas las extremas condiciones de la zona, sólo se produjeron explotaciones industriales esporádicas, con un crecimiento temporal importante al principio del siglo 20, decayendo en la segunda mitad del siglo hasta perder toda su importancia económica, sin embargo desde 1984 en adelante se reinició la explotación usando tecnología moderna, con Mina Pecket, esta explotación se ha incrementado en los últimos años con la explotación de Mina Invierno que se realiza a cielo abierto.

La preocupación principal respecto del recurso carbón se da en la fase de extracción, principalmente por el uso de tronaduras, en la que se producen los siguientes impactos:

- Daño a la cubierta vegetal producto de la explotación, en especial en el caso de una extracción a rajo abierto.
- Afectación a ríos, lagos, lagunas y/o aguas marinas con residuos de la explotación.
- Generación de polvo afectando al medio ambiente.
- Impacto en las especies vegetales y animales.
- Impacto en poblados aledaños a la faena minera.

En el caso particular de Magallanes si bien actualmente todo el carbón extraído se envía a termoeléctricas del Norte de Chile o se exporta al extranjero, los principales aspectos de conflicto y posibles impactos regionales en términos socio-ambientales,

según organizaciones medioambientales<sup>12</sup> son:

- Contaminación de aire.
- Contaminación de aguas.
- Contaminación de suelo.
- Contaminación acústica.
- Tala rasa de bosque nativo.
- Alteración de humedales, turberas, pampas.
- Destrucción y alteración de hábitats de fauna silvestre.
- Impacto en actividades productiva.
- Alteración de la calidad de vida de los habitantes cercanos.
- Riesgos asociados al transporte del carbón vía marítima.
- Alteración y rediseño de cuencas hídricas.
- Destrucción de patrimonio arqueológico.

En el Anexo N° 1 se incluye informe de Alerta Isla Riesco “Impacto de la Minería del Carbón en Magallanes”

## 4.7 Resumen: Magallanes y su Futuro Energético

Magallanes ha tenido una larga historia energética asociada a los combustibles fósiles, carbón, petróleo y gas natural, al ser prácticamente 100 % fósil con un fuerte uso térmico, principalmente para calefacción, por ello se ven grandes oportunidades y desafíos en lograr tener consumos eficientes, los cuales incluso podrían reducir el gasto total de gas natural. Mejorar aspectos como aislación térmica en viviendas, modernizar calderas logrando mayor eficiencia, planes de eficiencia energética en edificaciones del sector público, tendrían un efecto importante en la matriz. Las garantías (bajo costo de venta, bajo costo de producción, continuidad de suministro, bajo costo de implementación) dadas por el uso del gas natural serán difíciles de reemplazar en el corto o mediano plazo. Proyectos como la gasificación del carbón y uso de la biomasa, requieren aún decisiones estratégicas que consideren todas las variables, incluyendo las externalidades negativas, para poder definir cuáles serán las fuentes óptimas de energía para Magallanes.

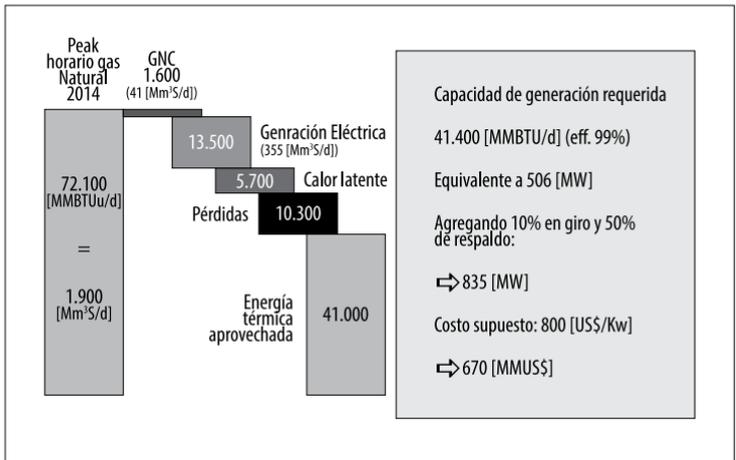
---

<sup>12</sup> Alerta Isla Riesco 2014



La electrificación de la matriz energética no se vislumbra como una opción viable en el corto plazo, ya que lograr cubrir la brecha de energía de uso térmico con energía eléctrica implica costos de inversión muy elevados, por ejemplo, el reemplazo de la totalidad del consumo de gas con destino térmico implica generar alrededor de 506 MW, 5 veces la potencia actual instalada, sin agregar generación de respaldo. La cogeneración energética parece ser una buena opción real a explorar en el corto plazo.

**Figura 15**  
**Capacidad generación requerida para electrificar la matriz energética**



Fuente: Pecket Energy 2014

Sin embargo, la diversificación de la matriz eléctrica a través de energía eólica constituye una alternativa con gran potencial y para lo cual el parque eólico de Cabo Negro es una muestra. Con 2,55 MW instalados, con un elevado factor de planta en torno al 52 %, Methanex está traspasándolos a la empresa Pecket Energy quienes están realizando las modificaciones para vender dicha energía e inyectarla al sistema de Magallanes. La energía eólica actualmente es ampliamente competitiva, aunque no se debe olvidar que requiere respaldo, incluso puede competir con el gas natural siempre y cuando se considere dicho recurso sin subsidio, reduciendo el costo global de generación para la Región.



Por su parte, la energía mareomotriz, actualmente en estudio en el Estrecho de Magallanes donde las excelentes condiciones (en cuanto a tiene corrientes es el mejor lugar de Chile con valores de entre 8 a 9 nudos) permite proyectar una importante fuente de generación de energía. Además las particularidades climáticas y territoriales de la Patagonia abren las posibilidades de crear un polo de estudio y desarrollo a nivel mundial de la energía mareomotriz, con sitios de prueba con excelentes condiciones, como lo son la primera angostura en el Estrecho de Magallanes y el canal Fitz Roy en la comuna de Río Verde.

Consecuentemente, existe el potencial de impulsar una industria para el desarrollo regional a través de las energías marinas. Esto ha quedado demostrado en una iniciativa recientemente finalizada por la Fundación CEQUA, en conjunto con Alakaluf Limitada, dado el creciente interés y la necesidad de diversificar las energías renovables no convencionales (ERNC) de origen marino, estudiando las tecnologías aplicables, vinculadas a la extracción de energía disponible en el oleaje y en las corrientes marinas. Este estudio permitió colocar a disposición de las autoridades regionales y nacionales, un protocolo de evaluación de impacto ambiental y de medidas de mitigación y vigilancia de eventuales alteraciones al medio ambiente marino, instrumento que permitiría conciliar los intereses de los distintos actores regionales (Fundación CEQUA, 2014).

Magallanes debido a su ubicación geográfica debe mantener su independencia energética con respecto al resto del mundo, lo que se vislumbra desafiante considerando el paradigma actual. Si se logra generar cambios en el uso del este recurso y se desarrolla nuevas alternativas energéticas existirán grandes posibilidades de mantener dicha independencia, vital en un mundo globalizado y competitivo como el actual.



## 5. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA

### 5.1 Recursos Energéticos Disponibles en Magallanes

#### 5.1.1 Gas

Los yacimientos de gas en Magallanes se encuentran en el Continente, Isla T. del Fuego y en Costa afuera. La Cuenca de Magallanes es modesta desde el punto de vista de producción de hidrocarburos. ENAP, ha producido en Chile, cerca de 350 MMbbls (56 MMm<sup>3</sup>) de petróleo y 8 TCF (226.000 MMm<sup>3</sup>) de gas. Debido a la declinación natural de los yacimientos, la producción de hidrocarburos ha estado constantemente bajando. La relación Reserva de Gas/Producción anual hoy es de alrededor de 6 años, tomando como base las reservas probadas y desarrolladas, lo que refleja una precaria seguridad de abastecimiento al sistema de gas residencial, comercial e industrial de la XII Región. Incluso la precariedad comienza al primer año, ya que una reserva de 6 años no significa que se pueda extraer en 6 años, sino que se puede extraer una fracción de lo demandado y cada año menos. A la larga se tendrá gas por 10 ó 20 años, pero en cantidades menores a las requeridas, la curva de producción es asintótica. La única forma de mejorar esta situación es agregando nuevas reservas. Para eso, el Estado ha incentivado a compañías petroleras que vengan a explorar en la Cuenca de Magallanes, mediante Contratos Especiales de Exploración Petrolera, CEOP.<sup>13</sup>

Los llamados a licitación efectuados por la autoridad han resultado atractivos para los privados. Actualmente, hay 16 Bloques adjudicados a diferentes compañías, incluyendo asociaciones con ENAP. Entre las empresas que se adjudicaron bloques destacan empresas petroleras de tamaño medio, Panamerican Energy, Winstershall, Pluspetrol, Apache e YPF, y otras menores como Geopark y Petro Magallanes. La producción actual de gas

<sup>13</sup> Como se sabe los hidrocarburos no son sustancias concesibles y, por tanto, la legislación establece la figura de los CEOP y la concesión administrativa, para el acceso de terceros a la exploración y explotación.

en Magallanes prácticamente no permite la entrega de gas a Methanex en la época invernal, donde el consumo *peak* de Punta Arenas bordea los 1,5 MMm3S/día. Esta situación se hará cada vez más crítica si no hay nuevos descubrimientos relevantes.

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

- **Tight Gas:** Corresponden a yacimientos en rocas de muy bajas permeabilidades, menores a 0,1 md y baja porosidad < 20 %. Son reservorios que requieren estimulación mediante fractura. ENAP está desarrollando un agresivo plan exploratorio por este recurso, a la fecha ha logrado poner en producción gas natural no convencional, superando los 500 Mm3S/día en el sector de Arenal, pero sin poder asegurar aún el abastecimiento regional.
- **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 fracturaciones hidráulicas. 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 ha o está desarrollando ENAP en sus yacimientos son:

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

### **5.1.2 Carbón**

Las principales zonas carboníferas de la Región son: Rubens – Natales, Norte del Seno Skyring, Península de Brunswick e Isla Riesco. Esta última zona contiene las mayores reservas de carbón de Magallanes y del país, identificándose varias áreas de interés



y con innumerables afloramientos conocidos. Es dable además destacar la cifras, a nivel de recursos posibles, indicadas por Don Juan Pedrals G., en el libro Energía 1979 – 1990, Fundación BHC Para el Desarrollo, Santiago 1979.

- Sector Rubens-Natales	: 550 MMton
- Sector Skyring (Río Verde)	: 159 MMton
- Sector Isla Riesco	: 3.250 MMton
- Sector Península Brunswick	: 1.450 MMton
<b>- Total</b>	<b>: 5.400 MMton</b>

Magallanes cuenta con una cuenca carbonífera con un potencial estimado en 5.400 MMton de las cuales, unas 360 MMton podrían constituirse en reservas a recuperar.

Estas reservas potenciales se sumarían a las existencias actuales, en torno a 240 MMton. El carbón existente es del tipo sub-bituminoso B y C, el cual tiene un bajo poder calorífico, en torno a 8500 BTU/lb, en comparación con otros tipos de carbones. En la actualidad hay sólo una mina de carbón en explotación en Magallanes: Mina Invierno, a rajo abierto, la cual es la primera parte de un proyecto de explotación que considera explotar cuatro minas a cielo abierto más en Isla Riesco.

La ausencia de centrales de carbón en los planes de obras de las distintas ciudades de la Región, se explica por:

- Los elevados costos de inversión que presentan estas plantas y su tamaño relativamente grande para los sistemas medianos en estudio. Las plantas de carbón de menores costos de inversión que actualmente se fabrican están en el rango de 250 a 350 MW.
- Existencia hasta la fecha, de gas natural con precios subsidiados que implican menores costos de generación que los que se podrían lograr con carbón.

### 5.1.3 Gas Natural Sintético

Como parte de la matriz energética de Magallanes una alternativa es el gas natural sintético, para cuya producción la materia prima puede ser el carbón, petróleo o sus derivados. En Magallanes la empresa Pecket Energy ha concluido la fase de ingeniería básica para una Planta de Gasificación a partir de carbón sub-bituminoso existente en la Región. El proyecto contempla la extracción desde Mina Pecket, pero requerirá también la utilización de carbón desde otros proyectos mineros como Mina Invierno, ambas iniciativas basadas en la extracción a cielo abierto.

El proyecto requiere una fuerte inversión que iría desde los 600 a los 1.100 MMUS\$, dependiendo de la configuración, con un tiempo de implementación de 3,5 años. La empresa sostiene que el proyecto, en la versión propuesta de un tren de gasificación, es para abastecer alrededor de un 40 % de la demanda de gas regional, y que por lo tanto, resulta complementaria al gas natural.

Existe preocupación respecto del proyecto por los fenómenos de contaminación, ya que un proyecto de gasificación del carbón es más contaminante que la explotación de gas que hoy se realiza, especialmente en la fase de extracción del mineral. Por la experiencia de Mina Invierno quien ha incurrido en diversos incumplimientos ambientales y también por la preocupación por los metales pesados (Mercurio, Arsénico, Magnesio) existentes en el carbón y que dependiendo de la concentración son altamente peligrosos para la salud. El proyecto de gasificación contempla la utilización del pasivo ambiental ubicado en Mina Pecket, la cual fue explotada por Cocar, para el depósito de los residuos sólidos, que pueden incluir trazas de metales pesados, aspecto que debe tener en cuenta el proyecto de gasificación en su diseño definitivo.

Cabe destacar que las aprehensiones medioambientales relativas al proyecto de gasificación del carbón, dicen relación con la fase de extracción del carbón, y no a la planta misma, toda vez que, más allá de las regulaciones y exigencias que a un proyecto de



esta naturaleza se le debe exigir y que se asemejen a las plantas que tratan hidrocarburos o producen gas de síntesis; en la Región están en operación plantas como la de Methanex o las de ENAP que para estos efectos resultan similares. Una planta de gas natural sintético sujeta a las exigencias que arroje una evaluación ambiental estratégica debiera cumplir satisfactoriamente los estándares para su funcionamiento.

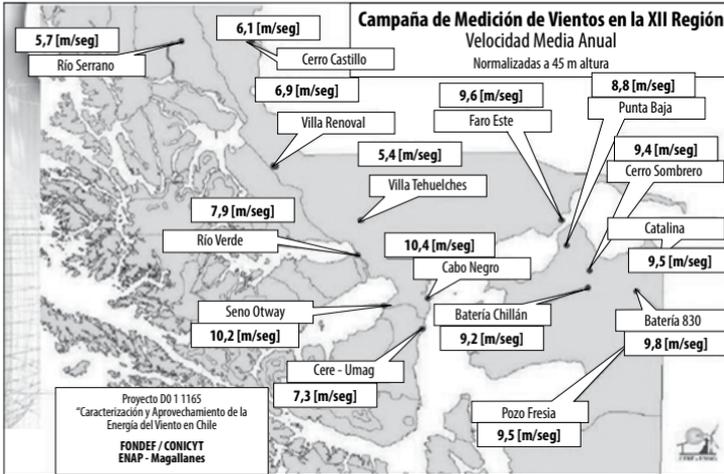
#### 5.14 Recurso Eólico

Por ser un recurso natural de libre disponibilidad, el plazo para su aprovechamiento es inmediato. El plazo del desarrollo eléctrico de esta alternativa es de dos a tres años. La ruta crítica se inicia por la medición de vientos (los proveedores de equipos exigen un año para asegurar su comportamiento), seguida por la adquisición e instalación de los equipos. Este tipo de energía no presenta inconvenientes para su instalación, la tecnología es ampliamente conocida y probada, aunque se debe tener claro que si bien esta energía es una excelente posibilidad para diversificar la matriz eléctrica, existe un máximo técnico de capacidad a conectar para mantener la estabilidad del sistema eléctrico y además debe contar con un sistema de respaldo para asegurar la confiabilidad y continuidad del servicio, que para la Región es térmico.

La Región de Magallanes posee excelentes condiciones para aprovechar el recurso eólico, con factores de plantas que han alcanzado hasta 54 % para el caso del parque eólico de Cabo Negro. En general, los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de 3 a 4 metros por segundo, y llega a la máxima producción de electricidad con un viento de unos 13 a 14 metros por segundo. Si el viento es muy fuerte, por ejemplo de 25 metros por segundo como velocidad media durante 10 minutos, los aerogeneradores se paran por cuestiones de seguridad.

En la Región, el viento promedio es:

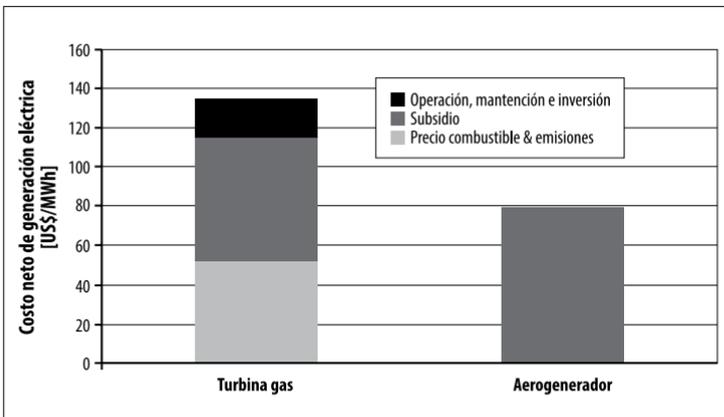
**Figura 16**  
**Velocidad media del viento a 45 metros de altura**



Fuente: CERE

La energía eólica en la Región, de acuerdo a los antecedentes disponibles, posee excelentes condiciones, resultando una fuente atractiva, cuyo desarrollo se ha visto afectado por el subsidio al gas natural:

**Figura 17**  
**Comparación entre generación eólica y gas natural**



Fuente: Elaboración propia

La Figura 17 considera los siguientes supuestos:

- Turbina gas natural (valores de gas natural para EDELMAG):
  - Precio del gas natural: 3,8 [US\$/MMBTU].
  - Subsidio al gas natural: 5,2 [US\$/MMBTU].
  - Turbina de gas natural con:
    - Rendimiento final: 30 [%] (ciclo simple, descuenta consumos propios).
    - Inversión unitaria de 800 [US\$/kW].
    - Impuesto a emisiones: 5 [US\$/Ton CO2].
- Generación eólica:
  - Factor de planta: 52 [%].
  - Inversión unitaria: 2.200 [US\$/kW].
  - Potencia: 2,55 [MW].

Para una potencia de 2,55 [MW] esto se traduce en:

- Ahorro anual de gas natural : 3,82 [MMm3S (equivalente al consumo de gas natural de 1.370 casas en período de invierno).
- Valor gas natural sin subsidio : 1.300 [MUS\$].
- Valor energía eólica : 900 [MUS\$].
- Ahorro : 400 [MUS\$].

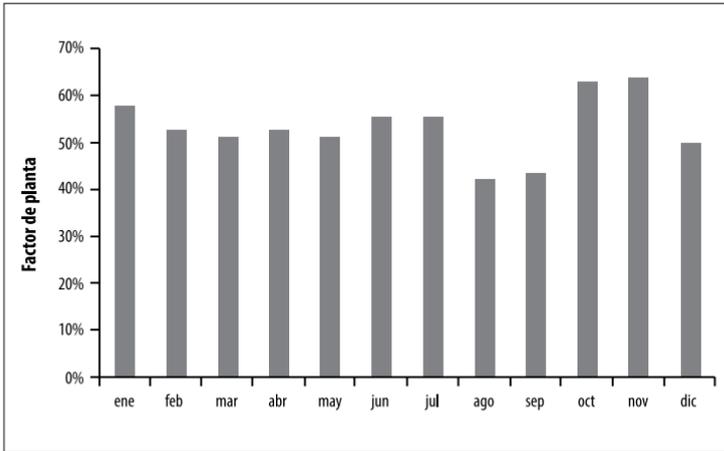
Si bien las condiciones para el desarrollo de la energía eólica en la Región son excelentes, cabe recordar que se requiere un sistema de respaldo para los momentos en que los aerogeneradores no generen energía.

La única experiencia en la Región con esta fuente energética la posee la empresa Methanex, quien instaló una planta de 2,55 MW eólicos, con los siguientes resultados:

- Viento promedio : 10 [m/s] a 49 metros de altura.
- Factor de planta : 54 [%]
- Dirección del viento : N.O. y S.E., 80 [%] del tiempo en dirección este.
- Aerogeneradores : 3 unidades Vestas de 850 [kW] modelo V-52.
- Inversión : 2.120 [US\$/KW], instalado.
- Costo operación y mantenimiento: 50 [MUS\$/año] (total).

Pecket Energy tomó el control de los 3 aerogeneradores ubicados en Cabo Negro ~ 25 km al norte de Punta Arenas en base a un acuerdo con Methanex. Se contempla tener estos equipos conectados a la red de Punta Arenas para el segundo semestre del 2015.

**Figura 18**  
**Comportamiento histórico del viento en Cabo Negro**



Fuente: Pecket Energy

- Datos complementarios:
- Velocidad mínima de operación: 13 [km/hr].
- Velocidad máxima de operación: 90 [km/hr]
- Velocidad media del viento: 35 [km/hr].
- Fracción tiempo sobre 13 [km/hr]: 91 [%].
- Fracción tiempo sobre 90 [km/hr]: 0,1 [%].

### 5.1.5 Solar

Chile ha dado un gran paso para el desarrollo de la energía solar tras la promulgación de la leyes 20.257 (2008) y 20.698(2013) con las cuales se imponen cuotas mínimas de inyección de electricidad proveniente de fuentes ERNC, imponiendo la meta de lograr un 20 % de la matriz eléctrica al 2025. De las inyecciones de energía ERNC de enero de 2015, la mayor parte fue generada por centrales biomasa (25,9 %), seguidas por centrales solares

(25,6 %) y eólicas (25,3 %). Finalmente, sorprende que la menor generación fuera la de centrales hidráulicas con un 23,3 % de la energía ERNC<sup>14</sup>. Otro paso en esta misma dirección, es el proyecto de Ley que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales con energías renovables no convencionales (ERNC), lo que viene a llenar otro vacío existente en la legislación chilena y que busca fomentar la generación de energía eléctrica a través de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD). Esto permite la instalación de medidores bidireccionales que posibiliten el registro tanto de los consumos del cliente residencial final, como de las eventuales inyecciones que éste pueda realizar a la red; y de establecer un mecanismo de cálculo de las tarifas correspondientes a las referidas inyecciones de energía. De esta forma, cualquier cliente residencial tiene la posibilidad de obtener ingresos (o descuento en su cuenta eléctrica) mediante la inyección de sus excedentes de energía a la red eléctrica. A nivel internacional, en países como Alemania, Japón, USA, la evolución de la generación distribuida en baja tensión ha sido muy auspiciosa, y su adecuada instalación ha producido efectos virtuosos allí donde se ha optado por su facilitación y fomento. (Collado Fernández, 2009). Sin embargo, las inyecciones de energía serán valorizadas a un precio menor que el de compra, específicamente será equivalente al precio nudo, es decir el precio base al cual las empresas distribuidoras venden a sus clientes regulados sin considerar costos por servicio, por lo que si bien las leyes recién enunciadas, son para las ERNC en general, y no para la energía solar en particular, la nueva regulación sumado a la baja en los costos en tecnología, han generado un boom de la energía solar en Chile. Sólo en 2014 se inauguraron unos 360 MW en capacidad instalada con esta tecnología, mientras que están en construcción otros 873 MW. Así, la tecnología fotovoltaica se convertirá este año en la de mayor capacidad instalada, superando a la eólica que sólo tiene 165 MW en construcción. A ello se agregan 110 MW de tecnología de concentración solar de potencia (CSP), que también ampliará la capacidad de ERNC de origen solar.

---

<sup>14</sup> SYSTEP, 2015, Reporte Mensual Sector Eléctrico. Volúmen 8 número 3, marzo 2015. Pp 9.



El Gobierno mediante mensaje presidencial (boletín N° 9628-08) presentó un proyecto de ley de modificación de la Ley N° 20.365, que establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos, esta ley se aprobó en general por la Cámara de Diputados el 01 de abril de 2015 y se prevé una aprobación expedita en sus siguientes fases legislativas.

Si bien se podría pensar que la energía solar no tiene potencial en la Región de Magallanes, si puede constituir una buena opción, sobretodo para la generación domiciliaria. Algunas experiencias de aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red, que están localizadas en altas latitudes y temperaturas frías similares a las de la Región de Magallanes, merecen ser observadas con especial atención a objeto de comenzar a abandonar mitos con relación a la aplicación de la energía fotovoltaica en esta Región. En la siguiente tabla se pueden comparar las condiciones de irradiación de Punta Arenas con las ciudades alemanas de Bremen y Oldenburg:

**Tabla 2**  
**Comparación entre Punta Arenas y localidades con recursos solar similar**

	Pta. Arenas	(Lat. 53°)	Bremen	(Lat. 53°)	Oldenburg	(Lat. 53°)
Mes	H <sub>GH</sub>	H <sub>DH</sub>	H <sub>GH</sub>	H <sub>DH</sub>	H <sub>GH</sub>	H <sub>DH</sub>
	kWh/m <sup>2</sup>					
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	154	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

H<sub>GH</sub>=Irradiación global sobre superficie horizontal

H<sub>DH</sub>=Irradiación difusa sobre superficie horizontal

La comparación anterior confirma que en las condiciones de temperatura e irradiación solar de la Región de Magallanes, es perfectamente posible la generación de la energía eléctrica por medio de la tecnología fotovoltaica. La generación distribuida en baja tensión debiera ser a largo plazo una real opción para la población de la Región, en orden a auto-abastecer sus consumos y, eventualmente, generar ingresos para las pequeñas empresas o para la economía doméstica de quienes instalen estos equipos de generación. Sin embargo, los costos de esta tecnología aún son altos para su masificación y faltan incentivos para la inversión.

### 5.1.6 Biomasa

La Biomasa es la utilización de la materia orgánica como fuente energética. A continuación se describe los recursos de este tipo existente en la Región de Magallanes.

#### Turba

La turba es un material orgánico, de origen vegetal 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.

Los yacimientos de la Región 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 *Sphagnummagellanicum* en la Región de Magallanes, el 93 % de las cuales están en Tierra del Fuego (62.330 ha).

Se considera que la turba no resulta un recurso eficiente para su explotación como combustible, dado su bajo valor calórico, y el daño medioambiental que produce su explotación. Una forma de asegurar su protección sería que la autoridad declare estos tipos de humedales como "Sitios Ramsar" a través de la Convención Internacional de Humedales.

En Anexo 4 ALCANCES SOBRE EXPLOTACION Y CONSERVACION DE LA TURBA se entrega una descripción de la explotación de turbales y el impacto que ello genera.

### **Residuo forestal**

El residuo de manejo sustentable del bosque nativo, se refiere al remanente que se dispone, luego de haber manejado el bosque nativo para su crecimiento y desarrollo, como Biomasa residual de la industria maderera y el Uso alternativo de este residuo como Pellets.

### **Residuos Orgánicos**

El costo del biogás a producir, dejaría fuera a todo proyecto de generación eléctrica mediante este recurso, debido principalmente a la poca cantidad de residuo, característico de zonas patagónicas y de baja densidad poblacional, que haría ineficiente un proyecto de este tipo. De los recursos pertenecientes al tipo de ERNC Biomasa, la Biomasa residual forestal, para la generación eléctrica, a partir de quema de residuos forestales en plantas especializadas es la única que posee potencialidades de desarrollo en la zona. La producción de energía eléctrica en base a Biomasa, posee de las siguientes características: Tamaños: 1-100 MW. Factor de planta: 50 %-90 % (Depende de recurso a utilizar). Costos estándares (25MW): - Variables: 1 a 5 US\$/MWh - Fijos: 80 a 100 US\$/kW/año (incluye manejo de cenizas). - Capex Recurrente: 10 a 20 US\$/MWh.

Se ve una oportunidad de aprovechar la biomasa, pero en zonas focalizadas. Hay alternativas térmicas más eficientes, como la calefacción distrital que consiste en tomar un grupo de casas nuevas con una central para agua caliente y calefacción.

Hay hoteles en el Parque Nacional Torres del Paine que están usando biomasa. Sin embargo no existiría suficiente recurso forestal para que se convierta en parte importante de la matriz, si se descarta un incremento del talado de bosques, los desechos que generan los aserraderos se están empezando aprovechar y



con los cuales se podría hacer una planta de generación eléctrica entre 5 MW y 10 MW, es decir, si hay desecho hay que aprovecharlo, pero la idea de aumentar este recurso talando bosques no parece razonable.

### 5.1.7 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. La información entregada por el biólogo, Sr. Sergio Andrade Barrientos, quien desarrolla estudios de carácter piloto a nivel regional, da cuenta del gran potencial para el desarrollo de este tipo de energía. En la Región existe un potencial de 5.000 MW, considerando sólo la Primera y Segunda Angostura del Estrecho de Magallanes (MasEnergía, 2011).

### 5.1.8 Propuestas

Sobre la base del análisis realizado sobre requerimientos, disponibilidad y potenciales energéticos de la Región, se proponen las siguientes medidas:

#### **Propuestas para la diversificación de la Matriz Energética**

- Resulta necesario aceptar la realidad energética de la Región: el gas es una fuente finita cuyas reservas desarrolladas están prácticamente agotadas. Existe incertidumbre en cuanto a incorporar a costos razonables producciones adicionales suficientes para el completo abastecimiento de la Región. Por lo tanto, hay que pensar en las ciudades y poblados, desde esta realidad, proyectando su crecimiento con nuevas fuentes energéticas que resulten socioambientalmente sustentables.
- Es necesario sustituir el consumo del gas que hoy se utiliza para la generación eléctrica por la utilización de energía eólica en su máximo técnico. Es la fuente renovable que tiene un alto potencial para la Región, con un parque eólico con un excelente factor de planta (hasta 54 % en el caso de Cabo Negro).

- Realizar análisis técnico para definir máximo técnico para la incorporación de la energía eólica. Dicho máximo técnico corresponde a la fracción máxima de energía eólica que se puede administrar sin afectar la calidad del abastecimiento de energía eléctrica, lo que considera las variaciones del recurso viento, la administración de transmisión y la respuesta de los equipos de generación a solicitudes puntuales.
- Las energías renovables requieren, en la mayoría de los casos, de un respaldo debido a la variabilidad del recurso, se propone que el recurso gas sea un respaldo para la seguridad y estabilidad del suministro.
- Se debe establecer una meta regional de participación de las ERNC en la matriz de Magallanes.
- Se está a la espera de la promulgación del reglamento para la operación y administración de los sistemas medianos, el que debiera regular la entrada de distintos actores a la matriz de generación eléctrica, éste ya fue sometido al proceso de consulta ciudadana. El Estado debe definir reglas claras que permitan evaluar correctamente decisiones de inversión.
- Dado que no resulta viable en el corto plazo que la calefacción sea vía eléctrica, se propone primero un plan de eficiencia energética para la calefacción vía gas. También debe establecerse una meta regional de eficiencia energética, la cual debería ser superior a la nacional meta de ahorro de un 20 % al año 2025, considerando el crecimiento esperado en el consumo de energía del país para esa fecha.
- Las comparaciones de valores con respecto a las distintas fuentes de energía para su entrada al mercado spot, deben tomarse en base a los valores sin subsidio.

### **Investigación**

- El Gobierno debería comprometer recursos para estos estudios y mediciones con el fin de profundizar la investigación en materia energética para Magallanes. En energía eólica, es la fuente ERNC en la que más se ha avanzado, sin embargo, aún queda mucho camino por recorrer. Se destacan también otras fuentes de energía como la mareomotriz la cual posee un gran potencial en la Región, ya se han realizado algunas pruebas con resultados positivos.



- En la actualidad no hay claridad respecto de por cuánto tiempo se puede asegurar el recurso gas a la comunidad. Es sumamente importante que los ciudadanos estén informados de la situación existente y de sus proyecciones. ENAP y las demás instituciones involucradas deben transparentar esta información con la ciudadanía.

### **Institucionalidad**

- Cualquier emprendimiento energético debe dar seguridad tanto a las personas como al medio ambiente, como también entregar calidad, asegurar continuidad y debe ser sustentable en el tiempo. Se requiere un fortalecimiento de la institucionalidad ambiental, por ejemplo, para lograr la autonomía de la autoridad encargada de evaluar ambientalmente los proyectos
- Los impactos socio-ambientales que puedan provocar los proyectos energéticos que se desarrollen en la Región deben evitarse. Para esto es fundamental que estos emprendimientos cumplan con las exigencias establecidas en la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) y contar con una institucionalidad y regulación ambiental robusta, que sea garante del cuidado del patrimonio natural y cultural del país, institucionalidad que hasta hoy no ha logrado prever, contener, reparar y/o mitigar los impactos generados por estos proyectos. Un ejemplo de esto en la Región es el proyecto Mina Invierno, que aun contando con una RCA aprobada, ha incurrido en diversos incumplimientos ambientales, varios de ellos ratificados por la Superintendencia de Medio Ambiente.

## 6. GAS NATURAL EN MAGALLANES: DEL SUBSIDIO AL CONSUMO A LA INVERSIÓN EN AHORRO

### 6.1 Antecedentes

En la Región de Magallanes el principal insumo para calefacción y generación de electricidad es el gas natural (94 %), sin alternativas de sustitución en el corto plazo. El precio a los consumidores es subvencionado por el Estado, quién asigna un monto a la Empresa Nacional del Petróleo como compensación por el menor valor que obtiene en las ventas a la empresa distribuidora (GASCO), respecto del costo. Esta subvención se traspasa íntegramente al consumidor, lo que permite mantener un precio estable sujeto solamente a las variaciones del IPC y de la tasa de cambio.

El monto del subsidio para el año 2015 es de \$ 54.112.500.000, es decir, unos 90 millones de dólares.

### 6.2 Características del Subsidio

El 100 % del subsidio se destina a reducir el precio pagado por cualquier uso a prácticamente un tercio del valor real. Debido a su estructura, se basa en subsidio al consumo y por lo tanto, quién más consume, más subsidio recibe. Es decir, no existe diferencia entre los distintos tipos de usuarios (residencial, industrial, fiscal o de uso vehicular), ni tampoco por volumen consumido. Tampoco por niveles de ingreso, eficiencia térmica o esfuerzo de ahorro.

La Figura 19 muestra como quien más consume, más subsidio recibe. Por ejemplo, a lo largo del año, hay un promedio de 14 usuarios que consumen más de 5.000 m<sup>3</sup>S/mes, y reciben en subsidio sobre \$ 15.000.000 al año.

Aplicado así, este subsidio garantiza un combustible de bajo precio para todo uso, pero presenta una serie de externalidades negativas y es altamente regresivo.



**Figura 19**  
**Subsidio al consumo de gas según tramos de consumo y monto**

Tramo [m3s/mes]	Subsidio [\$/año]	Cientes [Nº]
0 - 5	874	1.852
5 - 25	27.059	823
25 - 40	59.908	552
40 - 60	90.162	868
60 - 75	121.722	830
75 - 125	183.832	3.742
125 - 700	580.279	36.362
700 - 900	1.400.966	2.064
900 - 1.250	1.848.453	1.189
1.250 - 2.500	2.830.912	483
2.500 - 3.000	4.879.365	19
3.000 - 4.000	6.065.978	14
4.000 - 5.000	7.984.370	9
5.000 o más	15.458.700	14
<b>Total</b>		<b>48.821</b>

Fuente: GASCO

## 6.3 Externalidades e Impactos Negativos

### Promueve el consumo y desincentiva al ahorro

Al aplicarse indistintamente a todo consumidor, independiente del volumen que éste utiliza, no hay incentivo al ahorro. El subsidio beneficia por igual tanto a quien cubre sus necesidades básicas de calefacción, como a quien derrocha; incluso más al segundo. El bajo costo inhibe las iniciativas de ahorro de energía y perpetúa el derroche a todo nivel.

### No discrimina positivamente

Parece injusto que un usuario de alto consumo –en muchos casos por tener viviendas de gran superficie y valor- reciba un mayor subsidio total que una familia usuaria de una vivienda social. Por ejemplo, a un usuario con un consumo de 300 m3S/mes el Estado le subsidia anualmente del orden de \$600.000, mientras que un consumidor de 1.000 m3S/mes recibe \$ 2.000.000.

### **Barrera al ingreso de ERNC**

Las energías renovables no convencionales se ven obligadas a competir con la generación sustentada en gas natural subsidiado, constituyéndose en una barrera para proyectos que son más eficientes, más económicos y menos contaminantes. En particular, la energía eólica que hoy es una alternativa competitiva respecto del valor real del gas natural y que debiera ser parte importante de la matriz eléctrica regional.

### **Dificulta la diversificación de la matriz energética**

El gas barato se terminó. La Región está acostumbrada a utilizar gas natural para calefacción y generación, independientemente del agotamiento de las reservas y de la incertidumbre respecto de las nuevas reservas. No disponer de una alternativa obliga a corto plazo a redoblar esfuerzos en la búsqueda de más gas natural, independiente del costo.

### **Desincentiva la eficiencia en la generación**

Hasta ahora las Bases Técnicas elaboradas por la autoridad (CNE) para desarrollar los estudios tarifarios para definir los precios del segmento Generación y Transmisión no permiten recoger los precios reales del gas natural, propiciando el desarrollo de inversiones en tecnologías en base a gas natural.

Dado que la empresa de generación, EDELMAG, sólo percibe el valor del gas natural subsidiado, el precio actual desincentiva el cambio tecnológico. Por lo mismo, el Estudio Tarifario no incorpora mejoras tecnológicas en las unidades generadoras ni en los Planes de Expansión.

### **Protege a industrias con alta demanda de energía**

Como el subsidio se aplica a todo el consumo, empresas e industrias que tienen una importante demanda de energía se ven favorecidas con una ventaja competitiva que en términos económicos no es justa, y probablemente tampoco necesaria.



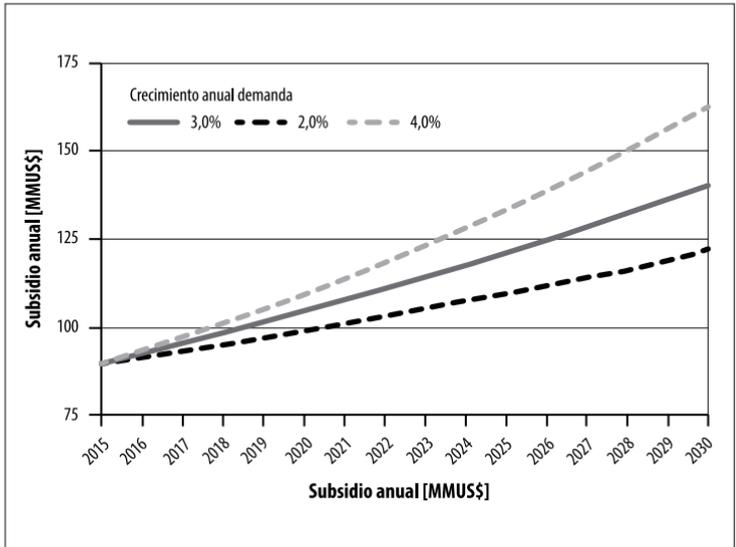
### Subsidio sin tope

El subsidio actual, si no hay un cambio de fondo que considere una matriz energética diversificada y con una inducción al cambio cultural en la utilización de la energía, deberá continuar incrementándose indefinidamente para mantener el precio al usuario final.

El subsidio, que para el año 2015 es de 90 MMUS\$, al año 2030 se incrementaría -sujeto a la tasa de crecimiento- a un valor entre 121 y 162 millones de dólares por año.

Esto significaría un desembolso para el Estado de 1.700 a 2.000 MMUS\$ en dicho período.

**Figura 20**  
**Gráfica subsidio v/s crecimiento**



Fuente: Elaboración propia

## 6.4 Propuestas

El objetivo es racionalizar el consumo de gas natural en la Región, para lo cual se plantea redestinar el actual subsidio al consumo hacia

un subsidio a la inversión en eficiencia energética, manteniendo los desembolsos actuales, y el nivel de confort de los usuarios.

Para lograr esto se propone un plan que se divide en:

### Premio al ahorro de energía

Al usuario residencial que disminuya su consumo se le bonificará en la cuenta el monto en dinero equivalente al valor del gas ahorrado, valorizado al precio subsidiado. El ahorro en gas se calcula sobre la base de un tercio de la diferencia entre el consumo de los últimos tres meses y el consumo de los mismos tres meses del año anterior. Por ejemplo: si el último consumo es de enero 2015, el ahorro es el resultado de restar al consumo de noviembre 2014 hasta enero de 2015 el consumo desde noviembre de 2013 hasta enero de 2014, posteriormente este resultado se divide por tres y sólo si el resultado final es negativo se entiende que hubo ahorro.

**Tabla 3**  
**Cuadro ejemplo premio al ahorro**

Consumo	Boleta Actual	10% de ahorro			20% de ahorro		
		Nuevo Consumo	Nueva Boleta	Ganancia Anual	Nuevo Consumo	Nueva Boleta	Ganancia Anual
[m3/mes]	[\$/mes]	[m3/mes]	[\$/mes]	[\$]	[m3/mes]	[\$/mes]	[\$]
100	7.923	90	6.338	19.015	80	4.754	38.029
300	23.768	270	19.015	57.044	240	14.261	114.088
500	39.614	450	31.691	95.074	400	23.768	190.147
1000	79.228	900	63.382	190.147	800	47.537	380.295

Fuente: Elaboración propia. Datos corresponden al promedio móvil del consumo de los últimos tres meses.

Un usuario que ahorra un 10 % tendría una reducción en su pago anual al equivalente a casi dos meses y medio de consumo; si su ahorro alcanza a un 20 % prácticamente en 5 de los 12 meses pagaría sólo el cargo fijo y el arriendo del medidor.

Esta modalidad implica para el Estado ahorrar en subsidio el doble de lo que debe pagar como premio, debido a que actualmente el precio al usuario final es del orden de un tercio del costo. Eso significa que el Estado gana la mitad del subsidio ahorrado, entregando la otra mitad a quién ahorra.

Por ejemplo, si se reduce el consumo residencial en alrededor de un 10 % (aproximadamente 20 MMm3S anuales), el Estado tendría un ahorro neto, después del pago del premio, de alrededor de 2 MMUS\$ (esto incluye el menor IVA recaudado asociado al premio). Si la reducción es de un 20 %, el ahorro es el doble.

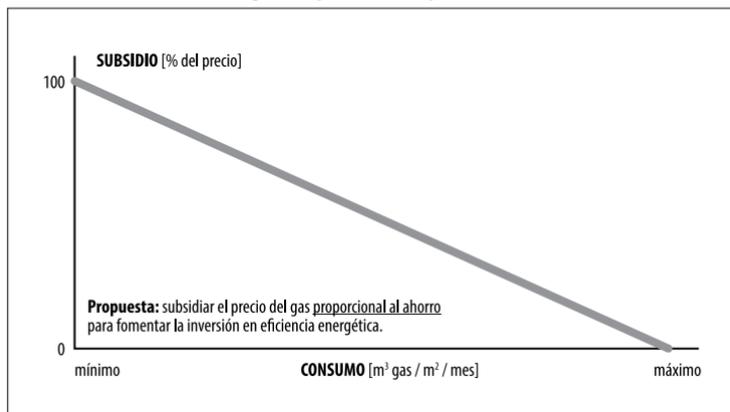
El premio por ahorro considera que es posible ahorrar aumentando la eficiencia energética de la casa y/u simplemente consumir menos. Para mejorar la calidad energética de las casas se requieren recursos, por lo tanto, la regulación debería destinar parte de los montos ahorrados a la eficiencia energética de todos los sectores para evitar que haya un sesgo hacia sectores más adinerados.

### **Ajuste del subsidio**

A partir de un periodo razonable de tiempo, por ejemplo tres o cuatro años, se debe aplicar un ajuste al subsidio acorde con la eficiencia energética de cada usuario, conforme al siguiente criterio:

- A los usuarios cuyo Indicador de Eficiencia Energética (definido como: consumo por metro cuadrado de construcción climatizada) sea inferior a un mínimo establecido, se les mantiene la condición actual.
- A los usuarios cuyo Indicador de Eficiencia Energética supere un máximo establecido, no se aplica el subsidio.
- A los usuarios cuyo Indicador de Eficiencia Energética se encuentre entre el mínimo y máximo establecidos se aplica un subsidio proporcional.

**Figura 21**  
**Metodología de aplicación de ajustes al subsidio**



El valor mínimo y máximo para el Indicador de Eficiencia Energética se deberá definir conforme a los objetivos del Gobierno respecto a la eficiencia energética a lograr. Será necesario fijar metas de consumo por m<sup>2</sup>. Es aconsejable fijar una gradualidad a estas metas de modo de permitir que los consumidores tengan la oportunidad de invertir en mejorar la eficiencia, estableciendo medidas de apoyo para que puedan lograrlas. Así, los ahorros de subsidio al consumo van liberando fondos que permitan subsidiar la inversión en eficiencia energética.

Como referencia se señala que en Magallanes (zona climática N°7 del SERVIU) cumplen con la normativa vigente las edificaciones de categoría E, todas aquellas cuyo uso de la energía se encuentra comprendido entre los 230 y 330 kWh/m<sup>2</sup>/año. La actual meta del Gobierno es lograr para el año 2020 que las construcciones en la zona N°7 demanden entre 150 y 230 kWh/m<sup>2</sup>/año, alcanzando la categoría D. El SERVIU ha estimado que las construcciones existentes demandan en promedio 588 kWh/m<sup>2</sup>/año, muy por encima de lo exigido por la norma.

La propuesta de la Mesa Ciudadana apunta a favorecer el gradual mejoramiento de la demanda de energía térmica por la vía de subsidiar el precio del gas según lo racional de su utilización.

## Medidas complementarias

Este plan debe contemplar una serie de medidas adicionales para alcanzar una implementación amplia, transparente y participativa, entre las que se cuentan:

### Subsidio a familias vulnerables

Al igual como ocurre en la actualidad, además del subsidio que se entrega a ENAP, debe mantenerse un subsidio a las familias más vulnerables. Dadas las dificultades de fiscalización de este subsidio, se puede optimizar buscando indicadores que hagan más simple su asignación.

### Transparencia

Se debe socializar las externalidades negativas. Como primera medida debiera ser transparentado el monto del subsidio percibido en la cuenta del consumidor, a fin de que pueda tomar conciencia del beneficio.

### Visibilidad

Es necesario hacer partícipe los consumidores de sus logros y permitirle realizar seguimiento de los mismos. Por ejemplo, incluyendo en la boleta el consumo el promedio mensual del último año, o el total consumido en ese período, para ir comparando la evolución de sus futuros esfuerzos de ahorro. El consumidor debe poder comparar y constatar el efecto del ahorro.

### Participación

Establecer un sistema de consultas técnicas y económicas, mediante una línea 800 o sitio web, para mejorar el conocimiento y resolver las dudas existentes. Información a través de Municipalidades, Juntas de Vecinos y organizaciones comunitarias. Un usuario informado, es un mejor usuario. Recoger aportes de los usuarios que permitan ir corrigiendo el rumbo.

## **Campañas**

Es necesario realizar campañas para el uso racional del gas, organizando el proceso gradual y sostenidamente, desde la educación pre básica hasta la superior, pasando por las organizaciones sindicales y de empleadores. Por ejemplo, mediante concursos, ferias, exposiciones y actividades colectivas. Este cambio cultural se debe materializar comunitariamente a nivel regional, comunal y barrial.

## **Invertir en proyectos de ahorro**

Crear un fondo adicional al subsidio para proyectos de ahorro de energía, que permitan recuperar el fondo con el ahorro que generará la implementación de estos proyectos. Este fondo se focalizará en ayudar a usuarios que requieran para mejorar sus condiciones de eficiencia y no tengan recursos para efectuarlas.

## **Fisco virtuoso**

Predicando con el ejemplo los inmuebles fiscales y municipales deberán pagar el valor total del gas natural. Por vía sectorial se proveerán los fondos para este gasto y además deberá invertirse en racionalizar el uso de la energía en el sector fiscal y municipal, realizando primero auditorías energéticas, e implantando luego planes de energía participativos. Los ahorros fiscales y municipales resultantes debieran tener visibilidad pública, para promover procesos similares en el sector privado, y plazos ajustados, pero realistas para su realización, del orden de dos años.

Esta acción se debe dar la señal que para el Estado el mejor proyecto energético es lograr una eficiencia energética efectiva y que consecuente con ello parte por sus propias instalaciones.

## **Administración del subsidio ahorrado**

El Estado mantiene el monto actual de 90 millones de dólares que destina a la Región como subsidio al gas natural, velando para que el destino de la mayor parte de este monto se refocalice como



inversión. Para ello debe crearse y reglamentar una instancia que permita administrar el ahorro que se obtenga, el cual deberá destinarse a inversión para proyectos de eficiencia energética y desarrollo o investigación de energías renovables.

### **Certificaciones ISO y otras nacionales**

Se debe promover a nivel tanto público como privado e institucional, los procesos conducentes a la certificación por norma ISO 50001 (2011, sobre gestión de la energía) y otras nacionales en proceso de implantación.

### **Aspectos prácticos y temas pendientes**

La implementación de esta propuesta requiere tener en cuenta una serie de elementos que deben ser previstos, gestionados y financiados con la debida anticipación. A saber:

- Aspectos comunicacionales y organizacionales: Se requiere elaborar un discurso, el coherente con cooperación de todas las partes, articuladas por un organismo coordinador institucionalizado por ley.
- Gestión adecuada y legal de los fondos: el Estado, ENAP y la empresa distribuidora GASCO, u otros, deben elaborar, probar y afinar el funcionamiento de instrumentos adecuados para eficiente coordinación y gestión del proceso.
- Integrar a la empresa distribuidora: GASCO es parte importante en la gestión administrativa y campañas de uso y ahorro de gas natural. Debe asegurarse su participación y administrar los eventuales desincentivos que un menor consumo puedan generarle.
- Definir la mejor forma de canalizar el subsidio: si es vía ENAP implica ajustar la operación actual para contabilizar y aplicar los subsidios y premios, además de establecer adecuados mecanismos de control.
- Recopilar y validar la información sobre las superficies efectivamente climatizada por cada usuario de gas natural, lo que puede aparejar la regularización de planos (ley del mono). Este proceso es muy delicado y arduo, requiere un tratamiento muy sistemático.

- Viviendas y edificaciones nuevas: identificar el tratamiento más adecuado (precalificación energética, certificación o análisis ex post).
- Recintos de uso comercial, industrial, institucional, en arriendo y propiedades compartidas (por ejemplo edificios con un medidor único): determinar la mejor manera de tomarlos en cuenta para estos efectos.
- Analizar y mejorar el estándar del MINVU para las construcciones en la Región.
- Fortalecer las capacidades locales de gestión inmobiliaria, y colaborar con la prensa.
- Formación y calificación de trabajadores para mejoramiento energético de viviendas.
- Colaboración con programas existentes y su mejora: por ejemplo, el mejoramiento térmico de viviendas del MINVU.
- Control de calidad y visibilización pública de los resultados. Por ejemplo, otorgando premios y reconocimientos mensuales o anuales a los usuarios más eficientes por Región, comuna, barrio o manzana.
- Validación y enriquecimiento de la propuesta: Esta propuesta debe ser verificada por diversos organismos e instituciones para analizar, previo a la implementación, los ajustes que se requieren con el fin de lograr un instrumento que se haga cargo de las complejidades asociadas a la misma: esto implica hacerla compatible con las diversas iniciativas del Gobierno, la operación de las empresas relacionadas, recursos y tiempos necesarios.

## **Estrategia Del Estado**

Hay un desafío social en garantizar la habitabilidad de Magallanes, reduciendo responsablemente su huella de carbono y apoyando al mismo tiempo a su población más vulnerable.

Es necesario que el logro de las metas de eficiencia energética en Magallanes sean elevadas al nivel de Estrategia de Estado para la Región. La fijación de metas y la gestión de un proceso social conducente a su logro es una tarea de toda la Región, teniendo es especial consideración la crítica vulnerabilidad de Magallanes



ante el incierto abastecimiento de gas natural y el costo real de incorporar reservas que mantengan el recurso.

Es por eso que se entrega este esfuerzo transversal para contribuir a generar una estrategia definida que sea asumida por el Estado y que facilite la modernización e innovación continua del uso de la energía en Magallanes.

Con la conciencia de la necesidad de cuidar y utilizar adecuada y eficientemente los recursos que se entregan, la idea fuerza es transitar **del subsidio al consumo a la inversión en ahorro.**



## 7. EFICIENCIA ENERGÉTICA

### 7.1 Introducción

Eficiencia Energética implica realizar el mismo o mejor servicio disminuyendo el consumo de energía lo que se puede implementar vía mejora tecnológica, por ejemplo reemplazar ventanas simples por ventanas dobles o triples, pasar de iluminación incandescente a tecnología LED o desde combustión mediante estufas o calentadores localizados a sistema de calderas. También se puede definir cómo hacer lo mismo con menos o más con lo mismo. Es usual que se confunda eficiencia con reducción en el confort: En efecto, estas últimas medidas generan ahorro, pero no se les puede llamar eficiencia energética.

### 7.2 La Eficiencia Energética en Chile

Las medidas de eficiencia energética en Chile se inician el año 2005 cuando se realizan los primeros proyectos de recambio tecnológico y/o reacondicionamiento, sobre la base de la idea de que el mercado regulará la eficiencia energética. Un ejemplo es el etiquetado de los refrigeradores, el efecto que produce es que en un plazo de 3 a 5 años los equipos con mayor eficiencia desplazan a los menos eficientes.

En el año 2014 se ha retomado la implementación del Plan de Acción de Eficiencia Energética, a nivel nacional, incorporando medidas para cumplir la meta de reducción del consumo energético en un 20 % al 2025.

### 7.3 La Demanda Energética

Para partir con el análisis sobre eficiencia energética hay que hacer referencia a la demanda de energía, que en una zona como la de Magallanes, está basada en la demanda térmica que es mucho más relevante que el consumo de electricidad. La constatación



de que sólo aproximadamente el 24 % de gas natural es utilizado para generación eléctrica, indica que el foco de la demanda se ubica en lo térmico, y en especial la demanda por concepto de calefacción.

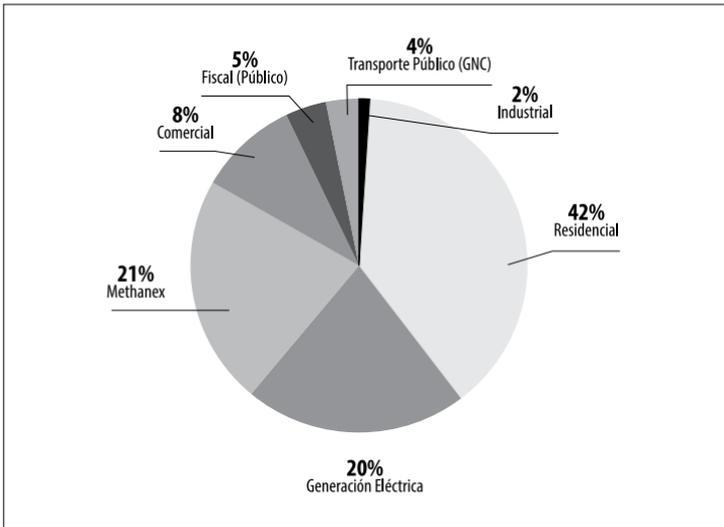
**Tabla 4**  
**Consumo de gas natural en la Región de Magallanes, Año 2014**

Mes	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	GNC	Total
Enero	7.575	2.568	13.474	1.123	1.210	25.950
Febrero	7.263	2.324	12.175	897	1.047	23.707
Marzo	8.953	2.614	11.130	1.316	1.325	25.338
Abril	9.542	3.191	15.418	1.544	1.262	30.957
Mayo	10.064	3.997	20.440	1.917	1.294	37.712
Junio	9.368	4.305	21.076	2.159	1.245	38.153
Julio	9.392	4.624	22.460	2.282	1.326	40.084
Agosto	8.659	4.637	25.461	2.041	1.363	42.161
Septiembre	8.230	4.229	20.381	2.049	1.303	36.192
Octubre	7.948	3.601	19.312	1.750	1.366	33.977
Noviembre	7.504	3.359	17.883	1.505	1.254	31.504
Diciembre	8.821	2.658	13.661	1.248	1.366	27.754
<b>Total</b>	<b>103.318</b>	<b>42.107</b>	<b>212.871</b>	<b>19.832</b>	<b>15.361</b>	<b>393.489</b>

Fuente: GASCO

En la tabla es posible observar la importancia del sector residencial en el consumo del gas natural, que equivale a un 53 % del total, cuyos usos principales son: calefacción, generación de agua caliente sanitaria y preparación de alimentos. En segundo lugar de intensidad de uso se ubica el sector industrial. Del sector industrial resulta importante el consumo asociado a la operación de EDELMAG para generación eléctrica, la que se consume en los sectores residencial, comercial e industrial; es relevante destacar que los dos primeros sectores consumen cerca del 76 % de la energía eléctrica. El consumo de gas natural se incrementa en los meses de invierno, especialmente para el sector residencial asociado al uso de calefacción.

**Figura 22**  
**Consumo gas natural**



Fuente: CERE

En la figura se aprecia la participación de Methanex en el consumo del gas natural durante el año 2013, con un 21%. Las fuentes de dicho suministro corresponden a gas argentino (mayoritariamente) y aportes de algunos CEOP's.

Un aspecto que no recoge este gráfico es el consumo interno de las productoras de gas natural, según los antecedentes disponibles en el conjunto de empresas el consumo interno es similar a la cantidad de gas finalmente vendido. Este es un aspecto muy relevante a ser considerado para mejorar la eficiencia energética regional.

## 7.4 Reglamentación Térmica y Reacondicionamiento Térmico (RT)

Tanto la reglamentación térmica, año 2000 y año 2007, tienen como objetivo: Reducir el consumo de energía en el sector residencial y la contaminación que ésta genera tanto al interior como al exterior de la vivienda.

A nivel de la Región, conforme a la distribución de la demanda, resulta relevante tener un foco en el consumo residencial (54 % del consumo).

Cualquier mirada de futuro respecto de la matriz energética requiere del desarrollo e implementación de planes de eficiencia energética para lograr un resultado óptimo en la Región. La introducción de energías renovables, sin esta consideración, no lleva al resultado deseado.

En la Región entre el 2010 y 2013 se han entregado 3.181 subsidios para reacondicionamiento térmico, siendo esta cifra menor al 10 % de las viviendas existentes. El subsidio está dirigido a los 2 primeros quintiles de ingresos, por lo que se hace necesario generar instrumentos que incentiven el RT en el resto de los sectores económicos u otros instrumentos, como por ejemplo el recambio de sistemas de calefacción, recambio de calderas; incorporación de las ERNC al apoyo en calefacción y ACS.

## 7.5 Programas de Eficiencia Energética en Magallanes

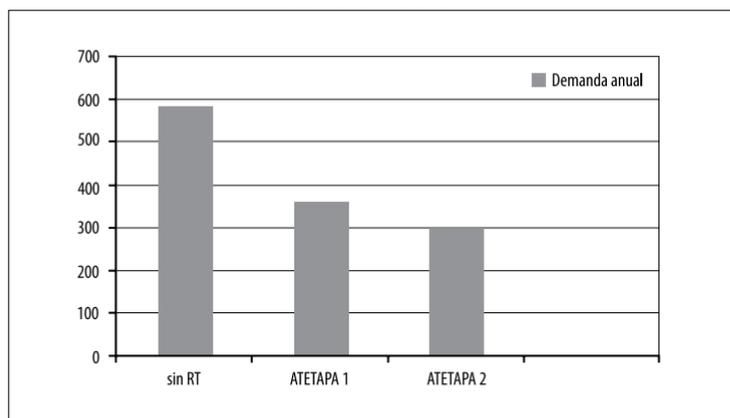
La región de Magallanes tiene un consumo térmico medio de alrededor de 600 kWh/m<sup>2</sup> en el año, esta alta demanda podría explicarse por la situación geográfica o las costumbres, pero sin duda las razones más relevantes son la mala calidad de la vivienda y los hábitos de consumo. La primera reglamentación térmica fue en el año 2000, no existen registros de las construcciones anteriores a ese año, esto ha ocasionado mantener una matriz muy ineficiente en todos los sectores, residencial, comercial, público, etc.

### 7.5.1 Programa de Preservación Patrimonio Familiar

El Ministerio de Vivienda, a través del Programa de Protección del Patrimonio Familiar (PPPF) destina un subsidio para mejorar térmicamente las viviendas, por un valor de 130 UF, lo que sumado al aporte de cada postulante llega a los \$ 2.867.850 por

vivienda. El subsidio está destinado a familias cuyo puntaje en la Ficha de Protección Social no supere los 13.484 puntos, es decir que se encuentre entre el Q1, Q2 o parte del Q3.<sup>15</sup>

**Figura23**  
**Viviendas autoconstrucción**



Fuente: MINVU Nov 2014

La figura muestra la demanda en kwh/m<sup>2</sup>/año en la ciudad de Punta Arenas para las viviendas de autoconstrucción y compara la demanda anual para aquellas viviendas sin reacondicionamiento térmico y aquellas con acondicionamiento térmico.

### 7.5.2 Subsidio Para Mejoramiento Térmico

De acuerdo al estudio realizado por Foretich, el subsidio a familias vulnerables –cuyo monto es \$ 2.867.850 por vivienda– se rentabilizaría en alrededor de 40 años, utilizando el ahorro por menor consumo como flujo en la amortización, en base al precio actual del gas domiciliario. Si se considera el precio del gas sin subsidio, se logra recuperar esa inversión en la tercera parte del tiempo.

<sup>15</sup> Foretich, 2011.

**Figura 24**  
**Zonas de Intervención con Subsidio para Mejoramiento Térmico**



Fuente: MINVU

Esta conclusión del estudio, “Análisis del comportamiento en el consumo de gas natural según nivel de vulnerabilidad, familias de Punta Arenas”, sólo analiza el subsidio desde la perspectiva del ahorro en gas, y deja de lado otros beneficios, como:

- Mejora el confort, seguridad y salud de los habitantes de las viviendas.
- Al instalar o mejorar la aislación térmica, necesariamente las obras intervienen el revestimiento exterior, el interior o ambos, lo que se traduce en mejoras de fachadas o recintos interiores de las viviendas y de esta forma aporta a valorizar la propiedad.
- Permite un incremento de la vida útil de los materiales y por ende del inmueble. La intervención elimina filtraciones de aguas lluvias, humedad producto de condensación en muros y cielos, corrientes de viento, etc., fenómenos todos ellos que afectan negativamente a las viviendas.
- Identificación y corrección de problemas o daños menores, factibles de corregir antes que se requiera una intervención futura de mayor costo.
- Además, los trabajos de mejoras requieren mano de obra especializada, generando empleo a nivel local.

Como comentarios finales de este estudio, se hace mención a la urgencia en atender los casos de viviendas de autoconstrucción y que presentan mayores consumos, como así también focalizar y

flexibilizar el subsidio de mejoramiento térmico de este programa para cualquier otra fuente de recursos.

## 7.6 Otros Beneficios de la Eficiencia Energética

Hay que destacar que la eficiencia energética, tiene impactos que van más allá de la reducción del consumo de gas. Hay una serie de efectos colaterales que es relevante visibilizar para que las autoridades y la sociedad tomen conciencia de la importancia de implementar planes más decididos en esta materia.

### 7.6.1 Beneficios Económicos y Para la Sociedad

- Reducción de los contaminantes.
- Reducción de los costos en los sistemas de salud.
- Reducción en las cuentas de la energía liberando recursos para otros gastos.
- Emplea trabajadores en distintas capacidades en la RT.
- Reducción del consumo, mejorando el balance energético.
- Aporta para el desarrollo económico de las regiones.

### 7.6.2 Barreras de Ingreso

Al mismo tiempo que se visibilizan los beneficios hay que reconocer las barreras para su implementación. Algunas de éstas son:

- Costo Inicial versus el Costo del Ciclo de la Vida del producto o tecnología – siempre hay presión en el mercado para minimizar el primer costo, el producto más barato no es lo más eficiente.
- No hay ningún momento apropiado para invertir en eficiencia energética en el sector productivo o comercial.
- Problemas de información, los que incluyen: la falta de información de los consumidores sobre la disponibilidad y el ahorro de productos energéticamente eficientes, o problemas asociados con el aprendizaje sobre el uso.
- Escasa inversión en innovación y desarrollo tecnológico en eficiencia energética, porque las empresas individuales no pueden cubrir la totalidad de los costos de innovación.



- Dificultades técnicas, asociadas a la falta de capital humano con conocimientos adecuados y/o inexistencia de mediciones.
- Brechas institucionales, como inexistencia o falta de autoridad de gestión de la energía al interior de las empresas, municipios u organizaciones públicas o privadas.

Se necesita un cambio de paradigma respecto al alineamiento entre crecimiento económico y demanda energética, que tiene que ver con un modelo de desarrollo que tendrá el país hacia el futuro. El rol del Estado para lograr el desacoplamiento de la demanda energética del crecimiento económico es clave, ya que es quien debe proponer un Plan Nacional de Eficiencia Energética con soluciones regionales y locales; otorgar los incentivos correctos para las necesarias inversiones que se deben realizar; y velar por la adecuada implementación del Plan de Eficiencia Energética.

Existen esfuerzos en la actualidad en medidas de fomentos para el reacondicionamiento y aislamiento térmico, pero estas representan sólo una parte a la solución integral en materias de eficiencia.

### 7.6.3 Propuestas

- Establecer una Estrategia Regional de Eficiencia Energética (EREE) cuya principal foco debe estar puesto en la reducción de la demanda de energía térmica, a través de una serie de medidas que se adecuen a la realidad de la Región.
- Las medidas de la Estrategia Regional deben estar dirigidas a todos los segmentos de la población: por ejemplo, un incentivo a través de reducción de pago de contribuciones y reacondicionamiento térmico.
- Incremento decidido en montos destinados a los instrumentos de MINVU, PPPF y su subsidio, ya que son insuficientes para la necesidad de la Región.
- La Estrategia Regional de Eficiencia Energética (EREE), debe ir acompañada de capacitación de mano de obra calificada local, que asegure la correcta implementación de las medidas de la Estrategia y tenga un impacto económico positivo para la economía local.

- La Estrategia de carácter regional debe acompañarse con campañas de alfabetización energética, incentivos a emprendimientos, etc.
- Establecer un mecanismo que permita jugar un rol activo a los municipios en materia energética sobre todo en las localidades aisladas donde la generación eléctrica depende de ellos, otorgando por parte del Gobierno Central los recursos humanos y económicos para que se generen soluciones acordes a la realidad local. Esto puede abrir caminos para otro tipo de servicios comunales, como por ejemplo la calefacción distrital, la cual puede ser gestionada a través de cooperativas de servicios. Esta condición debe acompañarse con capacitación a la comunidad para la gestión eficiente del sistema. Existe abundante experiencia internacional al respecto.
- La incorporación masiva de las energías renovables a la matriz eléctrica sólo será posible con un cambio regulatorio. En el proceso de tarificación 2014-2018, el parque óptimo futuro no considera la inclusión de energía eólica ya que la metodología actual del cálculo, que optimiza los menores costos de inversión, operación y mantenimiento, no hace factible su entrada a la matriz energética regional en niveles relevantes para la diversificación del sistema debido a que se usa como base el precio del gas natural subsidiado. Por lo tanto, se propone se realice el cambio necesario en la metodología, que facilite la entrada de las ERNC a la matriz. El Estado debe generar incentivos para la generación distribuida, la cual resulta especialmente atractiva en la Región.
- Los ciudadanos deben promover la generación distribuida incorporándola a través del consumo producido por autogeneración. Esta alternativa es muy atractiva en lugares con buen recurso eólico. La nueva legislación, Ley 20.571 obliga a la generadora a permitir la conexión a la red de equipo de ERNC y de cogeneración, lo que evita el uso de baterías en un diseño de sistema autónomo, lo que reduce los costos de inversión significativamente y hace más eficiente el sistema.
- Establecer mecanismos de regulación para las autoconstrucciones, con el fin de solucionar el problema del aislamiento térmico en estas viviendas, que al no estar regularizadas no pueden acogerse a los subsidios.



- Flexibilizar los subsidios de Eficiencia Energética para que puedan otorgar soluciones acorde a las necesidades locales. Esto es necesario porque, los programas de subsidio para el acondicionamiento térmico son muy rígidos, no pueden redirigirse los montos y muchos materiales y proveedores ya están definidos en los programas y aunque existen productos de mejor calidad no es posible cambiarlos.
- Necesidad de implementar en Punta Arenas una turbo generadora con ciclo combinado con la cual se ahorrarían alrededor de 15 millones de m<sup>3</sup>s al año si se reemplazan 18 MW con una eficiencia de 30 por un equipo con ciclo combinado con una eficiencia de 44 %, con el consiguiente ahorro de gas natural y reducción de emisiones de carbono. Probablemente se requiera incentivo estatal para la inversión inicial.
- Elaborar programas de recambio de tecnología. Por ejemplo, cambiar los actuales termostatos que operan encendiendo o apagando la calefacción al variar una temperatura preseada, a un termostato que permita programarlo en base a bandas horarias en que la temperatura de la vivienda baje cuando no exista nadie en su interior o promover la instalación de sensores en ventanas que operen sobre el sistema de calefacción y lo apague hasta que la ventana esté nuevamente cerrada, con lo que se evitará forzar el funcionamiento continuo de la calefacción.
- Subsidio ABC a la inversión en ahorro: El monto actual del subsidio estatal a ENAP debiera mantenerse, redestinado a incentivar la inversión en eficiencia energética, inversamente proporcional a lo bajo del ingreso per cápita, contra mejoramientos respecto al mismo mes del año anterior desde las boletas de consumo. (ver anexo 2)

## 8. POLÍTICAS DE FOMENTO A LAS ERNC, ASPECTOS REGULATORIOS Y EXPERIENCIAS ASIMILABLES A LA REGIÓN DE MAGALLANES

Las políticas de incentivo a las energías renovables quedan plasmadas la mayoría de las veces en el sistema regulatorio del país o Región donde éstos se aplican. Esto otorga mayor certeza respecto del modelo planificado y reglas de juego tanto a las empresas como a la ciudadanía.

En el contexto global, a principios de 2014, al menos 144 países tenían objetivos en torno a las energías renovables y 138 países contaban con políticas de apoyo a éstas. Las economías emergentes han llevado la expansión en los últimos años y dar cuenta de 95 de los países con políticas de apoyo, frente a los 15 en 2005<sup>16</sup>. En el Anexo 3 se puede encontrar una descripción de las principales políticas de fomento a las Energías Renovables utilizadas en el mundo, y cuáles se pueden encontrar en la política energética nacional.

En Chile el camino hacia una matriz con importante presencia de las Energías Renovables No Convencionales, ha sido lento: el modelo energético vigente fue diseñado hace más de tres décadas, mediante la dictación de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1) de 198. Ese marco delegó en agentes privados la facultad para definir dónde, cómo y cuándo desarrollar los proyectos de generación eléctrica, así como las condiciones tarifarias aplicables a los mayores usuarios, reservándose sólo funciones de fiscalización en general, y planificación indicativa de inversiones.

---

<sup>16</sup> REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9815934-2-6



Un sistema energético donde prima el interés privado por sobre el público, genera vulnerabilidad y contrapone los objetivos privados de la rentabilidad contra una planificación estratégica de largo plazo concordante con el interés nacional.<sup>17</sup> Sin embargo, los defensores del sistema energético chileno y del subsistema eléctrico, sostienen que la privatización y reducción del rol del Estado a prácticamente un mero fiscalizador, permitieron una fuerte inversión y aumento en la cobertura.

## 8.1 Principales Políticas de Fomento Presentes en la Experiencia Internacional

Dada la preocupación por el cuidado del medio ambiente, en una mirada de largo plazo, diversos países han desarrollado e implementado una serie de políticas con el fin de promover el desarrollo de fuentes renovables no convencionales en su matriz, lo que ha permitido que estas fuentes de energía sean las que más están creciendo a nivel mundial.

En el Anexo 3 se presenta en mayor profundidad diversas políticas desarrolladas con este fin, las que se resumen en:

- **Sistemas de tarifas especiales o Feed-in Tariff:** en estos sistemas se fija el precio de las energías renovables, en general por un corto plazo. Esta opción permite lograr un alto crecimiento de estas fuentes en periodos breves.
- **Sistemas de cuotas:** En este caso se fija un porcentaje mínimo de generación de energía en base a fuentes ERNC y fija multas en caso de incumplimiento de cuotas. En Chile, las leyes 20.257 y 20.698, establecen para los grandes generadores (capacidades superiores a 200 MW) deben incorporar un porcentaje creciente de energía generada a partir de estas fuentes, partiendo de 5 % hasta alcanzar un 20 % para el año 2025. Estas leyes no incluyen a Magallanes.

---

<sup>17</sup> Sohr Raúl, 2012, Chile a ciegas. La triste realidad de nuestro modelo energético. Primera edición, mayo de 2012, pp., 11.

- **Sistemas de subastas:** En este caso, se licita una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor entre el conjunto de oferentes de energías renovables.
- **Net Metering o Medición Neta:** A través de esta modalidad se abre la opción que los usuarios finales generen su propia energía y vendan sus excedentes a la empresa distribuidora. En Chile, la Ley 20.571, recientemente promulgada establece esta opción, fijando como precio a pagar por la distribuidora el valor del precio de nudo de energía, con un límite de potencia de 100 KW.
- **Otros:** Otros incentivos que se han establecido son programas de liberación de pagos por transmisión eléctrica; disminución de impuestos; fondos de apoyo a la inversión; garantías y exención de impuestos arancelarios.

## 8.2 Institucionalidad y Aspectos Regulatorios Atingentes a la Región

Existe una serie de aspectos, que se definen por las autoridades que son fundamentales para el adecuado desarrollo de la matriz energética de la Región. Los principales, que se tratan en mayor profundidad en Anexo 6, corresponden a:

- **Sistemas medianos:** El sistema eléctrico de Magallanes corresponde a un sistema mediano. En la actualidad no existe un reglamento que regule la entrada de una nueva empresa de generación al sistema. Producto de ello, el Gobierno está desarrollando un Reglamento de Sistemas Medianos que ya se encuentra en su último trámite en Contraloría General de la República, conforme a la Agenda Energética sería publicado en el primer trimestre del año 2015. El contar con este reglamento a la brevedad es relevante para la Región, siendo parte de las condiciones que permitirá una mayor participación de fuentes ERNC en el abastecimiento eléctrico regional. La agenda energética del gobierno considera también el envío de un proyecto de ley para los Sistemas Medianos durante el primer trimestre de 2016, plazo que parece excesivo, considerando los tiempos legislativos, y dada la premura por contar con un marco jurídico que otorgue certeza respecto de las políticas de incentivo con que contarán las ERNC, y el rol que jugará el Estado en éstos Sistemas Medianos.



- **ENAP:** Esta empresa, actor fundamental en el desarrollo regional, ha incrementado e nivel de inversiones con el fin de aumentar las reservas de hidrocarburos, con los resultados indicados en el diagnóstico. Esta empresa es el canal usado por el Gobierno para entregar el subsidio que mantiene acotado el precio del gas natural regional, con un monto de alrededor de 90 MMUS\$ para el año 2015. En la Agenda Energética presentada por el Gobierno se establece el rol fundamental que deberá jugar esta empresa en materia de energía, para lo cual hoy se está proponiendo una modificación de la normativa para permitir que participe además en la generación y transmisión de energía eléctrica.
- **Gas natural:** Después de las movilizaciones del año 2011, se acordó desarrollar una ley que regulara el valor del gas natural, su distribución y servicios afines y a la vez definir por ley el subsidio a esta fuente para Magallanes. Este proyecto no ha avanzado, el último trámite legislativo fue el 6 de marzo de 2012 cuando se retiró la urgencia a su tramitación. En enero de 2015 el Gobierno presentó un proyecto de ley que modifica la ley de servicios de gas, que para el caso de Magallanes establece un procedimiento y metodología para los servicios de gas y afines, diferenciando dos componentes para el precio del gas: el valor del gas al ingreso del sistema de distribución y el valor agregado de distribución.
- **Tarifificación eléctrica:** La tarifa eléctrica se compone de tres términos: precio de nudo, cargo único por uso de troncal y valor agregado de distribución. Cada 4 años se desarrolla el estudio tarifario de generación, siendo el más reciente el que fija las tarifas para el período 2014-2018, con el cual se regula el precio de nudo y se define el plan de expansión óptimo. Lo mismo ocurre en forma desfasada, cada 4 años, para el valor agregado de distribución. Respecto de las fuentes ERNC la normativa vigente establece que se deberán priorizar en caso de igualdad de costos con las fuentes tradicionales.

## 8.3 Experiencia Internacional Asimilable a la Región de Magallanes

### 8.3.1 Comunas Autosuficientes o Autónomas Energéticamente

La región de Magallanes por sus condiciones climáticas y de aislamiento, con localidades que no poseen conexión por tierra con la capital regional u otras ciudades, tiene la necesidad, sino la obligación, de fomentar la autonomía energética para pequeñas localidades. Esta posibilidad es real, pero imposible de implementar sin el apoyo y planificación por parte del Gobierno Central, Gobierno Regional, el compromiso de los municipios, y la participación de la comunidad involucrada.

Ejemplos exitosos en la coordinación virtuosa entre incentivos adecuados, la actitud proactiva del municipio, y una ciudadanía organizada, son extensos en la experiencia internacional. Uno de éstos es la ciudad de Grossbreitenbach, con 2.700 habitantes es completamente autosuficiente, tanto en su demanda térmica como eléctrica y estas son suministradas en su totalidad con energías renovables, en total 67 GWh/año. La oferta energética está compuesta por un mix de las fuentes disponibles en la localidad: energía solar, energía eólica, biomasa, hidroelectricidad de pasada, molino, y geotermia de baja entalpía. Existe obligatoriedad de estándares de eficiencia energética, tanto a nivel residencial como industrial y comercial. La ciudad tiene 25.000 huéspedes durante el año, ya que es un pueblo de reposo y descanso.

La independencia es posible. Clave en el caso de este pueblo, es la tenencia de las redes de calor y eléctricas, ya que estas están en manos comunales, lo que permite mayor injerencia de los habitantes, no así, si estas fuesen empresas privadas. Por lo mismo, en varias localidades de Alemania, se observa una tendencia a recuperar activos que fueron cedidos a la empresa privada.

Otro excelente ejemplo es la isla danesa llamada Samsø, ubicada en el mar Báltico, aproximadamente 15 kilómetros al norte de la península danesa de Jutlandia, y tiene alrededor de 4.500 habitantes. La historia de esta isla es sorprendente. En 1997 el ministerio de energía danés realizó un concurso para convertir a



una comuna del país como la primera capaz de autoabastecerse completamente de energías renovables. La iniciativa se enmarcaba en un plan oficial del Gobierno danés que pretendía llegar a cubrir un 35 % del requerimiento energético del país con energías renovables en 2030. El concurso buscaba descubrir en qué medida una Región, utilizando tecnologías disponibles, estaba en condiciones de abastecerse con energías alternativas, la ganadora sería aquella comuna que presentara el plan más convincente para la reducción de energías en los ámbitos del consumo, transporte y producción, a la vez que un concepto sólido para la participación vecinal.

El concurso logró movilizar a la población de Samsø, pues ese mismo año había anunciado su cierre una planta faenadora de cerdos, dado que los altos precios del petróleo encarecían demasiado el transporte para distribución. En 1998 la isla resultó ganadora, transformándose en un ejemplo paradigmático de aplicación de proyectos innovadores para la organización y el financiamiento de proyectos de energías renovables en una comuna. En el plazo de 10 años, la isla logró el objetivo de contar con un suministro energético autónomo, utilizando energía eólica, biomasa y solar. La particularidad de este proyecto radica en que el suministro eléctrico y calórico de los isleños es descentralizado y se genera a través de varias plantas distribuidas por la isla. Convergen distintas formas de propiedad y figuras legales coexistiendo proyectos ciudadanos con modalidad de cooperativa, plantas operadas por proveedores de energía regionales tradicionales y empresas privadas. La iniciativa primera para la instalación de las plantas fue siempre de los isleños.

En Samsø existen actualmente cuatro centrales de biomasa, que proveen a los hogares de calefacción garantizando trayectos de transporte cortos. La generación de calor se produce por medio de la combustión de paja y madera disponibles en las cercanías de las respectivas plantas. En el norte de la isla, el suministro de dos pequeñas localidades se realiza por medio de una planta solar de 2.500 m<sup>2</sup>. La planta es propiedad de un proveedor local de energía, que también opera la central de biomasa más antigua, que data de 1994. En el sur de la isla existe otra planta de biomasa,

propiedad de una cooperativa formada por 232 isleños, y que se encarga del suministro de dos pueblos. La operación de la cuarta central de biomasa está en manos de una sociedad anónima. En el Consejo de Supervisión de la sociedad anónima participan isleños y miembros del Gobierno comunal.

Antes de la instalación de las distintas redestérmicas, los habitantes podían hacerse parte con el equivalente a 10 euros, sabiendo que más tarde deberían asumir completamente los costos. Por esta vía, se aseguraron las correspondientes cuotas de participación ciudadana necesarias. Por medio de ese procedimiento, sin embargo, los isleños son responsables del pago de los créditos que se contrataron para construir la planta, lo que afecta el nivel de los precios, los que de todas formas, debido a su origen en la biomasa, son más bajos que el precio del petróleo o del gas. Además los isleños reciben subvenciones directas del ministerio de energía danés.

El suministro eléctrico en la isla se realiza exclusivamente con energía eólica y de él participan inversores privados, la mayoría isleños, y dos cooperativas. La participación en la propiedad en su mayoría de isleños, asegura la aceptación del ruido que generan las plantas. La distribución de la energía, por el contrario, se realiza de manera centralizada por medio del proveedor regional de energía, que también mantiene una línea eléctrica hacia el continente, a través de la cual la energía sobrante en la isla se introduce en la red y genera ganancias para los inversores.

La participación democrática de los isleños se posibilita especialmente a través de la "EnergiAkademiet" o Samsø Energy Academy de propiedad de los habitantes de Samsø, que no sólo funciona como centro educacional y de información para el intercambio con el continente danés y los interesados internacionales. Bajo el nombre Samsø 2.0 los isleños diseñan el plan maestro que continúe con nuevos desafíos. Para la próxima década, los habitantes planifican cubrir el 50 % de las operaciones del transporte público con energías renovables. Mecanismos como el uso comunitario de un parque automotriz común contribuirán al desplazamiento sustentable de los



habitantes. En febrero de 2015 se recibió la noticia de que había comenzado a operar el nuevo ferry con GNL. Al 2030 Samsø tiene planificado inaugurar un parque eólico de 10 aerogeneradores que compensará la energía fósil utilizada por el transporte en y hacia la isla.

### 8.3.2 Cooperativas Energéticas

Existen numerosas experiencias exitosas en el mundo, con localidades que han implementado cooperativas energéticas en donde todos los actores involucrados trabajan en forma mancomunada. Las ventajas que poseen las cooperativas energéticas, son muchas, quizá la principal es que la comunidad participa en el diseño de la solución energética desde su génesis, por lo que se generalmente se logran proyectos a escala ajustada a las necesidades de la comunidad. Otra ventaja relevante es que la oposición de la comunidad a los proyectos energéticos es casi nula, ya que la propiedad se encuentra desconcentrada y distribuida entre quienes poseen derechos en la cooperativa, esto a su vez incide en una mayor aceptación al daño medioambiental que éstos puedan producir, el que de todas formas es muy menor dado el tamaño de los proyectos. Por último, las cooperativas energéticas constituyen un elemento importante en la conformación de comunidades más integradas, ya que para asegurar su éxito, se requiere el trabajo mancomunado del Gobierno local, y la comunidad organizada.

### 8.3.3 Leyes y Programas Especiales Para Zonas Aisladas y Para Calefacción

En Brasil existe un programa de incentivo ERNC para sistemas aislados, el cual consiste en un subsidio de hasta el 75 % del costo de la inversión de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables, para ser utilizadas en zonas aisladas. Esto surge debido a que diversas ciudades de la Amazonía no están conectadas a la red de transmisión principal, lo que hace que exista una alta generación diésel de relativamente bajo costo, pero de altas emisiones.



Un subsidio como el recién descrito pareciera ser el indicado a aplicar en zonas aisladas en la Región de Magallanes, donde se dificulta invertir en equipos de generación mediante ERNC, pero que éste tipo de energía constituye una gran oportunidad de abastecimiento autónomo reduciendo su dependencia del combustible fósil.

Otra ley que puede resultar muy interesante para el caso de la Región de Magallanes, es la ley de calor renovable alemana, la que busca incrementar la participación de calor renovable a 14 % para 2020. Los propietarios de las nuevas construcciones están obligados a que una parte de su calefacción provenga de energía renovable, mientras que los propietarios de construcciones viejas obtienen apoyo financiero para hacer renovaciones. Este fondo fue recortado temporalmente durante la última crisis económica, aun cuando cada euro que se gasta aquí genera más de 7 euros en inversión privada. Ahora, el programa se encuentra nuevamente en activo.

Los propietarios de vivienda, pequeñas y medianas empresas, trabajadores por su cuenta, lo mismo que municipalidades pueden solicitar financiamiento especial para los siguientes tipos de sistemas:

- Colectores de calor solar pequeños y grandes.
- Calderas alimentadas con biomasa con sistemas de alimentación automática (como pellets de madera).
- Masificadores de alta eficiencia a base de leña.
- Bombas de calor eficientes.
- Proyección de dichos sistemas.

### **8.3.4** Propuestas

- Aprobación del proyecto de ley (Boletín N° 592-3621) que en el marco de un proyecto de ley de modificación de la Ley N° 20.365, que establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos, propone también la modificación del artículo 2° del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, del año 1986, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 9.618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo.



Se establece una habilitación para que la Empresa pueda participar a través de sociedades, con determinados requisitos de cumplimiento de uso y responsabilidad de endeudamiento y compromiso fiscal, en actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica y transporte necesario para conexión a un sistema eléctrico, así como todas las actividades comerciales e industriales relacionadas o necesarias para dicha participación. Se sugiere la aprobación de esta ley, que sitúe a ENAP como una empresa nacional de energía que priorice los proyectos energéticos sustentables.

- Respecto de la ley 20.571 (Net Metering) que introdujo el sistema de medición neta o Net Metering, esta considera que la empresa distribuidora compensa al particular por la energía incorporada al sistema con el precio de nudo de energía, es decir, se paga sólo el precio que tiene la energía previo a ser transmitida y distribuida, contemplando instalaciones de hasta 100 KW. Se insta al Gobierno otorgue urgencia a la Moción Parlamentaria, ingresada el 19 de junio de 2013, propone modificación a la ley 20.571 (Boletín 8999-08), en el sentido de remunerar la electricidad inyectada, al precio que el usuario compra esa energía, contemplando además instalaciones de hasta 300 KW, con la finalidad de que exista un real incentivo a la generación distribuida en el país y en la Región.
- Mientras para el SING y el SIC la ley 20.698 establece una meta clara de lograr que un 20 % de la matriz eléctrica chilena provenga de fuentes ERNC al 2025, para los sistemas medianos, la misma ley sólo establece al agregar el artículo 174 bis a la Ley General de Servicios eléctricos: "los planes de expansión de instalación de generación de cada sistema mediano, deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando la expansión eficiente del sistema". Resulta demasiado general la redacción para los Sistemas Medianos, por lo tanto, se propone que se establezca una meta específica para los sistemas medianos ajustada a la realidad de las regiones involucradas. Para la ley 20.698 se debe solicitar una meta como la 20/25 adaptada para las regiones de Aysén y Magallanes. Esta ley al establecer que se deberán considerar las ERNC en una expansión eficiente del



sistema, entonces en los procesos de tarificación difícilmente entran las ERNC porque con el subsidio al gas, las ERNC no son competitivas. Los procesos de tarificación deben comparar las distintas fuentes con valores sin subsidio. Hay que hacer una modificación de ley que para efectos de definir el parque óptimo se considera el valor completo del gas natural y con eso se elimina la restricción y contradicciones con respecto al sistema eficiente y que sea más barato para el usuario final lo cual no permite en la actualidad el ingreso de las ERNC por el subsidio del gas.

- Modificaciones tarifarias para las fuentes energéticas contaminantes, se propone que se internalicen los costos asociados que producen.
- Urge una regulación especial para los sistemas medianos, la ley 19.940 crea el concepto de Sistemas Medianos, pero no se establece una regulación especial, en general la regulación eléctrica sólo utiliza el término “Sistemas Medianos” para excluirlo de ciertas políticas de fomento a las ERNC (ley 20.257 y 20.571) pero no se establecen políticas de fomento especiales para estos sistemas.
- Cumplimiento y agilización de los plazos propuestos por la Agenda Energética en materia legislativa. Insistir en el sentido de urgencia que tiene una ley para los sistemas medianos. Lo que la agenda legislativa menciona y que serían importantes para la Región, la modificación del reglamento para los sistemas medianos que sería para el primer trimestre del 2015 (la cual ya se encuentra en Contraloría General de la República), una ley de eficiencia energética al cuarto trimestre del 2015, la modificación a ley de ENAP a más tardar durante el primer trimestre del 2016, la modernización y fortalecimiento de la superintendencia de electricidad y combustibles el primer trimestre de 2016, marco regulatorio de los sistemas medianos, primer trimestre 2016, además de la anunciada ley de asociatividad que genera bastantes dudas respecto de su pertinencia.
- Plan de Expansión: permitir mayor competitividad de diferentes tecnologías: Plan de Expansión debe considerar precio mercado de combustibles, para generar plan de inversiones robusto y sustentable en el L/P (criterio evaluación de riesgos), aun cuando las tarifas a usuario final pueden considerar precios de

combustibles subsidiados, para evitar impacto en cliente.

- Reconocimiento de inversiones: No se reconocen necesariamente las inversiones en toda su vida útil, ya que las instalaciones que surgen de plan de expansión obligatorio, pueden no estar reconocidas en procesos futuros. Existe necesidad de evaluar el tratamiento de las inversiones asociadas a los cambios tecnológicos.
- Complementar la actual Ley de Energías Renovables No Convencionales con la introducción de un sistema de tarifas especiales, política de fomento que no existe en Chile, para pequeños generadores, por un tiempo limitado (dos o máximo tres años), de modo de impulsar fuertemente las inversiones privadas en ERNC. De este modo se desconcentra la matriz energética y se fomenta la asociatividad.
- El Gobierno ha anunciado el envío de un proyecto de ley de asociatividad, que por lo que se ha conocido, sería más bien una ley de compensación económica a municipios y localidades afectadas por daño ambiental. Se propone el envío de un proyecto de ley que fomente la asociatividad entre localidades para la creación de cooperativas energéticas y la participación efectiva de la comunidad en el proceso de diseño de los proyectos energéticos propuestos por privados.

## 9. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

En el presente capítulo se entrega un resumen de las propuestas y conclusiones, las que se encuentran con un mayor detalle al final de los capítulos correspondientes.

### 9.1 MATRIZ ENERGÉTICA

Ante el escenario incierto de reservas de gas natural, es necesario planificar el futuro con nuevas fuentes energéticas que resulten socioambientalmente sustentables. Es importante que la comunidad tenga pleno conocimiento de la situación actual en materia energética (seguridad de abastecimiento futuro, costo actual y valor de alternativas disponibles, normativa vigente, etc.). La energía eólica en la generación eléctrica debe incorporarse desde ya hasta alcanzar el máximo técnico.

Se debe establecer una meta de incorporación de ERNC en la matriz de Magallanes.

Se requiere que el Estado defina reglas claras que generen las señales necesarias para que las decisiones que se tomen sean las correctas. Por ejemplo: las comparaciones entre fuentes energéticas deben realizarse en base a valores sin subsidio.

Desarrollar e implementar un plan de eficiencia energética con metas de ahorro que debieran ser superiores a las del país, 20 % al año 2025.

El Estado debería comprometer recursos para investigar opciones de fuentes ERNC, por ejemplo mareomotriz.

Se requiere de un fortalecimiento de la institucionalidad ambiental, con el fin de asegurar que los proyectos energéticos cumplan con las exigencias establecidas en la Resolución de Calificación ambiental.

### 9.2 GAS NATURAL, DEL SUBSIDIO AL CONSUMO A LA INVERSIÓN AL AHORRO

Dado que el actual subsidio genera una serie de impactos negativos (ver Capítulo 6) se propone que el monto que entrega



anualmente el Estado, se ajuste y redistribuya gradualmente con un foco en la eficiencia energética, de tal manera de lograr una disminución en el consumo sin afectar el nivel de confort. Para estos efectos se propone un plan que contempla:

**Premio al ahorro:** este premio considera que por cada unidad de reducción de consumo que logre un usuario, el Estado lo premiará descontando de su cuenta una unidad adicional (1+1).

**Ajuste al subsidio:** después de un período razonable, de tres o cuatro años, ajustar el subsidio para los usuarios en función de un indicador de eficiencia energética, de tal manera que quién logra el estándar establecido mantiene la totalidad del subsidio, mientras que quien supere dicho nivel de consumo verá reducido el subsidio proporcionalmente a su indicador de eficiencia.

Este plan considera medidas complementarias entre las que se cuentan:

- Para las familias vulnerables: mantener tanto el subsidio al gas natural como el subsidio directo que hoy reciben.
- Se debe informar a la comunidad de los impactos del subsidio al gas natural.
- Se debe implementar un sistema de participación para informar y resolver dudas.
- Crear un fondo adicional al subsidio para desarrollar proyectos de ahorro de energía, focalizado en usuarios que lo necesiten para implementar este tipo de iniciativas.
- Los inmuebles fiscales deben pagar el valor del gas natural sin subsidio y deben implementar planes de eficiencia energética.

### 9.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Hasta la fecha, el crecimiento del país se correlaciona directamente con la demanda energética. Se necesita que el Estado desarrolle e implemente un plan que permita desacoplar estas dos variables. Para que esto ocurra se propone:

- Establecer una Estrategia Regional de Eficiencia Energética dirigida a todos los segmentos de la población (por ejemplo: reducción de contribuciones en función de acciones de eficiencia) complementado con un incremento a los montos

- destinados a los instrumentos del MINVU, PPPF y su subsidio.
- Capacitación para disponer de personal calificado local para implementación de medidas de la Estrategia.
  - Establecer mecanismos que permitan a los municipios jugar un rol activo en materia de energía, en especial en las localidades aisladas donde la generación eléctrica depende de ellos.
  - Promoción a la generación distribuida.
  - Establecer mecanismos de regulación para autoconstrucciones para que se puedan acoger a los subsidios.
  - Flexibilizar subsidios para que puedan aprovechar las mejores prácticas.
  - Establecer mecanismos o medios de regulación que permitan implementar medidas de eficiencia energética en la generación eléctrica (fuentes ERNC, ciclo combinado, etc.).

Como una propuesta concreta se adjunta en Anexo 3: Subsidio a la Inversión en Ahorro.

## 9.4 POLÍTICA DE FOMENTO A LAS ERNC Y ASPECTOS REGULATORIOS

El Estado, en su rol de regulador, tiene una gran incidencia en materias de matriz energética, tanto desde el punto de vista de cuáles son las fuentes y tecnologías que promueve como de impulsar un eficiente uso de las mismas. En este sentido, y considerando las condiciones regionales, se propone:

- Aprobación del proyecto de ley (Boletín N° 592-3621) que establece franquicia tributaria para sistemas solares térmicos. El mismo proyecto de ley establece que ENAP puede participar en actividades de generación y transporte de energía eléctrica, lo que puede resultar de gran interés para la Región.
- La implementación de una meta como la 20 % ERNC al 2025 presente en la ley 20.698, que deja afuera al Región de Magallanes, adaptada a la realidad regional.
- Se insta al Gobierno otorgue urgencia a la Moción Parlamentaria, ingresada el 19 de junio de 2013, propone modificación a la ley 20.571 (Boletín 8999-08), en el sentido de remunerar la electricidad inyectada, al precio que el usuario compra esa energía, contemplando además instalaciones de hasta 300 KW, con la finalidad de que exista un real incentivo a la generación distribuida en el país y en la Región.



- Reconocimiento de inversiones en generación: hoy no se reconocen necesariamente las inversiones en toda su vida útil, ya que los equipos que se definen en un nuevo plan regulatorio podría no reconocer los que se definieron en planes anteriores.
- Complementar actual Ley de ERNC con un sistema de incentivo a través de tarifas especiales para pequeños generadores, por un tiempo limitado, para impulsar inversiones privadas.
- Desarrollar un proyecto de ley que fomente la asociatividad entre localidades para la creación de cooperativas energéticas y la participación efectiva de la comunidad en el proceso de diseño de los proyectos energéticos propuestos por privados.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- Alerta Isla Riesco, 2014. "Isla Riesco, patrimonio natural, cultural y productivo, Amenazado" ponencia en seminario Desafíos Energéticos en Magallanes.
- Azocar R. 2010, "El mercado del gas natural en la Región de Magallanes" ponencia en seminario Diversificación Energética de Magallanes
- CONAF portal web, [www.conaf.cl](http://www.conaf.cl)
- EDELMAG, 2013. Memoria Anual.
- ENAP, 2013. Memoria Anual.
- Fernández A, 2014. "Situación actual de la energía en Magallanes" ponencia en mesa de gestión territorial y Asociatividad.
- GASCO, 2013. Memoria Anual.
- GORE Magallanes, 2011. Estrategia regional de desarrollo de Magallanes y Antártica Chilena 2012 – 2020.
- GORE Magallanes, 2014. Plan regional de ordenamiento Territorial Informe Ambiental.
- GORE Magallanes, 2011. Agenda de Fomento Productivo para el desarrollo Económico local 2012 - 2015 - Caracterización Económica Comunal.
- INE portal web. [www.ine.cl](http://www.ine.cl)
- INE Magallanes, 2014. Índice Actividad económica regional.
- Jadresic A., 2010. "El desafío Energético en la Región de Magallanes" ponencia en seminario Diversificación Energética de Magallanes.
- Flavia Liberona, Fundación Terram, 2014. "Desafíos Energéticos en Patagonia" ponencia en seminario Desafíos Energéticos en Magallanes.
- Fundación CEQUA, 2014. Difusión bases evaluación de impacto ambiental para energías marinas, proyecto FIC-r 2012, código BIP 30127736-0. Informe final. 304 pp.
- MasEnergía, 2011. Estudio Matriz Energética Magallanes.
- Pecket Energy, 2014. Generación Eólica ponencia en seminario Desafíos Energéticos en Magallanes.
- Pecket Energy, 2014. Proyectos de generación de gas sintético y generación eólica.
- POCH Ambiental, 2010. Diagnóstico, Análisis de modelos



de financiamiento y recomendaciones de coberturas y/o instrumentos de mitigación de riesgo para las Energías.

- Proaño J., 2014. Diagnóstico para la conformación de una Mesa Ciudadana por una Estrategia Energética participativa para Magallanes.
- Rojas Lisandro, 2010. “El futuro del petróleo y el gas natural en Chile” ponencia seminario “Futuro del petróleo y gas” Colegio de ingenieros.
- Romero J., 2007. “Cuantificación, caracterización y análisis de la comercialización de leña en Puerto Williams, Isla Navarino, XII Región”.
- Soza, S. Aroca, P., 2010. Oportunidades perdidas en Magallanes.
- Tokman M., 2010. “Magallanes Tierra de Energías” ponencia en seminario Diversificación Energética de Magallanes.
- Tellez, A., 2012. Prestación de Servicios de Turismo Aventura en Magallanes, ponencia en Seminario ATTA Magallanes.
- UMAG, 2014. Evaluación Ambiental Estratégica Propuesta de matriz energética para Magallanes 2050.

## **ANEXO 1: Informe de Alerta Riesco: “Impacto de la Minería del Carbón en Magallanes”**

### **1. Extracción de Carbón**

Magallanes cuenta con una cuenca carbonífera con reservas estimadas de 5.400 MMton de las cuales, unas 360 MMton tendrían un potencial de extracción. El carbón existente es del tipo sub-bituminoso B y C, el cual tiene un bajo poder calorífico en comparación con otros tipos de carbones (promedio 9000btu/lb). En la actualidad hay dos minas de carbón a rajo abierto en Magallanes: Mina Pecket y Mina Invierno, siendo esta última la mina de carbón a rajo abierto más grande del país y la primera de cinco minas que pretenden realizarse en Isla Riesco.

La composición geoquímica del carbón de Isla Riesco y Mina Pecket, es representativa del manto carbonífero de la Región de Magallanes, que se caracteriza por: a) concentración de Azufre, superior al límite Concentración Ambiental Aceptable (CAA) ( Tablas 1 y 2), b) alto contenido de cenizas (entre un 15 a 30 % de muestras sobre el Límite Máximo de Concentración Permisible(LMCP)) (Tabla 1) y c) presencia de elementos químicos peligrosos: seis de ocho de ellos (Arsénico, Berilio, Cromo, Mercurio, Manganeso y Níquel) medidos en carbones de Isla Riesco están presentes en tenores por sobre límites superiores a CAA y tres (Arsénico, Mercurio y Manganeso) están presentes en niveles superiores a los tolerables (Tablas 1 y 2). En el caso de Isla Riesco, su carbón tiene un alto potencial de drenaje ácido (Tabla 3).

En consecuencia, corresponde clasificar a los carbones de Isla Riesco como altamente contaminantes.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> Para detalles véase: Informe Geológico Isla Riesco, Pinto K. &Montecinos P. 2011



## 2. Impactos de la minería de carbón en Magallanes

Si bien actualmente todo el carbón extraído en Magallanes se envía a termoeléctricas del Norte de Chile y se exporta al extranjero, los posibles impactos regionales en términos socio-ambientales son variados (Alerta Isla Riesco, 2014), e incluyen a) Contaminación de aire, b) Contaminación de aguas, c) Contaminación de suelo, d) Contaminación acústica, e) Tala rasa de bosque nativo, f) Alteración de humedales, turberas, pampas, g) Destrucción y alteración de hábitats de fauna silvestre, h) Impacto en actividades productivas, i) alteración de la calidad de vida de los habitantes cercanos, j) riesgos asociados al transporte del carbón vía marítima, k) alteración y rediseño de cuencas hídricas y k) destrucción de patrimonio arqueológico .

Parte de esto hoy se ve reflejado en el pasivo ambiental que quedó de la antigua explotación de mina Pecket hecha por Cocar y por la sanción aplicada por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) a la empresa privada, Minera Invierno por 211 UTA, en diciembre de 2014, por incumplimiento ambiental debido a la ineficiencia en el manejo de las piscinas de decantación, con los consiguientes problemas de descargas y contaminación de aguas en los chorrillos aledaños y otros incumplimientos de la RCA (Resolución de calificación ambiental del proyecto Mina Invierno 2011). Actualmente existen nuevas denuncias por contaminación del chorillo invierno 2 y Seno Otway, y la destrucción de un humedal en las costas de Isla Riesco, que están siendo investigadas por la SMA.

## 3. Composición Geoquímica del Carbón

El carbón está compuesto por 96 elementos químicos, de los cuales una gran mayoría está presente en proporción de 1 a millón, es decir en partes por millón (ppm). La Figura 1 muestra a los elementos químicos detectados en el carbón (Schweinfurth, 2009):

- Se representan a elementos mayores cuya concentración es igual o mayor que 1 %. Es importante destacar que el Azufre (S) está ligado tanto a la parte orgánica del carbón y una proporción a parte inorgánica del carbón, (Wang et al., 2007; Schweinfurth, 2009; Wang et al., 2010; Silva et al., 2011).
- Se representan elementos químicos menores, es decir elementos en concentraciones entre 0.01 a 0.99%. Retenidos tanto en la parte orgánica como inorgánica del carbón.
- Se representan elementos químicos presentes en trazas, es decir en proporciones menores a 0.001%, es decir menores a 1ppm.

**Elementos químicos peligrosos para el ser humano y el medioambiente:** Estos elementos determinados por la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA, 1996). De estos elementos químicos para el caso de Mina Pecket existen datos para todos los elementos salvo para el Flúor (F) (datos extraídos de Schweinfurth, 2009). En el caso de Isla Riesco, CORFO (1981) no reporta los valores de estas concentraciones de estos elementos químicos, mientras que en el EIA “Proyecto Mina Invierno” son incluidos datos para gran mayoría de estos elementos (Tabla 2) salvo que no existen datos para Selenio (Se), Cloro (Cl) y Flúor (F). Estos datos aparecen como “Informes de Ensayos” al final del Anexo I.3 de aquel EIA (Anexo I.3 del Capítulo 1).



Figura 1  
Tabla Periódica de los Elementos Químicos

1 H Hidrógeno																	2 He Helio														
3 Li Litio	4 Be Berilio											5 B Boro	6 C Carbono	7 N Nitrógeno	8 O Oxígeno	9 F Fluor	10 Ne Neón														
11 Na Sodio	12 Mg Magnesio											13 Al Aluminio	14 Si Silicio	15 P Fósforo	16 S Azufre	17 Cl Cloro	18 Ar Argón														
19 K Potasio	20 Ca Calcio	21 Sc Escandio	22 Ti Titanio	23 V Vanadio	24 Cr Cromo	25 Mn Manganeso	26 Fe Hierro	27 Co Cobalto	28 Ni Níquel	29 Cu Cobre	30 Zn Zinc	31 Ga Galio	32 Ge Germanio	33 As Arsénico	34 Se Selenio	35 Br Bromo	36 Kr Cripton														
37 Rb Rubidio	38 Sr Estroncio	39 Y Ytrio	40 Zr Zirconio	41 Nb Niobio	42 Mo Molibdeno	43 Tc Tecnecio	44 Ru Rutenio	45 Rh Rodio	46 Pd Paladio	47 Ag Plata	48 Cd Cadmio	49 In Indio	50 Sn Estano	51 Sb Antimonio	52 Te Teluro	53 I Yodo	54 Xe Xenón														
55 Cs Cesio	56 Ba Bario	57 La Lantano	58 Ce Cerio	59 Pr Praseodimio	60 Nd Neodimio	61 Pm Prometio	62 Sm Samario	63 Eu Europio	64 Gd Gadolinio	65 Tb Terbio	66 Dy Dysprosio	67 Ho Holmio	68 Er Erbio	69 Tm Tulio	70 Yb Yterbio	71 Lu Lutecio	72 Hf Hafnio	73 Ta Tantalio	74 W Wolframio	75 Re Renio	76 Os Osmio	77 Ir Iridio	78 Pt Platino	79 Au Oro	80 Hg Mercurio	81 Tl Talio	82 Pb Plomo	83 Bi Bismuto	84 Po Polonio	85 At Astato	86 Rn Radón
87 Fr Francio	88 Ra Radio	89 Ac Actinio	90 Th Torio	91 Pa Protactinio	92 U Uranio																										
ELEMENTOS TIERRAS RARAS			58 Ce Cerio	59 Pr Praseodimio	60 Nd Neodimio	61 Pm Prometio	62 Sm Samario	63 Eu Europio	64 Gd Gadolinio	65 Tb Terbio	66 Dy Dysprosio	67 Ho Holmio	68 Er Erbio	69 Tm Tulio	70 Yb Yterbio	71 Lu Lutecio															

#### 4. Límites aceptados internacionalmente de elementos peligrosos para el ser humano y el medio ambiente

La presencia en el carbón de elementos químicos potencialmente peligrosos para el ser humano y el medioambiente es una temática desarrollada desde los años 90 en EEUU (Filkenman et al., 1999) y China (Wang et al., 2010). En particular, dichas temáticas son tratadas mediante el 1990 *US Clean Air Act Amendments* (Filkenman et al., 1999) en EEUU, y mediante el Protocolo GB16297-96 en la República Popular China (Wang et al., 2010).

El último protocolo de Wang et al. (2010), desarrolla un método para establecer la calidad química del carbón, estableciendo su capacidad de contaminación de aire y agua, en donde es de central importancia las concentraciones de los elementos químicos señalados en el punto anterior, los que se presentan en concentraciones **No Nocivas** si y sólo si sus abundancias son menores a las cotas: **CAA**, y se establecen una cota superior denominado **LMCP**.

En la tabla 1, se exponen los promedios mundiales de las concentraciones de estos elementos las cuales fueron presentadas en base seca. Se destacan los elementos químicos de mayor peligrosidad para el ser humano y el medio ambiente, también se destacan los parámetros importantes como la concentración de Azufre (S) y ceniza. Se ha demostrado que la concentración de Azufre (S) es proporcionalmente directa a la concentración de elementos potencialmente peligrosos (Spears and Tweals, 2009; Wang et al., 2010), a nivel nacional, Helle et al. (2000) muestran una correlación positiva entre el contenido de cenizas y elementos químicos peligrosos tales como Arsénico.

**Tabla 1**  
**Composición Química de Carbones en el Mundo y en Chile (Mina Pecket e Isla Riesco)**

	Promedio Mundo	Adoptado Actualmente (China y IEUJ)		Chile (n=23)				Mina Pecket (n=10)				Isla Riesco (n=8)			
		Concentración Ambiental Aceptable (CMA)	Límite Máximo de Concentración Permisible (LMCP)	Promedio	Rango variación	% muestras por sobre o igual a CMA	% muestras por sobre o igual a LMCP	Promedio	Rango variación	% muestras por sobre o igual a CMA	% muestras por sobre o igual a LMCP	Promedio	Rango variación	% muestras por sobre o igual a CMA	% muestras por sobre o igual a LMCP
Cenizas (%)	-	5%	20%	18.1%	2.5 a 80%	87%	10%	17.5%	11 a 22%	100%	10%	13.7%	0.8 a 23.4%	100%	11%
S (%)	-	0.50%	1.50%	1.4%	0.1 a 4%	50%	10%	0.7%	0.3 a 3.4%	10%	10%	0.4%	0.1 a 1.6%	50%	11%
Al (ppm)	8.3	6.5	10	4.6	0.2 a 7.2	10%	10%	1.3	0.3 a 4.78	0%	0%	-	-	-	-
Be (ppm)	1.6	1	3	0.9	0.1 a 2	40%	0%	1.1	0.5 a 1.8	50%	0%	-	-	-	-
Ca (ppm)	0.22	0.8	2.5	0.04	0.01 a 0.14	0%	0%	0.03	0.01 a 0.04	0%	0%	-	-	-	-
Cl (ppm)	180	400	1200	359	160 a 540	44%	0%	150	172 a 501	30%	0%	-	-	-	-
Cr (ppm)	26	25	45	11.8	0.3 a 70	18%	0%	9.0	5 a 17	30%	10%	-	-	-	-
F (ppm)	86	120	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hg (ppm)	0.1	0.15	0.5	0.16	0.01 a 2.2	10%	0%	0.1	0.01 a 0.35	20%	0%	-	-	-	-
Mn (ppm)	86	80	240	113	10.3 a 606	62%	10%	182	109 a 202	100%	20%	-	-	-	-
Ni (ppm)	13	10	30	6.7	0.4 a 27	0%	0%	4.3	0.7 a 8	0%	0%	-	-	-	-
Pb (ppm)	7.0	15	45	4.7	0.2 a 6.4	0%	0%	4.9	2.9 a 6.4	0%	0%	-	-	-	-
Se (ppm)	1.3	0.2	0	0.7	0.3 a 1.3	100%	0%	0.6	0.4 a 0.75	100%	0%	-	-	-	-

**Tabla 1. Composición Química de Carbones en el Mundo, Chile, en Mina Pecket e Isla Riesco.**

Detallado en el eje Elemento químico con comparado datos a la salud humana: Arsénico (As), Mercurio (Hg) y Selenio (Se). Promedios de concentraciones según límites máximos detectados en suelo.

Para Chile (promedio total): Mina Pecket (2004) y centro de Isla Riesco (datos desde Septiembre 07, 2009). An introduction to coal quality. In Peters, R., and Deves, K. eds, National Coal Resource Assessment Overview. U.S Geological Survey Professional Paper 1425-F.

Para Isla Riesco: Datos obtenidos desde estudio geológico del comité de Carbón SAH-Sitios, Corporación del Fomento de la Producción -CORFO, Chile (2001).

En la Tabla 2 se resume los datos del Test de Potencial Neto de Neutralización y la composición química de azufre y elementos trazas en carbones de Isla Riesco (Anexo I.3 del Capítulo I del Informe EIA, Capítulo I del Informe EIA "Proyecto Mina Invierno), el ensayo considerado para este test es el Informe de Ensayo N°SE0900834r2.

Existe un segundo Informe de Ensayos el N°SE0900834 que es considerado válido y que en este estudio fue incluido en la Tabla 3.

En la Tabla 2, los análisis geoquímicos de elementos trazas en carbones corresponden al Informe de Ensayo N°SE0900838 (certificado del día 9/12/2009), el que es considerado válido por el laboratorio que realizó los análisis, este reporte constituye una primera interpretación, debido a que estos mismos no fueron analizados en el informe EIA “Proyecto Mina Invierno”, a pesar que fueron obtenidos en el marco legal de aquel estudio.

**Tabla 2**  
**Test de Potencial Neto de Neutralización y Análisis Geoquímicos**  
**de Carbones en Isla Riesco**

TABLA 2. TEST DE POTENCIAL NETO DE NEUTRALIZACIÓN Y ANÁLISIS GEOQUÍMICOS DE CARBONES EN ISLA RIESCO.																			
Identificación muestra	Na	Mg	Ca	Al	Fe	Mn	Zn	Cu	Pb	Cr	Co	Cl	Br	As	Hg	Cd	Pb	Se	Mo
	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg
Muestra Lente 1 T9-06	15	1	16	0,13	0,04	0,09	0,19	1,3	1,50	0,13	-	27	-	0,10	211	12	9,8	-	-
Muestra 1 T9-06	17	2	19	7,63	0,37	0,06	0,12	0,18	1,3	0,92	0,07	-	17	-	0,03	167	12	8,7	-
Muestra 1 T9-06	16	1	18	7,73	0,31	0,04	0,18	0,09	0,7	0,69	0,06	-	10	-	0,06	132	7,4	7,0	-
Muestra 3 T9-06	4	22	16	7,8	1,37	0,7	0,22	0,45	5,3	1,40	0,07	-	20	-	0,20	135	22	12	-
Muestra 1 T9-04	4	20	16	7,16	1,56	0,64	0,2	0,72	10	1,10	0,09	-	17	-	0,10	147	13	11	-
Muestra 2 T9-04	13	2	15	7,47	0,34	0,06	0,15	0,13	1,1	0,55	0,02	-	4,7	-	0,02	1054	6	5,0	-
Muestra 3 T9-04	14	2	16	7,75	0,39	0,07	0,02	0,3	0,9	1,3	0,03	-	24	-	0,07	95	10	13	-
Muestra 1 T9-06	17	1	18	7,55	0,3	0,04	0,18	0,09	0,9	0,91	0,08	-	15	-	0,03	146	10	9,7	-
Muestra 1 T9-04	11	1	11	7,66	0,36	0,02	0,17	0,16	0,6	0,6	0,04	-	6,3	-	0,02	137	5,7	5,2	-
Muestra 2 T9-04	8	24	16	6,22	2,54	0,77	0,25	1,52	23	1,4	0,05	-	14	-	0,20	97	23	9,7	-
Muestra Lente 1 P-02	10	9	19	8	0,67	0,29	0,14	0,24	13,3	1,4	0,04	-	44	-	0,10	166	44	12	-
Promedio	-	-	-	-	0,8	0,2	0,2	0,4	5,3	1,1	0,1	-	19,3	-	0,08	143	15,0	9,4	-
Rango variación	-	-	-	-	0,03 a 2,54	0,02 a 0,77	0,02 a 0,32	0,09 a 1,54	0,6 a 23	0,6 a 1,5	0,02 a 0,13	-	4,7 a 44	-	0,02 a 0,2	95 a 211	5,7 a 44	5 a 13	-
Límite Concentración Ambiental Aceptable (CAA)	-	-	-	-	0,10%	-	-	-	6,5	1	0,8	400	15	120	0,15	80	30	15	0,2
Límite Máximo de Concentración Permisible (LMCP)	-	-	-	-	1,10%	-	-	-	10	3	2,5	2200	45	200	0,5	240	90	45	0
% muestras por sobre o igual a CAA	-	-	-	-	30%	27%	-	10%	27%	10%	0%	-	64%	-	10%	100%	11%	0%	-
% muestras por sobre o igual a LMCP	-	-	-	-	10%	-	-	-	11%	10%	0%	-	0%	-	0%	11%	0%	0%	-

Fuente: Informe EIA Proyecto Mina Invierno

Tabla 3

Datos correspondientes a Informe de Ensayo N°SE0900834. Incluidos en Anexo I.3 pero no informados ni discutidos en texto de Capítulo 1 EIA "Proyecto Mina Invierno".

Identificación	NNP	AP	NP	pH pasta	S <sub>Total</sub>	S <sub>Pirítico</sub>	S <sub>Sulfático</sub>	S <sub>Orgánico</sub>
	Kg CaCO <sub>3</sub> /ton			pH	%			
Manto Lente 1 TH-06	4	12	16	8.13	0.38	-	-	-
Manto 1 TH-06	5	13	19	7.63	0.42	-	-	-
Manto 2 TH-06	6	11	18	7.73	0.36	-	-	-
Manto 3 TH-06	-31	48	16	7.8	1.52	-	-	-
Manto 1 TH-34	-39	55	16	7.16	1.76	-	-	-
Manto 2 TH-34	3	12	15	7.47	0.38	-	-	-
Manto 3 TH-34	3	13	16	7.75	0.42	-	-	-
Manto 1 TH-36	7	11	18	7.55	0.35	-	-	-
Manto 1 TH-54	-2	13	11	7.66	0.42	-	-	-
Manto 2 TH-54	-73	89	16	6.22	2.85	-	-	-
Manto Lente 1 P-01	-4	23	19	8.00	0.73	-	-	-
Promedio S total	-	-	-	-	0.87	-	-	-

Fuente: Informe EIA Proyecto Mina Invierno

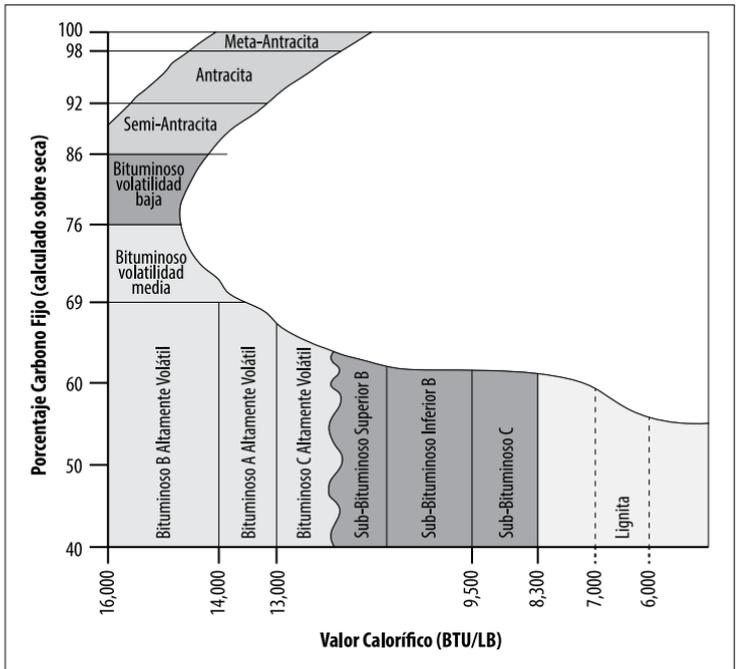
## 5. Información química y mineralógica del carbón de Magallanes, Mina Pecket e Isla Riesco: Comparación a estándares internacionales e implicancias

El informe EIA "Proyecto Mina Invierno" presenta información detallada de las características químicas del carbón que se pretende extraer (Anexo I.3 Estudios Geoquímicos, Capítulo 1), incluyendo los valores de concentración de elementos químicos tales como Arsénico (As), Mercurio (Hg), y otros señalados como potencialmente peligrosos. Sin embargo, esta información sólo es incluida como "Informe de Laboratorio".

**Poder Calorífico:** La Comisión de Carbones sub-bituminosos de CORFO en el informe relativo a la factibilidad de explotación de Isla Riesco (Tomo 4, página 16, cuadro N°5, CORFO, 1981) demuestra que estos carbones poseen una capacidad calorífica con valor entre 8.780a 10.500 BTU/lb (BTU: *BristishThermalUnit*, lb:

libra), y un promedio (sobre 12 muestras) de 9.640 BTU/lb, valores que permitieron a ese Comité calificar al carbón como sub-bituminoso del Tipo B (clasificación internacional ASTM D388-77). Sin embargo, un análisis detenido de la variación de los de valores de poder calorífico (8.780 a 10.500 BTU/lb) y el carbono fijo en base seca (~60%) demuestra que en Isla Riesco no todos los carbones son sub-bituminosos tipo B (Figura 2) y que un 50% de los carbones son sub-bituminosos del tipo C, presentando valores caloríficos menores 9.500 (BTU/lb), y más aún un 30% del total del carbón posee valores caloríficos menores a 9.000 (BTU/lb), por lo que puede ser calificado como calidad calorífica intermedia a media.

**Figura 2**  
**Calidad de carbones basados en poder calorífico**



Fuente: American society of testing anmaterials, 1999

En tanto que para los carbones de Mina Pecket, Helle et al. (2000) demuestran que sus valores caloríficos son menores a 10.300



(BTU/lb), valores que son similares a los de Isla Riesco (es decir, carbones sub-bituminosos tipo inferior B).

**Concentración de Azufre (S):** Los datos referidos a la concentración de Azufre (S) son resumidos en la Tabla 1, incluyendo los valores para los parámetros químicos considerados críticos según USEPA (1996) y las concentraciones límites para elementos químicos potencialmente peligrosos para la salud humana y el medioambiente (Filkenman et al., 1999; Schweinfurth, 2009; Spears and Tweals, 2009; Wang et al., 2010). También se indican los parámetros químicos y elementos químicos críticos para la salud humana según USEPA (1996).

En la Tabla 1, los promedios para Chile y Mina Pecket (Schweinfurth, 2009) e Isla Riesco (CORFO, 1981) son destacados en rojo. Para Isla Riesco los datos químicos para estos elementos fueron destacados en la Tabla 2 – Anexo 1.

Es notable, que en todos los casos en Chile (depósitos en Arauco, Valdivia y Magallanes), Mina Pecket (Tabla 1) y particularmente Isla Riesco (ver Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3) exhiben promedios de Azufre (S) superiores a 0.6% siendo superior al límite CAA. En análisis realizados por Alerta Isla Riesco sobre cada dato de Isla Riesco fue determinado que un 15% de todo el carbón tiene contenidos de Azufre por sobre del LMCP, por tanto corresponde clasificar a los carbones de Isla Riesco como altamente contaminantes.

Por otra parte, la Tabla 1 confirma que los carbones de Isla Riesco y Mina Pecket son símiles y ambos presentan proporciones de Azufre (S) similares y sobre los límites CAA y LMCP, sugiriendo el carbón de ambas localidades son similares y esta relación es un corolario derivado de la similitud de configuración e historia geológica.

**Contenido de Cenizas:** La Tabla 1 demuestra una similitud equivalente a los otros parámetros (Poder o Valor Calorífico y Concentración de Azufre), también es apreciable que ambos depósitos de carbones poseen entre un 15 a 30% de muestras sobre el LMCP.



En coherencia a los otros parámetros este también demuestra una similitud química, y también en consecuencia, este parámetro demuestra que el carbón de Isla Riesco podría ser altamente contaminante en procesos de combustión.

Concentración de Mercurio (Hg), Arsénico (As) y Selenio (Se), otros elementos químicos peligrosos:

Las concentraciones de estos elementos químicos en los carbones de Isla Riesco no son mencionados en el texto del informe EIA "Proyecto Mina Invierno", a pesar que estos fueron obtenidos en mantos de carbón y agregados como Informes de Laboratorio en Anexo I.3. Información geoquímica publicada el día 18/01/2010 como parte del expediente de EIA.

Para la Mina Pecket los datos reportados por Schweinfurth (2009) para las concentraciones de Mercurio (Hg) y Selenio (Se), muestran que estas son superiores al límite de CAA. Existiendo en este caso por sobre un 20% de muestras que poseen un valor superior a este límite.

De modo similar, los datos para Isla Riesco (Tabla 2) muestran concentraciones de Hg cercanas a 0.1ppm, mientras que para el Arsénico la concentración promedio de 5.3ppm es cercana al límite CAA. Existe un 27% de muestras con tenores de Arsénico por sobre límite CAA, y un 18% de muestras con tenores de Mercurio por sobre CAA. Por sobre el límite CAA ambos elementos químicos son altamente perjudiciales para la salud humana (USEPA, 1996), para la fauna, para aguas superficiales y subterráneas (Palmer et al., 2010) y también para suelos (Sharmasarkar and Vance, 2002).

Una observación importante de la Tabla 2 consiste en que 6 de 8 elementos químicos peligrosos (Arsénico, Berilio, Cromo, Mercurio, Manganeso y Níquel) medidos en carbones de Isla Riesco están presentes en tenores por sobre límites superiores a CAA, mientras que tres elementos químicos (Arsénico, Mercurio y Manganeso) están presentes en niveles superiores a los tolerables.



## 6. Impactos de la minería de carbón en Magallanes

### Contaminación del Aire:

- Polvo de carboncillo dado el desgarro, extracción y traslado hacia el puerto, acopio y chancado del mismo
- Generación de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, por el uso de gran cantidad de máquinas para el desgarro, la extracción y traslado del carbón funcionando las 24 horas
- Generación de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, de grandes plantas diesel generadoras de electricidad para las explotaciones mineras
- Generación de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, dado por el funcionamiento de vehículos de transporte de personal y abastecimiento vía camino de todo lo necesario para la explotación minera
- Polvos en suspensión, dado por la acumulación de material en botaderos, y el movimiento constante vehicular de carga, a través de las rutas de ripio de acceso que conectan el lugar de explotación, con los centros de transporte y embarque

### Contaminación del Agua:

- Polvo de carboncillo que se genera, dado el desgarro, extracción y chancado del carbón y su dispersión en ríos y lagunas cercanas
- Dado el sistema rajo abierto y existencia de botaderos y carbones rechazados, existe el gran potencial de generación de ácidos dado el contacto carbón- aire y lluvia
- Afectación y contaminación del Seno Otway, dado que todos los afluentes de las dos minas a cielo abierto existentes en la Región, desembocan en él

### Contaminación del Suelo:

- Carboncillo en el suelo del lugar, dado el desgarro, extracción y traslado hacia el puerto, acopio y chancado del mismo
- Combustible, aceites, aguas ocupadas para el lavado etc. de todas las máquinas que se utilizan para la extracción y transporte del carbón

### Contaminación Acústica:

- Dado el funcionamiento gran cantidad de máquinas para el desgarro y explotación del carbón y motores diesel de generación de electricidad funcionando las 24 horas

- Dado el el movimiento de vehículos de transporte y abastecimiento vía caminos de ripio, de todo lo necesario para la explotación del carbón

**Otros impactos:**

- Corte de grandes extensiones de bosques nativos protegidos (ñirre, lenga y coihue) y alteraciones de humedales, turberas y pampa magallánica para la instalación de rajos mineros, botaderos, instalaciones mineras y caminos para el transporte del material a los centro de acopio y embarque del carbón
- Destrucción de hábitat de fauna silvestre regional y migración de la misma, con distintas categorías de conservación según normativa nacional
- Alteración y rediseño de cuencas hídricas para la instalación de rajos mineros, instalaciones mineras y caminos para el transporte del material
- Posible impacto en las actividades productivas (ganadería y turismo) dado el uso de suelo por instalación de mega minería a cielo abierto. Afectación de la marca de origen "Patagonia" tierra poco intervenida de singular atractivo turístico, alteración del paisaje dado la construcción y operación de minas a cielo abierto y elementos asociados a la misma, y afectación de los sellos de calidad de productos asociados a la exportación como lanas y carne ovina magallánica
- Alteración en la calidad de vida de los habitantes
- Riesgos asociados al transporte de carbón por buques de alto tonelaje.

## ANEXO 2: Propuesta de Subsidios “ABC” en la inversión en ahorro

El monto actual del subsidio estatal a ENAP debiera mantenerse, redestinado a incentivar la inversión en eficiencia energética, inversamente proporcional a lo bajo del ingreso per cápita, contra mejoramientos respecto al mismo mes del año anterior desde las boletas de consumo.

**Subsidio A: para anular el costo del crédito.** Para inversiones en eficiencia energética, financia la devolución del costo del crédito, contra validación de la inversión y evidencia de mejoramiento respecto al año anterior superior al 30 %. Sería elegible invertir en:

- modernización a sistemas de calefacción con termostato
- mejoramiento de la aislación envolvente
- sellado de infiltraciones
- recambio de puertas y ventanas a marcos de PVC con vidrios de termopanel
- intervenciones para mejorar la ganancia de energía en la construcción
- renovación eficiente del aire
- auditorías energéticas, peritajes, etc.

**Ejemplo:** una inversión (de \$2.000.000) en diversos mejoramientos de la eficiencia energética para una vivienda dada, realizada a través de un crédito bancario (con CRC 1,2), percibirá un 100 % de devolución del interés total pactado (\$400.000), tras demostrar de que hubo efectivamente (digamos -32 % respecto al año anterior) al menos un 30 % mejor uso de la energía.

En caso de autofinanciamiento de la inversión, se le reconocerá al inversionista un interés equivalente al vigente para un crédito de consumo a 24 meses del Banco del Estado.

**Subsidio B: para promover la modernización.** Previa inspección de la instalación y validación de antecedentes, se otorgará un % de devolución sobre el valor de un equipo que use gas, proporcional a lo bajo del decil de ingreso per cápita, previa evidencia de un mejoramiento respecto al año anterior superior al 30 %.



**Ejemplo:** un usuario del segundo decil de ingresos per cápita que reemplace un calefactor ineficiente y demuestre que redujo en más de 30 % su consumo, obtendrá un 80 % de devolución de su valor de adquisición e instalación, contra el resultado de sus tres primeros meses de uso respecto al año anterior. En cambio, un usuario del noveno decil, solo obtendrá un 10 % de devolución, que es proporcionalmente decreciente.

**Subsidio C: para promover la asociatividad.** Hasta N=10 usuarios asociados amplían en 10N % su monto del subsidio A  $\rightarrow$  A+, y en 5N % su monto del subsidio B  $\rightarrow$  B+, previa evidencia de un mejoramiento respecto al año anterior en promedio superior al 30 %.

**Ejemplo:** se reúnen 7 usuarios, invierten conjuntamente y registran mejoramientos, recibiendo una devolución de 1,7 veces el monto del interés pagado (subsidio A+). O bien, siendo del tercer decil, instalan conjuntamente calefacción central y registran suficientes ahorros, obteniendo una devolución del 1,35 (subsidio C por asociarse siete usuarios)  $\times$  0,7 (subsidio B+ para el tercer decil) = 94,5 % del valor declarado del nuevo sistema.

## **ANEXO 3:** Principales políticas de fomento presentes en la experiencia internacional. Algunos ejemplos de países exitosos en el desarrollo de las ERNC

### **1. Sistema de tarifas especiales o Feed-in Tariff:**

El sistema de tarifas especiales (también denominado *feed-in tariff* o *renewable energy payments*) corresponde a una fijación del precio para las energías renovables.

En general, no existen restricciones respecto a la cantidad de energía ofertada, a excepción de algunos sistemas donde existen límites de capacidad para determinadas tecnologías. En este sistema, habitualmente se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica. Puede implementarse usando una tarifa fija (determinada por cada MWh producido) o una prima (pago) adicional al valor de la energía eléctrica por cada MWh producido de energía renovable.

Chile no cuenta con este sistema, el que generalmente se utiliza para lograr en un breve plazo un fuerte ingreso de tecnología ERNC para, una vez logrado el objetivo y estabilizado en el mercado, retirar el pago de una tarifa especial compitiendo en igualdad de condiciones con las demás fuentes de energía. Enzo Sauma, académico de la Pontificia Universidad Católica de Chile, recomienda “complementar la actual Ley de Energías Renovables No Convencionales con la introducción de un sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, por un tiempo limitado (dos o máximo tres años), de modo de impulsar fuertemente las inversiones privadas en ERNC. Es muy importante que se establezca claramente un tiempo limitado para este esquema de incentivo (que no exceda en ningún caso los tres años)”<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup> SAUMA Enzo, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), Temas de la Agenda Pública, Centro de Políticas Públicas UC, año 7, n° 52, mayo 2012. pp., 15.



Para la realidad de la Región de Magallanes un sistema de tarifas especiales, podría representar la oportunidad clave para lograr el despegue definitivo de las inversiones necesarias en energía eólica, así como para la biomasa en calefacción.

## 2. Sistemas de Cuotas

En este sistema, el Estado fija un porcentaje mínimo de generación de energía a través de fuentes ERNC aplicado sobre la cantidad de energía vendida y fija multas por incumplimiento de las cuotas. El costo adicional es generalmente traspasado a los consumidores finales. El sistema de cuota puede complementarse con certificados transables, como los *Tradable Green Certificates* (TGCs) que se transan en Europa o los *Renewable Energy Credits/Certificates* (RECs) que se transan en los Estados Unidos. Estos certificados representan la cantidad de energía limpia que se produce (para cumplir la cuota) y se transan libremente en un mercado entre agentes que compran y venden certificados para cumplir con sus obligaciones.

Habitualmente, el sistema de cuota se implementa estableciendo un porcentaje de obligación para las empresas generadoras de electricidad, el que se puede satisfacer con cualquier tecnología renovable. Sin embargo, esto ha causado que la tecnología limpia con menores costos adquiera altos niveles de desarrollo en desmedro de las demás. Para contrarrestar este efecto, en algunos países, como en el Reino Unido e Italia, se han introducido subcuotas reservadas para determinadas tecnologías que no son favorecidas con el sistema de cuota uniforme.<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> Fuente: IPCC 2011.

En nuestro país, la ley 20.257 estableció que los grandes generadores (con capacidad por sobre los 200MW) deberán hacer que al menos un 5 % de la energía que comercializan sea renovable no convencional. Esta exigencia irá subiendo gradualmente hasta alcanzar el 10 % el año 2024. La obligación aludida en el inciso primero será del 5 % para los años 2010 a 2014, aumentándose en 0,5 % anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5 %, los del año 2016 con el 6 % y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10 %, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013.

Además cada empresa que efectúe retiros de energía desde sistemas con capacidad superior a 200 MW deberá acreditar que un 10 % provenga de ERNC. Puede usar lo que no haya contabilizado el año anterior, o convenir el traspaso de excedentes a otra empresa eléctrica.

Si no se cumple la obligación se impone el pago de una multa de 0,4 Unidades Tributarias Mensuales (UTM), unos 32US\$, por cada MWh de déficit. Si existe un incumplimiento reiterativo por tres años, la multa será de 0,6 UTM. Esta ley se aplica sobre todos los retiros de energía con fines comerciales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto del 2007 y los generadores conectados después de enero del mismo año. Esta ley rige por 25 años a partir del 1º de enero del 2010. Además, la ley establece que lo recaudado a través de multas será destinado a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras que hayan cumplido con la acreditación.

Posteriormente, la ley nº 20.698, 20/25 aumentó meta de la ley 20.257, así, para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5 % al año 2013, con incrementos del 1 % a partir del año 2014 hasta llegar al 12 % el año 2020, e incrementos del 1,5 % a partir del año 2021 hasta llegar al 18 % el año 2024, y un incremento del 2 % al año 2025 para llegar al 20 % el año 2025. El mecanismo de licitación será aplicable a contar del año 2015. En caso que el reglamento no se encuentre vigente para dicho período, la licitación comenzará



a regir a contar del año siguiente y así sucesivamente. Para el período en que no hubiese comenzado a regir el mecanismo de licitación, la obligación será íntegramente exigible para las empresas eléctricas que efectúen retiros.

La ley 20.698 que impone la meta de 20 % ERNC en la matriz al 2025, excluye a Magallanes. Se debe solicitar una meta también para la Región (sistema mediano). Esta ley sólo considera que se deberán considerar las ERNC en una expansión eficiente del sistema, entonces en los procesos de tarificación difícilmente entran las ERNC porque con el subsidio al gas, las ERNC no son eficientes. Artículo 174 bis de La ley General de Servicios Eléctricos, agregado por la ley 20.698: “Los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema”<sup>21</sup>. Lo correcto pareciera ser que en los procesos de tarificación se comparen las distintas fuentes con valores sin subsidio.

Se sugiere que en un período posterior al de tarifas especiales o feed in tariff “establecer, durante los mismos dos o tres años de funcionamiento del sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, un sistema de subcuotas pequeñas reservadas para tecnologías específicas, de modo de incentivar a que se instalen proyectos “piloto” de diversas tecnologías de ERNC, lo que permitirá avanzar a nivel local en el desarrollo de innovaciones relacionadas a las ERNC”<sup>22</sup>.

<sup>21</sup> Ley 20.698. Chile. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante Fuentes Renovables no Convencionales. Ministerio de energía, Santiago, Chile, octubre de 2013.

<sup>22</sup> SAUMA Enzo, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), Temas de la Agenda Pública, Centro de Políticas Públicas UC, año 7, nº 52, mayo 2012. pp., 15.



### 3. Sistemas de Subastas

Un mecanismo alternativo a los anteriormente señalados es el sistema de subastas, en el que se licita una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor (oferta de menores costos) entre un conjunto de oferentes de energías renovables. Este sistema de incentivo no se aplica aún en Chile, pero en Latinoamérica tiene bastante camino recorrido, Brasil, Uruguay y Perú son países que lo han utilizado.

Lo más cercano a un sistema de subastas en Chile, lo podemos encontrar en la ley 20.805 que “Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios”.

Esta ley, promulgada el 22 de enero de 2015, permite introducir elementos para orientar o guiar los procesos, generando a la vez señales de tecnologías y plazos a los oferentes. Por lo tanto permitiría privilegiar tecnologías ERNC en próximas licitaciones. Esta Ley exige la elaboración de un Informe de Licitaciones como etapa previa a las bases de licitación, el cual ya fue publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su versión preliminar y se encuentra en etapa de observaciones.

Un aspecto de la licitación 2015 que deberá ser definido por la autoridad, es la política de incentivos a la contratación de energías renovables no convencionales (ERNC). En el proceso de licitación 2013/03 segundo llamado, que se llevó a cabo el mes de diciembre de 2014, la CNE introdujo bloques de suministro horarios como una medida para facilitar ofertas de tecnologías ERNC intermitentes<sup>23</sup>. Dicho proceso resultó exitoso obteniéndose un precio promedio de 108 US\$/MWh.

---

<sup>23</sup> SYSTEP, 2015, Reporte Mensual Sector Eléctrico. Volumen 8 (n° 3), marzo 2015. pp 2.



## 4. Net Metering o Medición Neta

Respecto de la ley 20.571 que introdujo el sistema de medición neta o Net Metering, Net Metering, esta considera que la empresa distribuidora compensa al particular por la energía incorporada al sistema con el precio de nudo de energía (es decir se paga sólo el precio que tiene la energía previo a ser transmitida y distribuida), no el precio al que el usuario compra esa energía, contemplando instalaciones de hasta 100 KW. En este punto se recomienda solicitar se avance en la moción presentada por el senador Horvath, que propone el pago 1/1 es decir que te paguen por lo que generas e insertas al sistema, lo mismo que lo que te cobran por consumir. En particular para Sistemas Medianos como el de la Región de Magallanes, no se prevé que un operador de Net Metering pueda aportar potencia, ya que por el tamaño de los sistemas y por su estabilidad conforme a Norma Técnica es el operador mayor el que aporta la potencia. Por tanto la figura de remunerar sólo energía a precio de nudo de energía equivalente más pérdidas evitadas por distribuidor, resulta algo más atractiva que en los operadores del SIC o SING.

Los principales aspectos de esta ley son:

“Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.

Artículo 149 quáter.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis.

Las inyecciones de energía serán valorizadas a un precio menor que el de compra, específicamente será equivalente al precio nudo, es decir el precio base al cual las empresas distribuidoras venden a sus clientes regulados sin considerar costos por servicio, 48,82 \$/KWh promedio para el caso del Sistema Interconectado Central, mientras que el precio que pagan los usuarios, redondea los 81 \$/KWh (caso de Santiago).

Moción Parlamentaria, ingresada el 19 de junio de 2013, propone modificación a la ley 20.571 (Boletín 8999-08):

En el Artículo único de la Ley 20.571, agréguese al Artículo 149 bis que incorpora al DFL 4 de Economía de 2007, en su inciso cuarto, cámbiese la cifra "100" por "300"

"La energía generada por los clientes BT1 menores a 100KW deberá ser cancelada por el distribuidor al mismo precio que la empresa distribuidora le cobra a dicho generador residencial por consumir electricidad, debiendo ser cancelada en forma mensual, semestral o anual, según se acuerde entre cliente y distribuidor."

"Si con ocasión o a consecuencia de la implementación del sistema de generación residencial fuere necesario reforzar la red de distribución, la inversión económica que dicho reforzamiento conlleve, se financiará con cargo al valor agregado de distribución."

"Esta ley se aplicará a todos los sistemas eléctricos del país, sean menores, iguales o mayores a 200 MW." Este punto resulta especialmente relevante, ya que explicita que la ley 20.571 aplica para los Sistemas Medianos, y por lo tanto aplicaría para la Región de Magallanes.

## 5. Otros incentivos

Son diversos los mecanismos utilizados para el fomento de las ERNC en la experiencia internacional y en Chile. Podemos mencionar:



- Programas de liberación de pagos por transmisión eléctrica.
- Disminución de impuestos.
- Fondos de apoyo a la inversión.
- Garantías y exención de impuestos arancelarios.

#### Resumen de caracterización de instrumentos de incentivos a las ERNC en Chile

Country Overview									
Country size		756 102 km <sup>2</sup>							
Population		16 601 707							
GDP		248 585 000 000							
Energy production		9 011 ktoe/year							
Energy consumption		24 132 ktoe/year							
Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public competitive loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	

Fuente: REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report14

En las experiencias exitosas que se pueden observar en el mundo en cuanto al desarrollo de ERNC, concurren uno o varios de los siguientes elementos: la existencia de los incentivos necesarios a nivel de Gobierno central, el compromiso de los Gobiernos locales, propiedad desconcentrada a través de cooperativas, iniciativas privadas y/o alianzas público-privadas y participación ciudadana efectiva en la etapa de diseño del proyecto.

Por ejemplo, en Alemania más de 150.000 personas participan hoy en proyectos cooperativos de energías renovables. Con el volumen de energía que generan, se podría abastecer a aproximadamente 160.000 hogares. En promedio, en dos tercios de las cooperativas es posible participar con un capital menor a los 500 euros.

Algunos países que han adoptado políticas de fomento a las ERNC con resultados exitosos son:

## 6. Ejemplos de países exitosos en el desarrollo de las ERNC

### a. Brasil:

En Brasil, se destacan dos programas de incentivos:

#### **El Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA):**

Es un programa de subsidio creado en 2002 que establece un monto pagado por electricidad comprada, costos administrativos y cargos de contratación con la Empresa Brasileña de Energía Eléctrica (Electrobras), quien compra la energía y traspassa los costos a los usuarios finales (con excepción de los costos de la división residencial de bajos ingresos, que corresponde a los usuarios con un consumo igual o inferior a 80 kWh/mes). Estas fuentes de energía están garantizadas por 20 años, según contrato con Electrobras.

El PROINFA es esencialmente un sistema de tarifas especiales, con valores distintos para cada tecnología y cuotas respectivas.

#### **Programa de incentivos a las ERNC para sistemas aislados:**

Consiste en un subsidio de hasta el 75 % del costo de la inversión de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables, para ser utilizadas en zonas aisladas. Esto surge debido a que diversas ciudades de la Amazonía no están conectadas a la red de transmisión principal, lo que hace que exista una alta generación diésel de relativamente bajo costo, pero de altas emisiones.

Un subsidio como el recién descrito pareciera ser el indicado a aplicar en zonas aisladas en la Región de Magallanes, que no tienen ninguna posibilidad de invertir en equipos de generación mediante ERNC, pero que éste tipo de energía



constituye una gran oportunidad de abastecimiento autónomo reduciendo su dependencia del combustible fósil.

#### b. Alemania:

En los años 80 nace el término “Energiewende” como un intento de quienes se oponen a la energía nuclear de mostrar que era posible un suministro de energía alternativo. Este término se puede traducir como “transición energética” y fue acuñado en un estudio realizado en el año 1982 por el Instituto de Ecología Aplicada de Alemania. En Alemania, las razones que se establecieron para transitar hacia las energías renovables fueron<sup>24</sup>:

1. **Combatir el cambio climático:** Respecto a la década de 1990, Alemania redujo sus emisiones de carbono en el 25,5 % a fines de 2012, con lo que superaron su meta respecto al Protocolo de Kioto de 21 % para dicho período. Pero Alemania pretende ir más allá, con el objetivo de una reducción del 40 % en 2020 y del 80 al 95 % en 2050.
2. **Reducir la importación de energía:** En 2012, el país gastó 87 mil millones de euros en importación de energía, cifra equivalente a 11 % de sus importaciones. Alemania importa más de 70 % de la energía que consume, incluyendo uranio.
3. **Estimular la innovación tecnológica y la economía verde:** Alemania es un caso emblemático en cuanto a la generación de una industria ligada a lo que se denominado una “economía verde”. Tiene una economía basada en las exportaciones y se posiciona como un país innovador en tecnologías ecológicas. La Asociación Alemana de Energía Solar (BSW) estima que las exportaciones representaron el 60 % de la producción fotovoltaica alemana en 2012, en comparación con el

<sup>24</sup> Morris Craig, Pehnt Martin, 2012, La transición energética alemana, La Energiewende alemana. Fundación Heinrich Böll, noviembre de 2012.

55 % en 2011 y el 14 % en 2004; el objetivo es llegar al 80 % en 2020. La Asociación Alemana de Energía Eólica (BWE) señala que las exportaciones de la industria eólica actualmente representan del 65 al 70 %.

4. **Seguridad energética:** Alemania se encuentra en una situación particularmente vulnerable ya que importa la mayor parte de la energía que consume: un 81 % de carbón de antracita, un 98 % de petróleo, un 86 % del gas y un 100 % del uranio.
5. **Fortalecer las economías locales y proporcionar justicia social:** Cuando las propias comunidades invierten en proyectos, los beneficios económicos son mucho mayores en comparación con la inversión hecha por grandes empresas extranjeras. De acuerdo con un estudio realizado por el National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos, en 2009, “el impacto del periodo de operación se encuentra en el orden de 1,5 a 3,5 veces” mayor en comparación con proyectos de propiedad extranjera.
6. **El valor agregado local también tiene efectos colaterales bienvenidos:** incrementa la aceptación del cambio. Cuando el parque eólico lo financia parcialmente la comunidad hay menos oposición a lo que se considera una “invasión”, en comparación con una inversión hecha por alguien externo. En Alemania, han surgido cientos de cooperativas energéticas, es decir, ciudadanos que se unen para invertir en energías renovables y, crecientemente, en eficiencia energética. En la década de los 90 se comenzó a aplicar un sistema de tarifas especiales que favoreció a algunas tecnologías, con una tarifa fija de compra, que correspondía a un 80 % por sobre la tarifa promedio del mercado. Los propietarios de conjuntos solares (solar arrays) y parques eólicos tienen acceso garantizado a la red. En el año 2000 se consolidó esta política mediante periódicas revisiones de las tarifas, añadiendo nuevas tecnologías (geotérmica y grandes plantas de biomasa) e introduciendo tarifas basadas en el costo y garantías para todas las energías renovables para los próximos 20



años (Lipp 2007). Esta política ha provocado un rápido crecimiento de las energías renovables en Alemania, desde un 3,1 % de la matriz energética en 1991, hasta un 16,9 % en 2006 (Wüstenhagen y Bilharz 2006).

En Alemania, las tarifas de alimentación están garantizadas por 20 años, y el contrato estándar que una persona firma para el cobro de tarifas de alimentación con la empresa correspondiente sólo tiene dos páginas. En contraste, lo que hay en Estados Unidos son Acuerdos de compra de energía (Power Purchase Agreements, PPA) que fácilmente pueden comprender 70 páginas y son negociados individualmente entre el vendedor y el comprador (por ejemplo: una empresa de servicios).

### c. Dinamarca:

En el caso de Dinamarca, el desarrollo de las energías renovables comenzó en la década de los 80 en respuesta a la crisis del petróleo de Arabia.

Allí se estableció un sistema de tarifas especial es en la década de los 90, lo que favoreció el crecimiento de la industria eólica, que creció desde 50 MW en 1993 a más de 3000 MW en 2004. En el año 2004, el sistema de tarifas especiales fue reemplazado por un sistema de cuota, lo que permitió que el crecimiento de la industria eólica danesa se estabilizara. Con este crecimiento, la industria eólica generó aproximadamente 21.000 nuevos empleos y motivó a la inversión local en energías renovables a través de cooperativas<sup>25</sup>. Algo similar sucedió con la energía solar hasta el año 2013, donde luego de fijar tarifas especiales, este incentivo se fue retirando una vez logrado introducir en un corto período fuertemente la energía solar en Dinamarca. Cabe destacar que esta es la lógica de la política

<sup>25</sup> FARREL, John. 2009. "Feed-In Tariffs in America." Heinrich Boll Foundation.

de incentivo denominada “Feed in Tariff” o tarifas especiales, dado que resulta costoso para el Estado establecer este incentivo de forma permanente, se utiliza para introducir una tecnología al país, una vez cumplido el objetivo esta se retira progresivamente.

La producción neta en Dinamarca en 2011 fue de 33,4 TWh, de estos el 30 % fue de la energía eólica y el resto fue térmica. Durante la última década, Dinamarca ha desarrollado un historial envidiable de crecimiento de la cuota de las energías renovables en el suministro total de energía primaria. Desde el año 2000, se incrementó a una tasa promedio de 6,6 % por año alcanzando el 19,4 % en 2009. Las estimaciones indican que la producción de energía renovable aumentó en un 13 % en 2010. Este impulso se debe fundamentalmente a la Biomasa principalmente leña, paja, residuos y biocombustibles.

En Europa, Dinamarca puso en marcha un nuevo plan de subvenciones que proporcionó 46,1 MMUS\$ millones (millones de coronas danesas, DKK 250) en 2013, y asignó 92.300.000 US\$ (millones de DKK 500) al año desde 2014 hasta 2020, a promover el despliegue de tecnologías de energía renovable (como así como la calefacción urbana, la cogeneración y eficiencia energética) en las industrias de alto consumo energético<sup>26</sup>.

Dinamarca tiene altas metas, para 2020, el país aspira a producir el 70 % de su energía de fuentes renovables y en 2050 la meta es que el 100 % de su matriz esté compuesta por energías renovables. Hoy se estima que la participación es un 43 %. También es líder en las “smartgrids” o redes inteligentes. De acuerdo a la definición de la Plataforma Tecnológica de la Unión Europea: “Redes eléctricas que pueden integrar de forma inteligente el comportamiento



---

<sup>26</sup> REN21.2014.Renewables2014GlobalStatus Report.pp 82.

y las acciones de todos los usuarios conectados a generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas, con el fin de entregar de manera eficiente el suministro de electricidad sostenible, económico y seguro”.

## **ANEXO 4:** Alcances sobre explotación y conservación de la turba

La turba es un material orgánico, de origen vegetal 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.

Los turbales contienen aproximadamente 1/3 de las reservas de carbono del mundo, las cuales son el resultado de un lento proceso de acumulación, siendo Sphagnum el principal género involucrado (Gerdol et al. 1996).

Los yacimientos de la Región 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 Sphagnummagellanicum en la Región de Magallanes, el 93 % de las cuales están en Tierra del Fuego (62.330 ha)

Se considera que la turba no resulta un recurso eficiente para su explotación como combustible, dado su bajo valor calórico, y el daño medioambiental que produce su explotación. Una forma de asegurar su protección sería que la autoridad declare estos tipos de humedales como "Sitios Ramsar" a través de la Convención Internacional de Humedales.

La extracción de turba hasta algunos años tenía un escaso impacto en términos económicos y de presión debido principalmente a la falta de conocimiento del mercado y de las propiedades del recurso. Su uso se ha limitado a fines agrícolas y de sustrato para cultivo de champiñones, no teniendo ninguna utilización como combustible –excepto en Tierra del Fuego donde los mineros del oro la utilizaron mientras estuvo activo el yacimiento Santa Clara en los altos de Boquerón. El principal uso de la turba en la actualidad es para el mejoramiento de la capacidad de retención de agua y materia orgánica de los suelos. Las principales zonas



de extracción en la Región de Magallanes son San Juan, Parrillar, Río Rubens, Cerro Andino y Cámeron. Características comunes a todas las zonas de explotación:

- Acuerdo sólo entre propietario y empresario.
- No existe un catastro previo del recurso en el área y su conectividad.
- No se realizó una evaluación biológica de los efectos de la explotación.
- No se realizó una evaluación de los efectos del método de explotación / drenaje aplicado.

Se estima que la demanda para la explotación de turbales en la Región de Magallanes seguirá en aumento, y aunque se reconoce que estos ambientes tienen un alto valor ecológico, es muy difícil su protección dado que<sup>27</sup>:

- La turba es considerada un recurso minero, y por lo tanto “no renovable”.
- La concesión minera está por sobre los derechos de propiedad del dueño del predio.
- No existe una Política Nacional para la explotación de turba.
- La fiscalización de la explotación una vez aprobado el proyecto se diluye en la diversas atribuciones que recaen en diversos servicios.
- No se sabe en qué lugares de la Región sería más crítica la explotación de turbales.
- Los lugares que se pretenden explotar, no corresponden a áreas protegidas.

Los principales impactos medioambientales de la explotación de la turba, a nivel global, se produce en el proceso de extracción de la turba, ya que no se extrae toda la turba por su profundidad y maquinaria utilizada, los residuos que quedan, emiten metano, gas efecto invernadero, 25 veces más potente que el dióxido de carbono. A nivel local, los impactos son:

- Las turberas actúan como verdaderos filtros de agua, por lo que su eliminación produce riesgos de sequía en verano, e inundaciones en invierno.

<sup>27</sup> Henríquez Troncoso Juan Marcos. Estado de las Turberas en Magallanes. Capítulo 8, pp 101.

- Las tres especies de plantas carnívoras existentes en Chile, crecen en turberas.
- Pérdida de algunas especies, principalmente aves que nidifican en las turberas.
- Daño al paisaje, al no existir planes de cierre para la explotación de la turba.

A continuación imágenes del sector San Juan en la Región de Magallanes, antes y después de la explotación de las turberas.



Fotos: Ariel Valdés B.

En resumen, la turba no resulta un recurso eficiente para su explotación como combustible, dado su bajo valor calórico, y el daño medioambiental que produce su explotación, es mayor. En el Hemisferio Norte la explotación de turbales ha alterado el balance de carbono en dichos ecosistemas, disminuyendo las reservas del mismo con una tasa 10 veces más rápida que la de acumulación<sup>28</sup>. La recomendación con este recurso, es avanzar hacia su protección y/o manejo sustentable. Una forma de asegurar su protección sería que la autoridad declare estos tipos de humedales como “Sitios Ramsar” a través de la Convención Internacional de Humedales.

<sup>28</sup> Armentano, T.V. y C.V. Menges. 1986. Patterns of change in the carbon balance of organic-soil wetlands of the temperate zone. *Journal of Ecology* 74: 755-774.

## **ANEXO 5:** Institucionalidad y aspectos regulatorios atinentes a la región de Magallanes en materia energética.

### **1. Los Sistemas Medianos**

El Gobierno anunció en su Agenda Energética un proyecto de ley de sistemas medianos para el primer semestre del 2016. A su vez comprometió ingresar a Contraloría la modificación del Reglamento de Sistemas Medianos el primer semestre de 2015, el que actualmente se encuentra en su último trámite en Contraloría General de la República. Estos plazos, planteados en mayo de 2014, parecen excesivos, dada la urgencia de contar con una regulación especial para las regiones de Aysén y Magallanes, que otorgue certidumbre respecto de las condiciones en que se desarrollará el sector energético en el futuro, y específicamente establezca las reglas para las Energías Renovables no Convencionales teniendo en cuenta que los Sistemas Medianos han sido excluidos de la meta 20/25 de la ley 20.698 como ya se explicó. Se suma a esto la distorsión que produce en el Sistema Mediano de Punta Arenas, el subsidio al gas.

La Ley General de Servicios Eléctricos y el D.S. N° 229 de 2005 establecen el marco regulatorio para los sistemas medianos chilenos. En particular, los Artículos 173 al 182, pertenecientes al CAPÍTULO II relativo al TÍTULO V “De las Tarifas”, establecen las directrices generales en cuanto a los objetivos y mecanismos regulatorios a implementar para establecer las tarifas máximas del sistema.

En Chile hay nueve sistemas medianos, y son los que a continuación se indica:

**Figura 1**  
**Sistemas Medianos y Empresas operadoras en Chile**

Sistema Mediano	Empresa Operadora
Punta Arenas	Empresa Eléctrica de Magallanes S. A. (EDEL MAG)
Puerto Natales	Empresa Eléctrica de Magallanes S. A. (EDEL MAG)
Porvenir	Empresa Eléctrica de Magallanes S. A. (EDEL MAG)
Puerto Williams	Empresa Eléctrica de Magallanes S. A. (EDEL MAG)
Aysén	Empresa Eléctrica de Aysén S. A. (EDELAYSEN)
Palena	Empresa Eléctrica de Aysén S. A. (EDELAYSEN)
General Carrera	Empresa Eléctrica de Aysén S. A. (EDELAYSEN)
Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA)
Hornopirén	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA)
	Empresa Eléctrica Cuchildeo S. A.

Fuente: Comisión Nacional de Energía Gobierno de Chile

El Sistema Mediano más grande en relación a su capacidad instalada es Punta Arenas. Le siguen Aysén, y Puerto Natales. Sin embargo, de los tres SSMM, el de Punta Arenas es significativamente mayor: su capacidad instalada es un 85,28 % mayor que la del SSMM Aysén.<sup>29</sup>

En el mes de marzo del 2004 se modificó el DFL N° 1 de 1982, mediante la Ley N° 19.940, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, conocida como “Ley Corta I”. Mediante esta Ley se crea el concepto de Sistemas Medianos (SS.MM), los cuales se definen a partir de la capacidad instalada. En efecto, son SS.MM los sistemas cuya capacidad instalada de generación es superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW.

En cuanto a la definición tarifaria, el Artículo 174° de la Ley General de Servicios Eléctricos señala que la estructura de las tarifas estará determinada por el Costo Incremental de Desarrollo (CID) y el nivel de las tarifas de acuerdo al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

<sup>29</sup> Mercados Energéticos Consultores, 2013, Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos. Informe preparado para la Comisión Nacional de energía, octubre 2013

El CID a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. El CTLP en el segmento de generación y de transmisión es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

## 2. ENAP

Sin duda ENAP es y ha sido desde su creación, un actor fundamental en el desarrollo económico de la Región. Sin embargo, a pesar que las inversiones han aumentado, las reservas de petróleo y gas han ido disminuyendo, como ya se ha visto en el diagnóstico. Al mismo tiempo, ENAP también se ha enfocado en otras regiones, fundamentalmente fuera del país.

La Ley Orgánica de Empresa Nacional del Petróleo, ley N° 9.618, constituye el principal cuerpo normativo y data de 1950, lo que incide en gran medida que su institucionalidad y objetivos resulten anacrónicos para los desafíos energéticos que tiene hoy la Región de Magallanes y el país. El Gobierno ha propuesto modificar la ley orgánica de ENAP en lo relacionado con Gobierno Corporativo y Capitalización, comprometiendo la presentación del proyecto a más tardar durante el primer trimestre de 2016.

Hoy ENAP es quien recibe el subsidio al gas existente en la región de Magallanes. Durante el año 2013 y 2014, la mayor contribución presupuestaria para el sector energía, estuvo dirigida a la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Dicha contribución, que bordea casi la mitad de la asignación total del sector (por ejemplo, en 2013 alcanzó los \$ 30.419 millones), tuvo como destino cubrir el déficit financiero que la empresa estatal asume al vender gas a la región de Magallanes por debajo de su costo de producción. Cabe hacer presente además que la Ley de Presupuestos estableció como límite para asignaciones por compensación \$ 22.419 millones.

El Balance de Gestión Integral del Sector de Energía del año 2013, señala el objetivo del mecanismo: “[...] para cubrir parte del déficit entre el precio de venta y los costos de producción, mayores estos últimos, así como la diferencia entre el precio de venta y de compra de gas a otros productores. Este mecanismo consiste en una transferencia de recursos a ENAP desde el presupuesto del Ministerio de Energía. Lo anterior con el objetivo de asegurar el abastecimiento de gas en la zona, dada la escasez de oferta de gas en Magallanes, y el compromiso que se adquirió con la Región, de mantener el precio del gas fijo en dólares”.

El monto asignado al subsidio para el año 2015 es de alrededor de 90 MMUS\$.

La Agenda de Energía presentada por el Gobierno establece que la Empresa Nacional del Petróleo se transforme en un actor relevante en materia energética, siendo hoy día una empresa cuyo objeto dice relación con los hidrocarburos, y por modificación contenida en la ley N°19.657, también en lo relativo a materias relativas a energía geotérmica, no pudiendo intervenir fuera de aquellas áreas detalladas en su normativa.<sup>30</sup>

Ahora bien, en orden a dar cumplimiento a sus objetivos, a la fecha, ENAP está habilitada para que, directamente o a través de sociedades en que tenga participación, pueda realizar labores de generación en la medida que la ejecución de aquella actividad está orientada a alcanzar los objetivos que su ley orgánica le encomienda, como es el desarrollo de las actividades relacionadas con hidrocarburos, sus productos y derivados. Lo anterior ha sido ratificado además, en dictámenes de la Contraloría General de la República durante los años 2010 y 2013.<sup>31</sup>

---

<sup>30</sup> Para detalles véase El artículo 2° de su estatuto orgánico, Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1986, del Ministerio de Minería, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 9.618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo.

<sup>31</sup> Para detalles, véase: Dictámenes N° 44430-10, N° 7356-13, y N° 52493-13.



El Gobierno presentó un proyecto de ley donde, además de otras normativas, propone también la modificación del artículo 2° del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería que crea la Empresa Nacional del Petróleo. En esa reforma se establece una habilitación para que ENAP pueda participar –a través de sociedades, con determinados requisitos de cumplimiento de uso y responsabilidad de endeudamiento y compromiso fiscal– en actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica y transporte necesario para conexión a un sistema eléctrico, así como todas las actividades comerciales e industriales relacionadas o necesarias para dicha participación. Además, se contempla una habilitación para que la empresa pueda desarrollar proyectos en su etapa de previa de construcción, sin la limitación respecto a la participación societaria<sup>32</sup>. El proyecto de ley en cuestión, fue aprobado en general por la Cámara de Diputados el 01 de abril de 2015.

### 3. El Gas

En una Región con una matriz 100 % fósil, el gas es la principal fuente energética secundaria (59 % de la matriz). A su vez, el gas natural que se consume, se destina aproximadamente en un 72 % para calefacción y un 24 % para generación.

El gas en la Región de Magallanes se rige por una fijación tarifaria, lo que la diferencia del resto del país donde se aplica la libertad tarifaria.

La Ley de Servicios de Gas DFL 323: Artículo 34° establece: “No será aplicable lo señalado en los artículos 30° y 31° a los suministros y servicios de gas que las empresas distribuidoras de gas de la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, operen con o sin concesión, efectúen a sus consumidores.

<sup>32</sup> Mensaje presidencial N° 592-3621. El proyecto de ley contempla originalmente la modificación de la Ley N° 20.365, que establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos. Sin embargo, dicho proyecto de ley propone también la modificación del artículo 2° del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, del año 1986, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 9.618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo

Las fórmulas tarifarias para los suministros indicados en el inciso anterior se determinarán de acuerdo a los mismos procedimientos que se establecen para las empresas concesionarias que pudieren quedar con precios fijados de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 31<sup>o</sup><sup>33</sup>.

El 8 de septiembre de 2011, luego de las negociaciones surgidas por la crisis del gas que generó grandes protestas y movilizaciones en la Región, el Gobierno presentó un proyecto de ley para regular el valor del gas, su distribución y servicios afines y a su vez, otorgar jerarquía legal al subsidio del gas existente en la Región. Dicho proyecto al poco tiempo quedó en el olvido, siendo su último trámite legislativo el 6 de marzo de 2012 cuando se le retira la urgencia a su tramitación.

El 13 de enero de 2015 el Gobierno presentó un proyecto de ley que modifica la ley de servicios de gas y otras disposiciones que indica (Boletín 9890 – 08). En términos generales este proyecto constituye una actualización de la regulación en la materia, dado que la última modificación se había efectuado hace 25 años atrás. En lo relativo a la Región, se mantiene la fijación tarifaria, y se establece un procedimiento y metodología de fijación tarifaria para los servicios de gas y afines. Para efectos de establecer la metodología tarifaria, el proyecto diferencia dos componentes dentro de la tarifa de servicio de gas de red: el valor del gas al ingreso del sistema de distribución y el valor agregado de distribución del gas. La determinación del valor del gas al ingreso del sistema de distribución que se traspasará a tarifas deberá corresponder al valor de los respectivos contratos de compra y/o transporte, salvo que la empresa concesionaria solicite a la Comisión Nacional de Energía que se le reconozca

---

<sup>33</sup> Ley de Servicios de Gas DFL 323: Artículo 31<sup>o</sup>: "... Esta solicitud sólo podrá ser invocada por la Comisión Resolutiva en una determinada zona de concesión cuando a lo menos se demuestre que con el sistema tarifario que haya establecido la empresa concesionaria para el servicio público de distribución de gas, los ingresos de explotación que se produzcan a lo largo de un año calendario le permiten obtener a los bienes de la zona de concesión una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital definida en el artículo 32°. Además de esta condición, la Comisión Resolutiva para emitir su resolución podrá considerar los antecedentes adicionales que estime pertinentes".



el precio de mercado vigente al momento de la suscripción de dichos contratos. Respecto del valor agregado de distribución, el proyecto de ley indica que éste se debe determinar en base a los costos indispensables de una empresa eficiente en su plan de inversión y explotación, utilizando la tecnología de mayor eficiencia disponible en el mercado, que aproveche las economías que puedan producirse con la provisión de otros servicios diferentes al regulado, y que posea una rentabilidad del proyecto igual a la tasa de costo de capital determinada para dicho proceso tarifario. Al cierre de la edición de este trabajo, la Corte Suprema informó desfavorablemente el proyecto de ley en comento, lo que significa gran incertidumbre respecto del futuro del proyecto.

#### 4. Tarificación

El entorno regulatorio para las empresas eléctricas está dado por la Comisión Nacional de Energía de Energía (CNE) y la Superintendencia de electricidad y combustible (SEC) dependientes del Ministerio de Energía, la Fiscalía Nacional económica (FNE) dependiente del Ministerio de Economía, la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) dependiente del Ministerio de Medio Ambiente, la Superintendencia de Valores y Seguros que depende del Ministerio de Hacienda y el Servicio de Salud que depende del Ministerio de Salud. Forman parte también de este entorno el Tribunal Libre Competencia (TLC), Panel de Expertos, Municipalidades, Ministerio de Obras Públicas, CDEC.

La composición de la tarifa se define en tres términos: precio nudo, Cargo único por uso de troncal que no aplica para los sistemas medianos debido a que no hay interconexión, el VAD (valor agregado de distribución) lo que corresponde 25 % de la tarifa y que corresponde a la red que nace desde los alimentadores hasta el usuario final, el 75 % corresponde a generación y transmisión.

### Regulación del precio nudo

- Propender al desarrollo óptimo de las inversiones.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Operar todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada.

Recientemente concluyó el proceso de estudio tarifario para el periodo 2014-2018 y el cual se desarrolla cada 4 años. La metodología del estudio considera dos proyectos: uno que valoriza a la empresa real con los equipos disponibles en la actualidad con una eficiencia de los costos, a partir de lo cual se genera el Plan de Expansión Óptimo Obligatorio que indica cuales son las inversiones que el generador tiene que hacer para cubrir la demanda proyectada en 15 años, fijando las inversiones obligatorias para los cuatro años que contempla el periodo tarifario. El otro proyecto evalúa en base a un modelo de “empresa eficiente”, si bien en la Región de Magallanes existe una sola empresa la autoridad crea este modelo de empresa eficiente para compararla con la empresa real, esta empresa considera la tecnología que mejor se adapta a los sistemas y en base al mínimo costos de inversión, operación y falla se estima el costo total de largo plazo, costo medio de la empresa, sobre los cuales se fijan los precios de nudo (tarifa).

Por otra parte, la fijación del Valor Agregado de Distribución también corresponde a un periodo de 4 años; se realizan 2 estudios: El primero que desarrolla un consultor contratado por las concesionarias de una determinada área típica (determinada por la autoridad), para la empresa “modelo”, esto es, toma como referencia una empresa real del área típica a partir de la cual configura una empresa eficiente. La empresa modelo del área típica de EDELMAG es CONAFE V Región. Por otro lado la CNE genera su propio estudio para una empresa eficiente. Finalmente se fija un nivel de tarifa que corresponde a un promedio de ambos estudios: 2/3 de CNE y 1/3 de las empresas; si hay discrepancias se consulta al panel de expertos.



La tarifa de precio de nudo conforme al Decreto actual es indexada semestralmente, en mayo y noviembre; los indexadores que más incidencia tienen en el precio son el valor del gas y el dólar.

Las inversiones desarrolladas en los últimos años en cada sistema han permitido reducir considerablemente el consumo de gas natural en m<sup>3</sup> corresponde a un ahorro de un 15 % si se compara con los consumos específicos de la empresa en el año 2007.

Existe un crecimiento en el número de clientes, pero esta tasa es decreciente, el promedio anual de es de un 2 %.

El mayor consumo de energía se encuentra en los hogares y pequeños comerciantes, siendo distinto a estructura de consumo del resto del país donde tiene un rol mayor el consumo industrial y minero.

La ley de fomento a las ERNC establece para Sistemas Medianos (SS.MM.) que los planes de expansión deberán contemplar proyectos de ENRC, priorizados en relación a otras fuentes de energía considerando un criterio de eficiencia que corresponde al mínimo costo de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas, de esta forma las ERNC compiten de igual manera con las fuentes tradicionales y no se generan incentivos para incorporación.





MESA  
CIUDADANA DE  
ENERGIA PARA  
MAGALLANES

# PROPUESTA CIUDADANA DE ENERGÍA PARA MAGALLANES

