



Universidad Técnica Federico Santa María

Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025 Informe Final

ERNC-Tecnologías Nuevas y Emergentes en Chile

Revisado por: **Jorge Pontt O.**
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2654553 / 2654554
Fax: (56) 32 2797530
Email: jorge.pontt@usm.cl

Preparado por: **Roberto Leiva Illanes**
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2654160 / 2654162
Fax: (56) 32 2277975
Email: roberto.leiva@usm.cl

Cynthia Herrera Reyes
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2277794
Fax: (56) 32 2277794
Email: cynthia.herrera@usm.cl

Rafael Bolocco
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2654160 / 2654162
Fax: (56) 32 2277975
Email: rafael.bolocco@usm.cl

Coordina Sr.: **Cristian Guíñez**
USM SA

Fecha : 29 de Julio 2008



Universidad Técnica Federico Santa María

RESUMEN EJECUTIVO

El potencial factible económico es de 0 MW dado que el costo de generación (COE) de estas tecnologías es muy alto. Aun cuando el costo de inversión se reduzca en un 50% la tecnología solar no entra para los escenarios evaluados. El precio de la energía tendría que subir a valores del orden de los 268 US\$/MW pero esta condición también haría mucho más atractivas a las otras tecnologías también.

A pesar que con los tres escenarios desde el punto de vista económico no es factible que ingrese este tipo de energía para la generación eléctrica inyectada al SIC de todas formas se debe incentivar su ingreso. La diversificación de la matriz energética y la mayor autonomía energética es muy importante para el país. Hay que ser claro en decir que la energía más cara es la que no se tiene.

En este proyecto se evaluaron tres escenarios en la energía solar hasta el año 2025, con el primer escenario entrarían 310 MW, con el segundo escenario entrarían 310 MW y en el tercer escenario entrarían 410 MW

No se han considerado las tecnologías de almacenamiento de energía e hidrógeno así como las tecnologías asociadas a la generación a partir de la energía del océano, ya que se considera que la madurez necesaria para dichas tecnologías va más allá del 2025, horizonte del presente estudio.

En las siguientes Tablas se resume la evolución de su participación, en capacidad y suministro de energía.

Para lograr la evolución y penetración de la energía solar al SIC, se requiere focalizarse sobre los parámetros más importantes que afectan a los proyectos solares: radiación disponible, costos de inversión y precio de venta de energía.

Para hacer posible la incorporación a gran escala de la energía solar en el largo plazo, se deben dar la siguientes condiciones.

- Cuantificar en el mercado todos los beneficios que produce la incorporación de la energía solar, que actualmente no son considerados, tales como el menor impacto en el medio ambiente.
- El costo medio solar sea menor al costo medio convencional más 0,4 UTM/MWh.
- Existencia de acceso legal a los lugares con alto potencial solar. Debiese existir derechos solares para explotar apropiadamente los recursos.
- Esperar una maduración de la tecnología de modo de obtener precios más económicos.

Se recomienda implementar políticas y programas en los siguientes ámbitos:

- Precios.

Para incentivar la inversión en esta tecnología se requiere contar con un nivel de precios garantizados en el largo plazo. Los cambios regulatorios en las leyes 19.940, 20.018 y 20.257 no garantizan al inversionista un retorno adecuado al riesgo que asume ante la incertidumbre de los precios del mercado; y compitiendo con tecnologías que no pagan sus externalidades.-

El sistema regulatorio actual tiene incentivos para estimular la inversión siempre que el costo medio ERNC sea menor al costo medio convencional mas 0,4 UTM/MWh (la multa con reincidencia es de 0,6 UTM/MWh).

- Costos de conexión a la red de distribución.

El determinar los costos de conexión de cada generador distribuido puede ser una tarea extensa y costosa para la empresa distribuidora, lo que será traspasado a los generadores distribuidos.

Es necesario establecer una metodología uniforme para determinar los costos de conexión para todos los casos.



Universidad Técnica Federico Santa María

- Reglamento de potencia de suficiencia.

La normativa vigente en Chile (DS 62) no presenta una clara definición de la aplicación del pago por capacidad a energías que no estén dentro del tipo de las convencionales, como son la hidráulica y la térmica.

- Mecanismos de Apoyo

En países desarrollados la incorporación de sistemas de generación con ERNC ha estado fuertemente ligada a distintos medios de incentivos y subvención; se han desarrollado mecanismos de apoyo que son compatibles con el desarrollo de mercados competitivos.

– Derechos de explotación y usos de terrenos

Se debe trabajar en una legislación que permita obtener los derechos de explotación y usos de terrenos para la energía solar.

– Reforzamiento de la institucionalidad: parece indispensable la existencia de una Agencia nacional de energías renovables con suficiente autonomía y recursos humanos, técnicos y financieros.

– Desarrollo de catastros, mediciones y exploraciones de recursos naturales energéticos.

– Establecimiento de un sistema de administración geográfica computacional que gestione la información técnica de los recursos energéticos y ofrezca servicios a los potenciales inversionistas.

– Integración de los proyectos energéticos en regiones, con los planes de desarrollo estratégico regional (turismo, agro-industria, minería, pesca).

– Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios para facilitar el aprovechamiento de las ERNC.

– Generación de infraestructura para incorporar las ERNC al Sistema Interconectado Central (SIC) y a sistemas de generación distribuida.

Hay que promover a nivel de Gobierno que invertir en centrales térmicas solares en Chile puede ser un gran aporte a los sistemas de generación centralizados.

– Chile cuenta con un clima excepcional en el norte por latitud y calidad atmosférica. Es así como se han instalado observatorios astronómicos pues en el norte contamos con una buena calidad atmosférica y pocos días nublados.

– En el norte de Chile se encuentran los grandes consumidores de energía como las mineras y poseen plantas térmicas que operan con combustibles fósil.

– En el norte de Chile hay una gran escasez de agua y esta se podría producir a partir de agua salada con el calor residual de la planta solar (cogeneración).

– Costo de producción variable: Las plantas solares no están sujetas a los vaivenes del precio de los combustibles fósiles, el recurso solar inagotable le da una gran estabilidad a la planta. Solo tienen que enfrentar una inversión fuerte en un comienzo la que a corto plazo los especialistas pronostican una importante baja ya que los materiales que se usan es aluminio, acero, vidrio y con tecnología bastante sencilla y con grandes posibilidades de ser implementada en el país. (economía de escala)



Universidad Técnica Federico Santa María

- La producción termo-solar de corriente eléctrica se puede integrar en las centrales térmicas convencionales. La utilización combinada permite una considerable reducción de costos.
- Las centrales térmicas solares ocupan una superficie menor que las de biomasa, eólicas o hidroeléctricas, sin hablar de los grandes embalses. Además se construyen en zonas áridas (cinturón solar de la tierra) que prácticamente no representan una competencia en cuanto al uso del suelo.
- Solo falta un buen socio que desee ser participe de un buen negocio y contribuya a aliviar de contaminantes a la tierra.

Tabla 1. Participación de la Capacidad Instalada Energía Solar en el SIC al 2025

Fuente: Elaboración propia.

ERNC	Factor Planta	Actual MW	Escenario Base MW	Potencial Bruto MW	Potencial Bruto Factible MW	Potencial Factible MW	Porcentaje del SIC
Año		2007	2015		2025	2025	
Escenario 1 Solar	0,2	0	10	100.000	1.051	210	0,9%
FV	0,15	0	4	1.000	500	100	0,4%
Escenario 2 Solar	0,2	0	10	100.000	1.051	210	0,9%
FV	0,15	0	4	1.000	500	100	0,4%
Escenario 3 Solar	0,2	0	10	100.000	1.051	250	1,10%
FV	0,15	0	4	1.000	500	150	0,66%

Tabla 2. Participación en el suministro a partir de Energía Solar en el SIC al 2025

Fuente: Elaboración propia.

ERNC	Factor Planta	Actual GWh/año	Escenario Base GWh/año	Potencial Bruto GWh/año	Potencial Bruto Factible GWh/año	Potencial Factible GWh/año	Porcentaje del SIC
Año		2007	2015		2025	2025	
Escenario 1 Solar	0,2	0	18	175.200	1.841	368	0,3%
FV	0,15	0	5	1.314	657	131	0,1%
Escenario 2 Solar	0,2	0	18	175.200	1.841	368	0,3%
FV	0,15	0	5	1.314	657	131	0,1%
Escenario 3 Solar	0,2	-	18	175.200	1.841	438	0,4%
FV	0,15	-	5	1.314	657	197	0,2%



Universidad Técnica Federico Santa María

EVOLUCION PENETRACION DE LA PARTICIPACION SOLAR

Tabla 3. Penetración de la capacidad instalada de centrales solares en el SIC al 2025

Fuente: Elaboración propia.

Año	Solar Esc. I MW	FV Esc. I MW	Solar Esc. II MW	FV Esc. II MW	Solar Esc. III MW	FV Esc. III MW
2007	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0
2012	2	0	2	0	2	0
2013	2	0	2	0	2	0
2014	10	2	10	2	10	2
2015	10	4	10	4	10	4
2016	30	6	30	6	30	6
2017	50	8	50	8	50	7
2018	70	11	70	11	70	15
2019	90	15	90	15	110	20
2020	110	20	110	20	140	30
2021	130	26	130	26	170	50
2022	150	34	150	34	200	80
2023	170	44	170	44	220	100
2024	190	64	190	64	240	125
2025	210	100	210	100	250	150



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 4. Penetración de la capacidad instalada de centrales solares en el SIC al 2025

Fuente: Elaboración propia.

Año	Solar Esc. I GWh/año	FV Esc. I GWh/año	Solar Esc. II GWh/año	FV Esc. II GWh/año	Solar Esc. III GWh/año	FV Esc. III GWh/año
2007	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0
2012	4	0	4	0	4	0
2013	4	0	4	0	4	0
2014	18	3	18	3	18	3
2015	18	5	18	5	18	5
2016	53	8	53	8	53	8
2017	88	11	88	11	88	9
2018	123	14	123	14	123	20
2019	158	20	158	20	193	26
2020	193	26	193	26	245	39
2021	228	34	228	34	298	66
2022	263	45	263	45	350	105
2023	298	58	298	58	385	131
2024	333	84	333	84	420	164
2025	368	131	368	131	438	197



Universidad Técnica Federico Santa María

Indices

Tecnologías Nuevas y emergentes en Chile

1. Introducción	11
2. Energía Solar.	11
2.1. Fotovoltaica	15
2.1.1. Visión General de la Tecnología	15
2.1.2. Utilización actual y desarrollo emergente	16
2.1.3. Oportunidades	18
2.1.4. Industria	18
2.1.5. Costos actuales y proyectados	21
2.2. Solar Termoeléctrica (Concentradores Solares)	23
2.2.1. Visión General de la Tecnología	23
2.2.2. Utilización actual y desarrollo emergente	27
2.2.3. Oportunidades	30
2.2.4. Industria	30
2.2.5.. Costos actuales y proyectados	31
2.3. Solar Térmica	34
2.4. Sistemas pasivos	37
2.5. Distribución geográfica del recurso	38
2.6. Política de Energías Renovables en Chile	48
2.7. Análisis de rentabilidad	55
3. Almacenamiento de Energías Renovables	69
3.1. Baterías	69
3.2. Embalses	69
3.3. Hidrogeno	69
3.4. Condensadores	69
3.5. Volantes de inercia	70
3.6. Sales Fundidas	70
4. Hidrogeno como energía renovable	71
5. Control de energía renovable	73
6. Conclusiones	74
7. Referencias y Bibliografía	76
8. Anexos	78

Índice de Figuras

Figura 1. Tasas Anuales de Crecimiento de la Potencia Instalada de Energía Renovable, 2002–2006.	12
Figura 2. Solar FV, Potencia Instalada Mundial Existente, 1995- 2007.	18
Figura 3. Sistemas de concentración solar Tipo Receptor Central o Torre Concentradora.	23
Figura 4. Sistemas de concentración solar tipo Cilindro Parabólico.	24
Figura 5. Sistemas de concentración solar Tipo Disco Parabólico.	24
Figura 6. Calentadores Solares de Agua/ Capacidad de Calentamiento Existente, en Países Seleccionados, 2006.	36
Figura 7: Cinturón Solar de la Tierra.	38



Universidad Técnica Federico Santa María

Figura 8. Variaciones de la irradiación en el mundo.	39
Figura 9. Mapa de California que muestra la red de energía y los niveles de radiación solar	40
Figura 10. Idoneidad para las centrales térmicas solares	41
Figura 11: Zonas Térmicas y Grado Día.	46
Figura 12. Factores de emisión de CO ₂ para alternativas de generación de electricidad	51
Figura 13. Plano de zonificación Térmica, Región de Tarapacá	78
Figura 14. Plano de zonificación Térmica, Región de Antofagasta.	79
Figura 15. Plano de zonificación Térmica, Región de Atacama.	80
Figura 16. Plano de zonificación Térmica, Región de Coquimbo.	81
Figura 17. Plano de zonificación Térmica, Región de Valparaíso.	82
Figura 18. Plano de zonificación Térmica, Región del Libertador Bernardo O'Higgins Tarapacá	83
Figura 19. Plano de zonificación Térmica, Región del Maule.	84
Figura 20. Plano de zonificación Térmica, Región del BioBio.	85
Figura 21. Plano de zonificación Térmica, Región de la Araucanía.	86
Figura 22. Plano de zonificación Térmica, Región de Los Lagos.	87
Figura 23. Plano de zonificación Térmica, Región de Aisen.	88
Figura 24. Plano de zonificación Térmica, Región de Magallanes y de la Antártica Chilena	89
Figura 25. Plano de zonificación Térmica, Región Metropolitana - A.	90
Figura 26. Plano de zonificación Térmica, Región Metropolitana - B.	91

Índice de Tablas

Tabla 1. Participación de la Capacidad Instalada Energía Solar en el SIC al 2025	4
Tabla 2. Participación en el suministro a partir de Energía Solar en el SIC al 2025	4
Tabla 3. Penetración de la capacidad instalada de centrales solares en el SIC al 2025	5
Tabla 4. Penetración de la capacidad instalada de centrales solares en el SIC al 2025	6
Tabla 5. Número de Viviendas por Región que se Abastecen de Electricidad con Sistemas Fotovoltaicos, Censo 2002.	16
Tabla 6. Empresas productoras de celdas FV	20
Tabla 7. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.	21
Tabla 8. Comparación de tecnologías de electricidad solar térmica	26
Tabla 9. Características de las CPS .	28
Tabla 10. Primeras centrales térmicas termosolares	28
Tabla 11. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.	31
Tabla 12. Reducción de costos en las centrales solares termoeléctricas de concentradores cilindroparabólicos	33
Tabla 13. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.	35
Tabla 14. Radiación Solar global anual de algunas ciudades de Chile en kWh/m ² año	42
Tabla 15. Radiación Solar global anual en Calama y Valparaíso en kWh/m ² año	43
Tabla 16. Radiación Solar Nacional	44
Tabla 17. Estimación de Potencial Solar Nacional	47
Tabla 18. Ventajas y desventajas de las estrategias de promoción de las ERNC	50
Tabla 19. Precios de proyectos MDC	60
Tabla 20. Datos para evaluación económica	61
Tabla 21. Ingresos anuales	62



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 22: Costos anuales	63
Tabla 23: Sensibilización de la inversión. Escenario 1 y Escenario 2.	64
Tabla 24: Sensibilización del Precio de la energía. Escenario 1 y Escenario 2.	66
Tabla 25: Sensibilización del Precio de la potencia. Escenario 1 y Escenario 2.	67

Índice de Gráficos

Grafico 1. Potencia Instalada a partir de Renovables Países en Desarrollo, UE y 6 Países líderes, 2006	13
Grafico 2. ERNC en Chile a julio 2007.	13
Grafico 3. Evolución prevista del costo de la electricidad en el período 2000-2020 producida para las tres tecnologías de CPS	32
Grafico 4. Estrategia de penetración en el mercado de las CET (Fuente: Agencia Internacional de la Energía-SolarPACES	32
Grafico 5. Radiación solar global y directa en un día de febrero del año 2004 en Valparaíso.	43
Grafico 6. Radiación solar nacional.	45
Grafico 7: Precio de nudo de la Energía (valores en dólares)	56
Grafico 8. Precio de nudo de la Potencia (valores en dólares)	57
Grafico 9. Precio de nudo monómico (valores en dólares)	57
Grafico 10. Escenarios de precio de la energía.	58
Grafico 11. Ingreso anual Nevada Solar One US\$/año	62
Grafico 12. Costo Anual Nevada Solar One US\$/año	63
Grafico 13. Sensibilización de la Inversión (VAN)	64
Grafico 14. Sensibilización de la Inversión (TIR)	65
Grafico 15. Sensibilización del Precio de energía (VAN)	66
Grafico 16. Sensibilización del Precio de energía (TIR)	66
Grafico 17. Sensibilización del Precio de la potencia (VAN)	67
Grafico 18. Sensibilización del Precio de la potencia (TIR)	67



Universidad Técnica Federico Santa María

Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025 Informe Final

ERNC- Tecnologías Nuevas y Emergentes en Chile

ANTECEDENTES

Estudio de energías renovables y eficiencia energética

La Universidad de Chile, a través del Programa de Estudios e Investigación en Energía junto a la Universidad Técnica Federico Santa María a través del Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica y Centro de Innovación en Energía, continuando con su dilatada trayectoria en investigación y desarrollo en distintos ámbitos de interés nacional, con el apoyo de entidades gubernamentales, tales como Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), Comisión Nacional de Energía (CNE), Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), junto a entidades privadas como la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) y Organizaciones no Gubernamentales (ONG's), están realizando una investigación conjunta para evaluar el potencial técnico-económico de las energías renovables no convencionales y el uso eficiente de la energía, procurando un aporte al abastecimiento eléctrico y diversificación energética, en el sistema interconectado central (SIC), como una manera de reducir la vulnerabilidad del sistema y la dependencia energética del país.

Fuentes de información

Las fuentes de información empleadas en este informe, corresponden a la documentación proveniente de diversas fuentes bibliográficas, entrevistas con personeros del sector energético nacional e información propia.



Universidad Técnica Federico Santa María

1. Introducción

Actualmente Chile cuenta con 0 MW de potencia instalada en energía solar que se inyecte al SIC ocupando el 0% en la matriz energética chilena.

Al igual que la mayoría de los proyectos de ERNC, los proyectos solares cuentan con una importante inversión inicial. Sin embargo, poseen otras cualidades que las hacen ser atractivos, entre ellos se encuentra el valor cero del combustible (sol) y su bajo impacto ambiental.

Tecnologías nuevas y emergentes

2. Energía Solar

Recibe el nombre de energía solar aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, y de la cual se obtiene calor y electricidad. El calor se obtiene mediante colectores térmicos, y la electricidad a través de paneles fotovoltaicos o en forma termosolar.

En los sistemas de aprovechamiento térmico el calor recogido en los colectores solares puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades, como por ejemplo: obtención de agua caliente para consumo doméstico o industrial, o bien para fines de calefacción, aplicaciones agrícolas, o la generación de electricidad, entre otras.

Los paneles fotovoltaicos, que constan de un conjunto de celdas solares, se utilizan para la producción de electricidad, y constituyen una adecuada solución para el abastecimiento eléctrico en las áreas rurales que cuentan con un recurso solar abundante. La electricidad obtenida mediante los sistemas fotovoltaicos puede utilizarse en forma directa, o bien ser almacenada en baterías para utilizarla durante la noche.

En la actualidad Chile se abastece principalmente de energía eléctrica proveniente de energía fósil no renovable: Gas Natural, Carbón y Petróleo. Adicionalmente tenemos una gran parte que se suministra en base a centrales hidráulicas que se ven grandemente afectadas por las variaciones de la pluviométrica que a su vez es grandemente influenciada por los efectos climáticos de "El Niño". La ampliación y nuevas construcción de este tipo de centrales, se ve dificultada por los cambios que producen las centrales hidráulicas grandes en el medio ambiente.

Con la tecnología de hoy en día, la energía solar ayuda a solucionar este problema y además es una diversificación de las fuentes energéticas de nuestra matriz energética, hacia las energías renovables no contaminantes.

A nivel mundial el crecimiento de la energía solar fotovoltaica es del orden del 60%, mientras que la energía solar térmica es del orden del 18%.



Universidad Técnica Federico Santa María

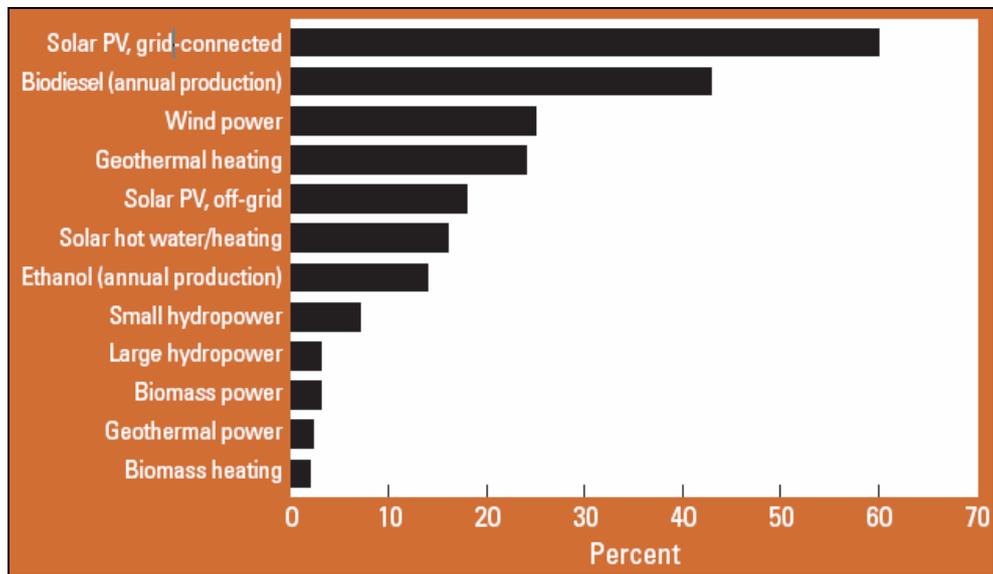


Figura 1. Tasas Anuales de Crecimiento de la Potencia Instalada de Energía Renovable, 2002–2006.

Fuente: Renewables 2007 Global Status Report.

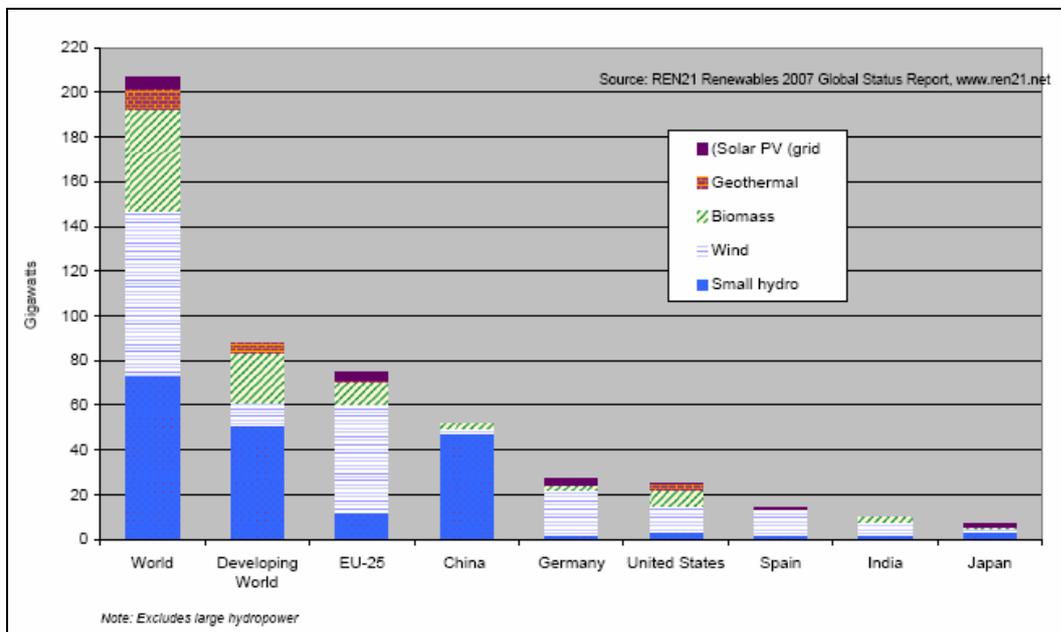
En el siguiente grafico se puede apreciar la potencia instalada a nivel mundial de ERNC



Universidad Técnica Federico Santa María

Grafico 1: Potencia Instalada a partir de Renovables Países en Desarrollo, UE y 6 Países líderes, 2006

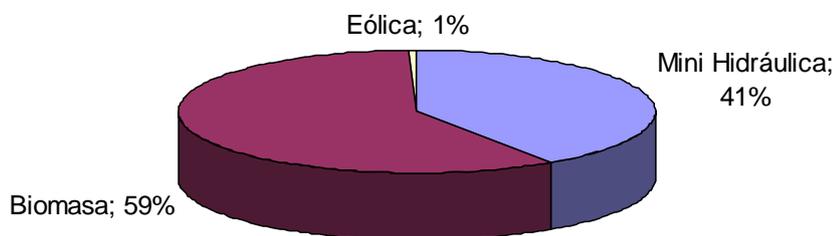
Fuente: REN21. Renewables 2007 Global Status Report.



Chile tiene un enorme potencial de recursos energéticos renovables

- más de 4.000 [km] de costas donde se puede aprovechar la energía de los vientos y de las mareas.
- 3.000 [km] de cordillera donde se puede aprovechar la energía de los vientos y de los volcanes
- miles de km² de soleados desiertos donde se puede aprovechar la energía del sol
- miles de hectáreas forestales donde se puede aprovechar la energía de la biomasa

**Grafico 2: ERNC en Chile a julio 2007. Capacidad instalada de ERNC: 327 [MW]
Participación: 2,6%**





Universidad Técnica Federico Santa María

En Chile la energía solar ha sido y es utilizada preferentemente en la zona norte del país, donde existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo. Es usada principalmente para el calentamiento de agua a baja temperatura y para generación de electricidad con paneles fotovoltaicos en viviendas y establecimientos aislados y dispersos.

Chile fue pionero en la utilización de la energía solar con fines industriales, en el año 1872 se construyó la primera planta desalinizadora solar del mundo, en la localidad de Las Salinas, entre Antofagasta y Calama, en la IIª Región, que funcionaba como un proceso de destilación, tipo hot box, con capacidad de 15.500 [m³], produjo 22.700 litros de agua dulce por día y funcionó por 40 años. Con la gran cantidad de sol y agua salada en el norte de Chile y la innegable necesidad de agua dulce, no es una sorpresa que la destilación solar del agua es un candidato importante para el futuro uso del sol, sin embargo, los costos aún son muy elevados.

De todas las instalaciones en el ámbito de las energías no convencionales, los paneles solares térmicos son los que se han implementado en mayor cantidad a nivel nacional. En Chile existen adaptaciones de diversos tamaños, desde paneles para cubrir necesidades domiciliarias hasta sistemas de aplicaciones mayores como calentamiento de agua y calefacción de hospitales. Los resultados obtenidos con plantas de calentamiento de agua han sido en general exitosos y el mercado garantiza hoy la calidad de la instalación, existiendo numerosas plantas funcionando adecuadamente y sin problemas, necesitando sólo una mantención adecuada.

Respecto a la generación de energía eléctrica mediante la energía solar, existen dos posibilidades, la primera es utilizando colectores concentradores, para producir electricidad por medio de ciclos termodinámicos, sin embargo estas instalaciones son normalmente de gran tamaño y elevado costo, no existiendo iniciativas de este tipo en Chile; la segunda alternativa es la tecnología fotovoltaica que es utilizada a lo largo de todo Chile, principalmente en la zona norte y las aplicaciones principales son para abastecer de energía a viviendas, escuelas, postas, centros comunitarios, retenes de carabineros y pasos fronterizos aislados y dispersos, para usos en radiofonía y telecomunicaciones en sectores rurales.



2.1 Fotovoltaica

2.1.1. Visión General de la Tecnología

La conversión de energía solar en electricidad puede ser realizada con celdas fotovoltaicas. Estas son, por lo general, semiconductores en estado sólido que al estar expuestos a la radiación solar generan un potencial eléctrico. Hay diferentes técnicas de producción de celdas solares, con diferentes rendimientos. Sólo un pequeño número de diseños se pueden producir industrialmente, sin embargo, esta tecnología se está desarrollando muy rápidamente por lo que los avances que se alcancen en el corto plazo son muy auspiciosos.

Las celdas fotovoltaicas se pueden construir con una variedad de materiales semiconductores, existen principalmente tres tipos de celdas a saber:

- Forma cristalina simple,
- Forma multicristalina y policristalina,
- Forma amorfa.

Aproximadamente el 60 % de la producción de corriente es con placas cristalina simple, el 25 % con tecnología policristalina de silicio, y el 11 % sobre la tecnología amorfa de silicio.

Con respecto al rendimiento de estas tecnologías, las celdas de silicio producidas industrialmente tienen un rendimiento del orden 15% (en laboratorio alcanzan el 24,5%). Sin embargo, la empresa Sunpower ha producido industrialmente celdas comerciales con una eficiencia del 21.5 %.

Las celdas Fotovoltaicas se han comercializado en el nicho de aplicaciones a pequeña escala desde el año 1970. Las primeras instalaciones para generar energía del orden de los MW fueron instaladas en los años 80. Varios países tienen plantas de demostración/comercial en gran escala tamaño de MW, pero la mayor parte de la capacidad instalada todavía es para usos de sistema doméstico y comercial, con una proporción creciente que se conecta a la red para inyectar la electricidad a la red cuando corresponda.

Las tecnologías solares fácilmente son integradas en edificios nuevos o existentes, ellos pueden ser discretos, pueden realzar o mejorar la estética y la apariencia arquitectónica de edificios, y pueden ser considerados como un activo positivo debido a su imagen verde.

Con la incorporación de nuevas tecnologías los costos de producción y de materia prima se reducen año a año.

La tecnología fotovoltaica tiene muy buenas aptitudes para suministrar electricidad a sectores aislados y con habitantes dispersos o aquellos territorios que no cuentan con abastecimiento eléctrico por extensión de la red eléctrica convencional, ya que los sistemas son autónomos y requieren de sencillas mantenciones. Los recursos solares del norte Chile son considerados unos de los mejores del mundo, sin embargo, la utilización de la tecnología fotovoltaica tiene campo de aplicación en todo el territorio nacional.

La utilización de la tecnología fotovoltaica en Chile se inició a principios de los 80, principalmente para sistemas de transmisión y retransmisión de comunicaciones de radio y televisión en localidades y pueblos aislados en el norte, e iluminación de faros, presentando todas las iniciativas muy buenos resultados, tanto, técnicos como económicos. Posteriormente, entre los años 1992 y 2000, municipalidades, Gobiernos Regionales y particulares han instalado alrededor de 2.000 sistemas de electrificación rural individuales para viviendas y establecimientos que utilizan paneles fotovoltaicos. El Censo de 2002 identificó 2.398 sistemas fotovoltaicos instalados en viviendas, cuya distribución regional se muestra en la siguiente tabla.



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 5. Número de Viviendas por Región que se Abastecen de Electricidad con Sistemas Fotovoltaicos, Censo 2002.

Fuente: CNE

Región	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	RM	Total
N° Viv.	300	112	107	1.043	73	138	254	53	99	69	91	26	33	2.398

2.1.2 Utilización actual y desarrollo emergente.

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica en nuestro país incluye los siguientes tipos de usos: aplicaciones efectuadas por empresas de telecomunicaciones, aplicaciones en retransmisión de televisión en sectores aislados, sistemas de iluminación de faros con paneles fotovoltaicos y electrificación rural.

En el marco del Programa de Electrificación Rural (PER), municipalidades, Gobiernos Regionales y particulares, han instalado estos sistemas para alumbrado y electrificación de viviendas. Entre los años 1.992 y 2.000 se han instalado cerca de 2.500 soluciones individuales con sistemas fotovoltaicos, para abastecer de energía eléctrica a viviendas rurales, escuelas y postas.

Actualmente la Comisión Nacional de Energía, dentro del PER, está desarrollando diversas iniciativas para promover e implementar el uso de estas tecnologías.

A nivel mundial una tendencia en la industria de las celdas fotovoltaicas ha sido la participación de algunas empresas petroleras (Shell, BP) y otras empresas grandes (GE Energy, Sharp, Sanyo) en la propiedad, la producción directa y la promoción de energía solar, especialmente la producción de electricidad con celdas fotovoltaicas.

La energía solar actualmente puede ser convertida en electricidad a un costo conveniente para aquellos lugares alejados de la red y donde llegar con la red sale muy caro.

En otros países las celdas fotovoltaicas han experimentado un crecimiento gracias a la presencia de incentivos financieros y legislativos (por ejemplo: Alemania, Japón, Australia y la mayor parte de Unión Europea). Económicamente la generación de electricidad para inyectar a la red por medio de celdas fotovoltaicas no es rentable.

Sin embargo, la tecnología avanza rápidamente y su uso podría ser económicamente viable para generación en red.

El mantenimiento que requieren las celdas fotovoltaicas es mínimo.

La tecnología energética de mayor crecimiento en el mundo es la energía fotovoltaica solar conectada a redes (FV), con incrementos anuales del 50 por ciento en potencia instalada acumulada en el 2006 y en el 2007, hasta alcanzar aproximadamente 7,7 GW. Esto se traduce en 1,5 millones de hogares con techos solares generando energía fotovoltaica que alimenta las redes en todo el mundo. Alemania concentró la mitad del mercado global en el año 2006, con un aporte del orden de 850–1.000 GW. La energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica registró un incremento de aproximadamente 300 MW en Japón, 100 MW en Estados Unidos, y 100 MW en España en el año 2006. El mercado de energía fotovoltaica en España fue el de crecimiento más acelerado en comparación con cualquier otro país en el año 2007, en parte con motivo de la



Universidad Técnica Federico Santa María

revisión de políticas y la creación de otras, con un aporte estimado de 400 MW en ese año, cuatro veces más que el aporte del año anterior. Otros países europeos han comenzado a registrar un fuerte crecimiento, en particular Italia y Grecia, con la instrumentación reciente de políticas, con lo cual se modifica la situación imperante. Francia ha efectuado una revisión reciente de las políticas de precios o premios garantizados (feed-in tariffs) con la consiguiente aceleración del crecimiento, que hasta ese momento había sido lento. Italia parecía tener la determinación de instalar 20 MW de potencia en el año 2007 y Francia, 15 MW, en ambos casos el doble de la potencia correspondiente al año 2006. En Estados Unidos, California continúa siendo el líder indiscutido, tras dominar el 70 por ciento del mercado estadounidense en el año 2006. Nueva Jersey se posiciona en el segundo lugar, al tiempo que están surgiendo otros mercados en varios estados del sudoeste y este del país. Corea también se vislumbra como un mercado fuerte.

La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas tienen sólo unos pocos kilovatios (kW) o decenas de kilovatios. Entre ellas cabe mencionarse la integración de sistemas fotovoltaicos en la edificación (BIPV, por sus siglas en inglés), que cada vez es mayor y ha comenzado a atraer la atención de la comunidad arquitectónica convencional. Además, el crecimiento de instalaciones fotovoltaicas de gran escala fue vertiginoso en el bienio 2006/2007, con niveles de cientos de kilovatios y megavatios. Un caso conocido fue el de la instalación por parte de Google de un sistema fotovoltaico de 1,6 MW en su casa matriz en California. Y la planta de la Base de la Fuerza Aérea Nellis en Nevada, de 14 MW, se ha convertido recientemente en la mayor planta fotovoltaica de Estados Unidos. En la actualidad, España alberga las dos centrales eléctricas fotovoltaicas más grandes del mundo, de 20 MW cada una, en las ciudades de Jumilla (en la región de Murcia) y Beneixama (en la región de Alicante). En total, existen más de 800 centrales a nivel mundial con una potencia mayor a 200 kW y al menos 9 centrales tienen más de 10 MW: en Alemania, Portugal, España y Estados Unidos. En el extremo opuesto se hallan instalaciones de menor envergadura, no conectadas a la red eléctrica, que por lo general no llegan a un kilovatio de potencia y que están diseñadas para diversas aplicaciones, por ejemplo, hogares rurales sin acceso a la energía eléctrica, telecomunicaciones remotas, señales de tráfico, faroles, y productos para el consumidor. Si se incluyen estas instalaciones fotovoltaicas no conectadas a la red eléctrica, que siguen creciendo a tasas anuales de dos dígitos, se calcula que la potencia acumulada de las instalaciones fotovoltaicas existentes a nivel mundial a fines del año 2007 ha alcanzado los 10,5 GW, vale decir, un incremento de 7,7 GW con respecto al año 2006.



Universidad Técnica Federico Santa María

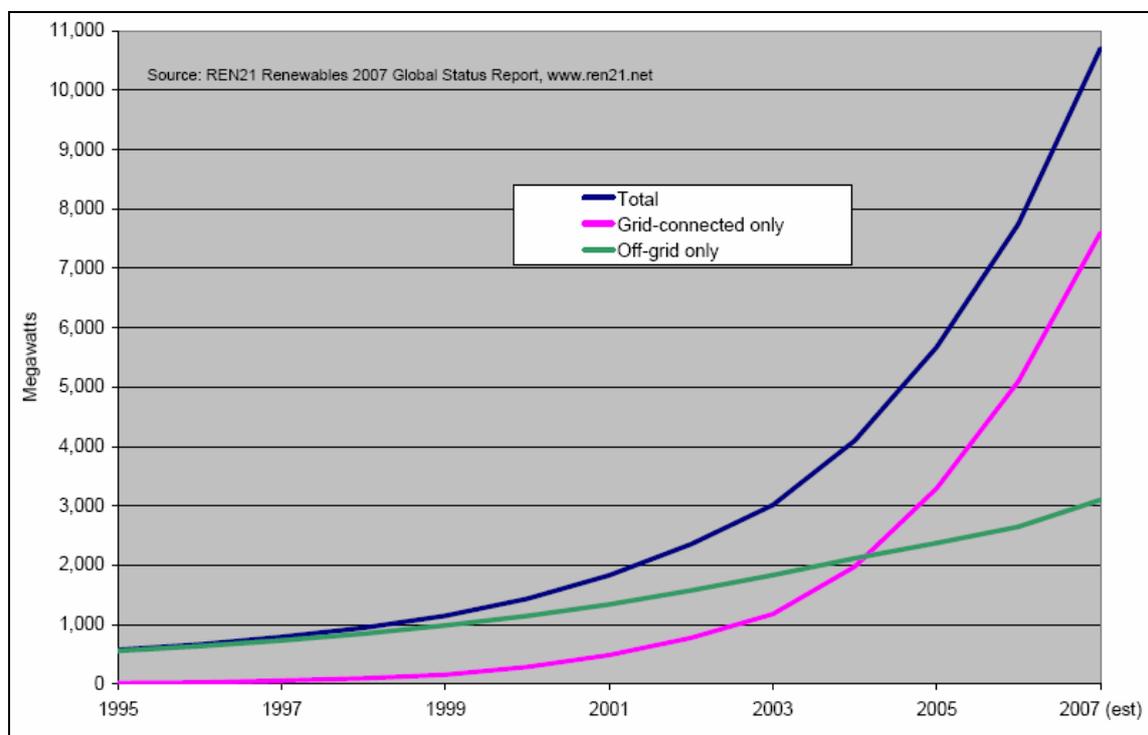


Figura 2. Solar FV, Potencia Instalada Mundial Existente, 1995- 2007.

Fuente: Renewables 2007 Global Status Report.

2.1.3 Oportunidades

Las celdas fotovoltaicas son una buena alternativa para entregar electricidad a aquellos lugares que estén fuera del alcance de la red eléctrica, sitios de telecomunicación y usos de zonas remotas donde la fiabilidad y el mantenimiento bajo tienen una importancia extrema.

Los usos principales se pueden dividir en cuatro sectores:

- Productos de consumo
- Usos de Industria
- Sistema de generación independientes para zonas remotas
- Generación distribuida. Se inyecta el excedente de energía en la red.
- Central eléctrica conectada a la red.

2.1.4. Industria

En Chile no está desarrollada la industria fotovoltaica desde el punto de vista de producción, solo existe la comercialización de algunas tecnologías.

La Energía Solar está en auge. A finales de 2006, la capacidad acumulativa instalada de los Sistemas Solares Fotovoltaicos de todo el mundo superó la cifra de 6.500 MWp. Hay que considerar que a finales del año 2.000 había solamente 1.400 MWp. Las energías fotovoltaicas en todo el mundo han aumentado en una tasa media anual superior al 35% desde el año 1998.



Universidad Técnica Federico Santa María

Los productos de consumo en el año 2006 ocupaban el aproximadamente el 2% de la producción anual de celdas solares en el mundo. Al aumentar la demanda de suministro de electricidad móvil se espera que el mercado de bienes de consumo continuará creciendo en términos absolutos (aunque su cuota relativa se reducirá), en particular con la introducción de tecnologías de electricidad de bajo costo innovadoras como las células solares orgánicas.

Los Sistemas FV a gran escala (> 1 MWp) conectados a la Red representan aproximadamente el 10% del mercado FV europeo. Estos sistemas son particularmente adecuados en áreas en las que no hay competencia con otros usos del terreno. Por ejemplo, las regiones desérticas con gran radiación solar ofrecen buenas oportunidades para las plantas de grandes dimensiones a largo plazo, en especial por el descenso continuo del precio de los módulos.

En el año 1994 sólo estaba conectado a la Red un 20% de la nueva capacidad FV, este valor ha aumentado hasta aproximadamente el 85% en 2006. Un número creciente de países ha seguido los exitosos ejemplos de Alemania, Japón y EE. UU., que han establecido programas de apoyo a los Sistemas FV conectados a la Red. Estos programas seguirán impulsando el crecimiento del mercado durante los próximos años, hasta que la energía FV pueda competir en precios con la electricidad doméstica

Los sistemas FV para electrificación aislada proporcionan energía a comunidades que no tienen acceso a la red eléctrica. Cerca de 1.700 millones de personas en todo el mundo viven en la actualidad sin servicios de energía básicos. El 80% de ellas vive en áreas rurales. Este gran mercado es una excelente oportunidad tanto para la Industria FV como para la población local.

Los Sistemas FV pueden suministrar electricidad tanto para consumo privado como para usos industriales.

En 2006, aproximadamente el 7% de las Instalaciones FV del mundo estaban dedicadas a la electrificación rural.

Los usos industriales PV sin Conexión a Red permiten reducir los costos de combustible, sustituyendo total o parcialmente a los motores diésel en sistemas híbridos, por ejemplo, los sistemas FV industriales ofrecen gran fiabilidad y mínimo mantenimiento.

En el año 2006, alrededor del 7% de las Instalaciones FV del mundo se emplearon en aplicaciones FV industriales sin Conexión a Red.

Por otro lado el suministro de materias primas como el silicio de grado solar que es el material básico necesario para la producción de células solares es muy importante. La tecnología cristalina utiliza el 93% del mercado.

La Industria FV compite con la industria de los semiconductores en el suministro de silicio. Se espera que hacia 2008 la disponibilidad de silicio de grado solar para la Industria FV genere una situación mucho más relajada en el mercado del silicio.

Hasta ahora, la fabricación de células y módulos solares ha estado concentrada en tres zonas geográficas: Europa, Japón y Estados Unidos. No obstante, el país con mayor crecimiento en instalaciones de producción es China.

Las principales compañías productoras de celdas FV son:



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 6. Empresas productoras de celdas FV

Fuente: Elaboración propia.

Empresa	Porcentaje de mercado mundial
BP Solar	3,5%
Solar World	3,5%
Motech	4,0%
Mitsubishi Electric	4,4%
Sanyo	6,1%
Suntech	6,3%
Kyocera	7,1%
Q-Cells	10,0%
Sharp	17,1%
Resto	23,5%

Cuanto más se escala en la cadena de valor de la energía FV, menos compañías hay involucradas. En el extremo superior de la cadena, la producción de silicio exige un conocimiento técnico y una inversión considerables, como en el caso de la producción de obleas. En cambio, en el nivel de los fabricantes de células y módulos, donde las necesidades de técnica e inversión son menores, hay muchos más actores en el mercado.



2.2.5 Costos actuales y proyectados

Los costos de generación de electricidad a partir de celdas fotovoltaicas se estima que están alrededor 20 a 80 cUS\$/kWh. Estos son los costos de generación de electricidad en la fuente y no incluyen otros costos.

En el uso fuera de la red, el costo podría subir en un 15% a 30% por la necesidad de almacenar la energía en baterías.

Los principales factores que afectan a la reducción del costo de la Energía FV son los siguientes:

- Las innovaciones y los avances tecnológicos.
- El aumento de la tasa de rendimiento de la Energía FV.
- La ampliación del tiempo de vida de los Sistemas FV.
- Las economías de escala.

Tabla 7. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.

Fuente: REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

Tecnología	Características Típicas	Costos de Energía Típicos cUS/kWh
GENERACIÓN ELÉCTRICA		
Hidroeléctricas grandes	Potencia de planta: 10 megawatts (MW)–18,000 MW	3–4
Hidroeléctricas pequeñas	Potencia de planta: 1–10 MW	4–7
Eólicas en tierra	Potencia de la turbina: 1–3 MW Diámetro Aspas: 60–100 metros	5–8
Eólicas mar adentro	Potencia de la turbina: 1.5–5 MW Diámetro Aspas: 70–125 metros	8-12
Biomasa	Potencia de planta: 1–20 MW	5–12
Geotermia	Doble-flash, vapor natural [double-flash, natural steam]	4–7
Solar FV (modulo)	Tipo de celda y eficiencia: cristal simple -single-crystal- 17%; policristalino – polycrystalline- 15%; silicón amorfa - amorphous silicon- 10%; película delgada -thin film- 9-12%	-
Solar FV sobre techos	Potencia instalada pico: 2–5 kilowatts-pico	20–80*
Concentradores solares térmicos (CSP)	Potencia de planta: 50–500 MW (colector), 10-20 MW (torre); Tipos: colector - trough-; torre o receptor central - tower-, plato –dish-	12–18†
CALENTAMIENTO DE AGUA		
Calentamiento Biomasa con	Potencia de planta: 1–20 MW	1–6
Calentamiento solar	Tamaño: 2–5 m ² (hogar); 20–200 m ² (mediano/multi-familia); 0.5–2 MWth	2–20 (hogar) 1–15 (mediano)



Universidad Técnica Federico Santa María

	(grande/district heating); Tipos: evacuated tube, flat-plate	1–8 (grande)
Calentamiento/ enfriamiento geotérmico	Potencia de planta: 1–10 MW; Tipos: heat pumps, direct use, chillers	0.5–2
BIOCOMBUSTIBLES		
Etanol	Productos agrícolas: caña de azúcar, remolacha azucarera, maíz, mandioca, sorgo, trigo (y celulosa a futuro)	25–30 cent/litro (azúcar) 40–50 cent/litro (maíz) (gasolina equivalente)
Biodiesel	Productos agrícolas: soja, colza o canola, semillas de mostaza, palma, jatropha, o aceites vegetales usados.	40–80 cents/litro (diesel equivalente)
ENERGIA RURAL (FUERA DE RED)		
Mini-hidroeléctricas	Potencia instalada: 100–1,000 kilowatts (kW)	5–10
Micro- hidroeléctricas	Potencia instalada: 1–100 kW	7–20
Pico- hidroeléctricas	Potencia instalada: 0.1–1 kW	20–40
Digestor a biogas	Tamaño del digestor: 6–8 metros cúbicos	n/a
Gasificador a biomasa	Tamaño: 20–5,000 kW	8–12
Pequeña turbina eólica	Potencia de la turbina: 3–100 kW	15–25
Turbina eólica hogareña	Potencia de la turbina: 0.1–3 kW	15–35
Mini red para comunidad	Potencia del sistema: 10–1,000 kW	25–100
Sistema Solar hogareño	Potencia del sistema: 20–100 watts	40–60

Nota: Los costos son costos económicos, excluyen subsidios o incentivos de política. Los costos típicos de la energía corresponden a las mejores condiciones posibles, incluyendo el diseño del sistema, localización, y disponibilidad de recursos. Condiciones óptimas pueden arrojar costos menores, condiciones menos favorables pueden resultar en costos substancialmente superiores. Los costos de sistemas híbridos de generación eléctrica fuera de red empleando renovables dependen fuertemente del tamaño del sistema, localización y aspectos asociados como respaldo de diesel y depósito de baterías.

(*) Costos típicos entre 20-40 centavos por kWh corresponden a latitudes bajas con radiación solar de 2500 kWh/m²/año, 30-50 centavos/kWh para 1500 kWh/m²/año (típico del sur de Europa), y 50-80 centavos para 1000 kWh/m²/año (latitudes superiores).

(†) Costos para plantas colectoras; los costos caen al incrementarse el tamaño de planta.

Ventajas de la Tecnología FV:

- El combustible es gratis.
- No hay piezas móviles susceptibles de desgaste, rotura o sustitución.
- Sólo se requiere un mantenimiento mínimo para garantizar el funcionamiento del sistema.
- Los sistemas son modulares y se pueden instalar rápidamente en cualquier parte.
- No produce ruido, emisiones nocivas ni gases contaminantes



Universidad Técnica Federico Santa María

2.2. Solar Termoeléctrica (Concentradores Solares)

2.2.1 Visión General de la Tecnología

Las centrales termo solares para producción de electricidad implican siempre diseños de sistemas de concentración conocidos como CPS (Concentratet Solar Power).

Estas centrales producen electricidad de la misma forma que las centrales convencionales. La diferencia es que obtienen su energía primaria concentrando la radiación solar y convirtiéndola en vapor o gas a alta temperatura para hacer funcionar una turbina o un motor. Se requieren cuatro elementos principales: un concentrador, un receptor, algún medio de transporte o almacenamiento del calor, y conversión eléctrica.

Las tres tecnologías de concentración solar más utilizados son:

- Concentradores Cilindro Parabólicos (CCP): Son concentradores de foco lineal con seguimiento en un solo eje, concentraciones de la radiación de 30 a 80 veces y potencias por campo unitario de 30 a 80 [MW].
- Concentrador de Torre Central (CTC): Consisten en un campo de helióstatos que siguen la posición del Sol en todo momento (elevación y acimut) y orientan el rayo reflejado hacia el foco colocado en la parte superior de una torre. Los órdenes de concentración son de 200 a 1.000 y las potencias unitarias de 10 a 200 [MW].
- Concentrador de Discos parabólicos (Solar Dish Engine) (CDP): Son pequeñas unidades independientes con reflector parabólico habitualmente conectado a un motor Stirling situado en el foco. Los niveles de concentración son superiores (1.000-4.000) y las potencias unitarias son de 5 a 25 [Kw].

En las siguientes figuras se aprecian los tres tipos de concentradores solares más utilizados.

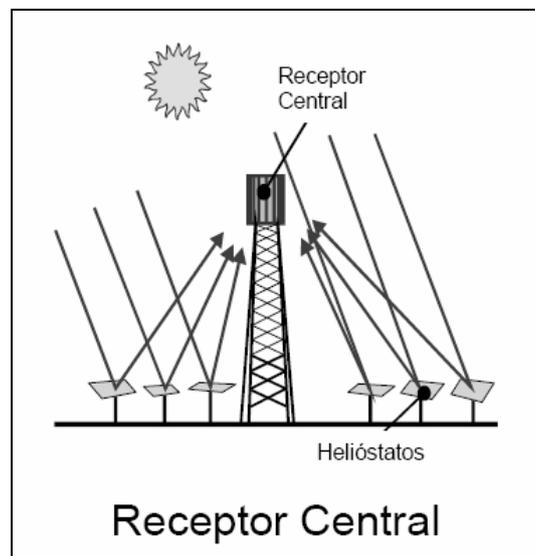


Figura 3. Sistemas de concentración solar Tipo Receptor Central o Torre Concentradora.

Fuente: SolarPACES



Universidad Técnica Federico Santa María

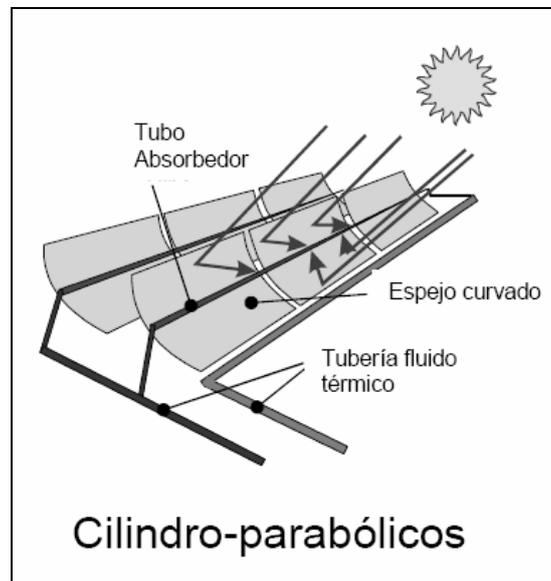


Figura 4. Sistemas de concentración solar tipo Cilindro Parabólico.
Fuente: SolarPACES

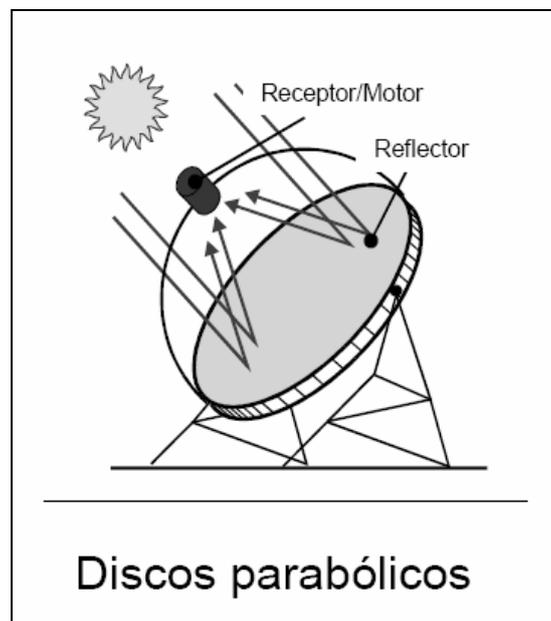


Figura 5. Sistemas de concentración solar Tipo Disco Parabólico.
Fuente: SolarPACES



Tecnología Fresnel.

Consiste en la utilización de espejos móviles que conducen los rayos solares hasta un tubo que absorbe esta radiación, pero a diferencia de los CCP, la planta Fresnel sólo necesita espejos planos, un aspecto que reduce considerablemente los costes de fabricación.

Los espejos, colocados uno al lado del otro, forman largas filas móviles. Dispuestos de forma paralela, guían la energía de la radiación solar hacia un tubo ubicado a ocho metros de altura, por encima de los espejos. En este tubo receptor está el agua que se calienta a temperaturas de hasta 450 °C. De esta manera se genera vapor, que se transforma en energía eléctrica mediante una turbina, del mismo modo que en las centrales eléctricas convencionales.

Algunas diferencias que conducen a una mayor eficiencia y a más rentabilidad de esta tecnología son las siguientes:

- Los colectores trabajan con espejos planos, de bajo precio, que se pueden adquirir en cualquier parte del mundo.
- Por el tubo absorbedor fluye agua, en lugar de aceite térmico. Esta se calienta a 450 grados centígrados y genera electricidad, de forma muy sencilla, mediante una turbina de vapor, por lo que ya no es necesario utilizar intercambiadores de calor, que son muy caros y emplean mucha energía.
- Las centrales Fresnel, además, son muy resistentes al viento y requieren muy poco mantenimiento. Debido a que ofrecen gran resistencia al viento, no es necesario invertir mucho dinero en una costosa cimentación.
- Necesitan sólo la mitad de la superficie que las centrales de colectores cilindro-parabólicos de la misma potencia. Para el uso comercial, se estima que los costes de inversión serán bajos, de modo tal, que la electricidad solar se podrá generar de forma mucho más económica, a pesar de un menor rendimiento. Esto permitirá una amortización más rápida.

La empresa Solar Power Group se dedica, al desarrollo de la tecnología Fresnel. Hoy en día, está en la fase de prototipo, poco antes de la producción en serie. A partir del año 2009, la empresa planifica poner en práctica aplicaciones comerciales de esta tecnología.



Universidad Técnica Federico Santa María

En la siguiente tabla se comparan estos tres tipos de tecnologías.

Tabla 8. Comparación de tecnologías de electricidad solar térmica

Fuente: European Solar Thermal Industry Association

	Concentrador Cilindro Parabólico (CCP)	Concentrador Torre Central (CTC)	Concentrador Disco parabólico (CDP)
Aplicaciones	Centrales conectadas a la red, calor de proceso.	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura	Aplicaciones independientes o pequeños sistemas eléctricos aislados
Unidad mayor construida a la fecha MWe	80	10	25
Orden de concentración	30 a 80	20 a 1.000	1.000 a 4.000
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Comercialmente disponible (T° 400 °C, potencial 500 °C) - Rendimiento del 14% - Modular - Mejor aprovechamiento del terreno - Demanda de material más baja - Concepto híbrido probado - Capacidad de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia de conversión (T probadas 565 °C, potencial 1.000 °C) - Almacenamiento a altas T° - Operación híbrida posible 	<ul style="list-style-type: none"> -Eficiencia de conversión muy alta, 30% -Modularidad -Operación híbrida posible -Experiencia operacional en prototipos
Desventajas	Aceite como medio de transferencia de calor restringe las T° de operación Utiliza mucho terreno y agua	Valores de rendimiento anual proyectados, costos de inversión y operación todavía no vistos en operación comercial	Fiabilidad tiene que mejorar Todavía por conseguir los costos proyectados de producción en masa

Los concentradores cilindro parabólicos (CCP) son la tecnología solar termoeléctrica más madura, con 354 MW conectados a la red del sur de California desde los años 80 y más de 2 millones de metros cuadrados de CCP operando con una disponibilidad a largo plazo superior al 99%. Suministrando 800 millones de kWh anuales a un costo de generación de unos 10-18 cUS\$/kWh, estas centrales han mostrado un máximo de eficiencia estival del 21% en términos de conversión de la radiación solar directa en electricidad en la red.

Las medidas de apoyo y subvenciones institucionales vienen motivadas por la reducción de emisiones a la atmósfera de gases que promueven el efecto invernadero y por la creación de empleo local y la mejora de la calidad de vida en los entornos geográficos de implantación. Se estima que una CPS evita unas 2.000 [ton] anuales de emisiones de CO₂ por cada [MWe] instalado, o lo que es lo mismo, cada [GWh] producido con CPS evita la emisión de 700 a 1000 [ton] de CO₂, por lo que resultan idóneas para contribuir al 8% de reducción de emisiones pretendido por la política de la Comunidad Europea en el año 2010.



2.2.2 Utilización actual y desarrollo emergente

A pesar del indudable potencial de las Tecnologías de Concentración Solar (CPS) y del éxito operacional de las plantas en California, cuyos 354 [MW] suministran desde hace 15 años el 90% de la electricidad comercial de origen solar en el mundo, la realidad muestra que todavía no se ha conseguido el deseado cambio radical que permita que estas tecnologías tengan aceptación y uso comercial amplio. Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial, confirma a las CPS como la forma más económica de producir electricidad a gran escala a partir de la energía solar. Su diagnóstico sitúa, no obstante, el costo directo de capital de una CPS en 2,5 a 3,5 veces el de una planta térmica convencional y la electricidad que producen alcanza un precio de generación de 2 a 4 veces superior.

La energía térmica solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés) permaneció estancada desde principios de la década del 90 hasta el 2004, año en el que se reactivaron las inversiones en centrales nuevas de escala comercial. A partir de entonces, los planes comerciales de Israel, Portugal, España y Estados Unidos han despertado un gran interés y derivado en evolución tecnológica e inversiones. En el bienio 2006/2007 se concluyeron tres centrales: una central de cilindros o colectores parabólicos en Nevada de 64 MW, una central de colectores en Arizona de 1 MW, y una central de torre (o sistema de colector central) en España de 11 MW. Hacia el año 2007, había más de 20 proyectos en todo el mundo en relación con la energía térmica solar concentrada, ya sea en construcción o en las etapas de planificación o estudios de factibilidad. En España, hacia fines del año 2007 se estaban construyendo tres centrales de colectores parabólicos de 50 MW y se proyectaba la construcción de diez centrales adicionales de 50 MW. En Estados Unidos, las empresas de servicios públicos de los estados de California y Florida anunciaron planes o ya habían contratado al menos ocho proyectos nuevos que totalizaban más de 2,000 MW. En lo que respecta a los países en vías de desarrollo, en el período 2006/2007 se aprobaron tres proyectos del Banco Mundial para la construcción de centrales integradas de energía térmica solar concentrada (CSP) / ciclo combinado con turbina de gas en Egipto, México y Marruecos, cada una de ellas con componentes de CSP de 20–30 MW; paralelamente, se estaban considerando o desarrollando otros proyectos en Argelia, China, India y Sudáfrica. Toda esta actividad también ha reactivado los procesos de fabricación vinculados con la energía térmica solar concentrada.



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 9. Características de las CPS .

Fuente: European Solar Thermal Industry Association

	Concentrador Cilindro Parabólicos (CCP)	Concentrador de Torre Central (CTC)	Concentrador de Discos Parabólicos (CDP)
Potencia Temperatura operación Factor de capacidad anual Eficiencia máxima Eficiencia Neta Anual	30-80 MW* 390 °C 23-50 %* 20 % 11-16 %*	10-200 MW* 565 °C 20-77 %* 23 % 7-20 %*	5-25 kW 750 °C 25 % 29,4 % 12-25 %
Estado comercial Riesgo Tecnológico Almacenamiento disponible Diseños híbridos	Disponible comercialmente Bajo Limitado Sí	Demostración Medio Sí Sí	Prototipos-demostración Alto Baterías Sí
Coste kW instalado US/kW US/kWp**	5.400 -3.650* 5.400- 1.760*	5.270-3.370* 3.260-1.210*	17.160-1.770* 17.160-1.490*

* El rango indicado se refiere al periodo de 1997 al año 2030.

** US/kWp se refiere al coste por kW instalado eliminando el efecto de almacenamiento de energía, tal y como se hace en la energía solar fotovoltaica.

De las tres tecnologías actuales de CPS (Receptor Central, Colectores Cilindro Parabólicos y los Discos Stirlings), las plantas con colectores cilindro parabólicos (CCP) son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial. Las nueve plantas de generación termo-solar actualmente en operación en California, con sus más de 2,5 millones de metros cuadrados de CCP, son el mejor ejemplo del estado del arte de esta tecnología. Con una capacidad de producción en régimen comercial de 354 [Mwe], estas plantas han acumulado una gran experiencia en el diseño e implementación de este tipo de CPS.

Tabla 10. Primeras centrales térmicas termosolares

Fuente: European Solar Thermal Industry Association

Nombre	Ubicación	Tamaño (Mwe)	Tipo, fluido transferencia calor y medio almacenaje	Entrada en servicio	Financiación
Aurelios	Adrano, Sicilia	1	Torre, vapor de agua	1981	Unión Europea
SSPS/ CRS	Almería, España	0,5	Torre, sodio	1981	8 países europeos y EE.UU.
SSPS/ DCS	Almería, España	0,5	CC, aceite	1981	8 países europeos y EE.UU.
Sunshine	Nio, Japón	1	Torre, vapor de agua	1981	Japón



Universidad Técnica Federico Santa María

Solar One	California, EE.UU.	10	Torre, vapor de agua	1982	M.En.& emp. serv. público EEUU
Themis	Targasonne, Francia	2,5	Torre, sal fundida	1982	Francia
CESA-1	Almería, España	1	Torre, vapor de agua	1983	España
MSEE	Albuquerque, EE.UU.	0,75	Torre, sal fundida	1984	M.En.& emp. serv. público EEUU
SEGS-1	California, EE.UU.	14	CCP, aceite, alm. aceite	1984	Luz (compañía privada)
Vanguard 1	EE.UU	0,025	Disco, hidrógeno	1984	Advanco Corp.
MDA	EE.UU	0,025	Disco, hidrógeno	1984	McDonnell-Douglas
C3C-5	Crimea, Rusia	5	Torre, vapor de agua	1985	Rusia

Principales proyectos en operación

- SEGS (Solar Energy Generating Systems), USA Desierto de Mojave California, total 354 MW, Concentrador parabólico
- Nevada Solar One, USA Nevada, 64 MW, Concentrador parabólico
- Liddell Power Station, Australia, 95 MW de calor, 35 MW, Contradores tipo Fresnel
- PS10 Torre solar, Sevilla España, 11 MW

Principales Proyectos en Construcción

- Andasol 1, España, 50 MW con almacenamiento de calor, concentrador parabólico
- Andasol 2, España, 50 MW con almacenamiento de calor, concentrador parabólico
- Solar Tres, España, 15 MW con almacenamiento de calor, Torre solar.

Proyectos anunciados

- Parque Solar de Mojave, USA California, 553 MW, concentradores solares
- Pisgah, USA California, 500 MW, Disco parabólico
- Ivanpah Solar, USA California, 400 MW, Torre concentradora
- FPL, USA Florida, 300 MW, reflectores Fresnel
- Valle Imperial, USA California, 300 MW, Disco parabólico
- Solana, USA Arizona, 280 MW, concentrador parabólico
- Beacon Solar, USA California, 250 MW, concentrador parabólico
- Desierto de Negev, Israel, 250 MW
- Parque solar Carrizo, USA California, 177 MW, reflectores Fresnel
- Uppington, South Africa, 100 MW, Torre solar
- Shams, Abu Dhabi Madinat Zayad, 100 MW, Concentrador parabólico
- Yazd Plant, Iran, 67 MW, planta híbrida de gas
- Barstow, USA California, 59 MW concentrador parabólico, con almacenamiento de calor,
- Kuraymat, Egipto, 40 MW, concentrador solar
- Beni Mathar, Morocco, 30 MW
- Hassi R'mel, Algeria, 25 MW, concentrador parabólico
- Cloncurry, Australia, 10 MW torre solar
- Proyecto Icaro, Chile 20 MW
- Proyecto Calama, Chile, 105 MW



Universidad Técnica Federico Santa María

- Proyecto Inti, Chile, 500 MW
- Plataforma Solar de Atacama, Fundación Chile, Codelco, CORFO.

2.2.3 Oportunidades

Este mercado no está desarrollado en Chile, si bien existen proyectos para instalar plantas térmicas solares estos a la fecha no se han concretado.

Dada la alta disponibilidad del recurso solar en Chile existe una buena oportunidad de aplicar esta tecnología en el norte del país.

2.2.4 Industria

La industria de plantas de concentradores térmicos solares (CSP, por sus siglas en inglés), terminó la primera ronda de construcción durante el 2006/2007, un resurgimiento después de más de 15 años de inactividad comercial. Varios jugadores de la industria estaban planificando nuevos proyectos, incluyendo Abengoa Solar, Acciona e Iberdrola (España), Solar Millennium (Alemania) y Stirling Energy Systems (EE.UU.). Solar Millennium firmó un acuerdo con dos socios chinos para el desarrollo de 200 MW en Inner Mongolia para el 2012, como parte de un marco comercial más amplio de 1000 MW de CSP en China para el 2020. Las actividades de fabricación de la industria de CSP también parecieron dar señales de mayor crecimiento durante el 2007, por ejemplo, la firma estadounidense Ausra anunció una nueva planta en Nevada que comenzaría a producir 700 MW de componentes de energía térmica solar para mediados del 2008. Y Schott de Alemania también planea duplicar su capacidad de producción de colectores (receivers) en el 2008 con nuevas instalaciones en España y Estados Unidos.

El progreso en el desarrollo del mercado ha sido obstaculizado por la liberalización del sector eléctrico en el mundo. Esto ha afectado significativamente la viabilidad de grandes centrales intensivas en capital. La falta de precios de mercado firmes o de acuerdos de compra a largo plazo ha aumentado la incertidumbre y acortado los periodos de depreciación de los bienes de capital. El resultado ha sido un giro hacia las centrales de bajo costo de capital como las de gas de ciclo combinado, de construcción rápida, costo instalado inferior a 500 US\$/kW y eficiencia de generación superior al 5%. En este contexto, las centrales termosolares necesitarán aumentar mucho su tamaño para poder competir en la generación de electricidad.

Las principales empresas que proveen estas tecnologías son:

- Abengoa Solar
- Acciona,
- Iberdrola,
- Solar Millennium
- Stirling Energy Systems



2.2.5 Costos actuales y proyectados

Tabla 11. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.
Fuente: REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

Tecnología	Características Típicas	Costos de Energía Típicos cUS/kWh
GENERACIÓN ELÉCTRICA		
Hidroeléctricas grandes	Potencia de planta: 10 megawatts (MW)–18,000 MW	3–4
Hidroeléctricas pequeñas	Potencia de planta: 1–10 MW	4–7
Eólicas en tierra	Potencia de la turbina: 1–3 MW Diámetro Aspas: 60–100 metros	5–8
Eólicas mar adentro	Potencia de la turbina: 1.5–5 MW Diámetro Aspas: 70–125 metros	8-12
Biomasa	Potencia de planta: 1–20 MW	5–12
Geotermia	Doble-flash, vapor natural [double-flash, natural steam]	4–7
Solar FV (modulo)	Tipo de celda y eficiencia: cristal simple -single-crystal- 17%; policristalino – polycrystalline- 15%; silicón amorfo - amorphous silicon- 10%; película delgada -thin film- 9-12%	-
Solar FV sobre techos	Potencia instalada pico: 2–5 kilowatts-pico	20–80*
Concentradores solares térmicos (CSP)	Potencia de planta: 50–500 MW (colector), 10-20 MW (torre); Tipos: colector - trough-; torre o receptor central - tower-, plato –dish-	12–18†

Nota: Los costos son costos económicos, excluyen subsidios o incentivos de política. Los costos típicos de la energía corresponden a las mejores condiciones posibles, incluyendo el diseño del sistema, localización, y disponibilidad de recursos. Condiciones óptimas pueden arrojar costos menores, condiciones menos favorables pueden resultar en costos substancialmente superiores. Los costos de sistemas híbridos de generación eléctrica fuera de red empleando renovables dependen fuertemente del tamaño del sistema, localización y aspectos asociados como respaldo de diesel y depósito de baterías.

(*) Costos típicos entre 20-40 centavos por kWh corresponden a latitudes bajas con radiación solar de 2500 kWh/m²/año, 30-50 centavos/kWh para 1500 kWh/m²/año (típico del sur de Europa), y 50-80 centavos para 1000 kWh/m²/año (latitudes superiores).

(†) Costos para plantas colectoras; los costos caen al incrementarse el tamaño de planta.

En el siguiente gráfico se aprecia la reducción de costos de electricidad que se proyecta para estas tecnologías.



Universidad Técnica Federico Santa María

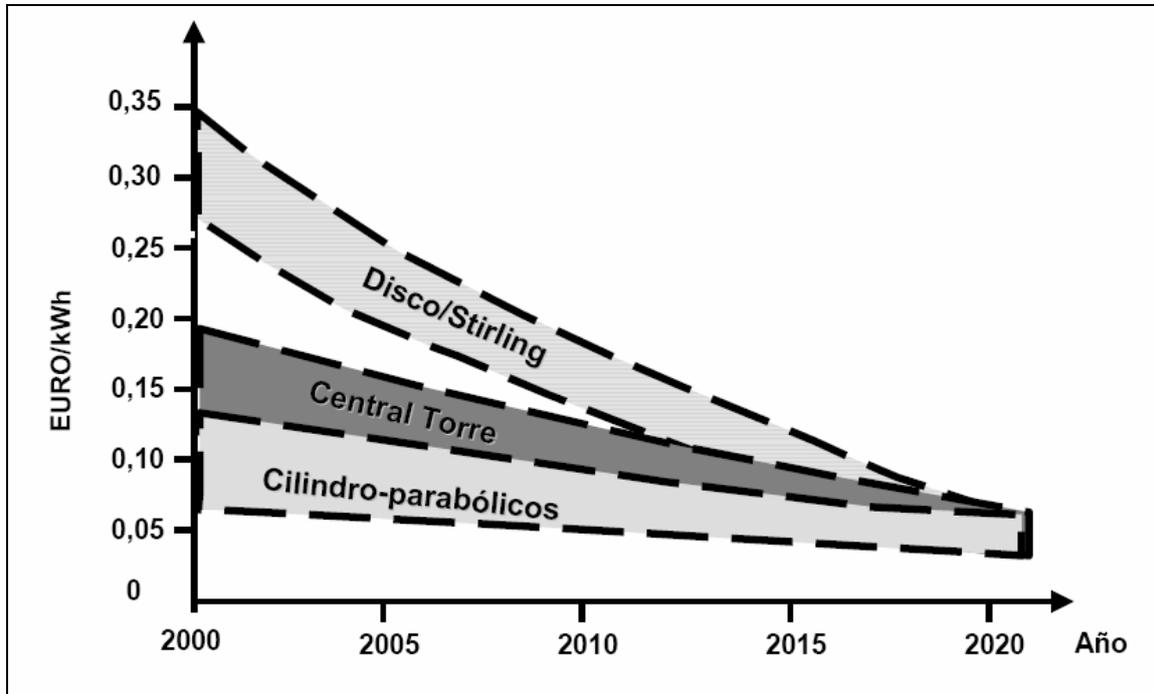


Grafico 3. Evolución prevista del costo de la electricidad en el período 2000-2020 producida para las tres tecnologías de CPS

Fuente: Agencia Internacional de la Energía- SolarPACES

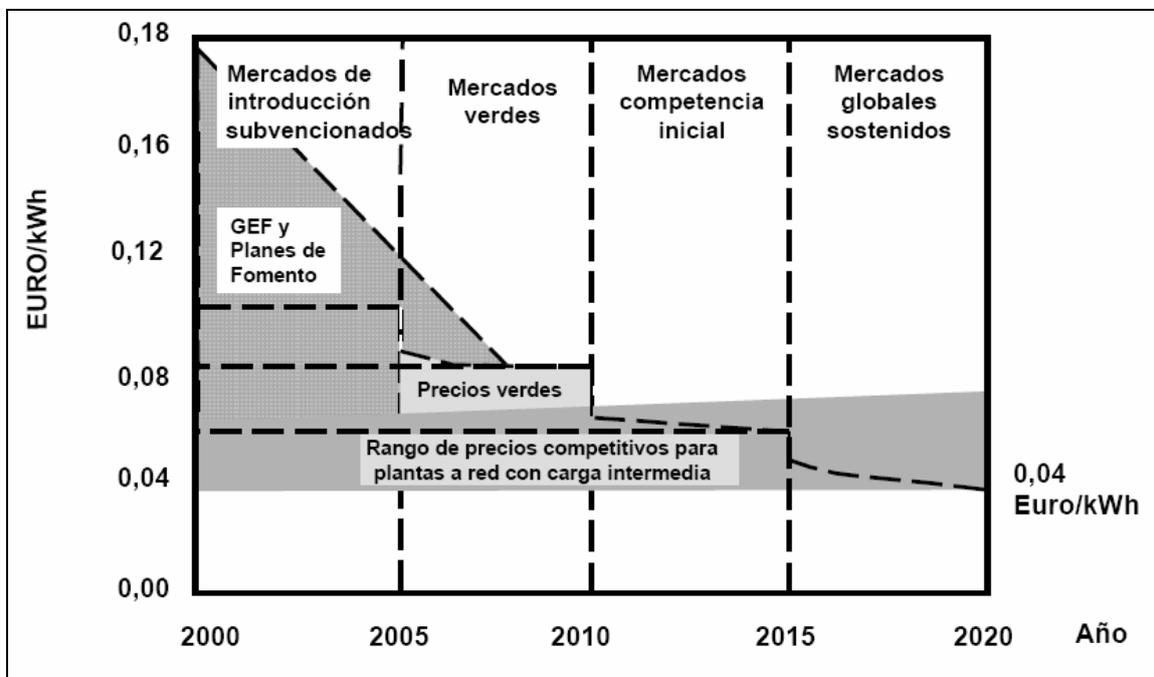


Grafico 4. Estrategia de penetración en el mercado de las CPS.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía-SolarPACES



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 12. Reducción de costos en las centrales solares termoelectricas de concentradores cilindro parabolicos

Fuente: European Solar Thermal Industry Association

	Corto plazo	Corto Plazo	Corto plazo	Medio plazo (~ 5 años)	Largo plazo (~ 10 años)	Largo plazo (~ 10 años)
Ciclo eléctrico	Rankine	Rankine	ISCC	Rankine	Rankine	Rankine
Campo solar (.000m2)	193	1210	183	1151	1046	1939
Almacenamiento	0	0	0	0	0	9-12
Capacidad solar (MW)	30	200	30	200	200	200
Capacidad total (MW)	30	200	130	200	200	200
Factor capacidad solar	25%	25%	25%	25%	25%	50%
Eficiencia solar anual	12,5%	13,3%	13,7%	14,0%	16,2%	16,6%
Costos capital (US/kW)						
Central USA	3.500	2,400	3.100	2.100	1.800	2.500
Internacional	3.000	2.000	2.600	1.750	1.600	2.100
Costo O&M (US/kWh)	0,023	0,011	0,011	0,009	0,007	0,005
LEC solar (US/kWh)	0,166	0,101	0,148	0,080	0,060	0,061



2.3. Solar Térmica

Calentar el agua a través de sistema de energía solar podría competir con el costo de calentar el agua con electricidad dada las tarifas actuales de la electricidad. Se debe aumentar la inversión en sistemas de calentamiento solar. No esta muy difundida esta tecnología a nivel de los profesionales que la pueden implementar a nivel residencial e industrial. La baja experiencia en esta tecnología y en su comercialización ha limitado su extensión en el mercado.

Los sistemas de calentamiento solar de agua caliente disponibles son de diseño modular y tiene varias variantes:

- Colectores planos.
- Tubos Colectores de vidrio.

En estos sistemas el fluido se puede mover en forma:

- Pasiva (tipo termosifón).
- Activa (con bomba)

El circuito puede ser abierto o cerrado.

Los sistemas con colectores planos son los más comunes. Estos están disponibles en paquete estándar para su instalación para usos residenciales. Los sistemas son instalados con sistemas de respaldo ya sea eléctrico o a gas para los periodos de bajo aporte solar. En el mercado hay muchos productos disponibles.

Para usos comerciales o industriales generalmente se requiere un diseño más complejo y extenso.

En Chile se utilizan los sistemas de calentamiento de agua principalmente a nivel domiciliario con algunas aplicaciones industriales.

El desarrollo de esta tecnología a nivel mundial es grande. El instalar estos equipos permitiría ahorrar el consumo de otros combustibles y/o electricidad de la red lo que permitiría reducir además las emisiones de gases de efecto invernadero.

El mercado más inmediato de calentadores solares de agua en Chile es el sector residencial. También se tiene una buena oportunidad de aprovechar este tipo de energía en el sector industrial y comercial.

En Chile no existen metas definidas respecto al crecimiento en superficie de colectores solares. En la media que aumente el costo de la electricidad y de los combustibles aumentará la demanda por este tipo de energía.

En aplicaciones residenciales el costo del agua caliente (solar) se mueve alrededor de 15-17 cUS\$/kWh, mientras que para uso Industrial y Comercial esta entre 13-15 cUS\$/kWh.

Los precios de los equipos han bajado con el tiempo debido a unidades baratas provenientes de China y al aumento de proveedores.

Se estima que los costos debiesen disminuir a lo menos en un 20% dentro de diez años.

En cuanto al sector de agua caliente y calefacción, la biomasa y las centrales de cogeneración de calor y electricidad proporcionan la mayor fuente de calefacción derivada de fuentes de energía renovables a nivel mundial. Las tecnologías de los sistemas de calentamiento solar de agua también se están generalizando y contribuyen en forma considerable a la provisión de agua caliente en China, Israel, Japón, Turquía y varios países de la Unión Europea, así como países



Universidad Técnica Federico Santa María

más pequeños, como es el caso de Barbados. Decenas de otros países también evidencian mercados emergentes, entre ellos, Brasil, Egipto, India, Jordania, Marruecos y Túnez. Mediante nuevas políticas, se espera que estos mercados crezcan en forma acelerada en los años venideros. La potencia de los sistemas de calentamiento solar de agua existentes se incrementó en un 19 por ciento en el año 2006, tras alcanzar los 105 gigavatios térmicos (GWth) a nivel global, sin incluir la calefacción de piscinas con techo no vidriado. En el año 2006, China aportó el 75 por ciento de la potencia global, con un incremento del volumen anual de ventas del 35 por ciento, tras alcanzar los 14 GWth (20 millones de metros cuadrados). Las instalaciones de calentamiento solar de agua en Europa registraron un aumento anual del 50 por ciento en el año 2006, con más de 2 GW_{th}, principalmente en Austria, Francia, Alemania, Grecia, Italia y España.

Si bien tradicionalmente los sistemas de calentamiento solar de agua han predominado en mercados residenciales, los mercados comerciales e industriales – en franco crecimiento – representan una marcada tendencia, en parte atribuida a la adopción de nuevas políticas y mandatos. Se calculaba que la potencia global oscilaría los 125– 128 GW_{th} en el año 2007. Las instalaciones fotovoltaicas también está ganando terreno en algunos países. En Austria, Alemania y Suecia, más del 50 por ciento del área instalada del colector por año se utiliza para sistemas de calentamiento solar de agua y calefacción de ambientes mediante instalaciones fotovoltaicas. Poco menos del cinco por ciento de los sistemas en China proveen calefacción de ambientes además de agua caliente.

En el período 2006/2007, los sistemas de refrigeración alimentados por energía solar despertaron un mayor interés para una variedad de edificios comerciales e industriales; en Europa, se pusieron en servicio decenas de sistemas a gran escala (vale decir, 100–500 metros cuadrados), en su mayoría en Alemania.

Tabla 13. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.

Fuente: REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

Tecnología	Características Típicas	Costos de Energía Típicos cUS/kWh
CALENTAMIENTO DE AGUA		
Calentamiento Biomasa con	Potencia de planta: 1–20 MW	1–6
Calentamiento solar	Tamaño: 2–5 m ² (hogar); 20–200 m ² (mediano/multi-familia); 0.5–2 MW _{th}	2–20 (hogar) 1–15 (mediano)
	(grande/district heating); Tipos: evacuated tube, flat-plate	1–8 (grande)
Calentamiento/enfriamiento geotérmico	Potencia de planta: 1–10 MW; Tipos: heat pumps, direct use, chillers	0.5–2

Nota: Los costos son costos económicos, excluyen subsidios o incentivos de política. Los costos típicos de la energía corresponden a las mejores condiciones posibles, incluyendo el diseño del sistema, localización, y disponibilidad de recursos. Condiciones óptimas pueden arrojar costos menores, condiciones menos favorables pueden resultar en costos substancialmente superiores.



Universidad Técnica Federico Santa María

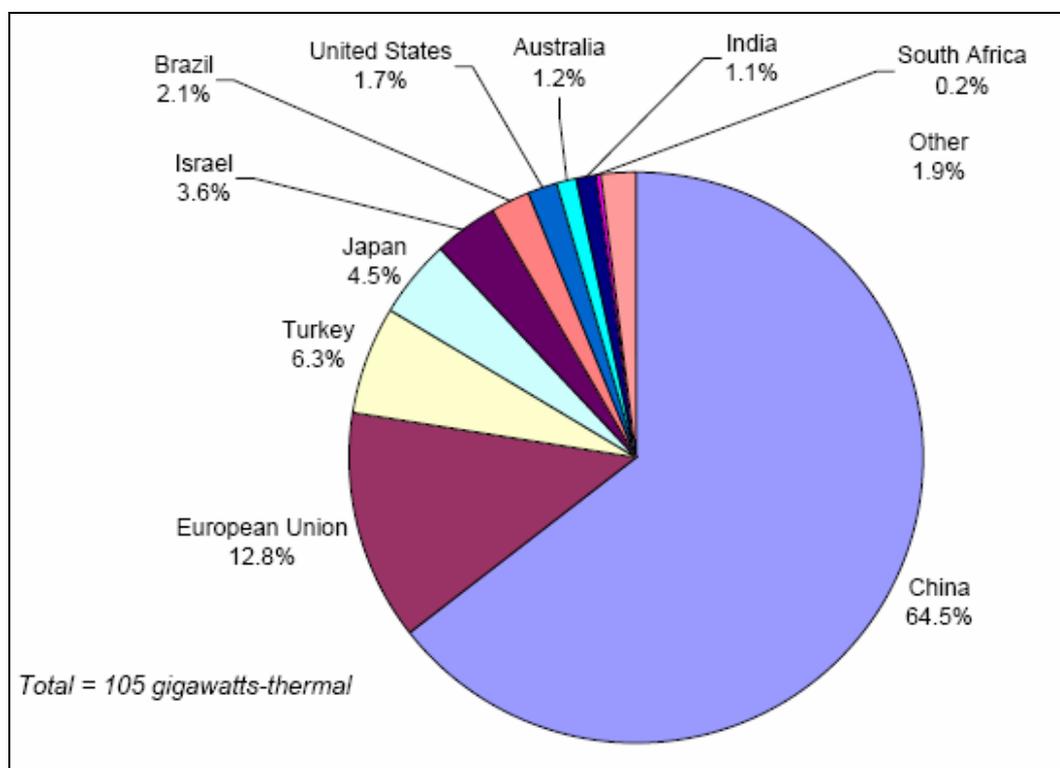


Figura 6. Calentadores Solares de Agua/ Capacidad de Calentamiento Existente, en Países Seleccionados, 2006.

Fuente: REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.



Universidad Técnica Federico Santa María

2.4 Sistemas Pasivos

El diseño e implementación de sistemas pasivos puede reducir notablemente el empleo de la energía en edificios y en la construcción en general. Esto implica un estudio cuidadoso de la ubicación, de la orientación, de los materiales a utilizar en la construcción de modo que la energía solar sea capturada, almacenada y liberada en el edificio. El diseño pasivo solar compensa la energía comprada para la calefacción de espacio y la refrigeración, la iluminación y la ventilación.

La calefacción de espacio solar implica la recolección, el almacenaje, la distribución de energía térmica para proporcionar calor al interior de edificios. El aprovechamiento de la luz natural es importante en estas aplicaciones.

Estos principios se pueden aplicar construcciones nuevas y en un grado menor a renovaciones.

Es difícil de cuantificar el porcentaje de ahorro de energía pero estimaciones en sistemas empleados hablan de un 50 a 60% de ahorro.

Existe una conciencia creciente del valor de considerar la energía pasiva solar en la construcción.

La Reglamentación de construcción en Chile actualmente contempla aspectos térmicos en la construcción, es así que existe el Manual de Aplicación Reglamentaria Térmica de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones.



Universidad Técnica Federico Santa María

2.5 Distribución Geográfica de Recurso

En el caso de Chile, se podría considerar que el 50% de su territorio está en el llamado cinturón solar de la tierra. Este está comprendido entre los 35° de latitud norte y los 35° de latitud sur. En la siguiente figura se puede apreciar dicho cinturón.

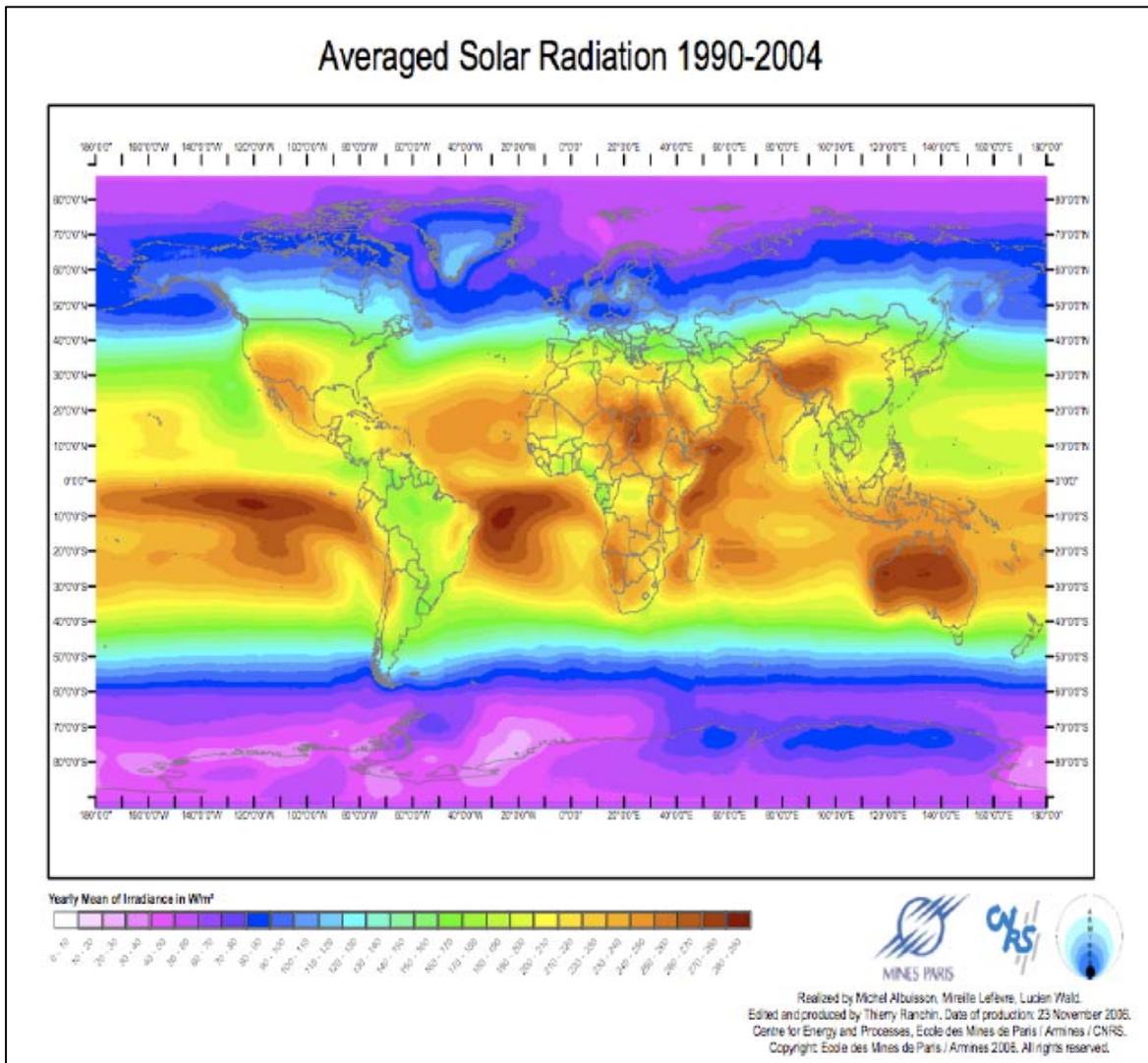


Figura 7. Cinturón Solar de la Tierra.

Fuente: NREL



Universidad Técnica Federico Santa María

En las siguientes figuras se aprecia la radiación directa a nivel mundial.

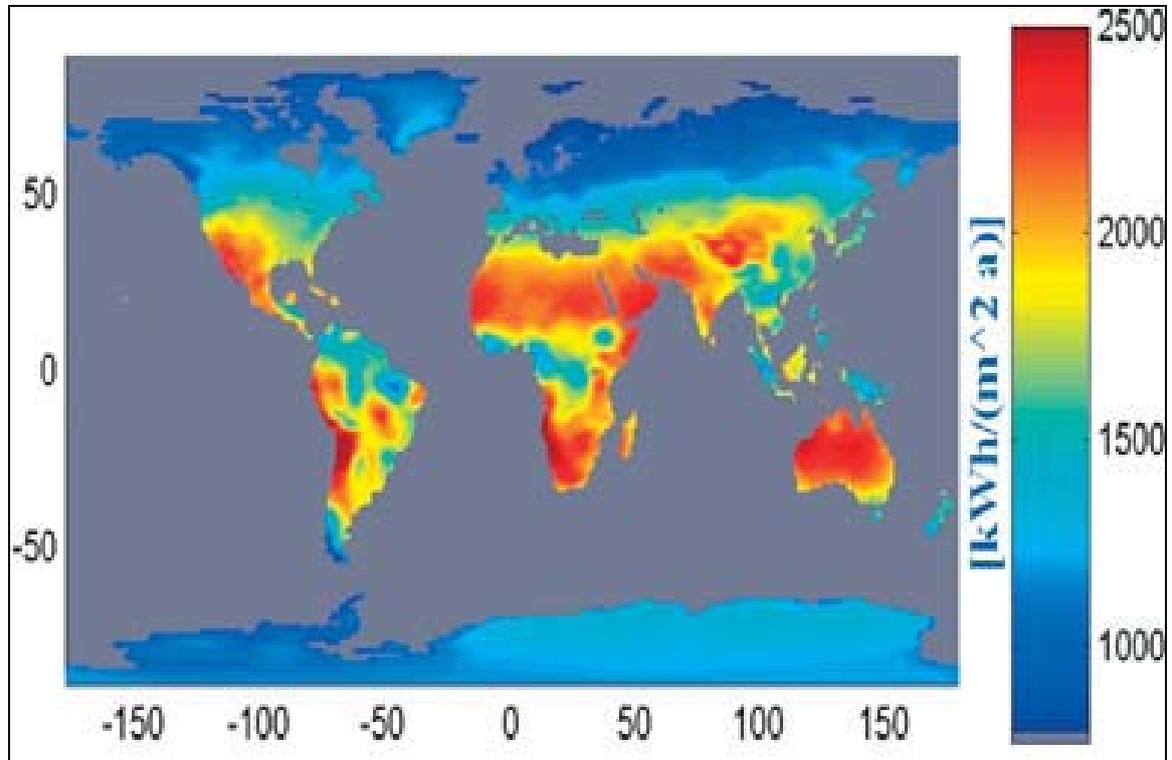


Figura 8. Variaciones de la irradiación en el mundo.

Fuente: Gregor Czisch, ISET, Kassel, Alemania

Si se analiza un mapa de “Radiación Solar Directa Normal” del sector de California EEUU, se puede apreciar valores cercanos a los del norte de Chile.

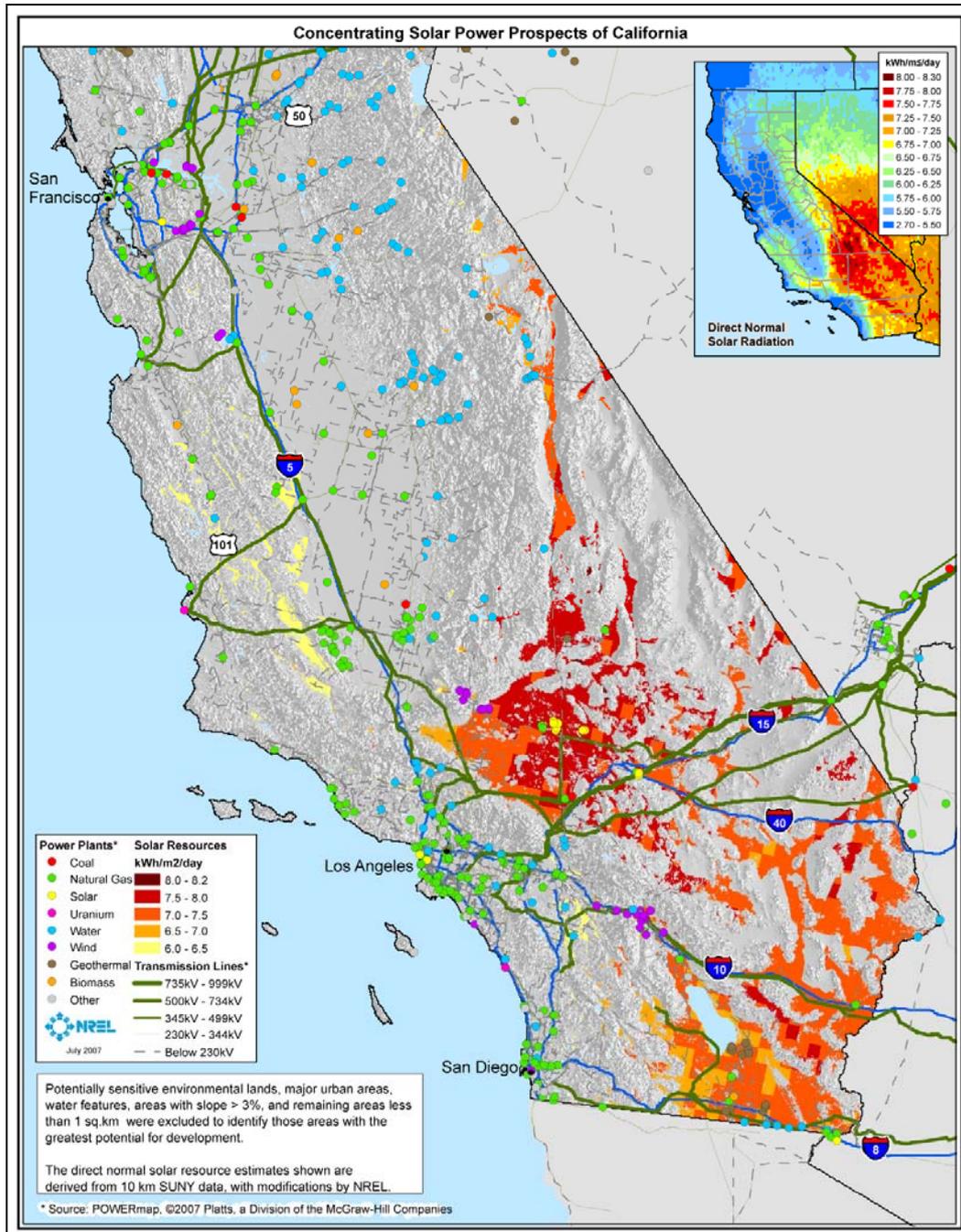


Figura 9. Mapa de California que muestra la red de energía y los niveles de radiación solar
Fuente: NREL

En este grafico se muestra la diferencia que existe en kWh/m² día entre la radiación directa y la radiación global (sobre superficie horizontal).



Universidad Técnica Federico Santa María

Las Centrales Térmicas Solares se pueden explotar rentablemente en el cinturón solar de la tierra. Esto comprende latitudes medias, 35° norte a 35° sur. Los proyectos que han tenido éxito en el mundo están en latitudes más alejadas del ecuador que el territorio del norte de Chile como es el caso de los proyectos en el estado de California, EEUU y España. Por lo tanto, en Chile se debiesen tener mejores resultados desde este punto de vista.

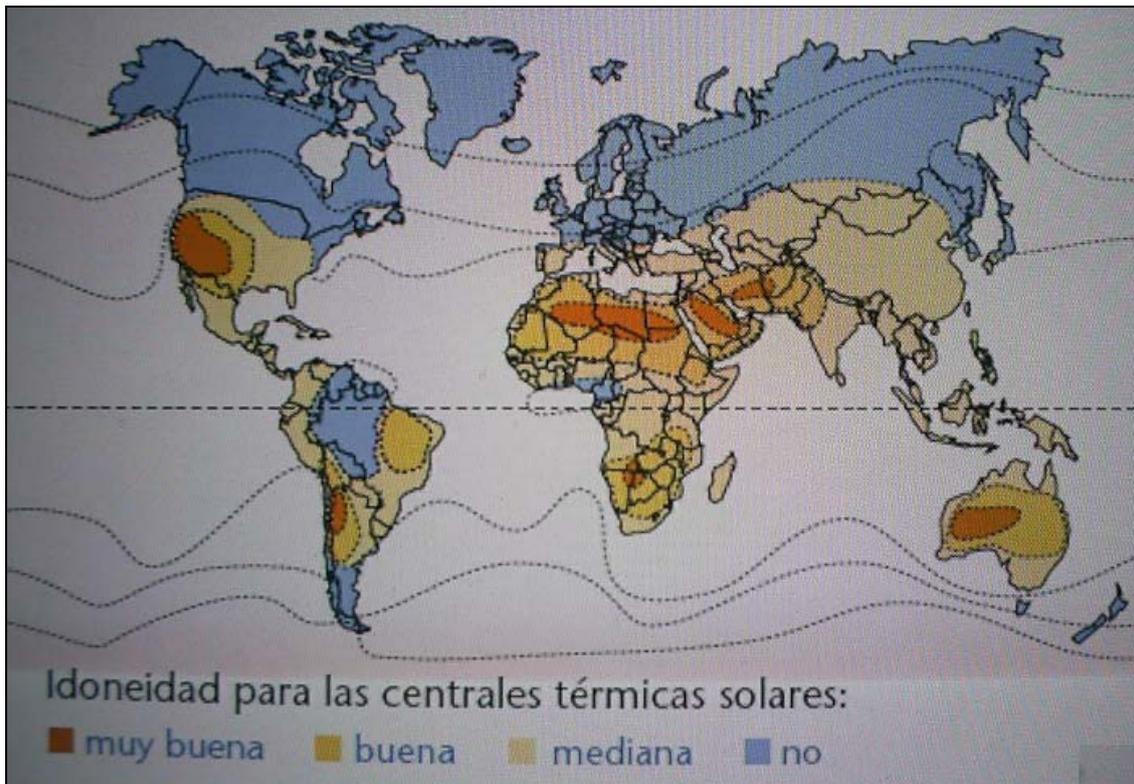


Figura 10. Idoneidad para las centrales térmicas solares

Fuente: Institutgemeinschaft für die Technische Nutzung Solarer Energie, Universität Stuttgart



Universidad Técnica Federico Santa María

El desarrollo de la energía solar en Chile, tiene una larga trayectoria, ya en los años 50 el profesor de la UTFSM Julio Hirschmann Recht inicio investigación y desarrollo en el campo de aplicaciones solares, sin embargo se aboco principalmente al área del catastro solar de Chile creando el Laboratorio de Evaluación Solar en los años 60 con el objeto de procesar la información solarimétrica que es con la que actualmente cuenta el país.

La data es extensa y cubre todas las zonas del país con más de 100 puntos de medición y desde los años 20 a la fecha. La fuente de esta información se obtiene de diferentes organismos con los cuales se hicieron convenios para procesar y evaluar esta información, organizaciones tales como la Dirección Meteorológica de Chile, Dirección de Aguas, Endesa etc. Los datos se han medido principalmente por medio de Piranómetro Robitzch bimetalico, este instrumento da una incertidumbre sobre el 10%. Desde el año 1990 la Oficina Meteorológica de Chile utiliza piranómetros de tipo termoeléctrico. Los datos los maneja la WMO (World Meteorological Organization)

En la actualidad se cuenta, con información solarimétrica suficiente para identificar las zonas en general con mayor potencial solar, para instalar equipos que capten esta energía. Sin embargo esta información es insuficiente para hacer un catastro exacto y detallado del potencial para la instalación de plantas solares térmicas con colectores cilindro parabólico u otras del tipo de concentradores que utilizan radiación normal directa.

En la tabla a continuación se muestra algunas de las ciudades al norte de Chile donde el potencial solar es alto, por ejemplo, en Calama sobrepasan 2.000 kWh/m² año.

Tabla 14. Radiación Solar global anual de algunas ciudades de Chile en kWh/m² año

Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos. UTFSM.

Ciudad	Radiación Global Diaria kWh/m ² día												Rad. global kWh/m ² año
	En	feb	mar	abr	may	jun	jul	agos	sep	oct	nov	dic	
Arica	6,7	6,6	5,9	4,9	3,8	3,2	3,3	3,9	4,8	5,9	6,5	7	1.899
Putre	6,1	5,1	5,5	5,7	4,9	4,4	4,6	5,5	6,2	7	7,5	6,8	2.111
Iquique	7	6,6	5,8	4,9	3,8	3,2	3,3	3,9	4,9	6,1	6,8	7,2	1.929
Pica	6,9	6,5	6,2	5,4	4,5	4,1	4,4	5,1	6	6,9	7,3	7,3	2.146
Antofag.	6,7	6,2	5,6	4,5	3,5	3	3,3	3,8	4,9	6	6,6	7	1.858
Calama	7,3	7,1	6,3	5,5	4,6	4,1	4,4	5,2	6,2	7,1	7,7	7,8	2.227
Copiapó	6,9	6,4	5,4	4,2	3,3	2,9	3,2	3,9	5	6,1	6,7	7	1.853
Salvador	7,5	7,2	6,2	5,1	3,8	3,5	3,8	4,7	5,9	6,9	7,7	7,9	2.134
Serena	5,8	5,3	4	2,9	2,3	2	2,2	2,8	3,6	4,5	5,2	5,8	1.411
Ovalle	7	6,3	5,1	3,8	2,8	2,3	2,5	3,3	4,3	5,8	6,6	7	1.725
Valpo.	6	5,2	4,1	2,9	2	1,6	1,8	2,6	3,6	4,7	5,7	6,1	1.407
Limache	6,8	6,1	4,9	3,5	2,4	1,9	2	2,9	3,9	4,9	5,9	6,7	1.576
Santiago	6,4	5,9	4,8	3,4	2,3	1,7	2	2,9	4,1	5	6	6,1	1.485
P Arq.	6,8	6	4,7	3,3	2,1	1,7	1,9	2,7	3,8	5,2	6,2	6,8	1.555



Universidad Técnica Federico Santa María

S.Ferndo	7,1	6,1	4,8	3,2	1,9	1,5	1,7	2,5	3,5	4,8	6	6,1	1.576
Concep	6,8	5,7	4,5	3,1	1,9	1,3	1,6	2,5	3,8	5,1	6,2	6,7	1.496
Polcura	6,3	5,4	4,2	2,7	1,6	1,2	1,4	2,1	3,3	4,5	5,7	6,1	1.350

Si se compara una ciudad del norte como Calama con una del centro como Valparaíso se podrá apreciar las diferencias en radiación solar no solo por su latitud sino también por sus características climáticas como es el nivel de nubosidad.

Tabla 15. Radiación Solar global anual en Calama y Valparaíso en kWh/m² año

Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos. UTFSM

Ciudad	Rad. Global kWh/m ² año	Rad. Directa kWh/m ² año	% días Nublados	% días Parcial	% días Despejados
Calama	2.227	2.800 (*)	19 %	16 %	65 %
Valparaíso	1.407	1.765	36 %	27 %	37 %

(*) = radiación directa estimada

Son pocos los lugares donde se monitorea radiación solar directa por medio de un pirheliómetro apuntando al sol constantemente con un sistema de tracker solar. Este es el caso de la UTFSM que posee este registro desde el año 2000. Esta información es relevante para dimensionar una central térmica solar. La información de radiación solar global sería una referencia general.

En el siguiente grafico se presenta la comparación de la radiación solar global y directa en un día de febrero del año 2004 en Valparaíso.

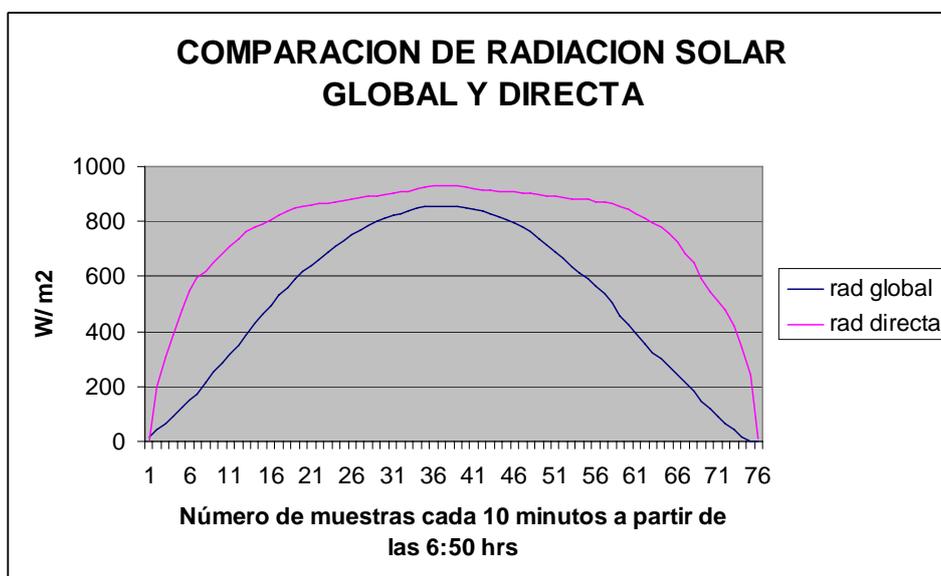


Grafico 5. Radiación solar global y directa en un día de febrero del año 2004 en Valparaíso.

Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos. UTFSM.



Universidad Técnica Federico Santa María

En Chile, la energía solar es utilizada preferentemente en la zona norte del país, en donde existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo tal como se puede apreciar en el cinturón solar de la tierra.

De acuerdo a la información disponible en el Archivo Solarimétrico Nacional elaborado por la Universidad Técnica Federico Santa María, con información proporcionada por la Dirección Meteorológica de Chile, Endesa, MOP y otras, las radiaciones solares globales diarias para las regiones del país son las que se muestran en la tabla siguiente.

La información mostrada en esta tabla es una referencia general ya que en la práctica el uso de la radiación solar es atractiva desde la zona central de Chile al norte especialmente la tercera, segunda y primera región. No se debe olvidar sin embargo que en equipos como colectores planos y colectores fotovoltaicos la aplicación es más amplia y no está tan limitada ya que pueden ser eficientes también con radiación difusa en días nublados.

Tabla 16. Radiación Solar Nacional

Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos. UTFSM.

Región	Radiación Solar [kcal/(m ² día)]	Radiación Solar [kWh/(m ² día)]	Radiación Solar [kWh/(m ² año)]
I	4.554	5,3	1.933,2
II	4.828	5,6	2.049,5
III	4.346	5,1	1.844,9
IV	4.258	5,0	1.807,5
V	3.520	4,1	1.494,2
VI	3.676	4,3	1.560,4
VII	3.672	4,3	1.558,7
VIII	3.475	4,0	1.475,1
IX	3.076	3,6	1.305,7
X	2.626	3,1	1.114,7
XI	2.603	3,0	1.105,0
XII	2.107	2,5	894,4
RM	3.570	4,2	1.515,4
Antártica	1.563	1,8	663,5



Universidad Técnica Federico Santa María

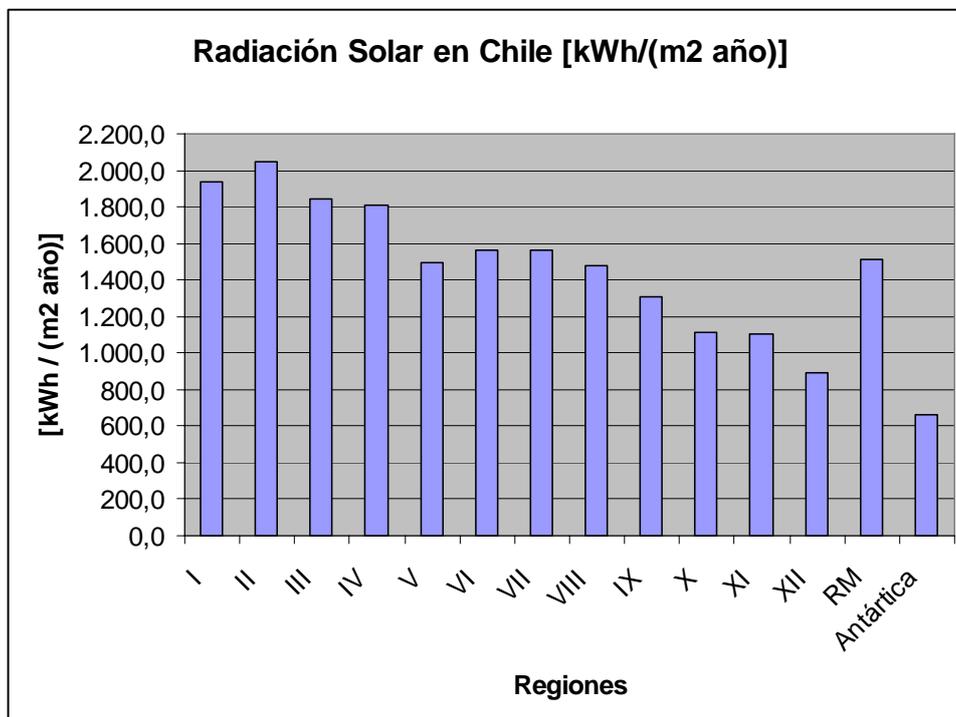


Grafico 6. Radiación solar nacional.

Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos. UTFSM.

Las evaluaciones de tales registros demuestran que el norte de Chile presenta condiciones extraordinariamente favorables para la utilización de la energía solar. Específicamente entre las regiones I y IV, el potencial de energía solar puede clasificarse entre los más elevados del mundo.



Universidad Técnica Federico Santa María

Chile es el primer país de Latinoamérica que ha incorporado en su reglamento de construcción exigencias de acondicionamiento térmico para todas las viviendas.

De acuerdo a lo anterior se dividió el país en siete zonas térmicas dependiendo de los grado día

LEYENDA	ZONA	GRADO DIA
	Zona 1	≤ 500
	Zona 2	$> 500 - \leq 750$
	Zona 3	$> 750 - \leq 1000$
	Zona 4	$> 1000 - \leq 1250$
	Zona 5	$> 1250 - \leq 1500$
	Zona 6	$> 1500 - \leq 2000$
	Zona 7	> 2000

Figura 11: Zonas Térmicas y Grado Día.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu

Los objetivos de incorporar la reglamentación térmica son:

- Mejorar la calidad de vida de la población mediante un mejor confort térmico y los beneficios que ello reporta: mayor habitabilidad, mejor salud, menor contaminación y mayor durabilidad de la vivienda.
- Optimizar y/o reducir el consumo de combustibles destinados a calefaccionar y refrigerar las viviendas.
- Promover y estimular la actividad productiva, industrial, académica, gremial y de investigación aplicada.

En el anexo 1 se presentan los mapas correspondientes.

Esta información adicional tiene por objeto mostrar a las persona no especialistas las referencias comparativas que existen a nivel nacional.



Universidad Técnica Federico Santa María

Para estimar el potencial bruto solar vamos a considerar los siguientes valores:

Factor de Planta: 25%

Superficie aprovechable por región: 0,2%

El aporte de energía eléctrica si se utiliza conversión termodinámica (planta termosolar) es significativo solo desde la latitud 35° hacia el norte. La latitud 35° esta en la región del Maule. Si se parte de la cuarta región hacia el norte el aporte energético es mucho mayor aun dado que hay una mayor radiación. En el caso de sistemas fotovoltaicos, hay aplicaciones posibles incluso más al sur, pero desde el punto de vista energético son poco relevantes al sur de la octava región.

Tabla 17. Estimación de Potencial Solar Nacional

Fuente: Archivo Solarimetrico Nacional

Región	Radiación Solar [kWh/(m2 año)]	Superficie Región [km2]	Superficie aprovechable 0,2% [km ²]	Energía MWh/año
I	1.933,2	58.698,0	117,4	226.944.104,4
II	2.049,5	126.121,3	252,2	516.961.588,2
III	1.844,9	75.452,0	150,9	278.396.039,7
IV	1.807,5	40.707,0	81,4	147.155.781,4
V	1.494,2	16.303,4	32,6	48.721.811,0
VI	1.560,4	16.365,0	32,7	51.073.319,7
VII	1.558,7	30.469,1	60,9	94.987.153,6
VIII	1.475,1	37.046,9	74,1	109.297.255,5
IX	1.305,7	31.842,3	63,7	83.155.951,2
X	1.114,7	67.013,1	134,0	149.402.204,3
XI	1.105,0	109.024,9	-	-
XII	894,4	132.033,5	-	-
RM	1.515,4	15.554,5	31,1	47.144.045,4
Antártica	663,5	1.250.000,0	-	-

Este simple calculo nos da que la potencia bruta es superior a 40.000 [MW]. Obviamente esto es solo una estimación burda pues es necesario considerar otros factores adicionales.



2.6. Política de Energías Renovables en Chile

La Presidenta Bachelet se comprometió en su Programa de Gobierno, a que el 15% de la nueva capacidad de generación entre 2006 y 2010 deberá provenir de ERNC (Energías Renovables No Convencionales).

El sistema económico imperante en el país, deja al mercado las decisiones de política económica, incluso las de largo plazo, de modo que es muy difícil crear incentivos para las ERNC del tipo feed-in tariffs, que tanto éxito han tenido en otras economías de mercado (en Alemania y España por ejemplo).

Ley 19.940 (Ley Corta I):

- Derecho a vender energía en mercado spot y potencia a precio de nudo
- Tratamiento operacional y comercial simplificado
- Asegura conexión (<9 MW) a redes de distribución
- Exención total de peaje troncal para <9 MW; y exención parcial de peaje troncal para 9-20 MW

Ley 20.018 (Ley Corta II):

Aunque la Ley Corta II no fue pensada para favorecer a las ERNC, sino para incentivar la inversión en cualquier tipo de generación, al introducir los procesos de licitación que deben fijar precios en el largo plazo, las ERNC podrían ayudar a disminuir los riesgos de volatilidad de los precios de los combustibles que obligan a los generadores en las licitaciones a indexar los precios de la electricidad a los precios de los combustibles.

Características:

- Permite participación en licitaciones de suministro de distribuidoras
- Creación de mercado para ERNC, en condiciones de precios similares a las energías convencionales
- Derecho a suministrar el 5% de la demanda de la distribuidora a precios competitivos

Reglamentos de Leyes Corta I y II:

- DS 244(2006): Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación
- Asegura a generadores <9MW vender su energía a CMg o Pnudo, operando con autodespacho
- Define procedimientos de conexión, operación y comunicación con EEDD y CDEC
- Resolución 398(2006): Mecanismo para licitar 5% de las Empresas de Distribución
- Decreto 62(2006): Potencia de Suficiencia
- Norma técnica de cogeneración (revisión)
- Normas técnicas de conexión en distribución (revisión)

Ley de ERNC 20.257 (Ley Corta III):

- Generadores obligados a acreditar entre 5% y 10% de ERNC respecto de sus retiros, ya sea por medios propios o contratados, en cualquier sistema interconectado
- Plazos y porcentajes acreditación:

2010-2014	5%
2015-2024	incremento anual de 0,5% sobre 5%
2025-2034	10%
- Excedentes de ERNC mayores a la obligación pueden ser comercializados entre generadores
- Obligación para contratos suscritos a partir del 31/Agosto/2007, en sistemas eléctricos >200 MW
- Medios de generación ERNC válidos: aquellos conectados después del 1/Enero/2007
- Balances anuales de energía con ERNC se hacen obligatorios a partir de 1/Enero/2010
- Obligación de acreditación de ERNC estará vigente hasta Dic 2034
- Sanción por incumplimiento a beneficio de clientes cuyos suministradores cumplen obligación: equivalente a 0,4 UTM/MWh (30 US\$ por MWh) no acreditado; reincidencia 0,6 UTM/MWh (45 US\$/MWh).



Universidad Técnica Federico Santa María

- Mecanismo de flexibilización para cumplimiento: postergación de un año para <50% de la obligación
- Multas serán distribuidas entre los clientes cuyos generadores hayan cumplido con la obligación de ERNC
- Fiscalización de la obligación y acreditación: CDEC, SEC, CNE

Los partidarios de la ley ERNC defienden su posición diciendo que a partir de 2010 aparece una demanda por electricidad generada mediante ERNC incentivando la inversión en esas tecnologías; y que el alza de precio de los combustibles fósiles hará crecer el precio de la electricidad, otorgando mayor competitividad a la generación mediante ERNC sin necesidad de ningún incentivo adicional.

Los detractores de la ley ERNC, opinan que como nada garantiza que las multas por incumplimiento de las obligaciones vayan a incrementar los ingresos de los generadores ERNC, las inversiones no se producirán. Apoyan esta opinión diciendo que son los dos o tres grandes generadores convencionales los que tienen la obligación; y que incluirán el valor de las multas en los precios de las licitaciones, traspasando ese costo a los consumidores finales. Justifican esa posición aduciendo que esos grandes generadores no promoverán las inversiones en generación ERNC, pues la presencia de estas nuevas plantas, por ser de menor costo marginal, disminuiría la cantidad horas anuales en que son despachadas sus plantas de generación térmica que aun no han pagado su inversión.

Impacto de la Obligación en el Precio de la Energía

Para cuantificar el efecto sobre los precios consideremos el siguiente ejemplo:

Precio base de la energía ofertada: $P_b = 65$ US\$/MWh

Precio máximo por ERNC: $P_{ERNC,máx} = P_b + 30$ US\$/MWh = 95 US\$/MWh

Precio final de la energía, con ERNC incluidas

$$P_{final} = P_b \times 95\% + P_{ERNC,máx} \times 5\% = 66,50 \text{ US\$/MWh (2010-2014)}$$

$$P_{final} = P_b \times 90\% + P_{ERNC,máx} \times 10\% = 68 \text{ US\$/MWh (2025-2034)}$$

Implica un aumento de 1,50 - 3,00 US\$/MWh, equivale a 2,3% - 4%

Hay una oportunidad de implementar estrategias de promoción de las ENRC en Chile. A la fecha con los cambios de ley se ha aplicado el mecanismo de cuotas. En el mundo se aplican otra serie de incentivos. En la siguiente tabla se indican las principales ventajas y desventajas.



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 18. Ventajas y desventajas de las estrategias de promoción de las ERNC

Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary Report" y Informe ERNC, PNUD, Flavio Comunian.

Sistema	Ventajas	Desventajas
Tarifas (Feed-in tariffs)	<p>Gran efectividad y eficiencia</p> <p>Bajo riesgo para los inversionistas</p> <p>Apoyo estratégico para la innovación tecnológica</p> <p>Positivo impacto en la diversidad tecnológica</p> <p>Posibilidad de ajuste</p> <p>Simplicidad</p>	<p>Puede no incentivar suficientemente la competencia</p> <p>Riesgo de sobre compensación, si no se considera la curva de aprendizaje de cada tecnología como una reducción gradual en el tiempo.</p> <p>Menor nivel de competencia entre productores que en el caso de los sistemas de cuotas y licitaciones</p>
Premio o Prima	<p>Gran efectividad</p> <p>Eficiencia debido al riesgo medio para inversionistas</p> <p>Mejor integración en mercados autónomos</p> <p>Riesgo de la inversión más bajo que certificados</p>	<p>Premio o prima</p> <p>Riesgo de sobre compensación ante altos precios eléctricos</p> <p>Mayor riesgo para el inversionista respecto de FITs, puesto que tarifa total fluctúa con el mercado</p>
Cuotas y certificados	<p>Competencia entre generadores</p> <p>Sustenta las tecnologías de más bajo costo.</p> <p>En teoría tienen menor riesgo de exceso de financiación.</p> <p>Rápido desarrollo si existe voluntad política.</p> <p>Rápido despliegue de tecnologías específicas.</p> <p>En teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado</p> <p>Buen complemento para algunas tecnologías.</p> <p>Buen instrumento secundario.</p>	<p>Menos eficiente dado el alto riesgo para inversionista.</p> <p>Costo administrativo considerable.</p> <p>Poco favorable para tecnologías de menor madurez.</p> <p>Existencia de actores dominantes podrían inhibir o tornar poco transparente el mercado.</p> <p>Definición de cuotas y fijación de multas no es simple e influencia considerablemente el resultado del sistema.</p> <p>Mayor complejidad transfiere mayor costo al consumidor.</p> <p>Limita o retrasa la diversificación.</p> <p>Si las cuotas definidas son un monto fijo y no un porcentaje, al acercarse a las metas puede disminuir el valor de los certificados e inhibirse el mercado.</p> <p>Podría inhibirse el desarrollo de las ERNC si las multas por incumplimiento resultar ser demasiado bajas.</p>



Universidad Técnica Federico Santa María

Licitaciones (Tendering)	Rápido desarrollo si existe voluntad política. Rápido despliegue tecnologías específicas, En teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado.	Por su operación discontinua causa inestabilidad. Costos administrativos altos y potencial para crear barreras administrativas. Si competencia es excesiva el desarrollo puede verse bloqueado. No es adecuado para un mercado grande y en rápido crecimiento. Riesgo de ofertas poco realistas.
Subsidio a la inversión	Buen complemento para algunas tecnologías	Ineficiente si se utiliza como instrumento principal.
Incentivos tributarios	Buen instrumento secundario	Buen resultado solo en países con alta carga impositiva y para las tecnologías más competitivas

Costos Sociales y Medioambientales

Si se tiene en cuenta los costos sociales y medioambientales de las energías contaminantes, el costo real de producción de energía mediante fuentes convencionales incluye costos que la sociedad asume, tales como impactos a la salud y degradación del medioambiente local y regional (desde contaminación por mercurio hasta lluvia ácida) y los impactos globales del cambio climático. La Comisión Europea, mediante un proyecto denominado ExternE, se ha dedicado a cuantificar los verdaderos costos, incluyendo los costos medioambientales de la generación de electricidad. Se ha estimado que el costo de producir electricidad mediante carbón o petróleo se duplicaría y el costo de producir electricidad mediante gas natural se incrementaría en 30%, si se tomara en cuenta el costo de los daños al medioambiente y a la salud. Es importante lograr la imposición de tributos por contaminación a las fuentes generadoras de electricidad que contaminan, para que en los mercados de electricidad exista una competencia justa y sin subsidios ocultos, como exige un verdadero sistema de economía de mercado.

En el siguiente grafico se muestra los factores de emisión de CO₂ para distintas alternativas de generación de electricidad.

De este grafico se deduce que para estabilizar las concentraciones de CO₂ en la atmósfera sería necesario reducciones significativas en las emisiones de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles, ya sea reduciendo directamente sus emisiones o bien, por un uso más eficiente de la energía o por un mayor uso de tecnologías de fuentes de energía renovables.



Universidad Técnica Federico Santa María

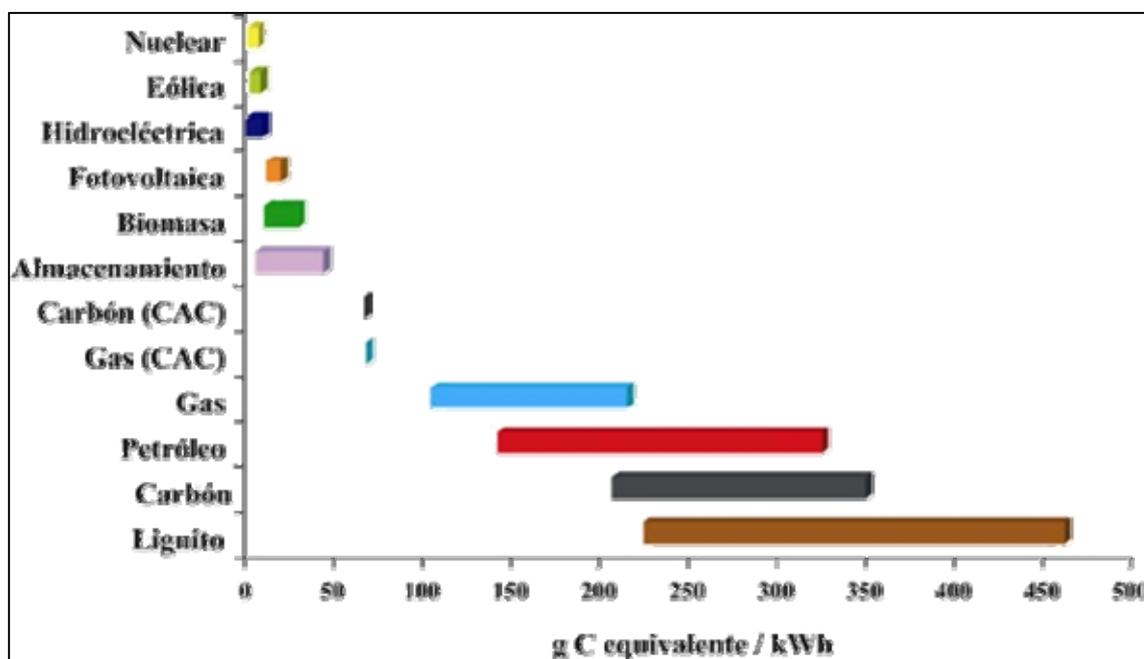


Figura 12. Factores de emisión de CO₂ para alternativas de generación de electricidad
CAC: captura y almacenamiento del carbono

Fuente: OCDE

La energía solar tiene claras ventajas medioambientales, ya que su reducido impacto ambiental, es significativamente menor que el de las fuentes de energía convencionales. Por ejemplo: no existe minería, es decir, no hay grandes movimientos de terreno, ni arrastre de sedimentos, ni alteración de cauces de agua. No hay metalurgia ni transformación del combustible o, lo que es igual, no hay grandes consumos de energía, ni residuos radiactivos, problemas de transporte, mareas negras, contaminación del aire en las refinerías, explosiones de gas, ni agentes químicos muy agresivos.

Tampoco tiene lugar combustión ni fisión de combustible, lo que equivale a la imposibilidad de accidentes nucleares, a la inexistencia de emisiones a la atmósfera de CO₂ u otros gases de efecto invernadero, provocadores del cambio climático, de contaminantes ácidos, gases tóxicos, polución térmica.

No se generan residuos, por lo que no hay vertederos, que además pueden arder, ni productos radiactivos que controlar ahora o posteriormente. Gracias a la energía solar y a toda la infraestructura que conlleva se genera un número importante de puestos de trabajo.

Para la instalación de los parques solares es importante seleccionar aquellos emplazamientos que ofrezcan mayores beneficios económicos, sociales y ambientales.

Los criterios de desarrollo de los parques solares deben considerar:

- Eficiencia económica
- Seguridad energética
- Sustentabilidad social y medioambiental

Los objetivos estratégicos de un sistema energético nacional debe considerar:

- Autonomía energética



Universidad Técnica Federico Santa María

- Diversificación de fuentes energéticas
- Eficiencia en el uso energético
- Sustentabilidad ambiental
- Precios/costos estables

Barreras existentes en el área

- Baja competitividad respecto energías convencionales
La falta de incentivos específicos o subsidios no permite que esta fuente de energía pueda competir con energías convencionales. La existencia de precios altos puede permitir que estas energías entren al mercado.
- Baja disponibilidad de capital y financiamiento
La banca en Chile exige garantías que hacen poco atractivo que empresas que no son grandes puedan financiar sus proyectos.
- Inexperiencia tecnológica a nivel nacional en la operación y mantenimiento de estas tecnologías.
En Chile solo existen paneles FV, no así centrales termosolares. Por otro lado, al existir un riesgo asociado a la innovación tecnológica, se le exige una mayor rentabilidad a este tipo de tecnología respecto a la del mercado de las tecnologías convencionales.
- Infraestructura eléctrica de evacuación insuficiente
Se requieren nuevas infraestructuras eléctricas para aprovechar el potencial solar de emplazamientos en zonas aisladas o próximas a redes saturadas.
- Comportamiento de los equipos y parques existentes frente a perturbaciones en la red.
Cada tipo de tecnología tiene un comportamiento frente a la red claramente diferenciado y, por lo tanto, se requiere la implantación de medidas tecnológicas de distinta índole para que contribuya a la estabilidad de la red, y en concreto, para que soporten vacíos de tensión originados por la presencia de faltas y su posterior despeje por los elementos de protección.
- Problemas con el uso de los terrenos
En Chile para usar los terrenos donde se emplazarán los parques solares requiere del consentimiento del propietario lo que hace difícil la consecución de un parque.

Intermitencia de la Energía Renovable.

Existe la común percepción de que la generación de energía renovable es intermitente. A veces el viento no sopla, el sol no brilla de noche. Consideremos la energía eólica como un ejemplo clásico de la intermitencia para examinar este tema. Observando que una sola turbina eólica gira por rachas, podría parecer lógico concluir que construir más turbinas solo podría resultar en generación de electricidad poco fiable.

La totalidad del sistema eléctrico es variable, al igual que la energía eólica y la solar. Una gran variedad de factores, planificados y no planificados, influyen en el suministro y consumo de electricidad. Cambios de clima hacen que millones de personas consuman o no electricidad. Otros tantos cuentan con tener energía instantáneamente para iluminación o para su televisión.

En términos de la oferta energética, ninguna central eléctrica es completamente fiable. Las grandes centrales eléctricas pueden parar de funcionar de manera repentina, ya sea por accidente o por motivos de mantenimiento, causando una pérdida inmediata de energía. Las sequías o los



Universidad Técnica Federico Santa María

terremotos pueden disminuir el rendimiento de represas hidroeléctricas, y las centrales de ciclo combinado a gas natural pueden detenerse por falta de combustible.

Los sistemas eléctricos siempre han tendido que enfrentarse a variaciones de rendimiento imprevistas, al igual que un consumo variable. Los procesos establecidos por los operadores de la red eléctrica también se pueden aplicar a las variaciones en la producción de energía eólica. Las variaciones de la energía eólica se pueden estabilizar al operar cientos o miles de unidades, facilitando al operador del sistema la predicción y gestión de dichas variaciones según éstas ocurren. Esta estabilización se puede producir al combinar la energía eólica con otras fuentes de energía renovable como la térmica solar, geotérmica, hidroeléctricas de pequeña escala y biomasa, y fuentes no-renovables como la cogeneración a gas natural. El sistema no detectará si se detiene una turbina eólica de 2MW, en cambio será seriamente afectado si se detiene una planta de carbón de 500MW o una represa de 1,000MW. La energía eólica no interrumpe bruscamente el sistema.

Por lo tanto, el tema importante no es la variabilidad misma, si no cómo pronosticar, manejar y mejorar la variabilidad eléctrica y qué herramientas se pueden utilizar para aumentar la eficiencia. La producción de energía eólica es variable, pero cada vez es más fácil pronosticarla con precisión. El factor importante para el suministro de electricidad es la producción neta de todas las turbinas eólicas en el sistema o de grupos grandes de parques eólicos. La energía eólica se debe considerar en relación a la variabilidad general de la demanda y la intermitencia de otras plantas de generación. Es decir, el viento no sopla continuamente en ningún lugar, pero el impacto general es limitado si el viento deja de soplar en un algún lugar específico ya que siempre está soplando en algún otro lugar. Por lo tanto, se puede aprovechar el viento para producir electricidad con fiabilidad a pesar de que el viento no esté disponible en un lugar específico 100% del tiempo. En cuanto al suministro de energía, mayormente no importa que el viento no sople en una sola turbina o parque eólico. Mientras más parques eólicos se construyan en una zona geográfica extensa, más fiable será la energía eléctrica.

Numerosos estudios y la experiencia práctica demuestran que añadir grandes cantidades de energía renovable a los sistemas de energía se debe en gran parte a aspectos económicos y reglamentos reguladores más que a restricciones técnicas o prácticas. En muchas regiones de países como Dinamarca, Alemania, y España la energía renovable ya contribuye 20% o más a los sistemas eléctricos sin problemas técnicos.

El Estado de California se ha comprometido a alcanzar una meta de 33% de energía renovable para su sistema eléctrico para el año 2020. La Comisión de Energía de California concluyó recientemente un estudio sobre la intermitencia para asegurar que esta meta era factible desde un punto de vista técnico. El estudio examinó varias infraestructuras de transmisión y escenarios de flexibilidad operacional, incluyendo la mencionada meta del 33%. El informe concluyó que "California puede añadir la energía renovable según los escenarios del Proyecto de Análisis de Intermitencia, siempre que existan la infraestructura, tecnologías y políticas apropiadas."

Más recientemente, el Reino Unido propuso que el 30% al 35% de su sistema eléctrico sea renovable para el año 2020. Actualmente, menos del 5% de su electricidad proviene de fuentes renovables. La mayor parte de esta nueva electricidad renovable provendrá de energía eólica terrestre y marina. Para lograr esta meta de 30% a 35%, el Gobierno actualizará la Obligación Renovable, su estándar de energía renovable, para requerir que los proveedores de electricidad incluyan electricidad renovable en sus portafolios.

Como ha sido comprobado en otros países, Chile puede incluir una gran cantidad de energía renovable en el SIC - por lo menos 20% para el año 2024, siempre que exista la infraestructura de transmisión adecuada.



Universidad Técnica Federico Santa María

2.7. Análisis de rentabilidad.

Evaluación Económica

Como referencia tomaremos la central Nevada Solar One ubicada en Estados Unidos.

Datos relevantes

- Potencia instalada: 64 MW
- Producción anual de Energía: 134 millones kWh
- Factor de Planta: 23%
- Superficie ocupada: 130 hectáreas
- Densidad energética: 0,5 [MW/ha] o 49,5 [MW/km²]
- Costo inversión: U\$ 250 millones
- Costo de producción: 10-20 centavos/kWh
- Costo de explotación: 3 centavos/kWh
- vida útil: 50 años
- Tiempo de construcción: 16 meses
- 76 kilómetros lineales de colectores fabricados por " Schott"
- Tiempo para proyectar y construir una central térmica solar 10 años

Se evaluarán tres escenarios para el precio de la energía, y un escenario para los precios de la venta de potencia, para la venta de bonos de carbono y para los peajes.

Las evaluaciones se realizarán considerando la normativa actual vigente, es decir, las leyes 19.940, 20.018 y 20.257, ley corta I, II y III correspondientemente.

Ingresos por energía

La energía producida por una empresa generadora puede ser vendida de dos formas, por contrato y al mercado Spot.

Venta por Contratos

En la venta por contrato se establece un contrato de venta de energía, a precios de mercado libre, entre la empresa generadora y la empresa distribuidora o los grandes clientes industriales. Los precios y las condiciones de suministro en este mercado dependen de las características de los clientes finales y sus exigencias, no habiendo regulación por parte del Estado. Cabe señalar que la legislación categoriza a los clientes no regulados como aquellos que consumen una potencia mayor o igual a 2 MW. El asegurar un ingreso estable a lo largo del tiempo, hace que los generadores vean en este tipo de venta de energía una opción rentable y segura para su negocio.

Venta al mercado Spot

Los propietarios de medios de generación tienen la libertad de conectar sus proyectos al sistema eléctrico, existiendo sólo restricciones técnicas propias de cualquier planta industrial, y de calidad y confiabilidad del servicio. El conectarse al sistema les permite vender la energía producida al Costo Marginal Horario - precio *spot* - y a recibir un ingreso por cada Watt de potencia firme reconocida. El sistema de precios que considera la venta de energía a costo marginal de generación y la remuneración de la potencia firme, está concebido para cubrir los costos variables de operación, así como los costos de inversión y costos fijos de cada unidad instalada.

Se entiende como mercado Spot aquel en el que la entrega y pago del bien negociado se efectúan al momento de la transacción, hecha al contado, y sin plazo. Son estas características las que hacen que se cree una incertidumbre en los generadores debido a las posibles variaciones en el



Universidad Técnica Federico Santa María

precio de la energía, ya que, si bien en la actualidad son altos, no es seguro que esto se extienda en el tiempo.

El precio de la energía en el mercado Spot esta determinada por el costo marginal, definido como el promedio en el tiempo de los costos de producir una unidad más de energía (kWh) en el sistema operando a mínimo costo.

En la actualidad la opción más utilizada por las empresas de ERNC es aprovechar los altos precios actuales del mercado Spot para luego asegurar sus ingresos por medio de contratos.

En las evaluaciones económicas se considerara que el pago anual por energía esta determinado por:

$$\text{PagoEnergia} = PI \cdot FP \cdot \text{PrecioEnergia}[\text{US\$} / \text{kWh}] \cdot 8760[h]$$

Donde

PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Planta

8760 = Horas anuales

Evolución precios de Nudo Fuente: CNE, Precio de Nudo SIC - SING - Aysen – Magallanes, www.cne.cl abril 2008

Grafico 7. Precio de nudo de la Energía (valores en dólares)

Fuente: CNE





Universidad Técnica Federico Santa María

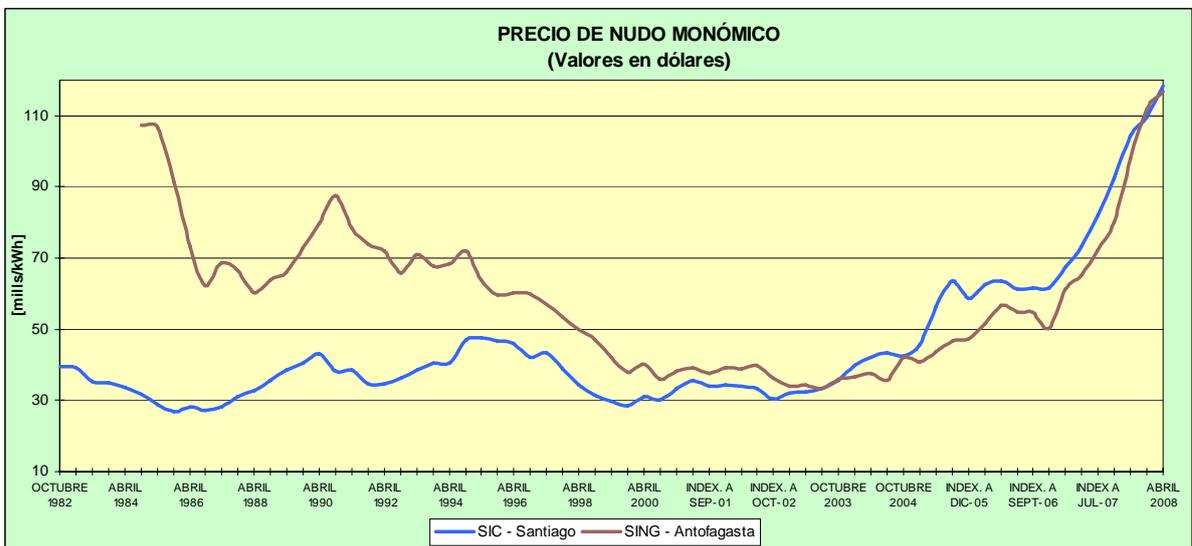
Gráfico 8. Precio de nudo de la Potencia (valores en dólares)

Fuente: CNE



Gráfico 9. Precio de nudo monómico (valores en dólares)

Fuente: CNE





Universidad Técnica Federico Santa María

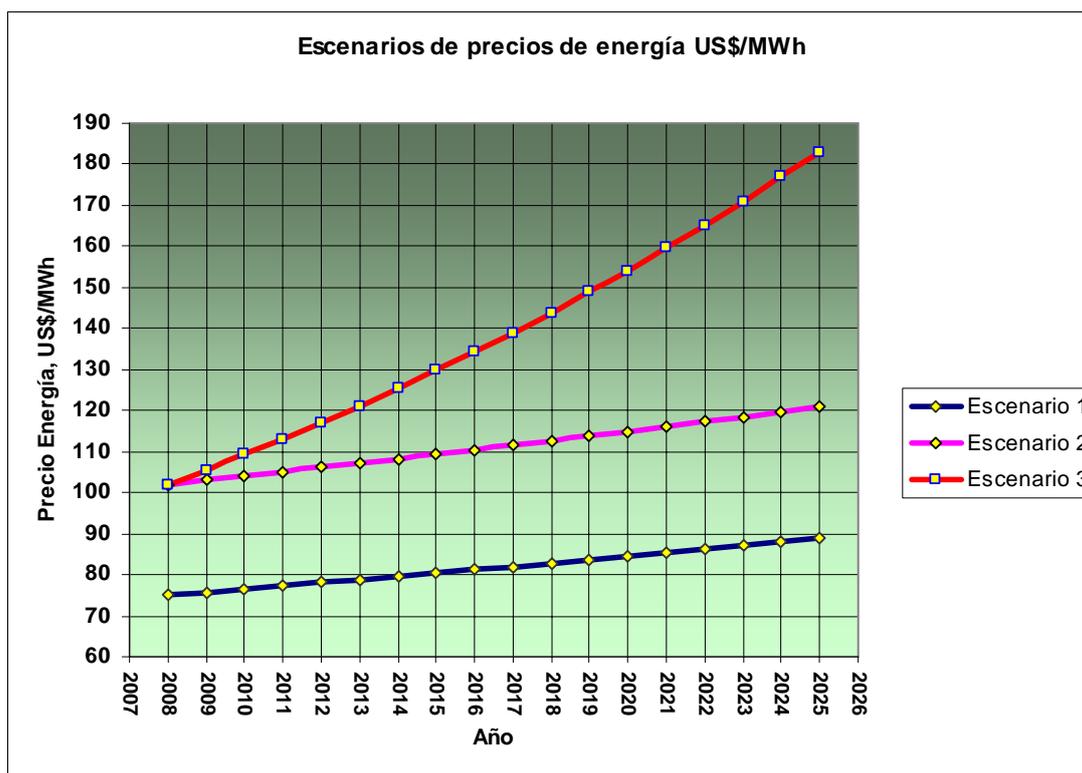
Considerando lo impredecible de los precios de la energía en los próximos años, se verán tres escenarios posibles.

Escenarios

Entendiendo que el precio de los combustibles fósiles tendrá un aumento sostenido en el tiempo, debido principalmente al agotamiento de las reservas y el aumento en la demanda, y considerando que el precio de energía eléctrica está directamente relacionado con el de ellos. Por lo anterior, para la evaluación económica se consideraran tres vectores de precios, los cuales parten de los 75 US\$/MWh + 1% de crecimiento anual, 102 US\$/MWh + 1% de crecimiento anual y 102 US\$/MWh + 3,5% de crecimiento anual. A continuación se muestran los gráficos de estas tendencias.

Grafico 10. Escenarios de precio de la energía.

Escenario 1: 75 US\$/MWh + 1% de crecimiento anual
Escenario 2: 102 US\$/MWh + 1% de crecimiento anual
Escenario 3: 102 US\$/MWh + 3,5% de crecimiento anual
Fuente: Elaboración propia.



Ingresos por Potencia

El propósito del pago por potencia es asegurar el suministro de energía en el tiempo, y así mejorar la confiabilidad del sistema (en la legislación se habla de Suficiencia). De esta forma se premia el aporte en potencia que hagan al sistema los medios de generación, aporte que permite satisfacer la demanda de punta, máxima demanda.



Universidad Técnica Federico Santa María

Para que un medio de generación obtenga ingresos a través de la venta de potencia, es necesario determinar su "Potencia Firme". La potencia firme reconocida a una unidad generadora se determina según la potencia que esta unidad puede aportar con elevada probabilidad en las horas de máxima exigencia del sistema, esto bajo condiciones normales de operación. Por lo tanto, la potencia que entrega al sistema un parque solar, esta asociada a variables de radiación solar y a las indisponibilidades propias de la tecnología.

Las variables de radiación solar son las que presentan mayor incerteza producto de la variabilidad del recurso, es por lo anterior que para determinar la potencia firme de un parque solar es necesario tener estudios del recurso.

La legislación vigente reglamenta la transferencia de potencia entre empresas generadoras por medio del DS N° 62 del 01 de febrero de 2006. Este decreto entrega los principales criterios para el pago y el cálculo de la potencia firme de una central.

El precio de la potencia de punta esta determinada por el costo marginal, definido como el costo anual de incrementar la potencia instalada en una unidad más de potencia (kW) en el sistema, considerando la unidades generadoras más económicas. El pago por potencia corresponde a la potencia a firme multiplicada por el precio de la Potencia de Punta, según el nudo donde inyecta potencia el generador.

Para las evaluaciones económicas, se considerará que la potencia firme para el parque solar tiene los factores de comportamiento del recurso y de indisponibilidades que se presentan a continuación.

Según lo anterior, la potencia firme estará determinada por:

$$PF = PI \cdot FP \cdot 95\% \cdot 70\%$$

Donde

PF = Potencia Firme

PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Plata

95% = Indisponibilidades asociadas a la tecnología

70% = Indisponibilidades asociadas a las variaciones solar.

$$\text{PagoPotencia} = PF[kW / mes] \cdot \text{PrecioPotenciaPunta}[US\$ / kW / mes]$$

Considerando que los precios de la potencia no han variado significativamente, se establecerá para la evaluación económica un precio fijo de 8,97 US\$/kW/mes.

Ingresos por Venta de Bonos de carbono

El Protocolo de Kyoto, adoptado en diciembre de 1997 y resultado de la Convención de Naciones Unidas sobre Cambios Climáticos, señala que los países desarrollados deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un promedio de 5,2%, tomando como base las emisiones de 1990, en el período comprendido entre los años 2008 y 2012. Para facilitar el cumplimiento de este compromiso, se les permitió que una parte de sus reducciones puedan ser hechas con adquisiciones de bonos de reducción provenientes de países en vías de desarrollo. De



Universidad Técnica Federico Santa María

esta forma los bonos de reducción de emisiones constituyen un incentivo a la generación de energía a través fuentes renovables como la eólica, mientras esta no dañe los ecosistemas.

Las reducciones de gases de efecto invernadero se evalúan según a que combustible de generación reemplazará la nueva central, si es a una central térmica a carbón, la reducción por cada GWh es del orden de 900 toneladas de CO₂ equivalentes, mientras que si se reemplaza a una central de ciclo combinado, la reducción es de 500 toneladas de CO₂ equivalentes.

La tecnología limpia de un parque solar, favorece la mitigación de impactos ambientales mediante la reducción de gases de efecto invernadero (CO₂).

- Factor de emisión de una central a carbón: 900 (ton CO₂)/GWh
- Factor de emisión de una central a gas natural: 410 (ton CO₂)/GWh

Lo anterior supone que la operación del Parque solar desplazaría anualmente la emisión de entre 120.600 y 54.940 ton CO₂.

El pago por venta de bonos de carbono es anual, y se hace en función de las toneladas reducidas equivalentes de CO₂. Según el estudio del PNUD sobre ERNC, el precio de los bonos de carbono será de 10 (US\$/ton) hasta el año 2012, año en el cual se deberían cumplir las metas de reducción, y 8 (US\$/ton) desde el año 2012 en adelante, esto debido a que se espera que se extienda el tratado, existiendo incerteza en el precio.

Tabla 19. Precios de proyectos MDC

Fuente: Proyectos CDM. CNE.

Reducción Anual de CO ₂ equivalente	Precio US\$
<= 15.000	5.000
>15,000 and <= 50,000	10.000
>50,000 and <=100,000	15.000
>100,000 and <=200,000	20.000
>200,000	30.000



Universidad Técnica Federico Santa María

Consideraciones para la evaluación económica

Tabla 20. Datos para evaluación económica

Fuente: datos de Nevada Solar ONE y propios del la evaluación.

Costo Operación y Mantenición (US\$)	3.868.416
Inversión (US\$)	250.000.000
Pago por peajes (US\$/año)	24.598,00
Potencia (MW)	64,00
Potencia Firme (KW/mes)	9.789
Factor de Planta	23,0%
Impuesto	17%
Tasa Descuento	10%
Periodo de Evaluación (años)	20
Precio Venta Energía (US\$/MWh)	Se consideran tres escenarios
Precio Venta Potencia (US\$/kW/mes)	8,97
Reducción Anual Carbono (Ton)	128.000
Valor Bonos Carbono (US\$/Ton)	15 hasta 2012 y 10 en adelante

Indicadores Económicos para los distintos escenarios.

Escenario 1

VAN US\$ -170.918.869

TIR -2,4%

Escenario 2

VAN US\$ -144.634.529

TIR 0,1%

Escenario 3

VAN US\$ -125.656.269

TIR 2,3%



Universidad Técnica Federico Santa María

Distribución de Ingresos y Costos

Para analizar la distribución de ingresos de un parque solar, se evaluará esta distribución para el primer año de operación del caso base en análisis en el escenario 2.

Ingresos anuales Nevada Solar One

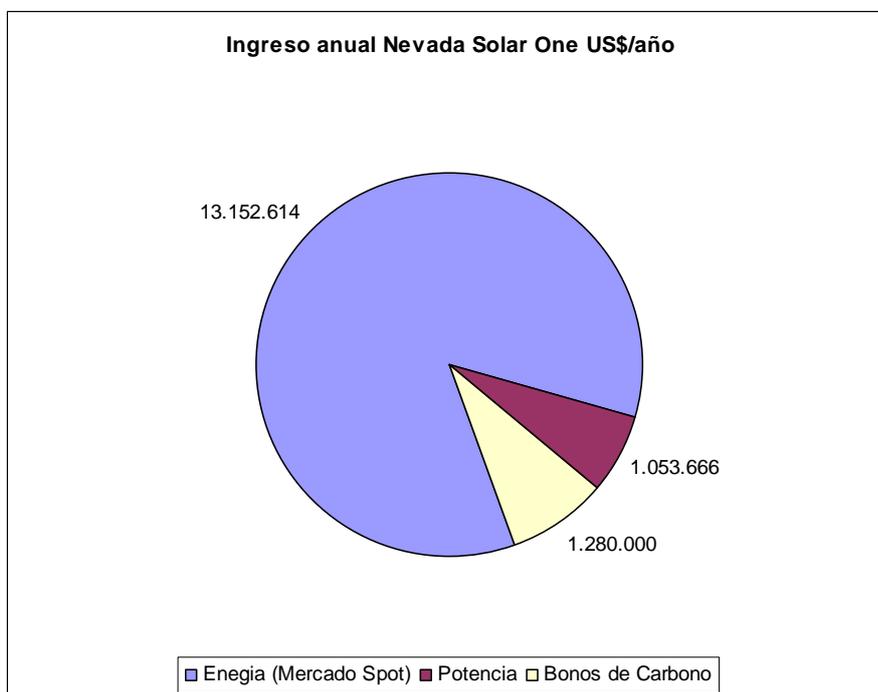
Tabla 21. Ingresos anuales

Fuente: Elaboración propia.

Ítem	US\$/año	%
Energía (Mercado Spot)	13.152.614	84,9%
Potencia	1.053.666	6,8%
Bonos de Carbono	1.280.000	8,3%
TOTAL	15.486.281	100%

Grafico 11. Ingreso anual Nevada Solar One US\$/año

Fuente: Elaboración propia.





Universidad Técnica Federico Santa María

Costos anuales Nevada Solar One

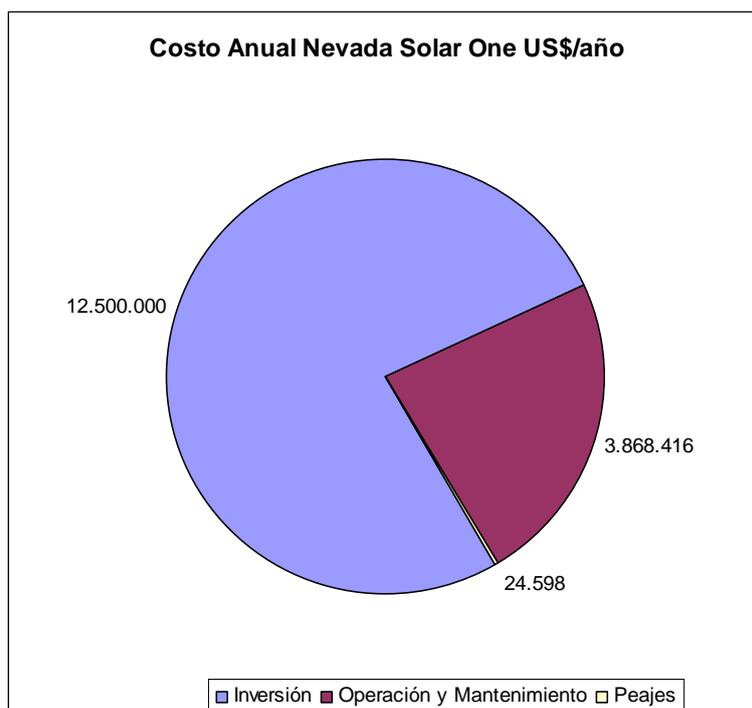
Tabla 22. Costos anuales

Fuente: Elaboración propia.

Item	US\$/año	%
Inversión	12.500.000	76,3%
Operación y Mantenimiento	3.868.416	23,6%
Peajes	24.598	0,2%
TOTAL	16.393.014	100%

Grafico 12. Costo Anual Nevada Solar One US\$/año

Fuente: Elaboración propia.



Observando los gráficos el mayor ingreso es por venta de energía, representando un 84,9%, Por otra parte, el mayor costo corresponde a los de inversión 76,3%.

Por lo tanto, en la evaluación económica es muy importante el precio de venta de la energía y la inversión inicial.



Sensibilización

En el análisis de sensibilidad solo se considera el escenario 1 y el 2.

Para la sensibilización se consideran los dos escenarios, se harán las sensibilizaciones para determinar como influyen variaciones de $\pm 50\%$ en las principales variables de la evaluación, en los indicadores económicos del proyecto. Para lo anterior se consideraran las siguientes variables:

- Monto de la Inversión
- Precio de la energía
- Precio de la Potencia

Se debe considerar que las sensibilizaciones se hicieron de forma independiente para cada variable, manteniendo las restantes en el estado original de la evaluación económica.

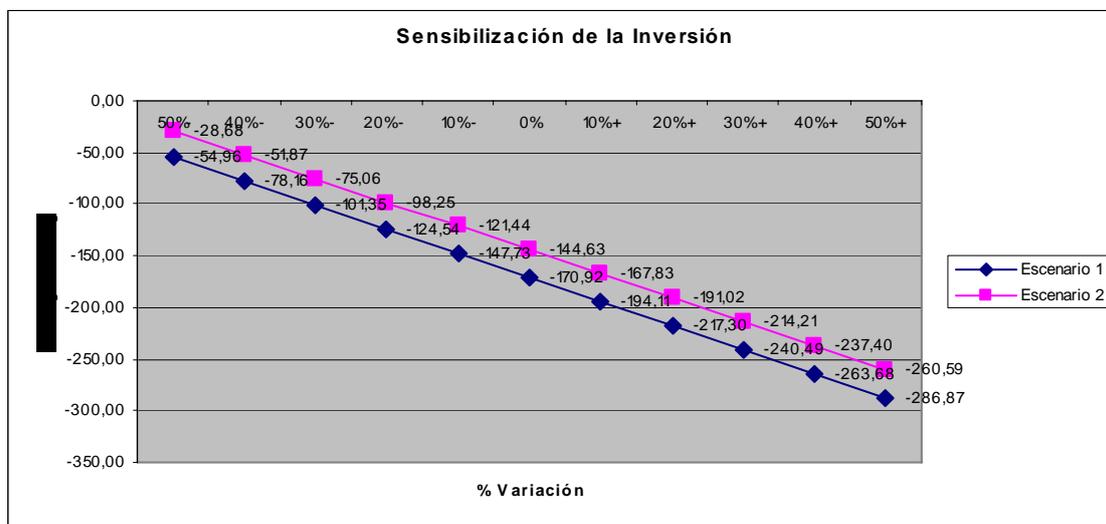
Tabla 23. Sensibilización de la inversión. Escenario 1 y Escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

Variación de Inversión	50%-	40%-	30%-	20%-	10%-	0%	10%+	20%+	30%+	40%+	50%+
VAN (MMUS\$)	-54,96	-78,16	-101,35	-124,54	-147,73	-170,92	-194,11	-217,30	-240,49	-263,68	-286,87
TIR	2,96%	1,37%	0,13%	-0,88%	-1,71%	-2,42%	-3,03%	-3,56%	-4,04%	-4,46%	-4,84%
VAN (MMUS\$)	-28,68	-51,87	-75,06	-98,25	-121,44	-144,63	-167,83	-191,02	-214,21	-237,40	-260,59
TIR	6,57%	4,65%	3,16%	1,97%	0,98%	0,14%	-0,58%	-1,22%	-1,78%	-2,28%	-2,73%

Gráfico 13. Sensibilización de la Inversión (VAN)

Fuente: Elaboración propia.

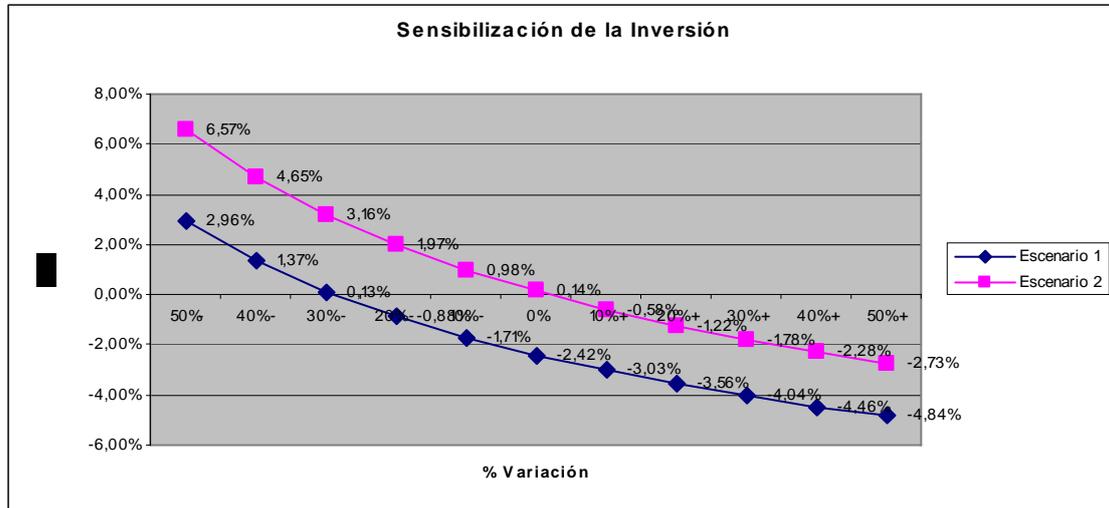




Universidad Técnica Federico Santa María

Grafico 14. Sensibilización de la Inversión (TIR)

Fuente: Elaboración propia.





Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 24. Sensibilización del Precio de la energía. Escenario 1 y Escenario 2.

Variación de Precio Energía	50%-	40% -	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +	40% +	50% +
VAN (MMUS\$)	-207,42	-200,12	-192,82	-185,52	-178,22	-170,92	-163,62	-156,32	-149,02	-141,71	-134,41
TIR	-6,95%	-6,00%	-5,05%	-4,10%	-3,23%	-2,42%	-1,66%	-0,94%	-0,25%	0,40%	1,02%
VAN (MMUS\$)	-194,28	-184,35	-174,42	-164,49	-154,56	-144,63	-134,70	-124,78	-114,85	-104,92	-94,99
TIR	-5,25%	-3,96%	-2,80%	-1,75%	-0,77%	0,14%	1,00%	1,81%	2,59%	3,34%	4,05%

Grafico 15. Sensibilización del Precio de energía (VAN)

Fuente: Elaboración propia.

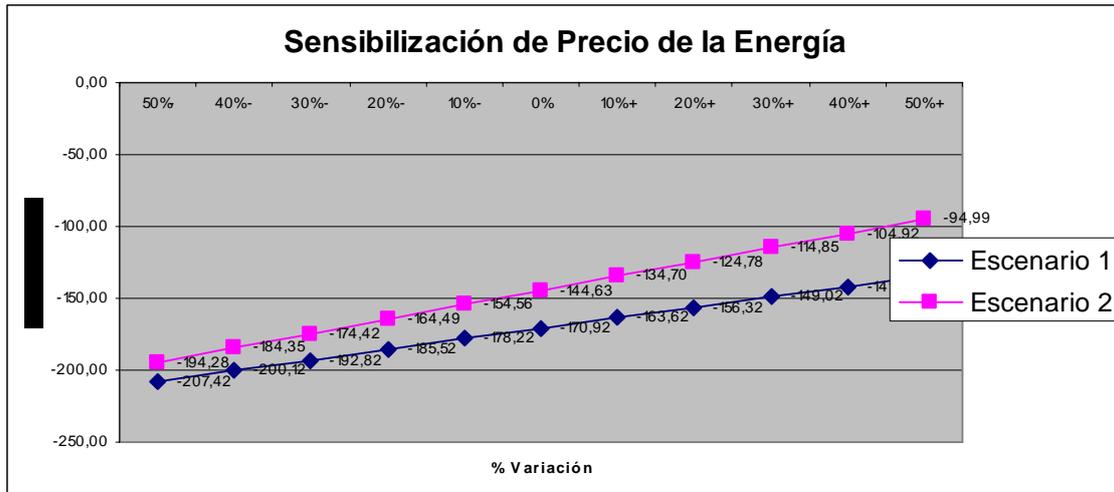
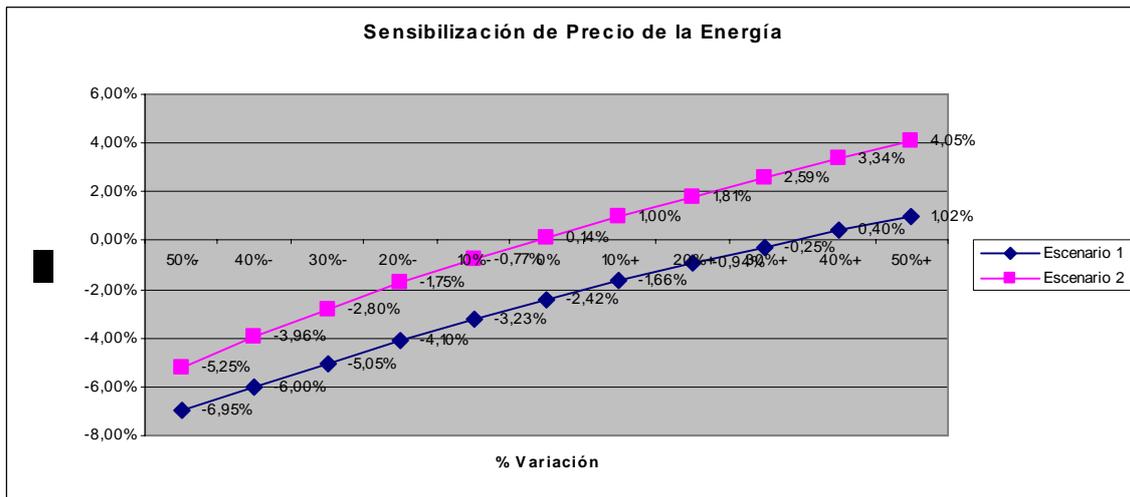


Grafico 16. Sensibilización del Precio de energía (TIR)

Fuente: Elaboración propia.





Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 25. Sensibilización del Precio de la potencia. Escenario 1 y Escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

Variación de Precio Potencia	50%-	40% -	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +	40% +	50% +
VAN (MMUS\$)	-174,64	-173,90	-173,15	-172,41	-171,66	-170,92	-170,17	-169,43	-168,69	-167,94	-167,20
TIR	-2,81%	-2,73%	-2,65%	-2,57%	-2,50%	-2,42%	-2,34%	-2,27%	-2,19%	-2,11%	-2,04%
VAN (MMUS\$)	-148,36	-147,61	-146,87	-146,12	-145,38	-144,63	-143,89	-143,15	-142,40	-141,66	-140,91
TIR	-0,18%	-0,12%	-0,05%	0,01%	0,08%	0,14%	0,20%	0,27%	0,33%	0,40%	0,46%

Gráfico 17. Sensibilización del Precio de la potencia (VAN)

Fuente: Elaboración propia.

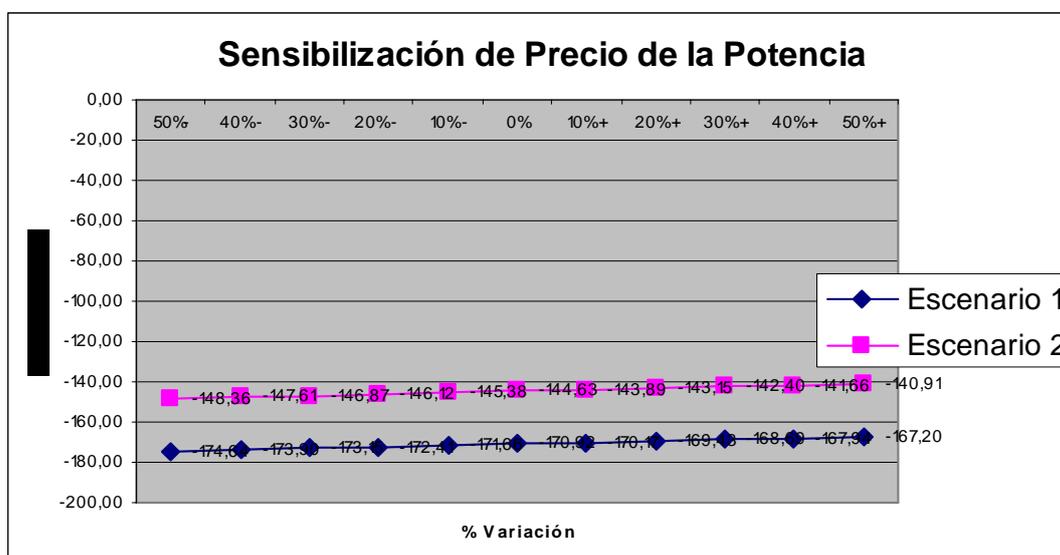
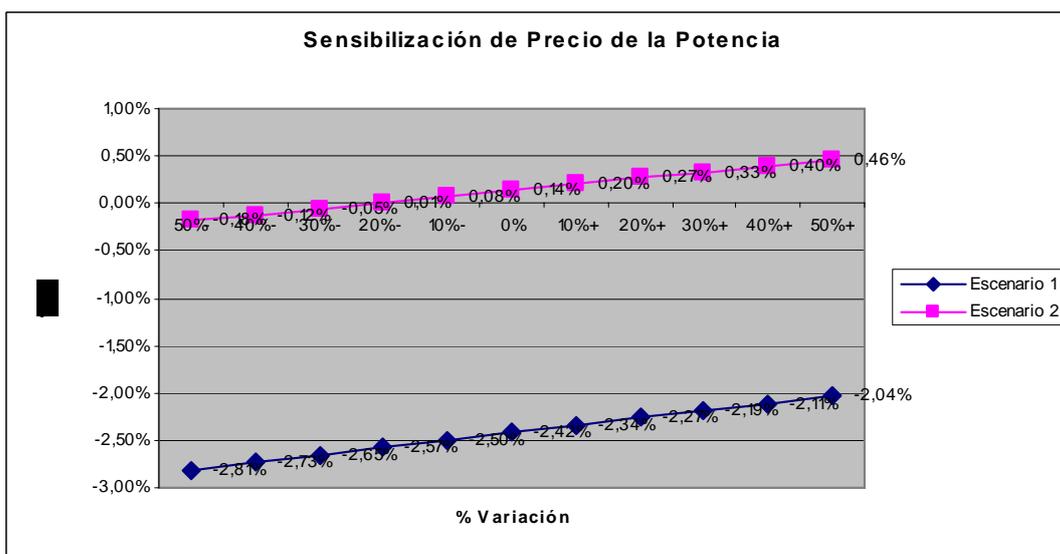


Gráfico 18. Sensibilización del Precio de la potencia (TIR)

Fuente: Elaboración propia.





Universidad Técnica Federico Santa María

Del análisis de sensibilidad se aprecia que influyen fuertemente

- Costo de Inversión
- Precio de la Energía

Bajo el análisis económico estas tecnologías no entran en el mercado nacional bajo las condiciones actuales.

En el caso de la producción de electricidad a partir de celdas fotovoltaicas la condición es más crítica pues tienen mayores costos de inversión y su costo de generación (COE) es aun mayor.



3. Almacenamiento de Energía Renovable

Como muchas fuentes de energía renovable son intermitentes, el almacenamiento de la energía es esencial para maximizar la utilización de esos recursos. Idealmente, el almacenamiento de energía debería estar disponible para recuperarla cuando se necesite. Tradicionalmente, las baterías han debido almacenar la electricidad generada.

Las principales formas de almacenar las energías renovables son las siguientes:

- Baterías
- Embalses
- Hidrogeno
- Condensadores
- Volantes de inercia
- Sales fundidas

3.1. Baterías.

Existen baterías de distinto tipo:

- Batería de plomo-ácido
- Batería de níquel-cadmio
- Batería de reducción de Vanadio.

Según su uso se distinguen cuatro tipos de baterías de plomo-ácido

- Tracción
- Estacionarias
- Arranque
- Solares

3.2. Embalses.

Se opera con dos embalses, uno superior y otro inferior. Cuando se desplaza el agua del embalse superior al inferior se genera electricidad por medio de turbinas hidráulicas. Para bombear el agua en sentido inverso se pueden accionar las bombas por medio de la electricidad generada por ERNC, por ejemplo, por medio de aerogeneradores.

3.3. Hidrogeno.

Una alternativa para reemplazar a los combustibles fósiles es el hidrógeno. En el ítem 4. se detalla más sus aplicaciones.

3.4. Condensadores.

Los condensadores almacenan la energía en forma de un campo eléctrico por acumulación de carga eléctrica. Para un condensador dado, este almacena más carga, mientras más alto es el voltaje a través del condensador. Para aumentar la cantidad de energía almacenada en el condensador, su voltaje o su capacidad deben ser aumentadas.

Los condensadores de hoy en día, tienen densidad de energía relativamente baja. Los condensadores de alta densidad de energía están en desarrollo. Los ultracondensadores, también llamados supercondensadores o condensadores de alta densidad de energía (HED), tienen la mayor energía específica y densidad de energía. Ellos están siendo desarrollados como dispositivos de energía primaria para la energía de ayuda en vehículos híbridos durante la aceleración y la subida en pendientes, así como la recuperación de la energía de frenado. Son útiles como dispositivos de almacenamiento de energía secundaria en los mismos vehículos.



Universidad Técnica Federico Santa María

3.5. Volante de inercia

Un sistema de almacenamiento de energía en rueda tipo volante, típicamente consiste en un rotor, un eje, el alojamiento de cojinetes, y un generador/motor.

3.6. Sales fundidas

Esta tecnología se basa en la utilización de dos tanques de sales para almacenar el calor.

- Durante el ciclo de carga, las sales intercambian calor con el fluido procedente del campo caliente y se almacenan en el tanque caliente.
- Durante el ciclo de descarga, el sistema simplemente opera en sentido contrario al anteriormente expuesto, calentando el fluido caloportador que generará vapor para mover la turbina que producirá finalmente la electricidad.



4. Hidrógeno como energía renovable

El uso de Hidrógeno como un mecanismo de almacenamiento puede ser una forma de aumentar el valor de la energía renovable.

Una alternativa para reemplazar a los combustibles fósiles es el hidrógeno. El hidrógeno no existe en la naturaleza como el combustible H_2 . Más bien, se da en compuestos químicos como el agua o los hidrocarburos que deben ser químicamente transformados para producir H_2 . El hidrógeno, como la electricidad, es un portador de energía.

A través de su reacción con el oxígeno, el hidrógeno libera energía en forma de calor en los motores térmicos o en las pilas de combustible, en ambos casos el agua es el único producto producido. En el caso de los motores de combustión interna además se generan NO_x

La economía del Hidrogeno implica: la producción, el almacenamiento y el uso.

Para lograr un uso generalizado del hidrógeno, especialmente como combustible para automóviles, este debe producir en forma rentablemente.

Producción.

La electricidad renovable es la única alternativa razonable que no tiene emisiones de gases de efecto invernadero. Otras fuentes de energía son más eficiente usadas directamente.

El hidrógeno es un gas industrial usado ampliamente, y es producido en grandes cantidades (a escala mundial aproximadamente 50 millones de toneladas), casi todo esto reformando el gas natural, el aceite o el carbón. La electrólisis representa sólo aproximadamente el 4 % de la producción. El desafío en el desarrollo de sistemas de energía abastecido por hidrógeno es encontrar rutas baratas y eficientes para crear hidrógeno en cantidades suficientes a partir de recursos de no fósiles.

La ruta más prometedor es separar el agua, que es un portador natural de hidrógeno. Se toma energía para separar la molécula de agua y liberar el hidrógeno, pero aquella energía más tarde es recuperada durante la oxidación para producir el agua. Para eliminar combustibles fósiles de este ciclo, la energía de separación del agua debe venir de fuentes no carbónicas.

La electrólisis del agua puede ser lograda usando la electricidad de células fotovoltaicas.

El agua puede ser separada en ciclos termoquímicos operando a temperaturas elevadas para facilitar la cinética de reacción. Las fuentes de calor incluyen a colectores solares que funcionan hasta $3.000 [^{\circ}C]$ o reactores nucleares diseñados para operar entre $500 [^{\circ}C]$ y $900 [^{\circ}C]$. Se han propuesto más de 100 tipos de ciclos químicos. A altas temperaturas, los ciclos termoquímicos deben ocuparse de la compensación entre la cinética de reacción y la corrosión química de los recipientes de contención. La separación de los productos de reacción a alta temperatura es un segundo desafío.

Los vegetales (plantas) usan la fotosíntesis para convertir CO_2 , agua, y la luz del sol en el hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno es usado para fabricar los hidratos de carbono en sus hojas y tallos. Organismos unicelulares como algas y muchos microbios producen el hidrógeno de manera eficiente a temperaturas ambientes. Las investigaciones están buscando los caminos para entender estos mecanismos e imitarlos usando materiales artificiales.

Los gasificadores que usan biomasa también pueden producir hidrógeno. Sin embargo la conversión de hidrógeno a biomasa es un proceso ineficiente. La tierra, el agua y otros recursos



Universidad Técnica Federico Santa María

necesarios para producir las grandes cantidades de biomasa que se requerirán, limitará la producción de energía cultivada a pequeñas áreas geográficas. El costo del hidrógeno producido probablemente no es competitivo con otros métodos de producir el hidrógeno.

Almacenamiento.

El almacenamiento eficaz y eficiente de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables es la clave a su introducción y uso genera, esta es un área donde el progreso ha sido lento, en particular para aplicaciones en transporte. El gas de hidrógeno tiene una buena densidad de energía por peso, pero una pobre densidad de energía por volumen.

Los métodos tradicionales de almacenamiento del hidrógeno son en cilindros de alta presión o como un líquido. El hidrógeno líquido hierve a -253 [°C] y la licuación requiere una gran cantidad de energía (hasta el 40 % de su contenido de energía) y el tanque debe estar bien aislado para prevenir filtraciones. Incluso el hidrógeno líquido tiene una densidad de energía por volumen considerablemente inferior a combustibles como la gasolina.

El hidrógeno puede ser almacenado en forma de hidruros metálicos y químicos. Los desafíos para el almacenamiento y uso del hidrógeno en vehículo están dados por la capacidad y el rendimiento del ciclo. Los hidruros que tienen conducta de retención y liberación a baja temperaturas, tienen bajo contenido de hidrógeno y son dispositivos pesados como para ser transportados. En comparación, otros hidruros tienen alta densidad volumétrica de hidrógeno, pero requieren temperaturas de 300 [°C] o más en una barra para liberar su H_2 .

Los materiales nanoestructurados ofrecen una multitud de rutas prometedoras para almacenar el hidrógeno a alta capacidad en compuestos que tienen rápido reciclaje, pero tales tecnologías se considera que tienen varias décadas de distancia de la introducción comercial.

Uso

La premisa subyacente de una economía de hidrógeno son aquellas células de combustible que reemplazarán a los motores de combustión interna y turbinas como el principal camino para convertir energía química en energía eléctrica y motriz. La ventaja a este cambio es que aquellas células de combustible, que son electroquímicas, pueden ser más eficientes que los motores térmicos. Normalmente, las células de combustible son muy caras, los nuevos desarrollos e investigaciones permitirán que los precios disminuyan.

Los motores de combustión interna se puede modificar fácilmente para quemar hidrógeno, pero la eficiencia es considerablemente inferior a las pilas de combustible.

Células de combustible.

La célula de combustible puede en un futuro ser parte del sistema de energía integrado, tomando energía renovable no firme, almacenando como el metano o hidrógeno, y usándolo para generar electricidad a través de una célula de combustible cuando sea necesario.

Hay una variedad de tipos de Células de combustible, se incluyen:

- Ácido Fosfórico
- Membrana de cambio de protón o Polímero sólido
- Carbonato Fundido
- Óxido Sólido
- Alcalino
- Células de Combustible de Metanol Directas
- Células Regeneradoras de combustible



Universidad Técnica Federico Santa María

- Células de Combustible de Aire de Zinc
- Célula de cerámica De combustible protónica.

Las Células de combustible tienen muchos usos:

- Estacionario
- Residencial
- Transporte
- Energía Portátil

5. Control de energía renovable

Dado que es necesario inyectar la energía al SIC el punto de control esta dado por el Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Los CDEC's se rigen por el Decreto Supremo N°327 de 1998, del Ministerio de Minería, y están encargados de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico. considerando:

- Operación segura y de mínimo costo del sistema
- Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
- Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.
- Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.



6. Conclusiones

Las políticas que mejoren el incentivo a que las empresas que se instalen con ERNC deben desarrollarse más fuertemente. Si bien las modificaciones legales al mercado de generación eléctrica, con las leyes 19.940, 20.018 y 20.257 incentivan el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de ERNC, estas medidas no son suficientes.

La gran inversión inicial involucrada y el riesgo asociado son una importante barrera de entrada de la energía solar. Aun cuando el inversionista puede aumentar la capacidad de su parque solar por etapas dado que estos permiten crecer en forma modular.

Las centrales Termo solares y Fotovoltaicas no están en condiciones de competir con sistemas convencionales de generación.

La evaluación del potencial energético disponible requiere de mediciones durante un amplio horizonte temporal. Por otra parte, el potencial neto técnicamente aprovechable, es decir, aquel que tienen en cuenta las limitaciones técnicas, económicas, sociales y medioambientales, es altamente sensible a la evolución del nivel tecnológico, por lo que no se trata de un valor estable en el tiempo.

En general, el recurso solar de un emplazamiento puede entenderse aprovechable si confluyen tanto la viabilidad técnica como la viabilidad económica en un proyecto asociado a esa localización. Por otra parte, el desarrollo posterior del proyecto está supeditado a obtener las autorizaciones administrativas y permisos pertinentes, incluida la Declaración de Impacto ambiental favorable.

Chile se enfrenta a una creciente dependencia de la energía extranjera y a una mayor vulnerabilidad de su sistema energético. Aproximadamente el 65% de la energía que utiliza Chile proviene de combustibles fósiles y en los últimos 15 años la importación de energía ha aumentado del 48% al 68%. La mayor parte de este incremento tiene su origen en la importación de petróleo, carbón y gas natural. El desarrollo de recursos de energía renovable nacionales significaría la reducción de importaciones de diesel, gas natural líquido y carbón. Esto resultará en una mejora en su balanza de pagos y en una mayor seguridad energética frente a la creciente incertidumbre de recursos globales de energía y la volatilidad que experimentan los precios de combustibles fósiles.

Para lograr la evolución y penetración de la energía solar al SIC, se requiere focalizarse sobre los parámetros más importantes que afectan a los proyectos solares: radiación disponible, costos de inversión, precio de venta de energía.

Para hacer posible la incorporación a gran escala de la energía solar en el largo plazo, se deben dar la siguientes condiciones.

- Cuantificar en el mercado todos los beneficios que produce la incorporación de la energía solar, que actualmente no son considerados, tales como el menor impacto en el medio ambiente.
- El costo medio solar sea menor al costo medio convencional más 0,4 UTM/MWh.
- Existencia de acceso legal a los lugares con alto potencial solar. Debiese existir derechos solares para explotar apropiadamente los recursos.
- Esperar una maduración de la tecnología de modo de obtener precios más económicos.

Se recomienda implementar políticas y programas en los siguientes ámbitos:

- Precios.

Para incentivar la inversión en esta tecnología se requiere contar con un nivel de precios garantizados en el largo plazo. Los cambios regulatorios en las leyes 19.940, 20.018 y 20.257 no garantizan al inversionista un retorno adecuado al riesgo que asume ante la incertidumbre de los precios del mercado; y compitiendo con tecnologías que no pagan sus externalidades.-



Universidad Técnica Federico Santa María

El sistema regulatorio actual tiene incentivos para estimular la inversión siempre que el costo medio ERNC sea menor al costo medio convencional más 0,4 UTM/MWh (la multa con reincidencia es de 0,6 UTM/MWh)

- Costos de conexión a la red de distribución.
El determinar los costos de conexión de cada generador distribuido puede ser una tarea extensa y costosa para la empresa distribuidora, lo que será traspasado a los generadores distribuidos. Es necesario establecer una metodología uniforme para determinar los costos de conexión para todos los casos.
- Reglamento de potencia de suficiencia.
La normativa vigente en Chile (DS 62) no presenta una clara definición de la aplicación del pago por capacidad a energías que no estén dentro del tipo de las convencionales, como son la hidráulica y la térmica.
- Mecanismos de Apoyo
En países desarrollados la incorporación de sistemas de generación con ERNC ha estado fuertemente ligada a distintos medios de incentivos y subvención; se han desarrollado mecanismos de apoyo que son compatibles con el desarrollo de mercados competitivos.
- Derechos de explotación y usos de terrenos
Se debe trabajar en una legislación que permita obtener los derechos de explotación y usos de terrenos para la energía solar.
- Reforzamiento de la institucionalidad: parece indispensable la existencia de una Agencia nacional de energías renovables con suficiente autonomía y recursos humanos, técnicos y financieros.
- Desarrollo de catastros, mediciones y exploraciones de recursos naturales energéticos.
- Establecimiento de un sistema de administración geográfica computacional que gestione la información técnica de los recursos energéticos y ofrezca servicios a los potenciales inversionistas.
- Integración de los proyectos energéticos en regiones, con los planes de desarrollo estratégico regional (turismo, agro-industria, minería, pesca).
- Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios para facilitar el aprovechamiento de las ERNC.
- Generación de infraestructura para incorporar las ERNC al Sistema Interconectado Central (SIC) y a sistemas de generación distribuida.

Hay que promover a nivel de Gobierno que invertir en centrales térmicas solares en Chile puede ser un gran aporte a los sistemas de generación centralizados.

- Chile cuenta con un clima excepcional en el norte por latitud y calidad atmosférica. Por algo se han instalado observatorios astronómicos pues en el norte contamos con una buena calidad atmosférica y pocos días nublados.
- En el norte de Chile se encuentran los grandes consumidores de energía como las mineras y poseen plantas térmicas que operan con combustibles fósil.



Universidad Técnica Federico Santa María

- En el norte de Chile hay una gran escasez de agua y esta se podría producir a partir de agua salada con el calor residual de la planta solar (cogeneración).
- Costo de producción variable: Las plantas solares no están sujetas a los vaivenes del precio de los combustibles fósiles, el recurso solar inagotable le da una gran estabilidad a la planta. Solo tienen que enfrentar una inversión fuerte en un comienzo la que a corto plazo los especialistas pronostican una importante baja ya que los materiales que se usan es aluminio, acero, vidrio y con tecnología bastante sencilla y con grandes posibilidades de ser implementada en el país. (economía de escala)
- La producción termo-solar de corriente eléctrica se puede integrar en las centrales térmicas convencionales. La utilización combinada permite una considerable reducción de costos.
- Las centrales térmicas solares ocupan una superficie menor que las de biomasa, eólicas o hidroeléctricas, sin hablar de los grandes embalses. Además se construyen en zonas áridas (cinturón solar de la tierra) que prácticamente no representan una competencia en cuanto al uso del suelo.
- Solo falta un buen socio que desee ser participe de un buen negocio y contribuya a aliviar de contaminantes a la tierra.



7. Referencias y Bibliografía

- Fuente Solar Generation IV – 2007. Electricidad Solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo en 2020. EPIA.
- CNE, Comisión Nacional de Energía.
- “Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile”, N-13 Temas de Desarrollo Humano Sustentable, PNUD.
- Concentrating Solar Power. European Commission.
- Energía Solar Termoelectrica. European Solar Thermal Industry Association.
- Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu
- Large-Scale Photovoltaic Power Plants. Cumulative and Annual Installed Power Output Capacity pvresources.com. Annual Report 2007
- Energía Solar Termoelectrica 2020. Pasos firmes contra el cambio climático. European Solar Thermal Industry Association.
- Dr. Manuel Romero Álvarez. “ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA” Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. TABERNAS (Almería).
- Archivo Solarimétrico. UTFSM
- Solar Market Outlook. 2008.
- Large-Scale Photovoltaic Power Plants. pvresources.com. Annual Report 2007.
- Energía Solar. Pedro Fernandez. Universidad de Cantabria.
- Wind and Solar Power Systems. Mukund R. Patel, Ph.D., P.E. U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York.
- Renewable Energy Industry Status Report, Año 2006, Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA), New Zealand.
- Annual energy outlook 2008, DOE/EIA-0383(2008).
- Renewables 2007 Global Status Report. REN 21
- U.S. Department of Energy’s National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary Report
- Proyecto "Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables". GEF-PNUD-CNE. Chile
- The Intermittency Analysis Project, California Energy Commission, July 2007
- Smart Generation: Powering Ontario with Renewable Energy, David Suzuki Foundation, 2005
- Summary of Carbon-Free and Nuclear – Free: A Roadmap for US Energy Policy, by Dr. Arjun Makhijani, Institute for Energy and Environment Research, 2007
- UK Renewable Energy Strategy: Consultation Document, June 2008. www.berr.gov.uk/renewableconsultation.
- Kammen, D.M., Kapadia, K, and M. Fripp (2004) *Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?* RAEI Report, University of California, Berkeley. Available at <http://list-socrates.berkeley.edu/~rael/renewables.jobs.pdf>
- Renewable Energy and Energy Efficiency: Economic Drivers for the 21st Century. Dr. Roger Bedezek and the American Solar Energy Society 2007. www.ases.org
- New Energy for America: The Apollo Jobs Report, For Good Jobs and Energy Independence by the Apollo Alliance 2004. www.apolloalliance.org
- Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Distributed Resources, Rocky Mountain Institute, 2006



Universidad Técnica Federico Santa María

8. ANEXOS

ANEXO 1. Mapas de la Reglamentación Térmica. Minvu

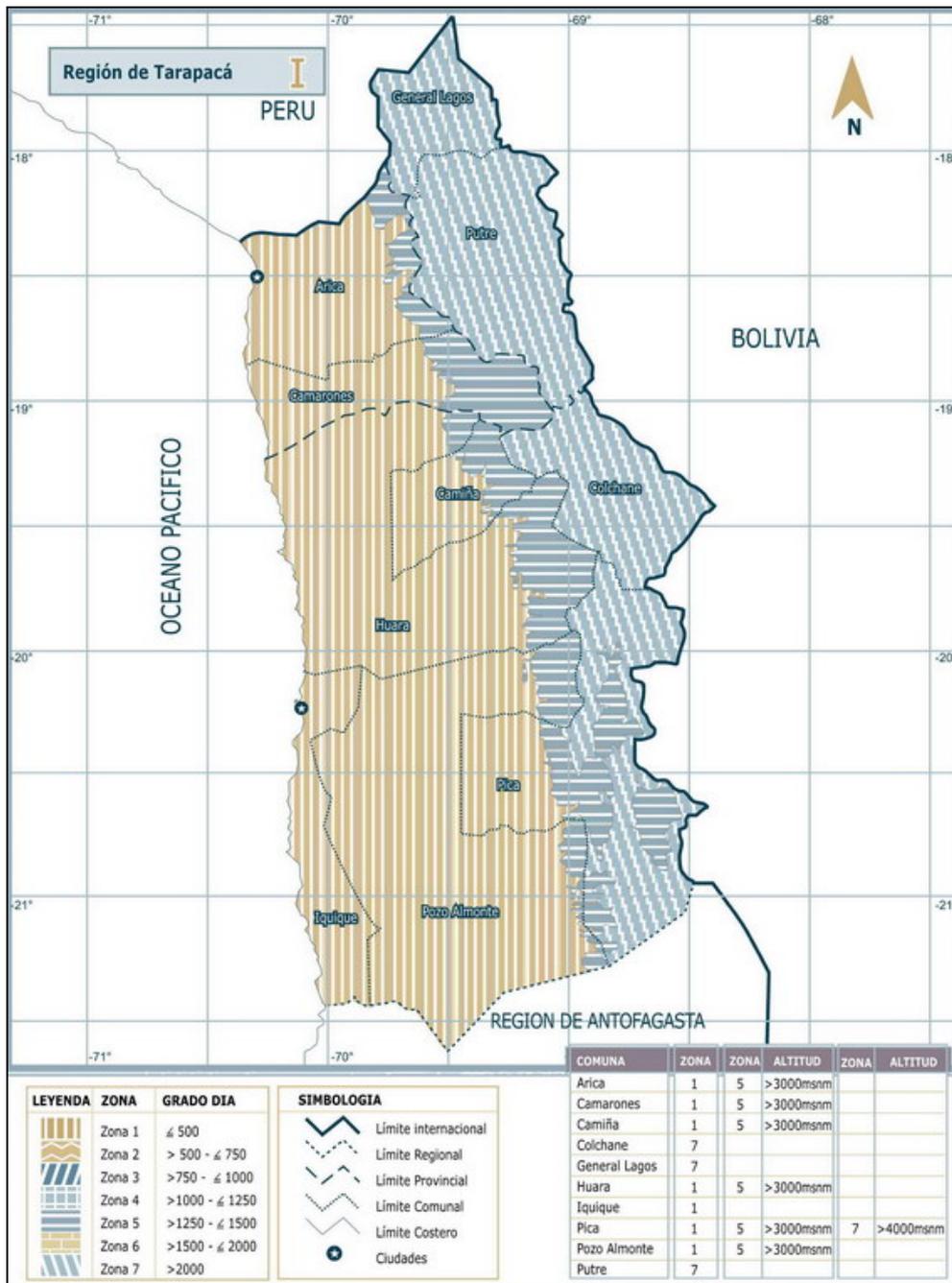


Figura 13. Plano de zonificación Térmica, Región de Tarapacá.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

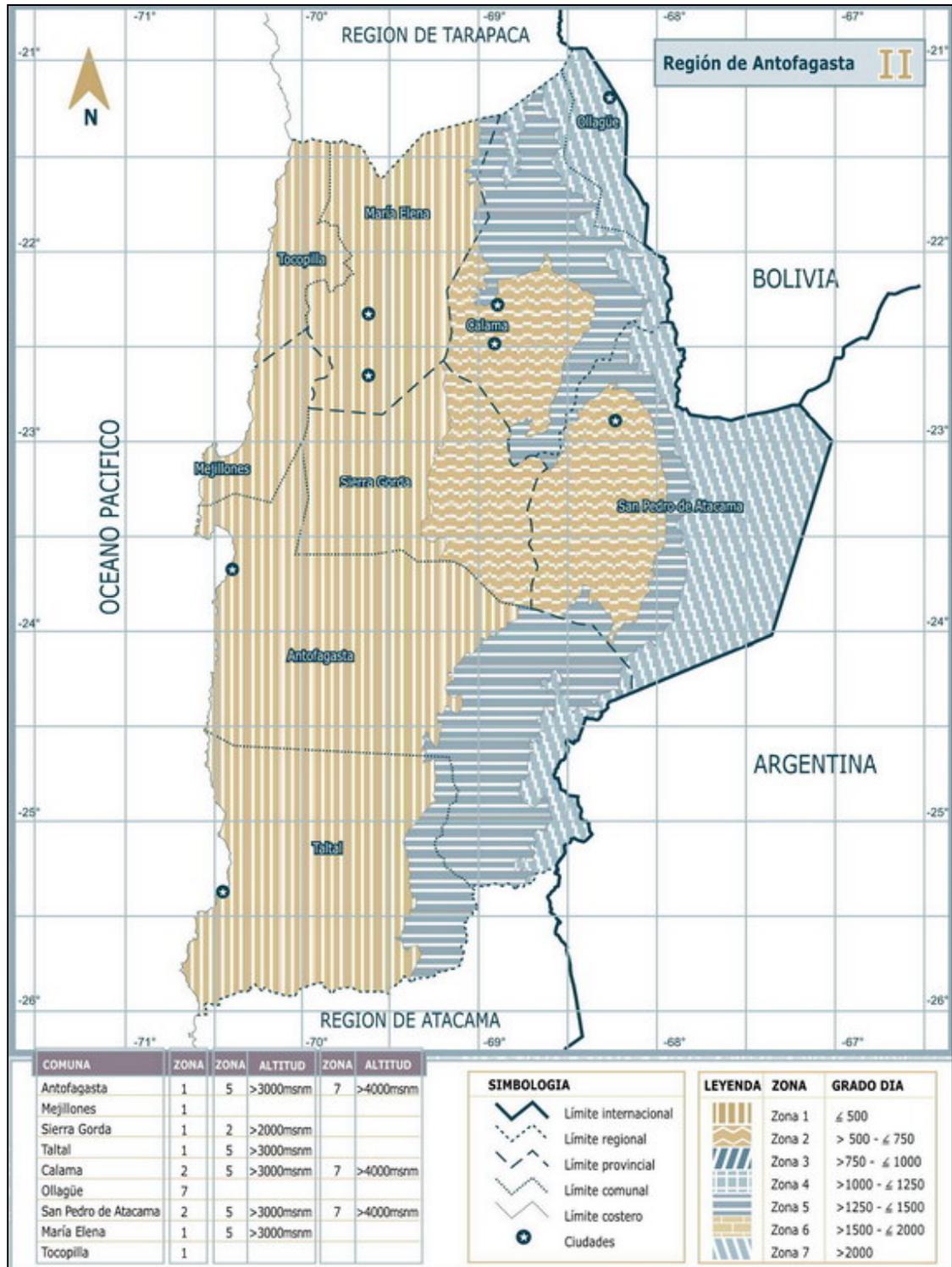


Figura 14. Plano de zonificación Térmica, Región de Antofagasta.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

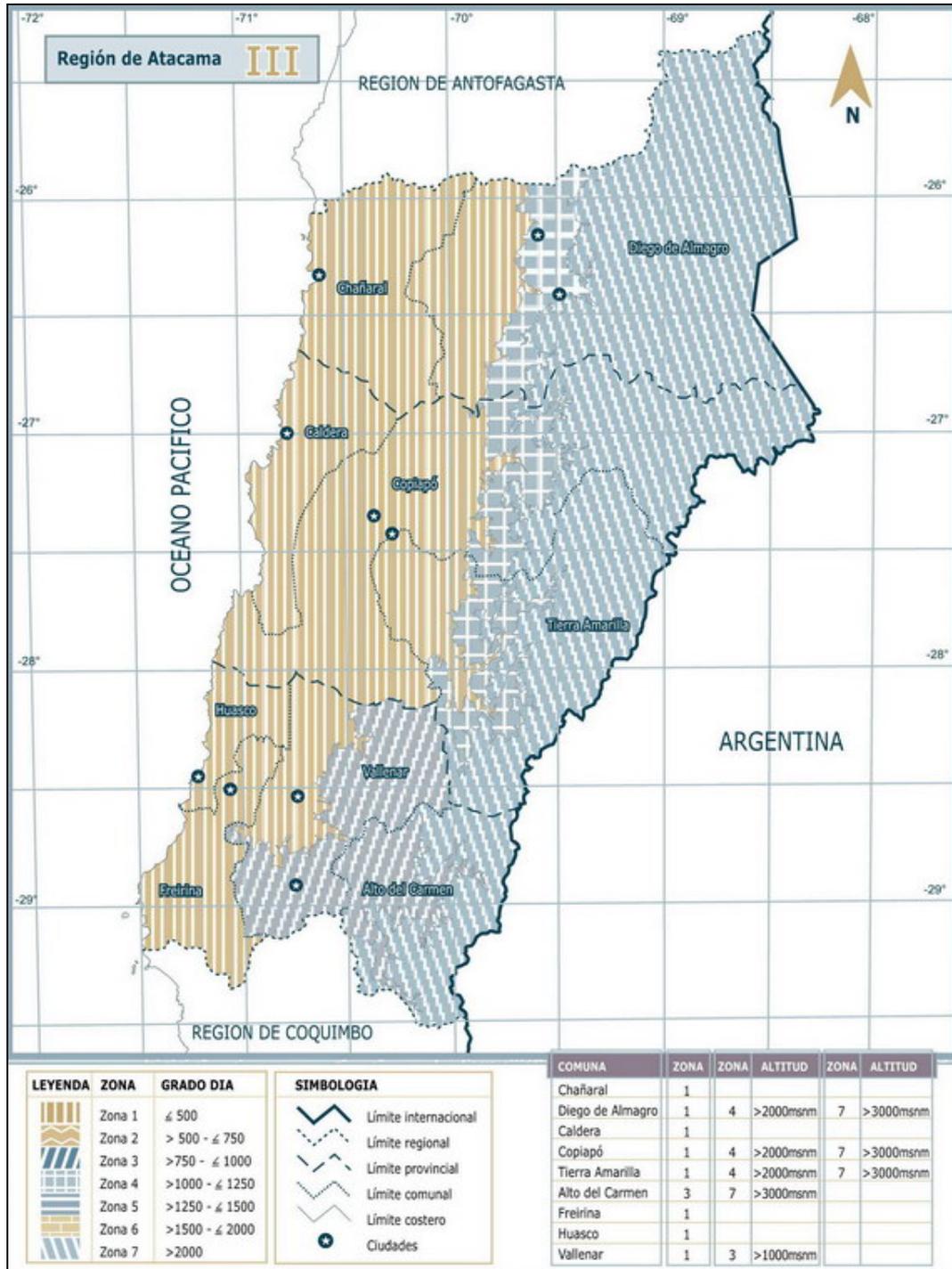


Figura 15. Plano de zonificación Térmica, Región de Atacama.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

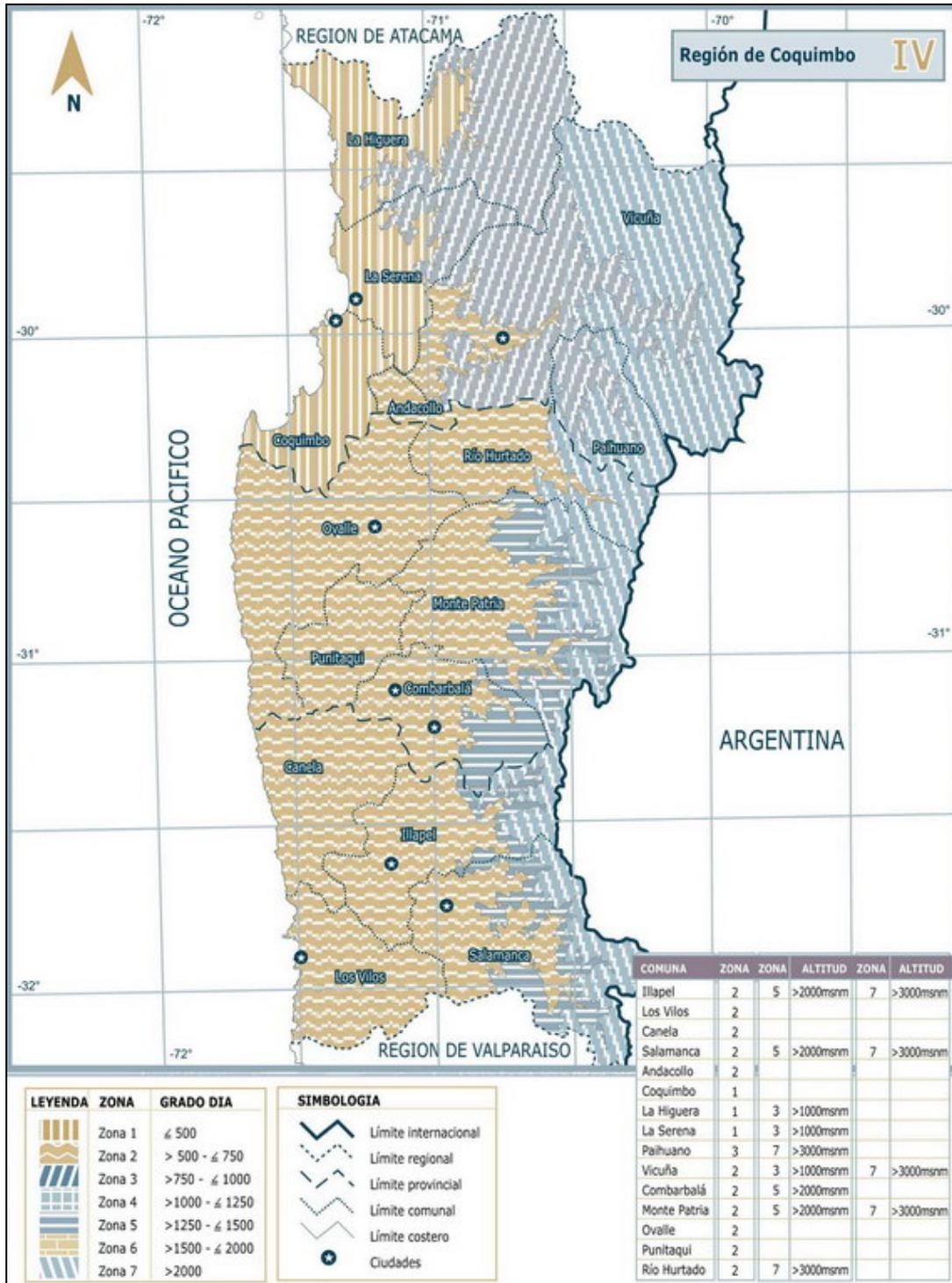


Figura 16. Plano de zonificación Térmica, Región de Coquimbo.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu

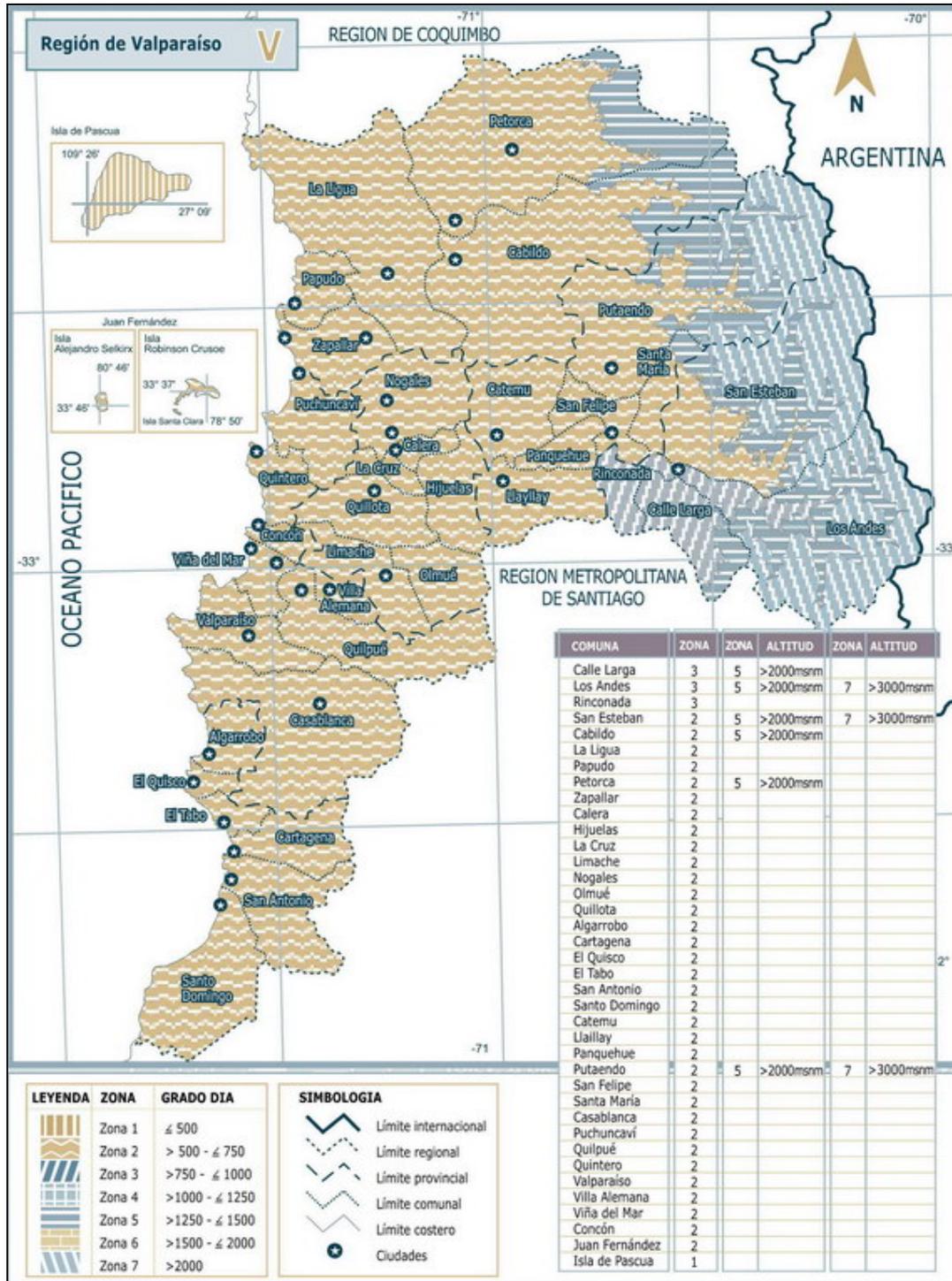


Figura 17. Plano de zonificación Térmica, Región de Valparaíso.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

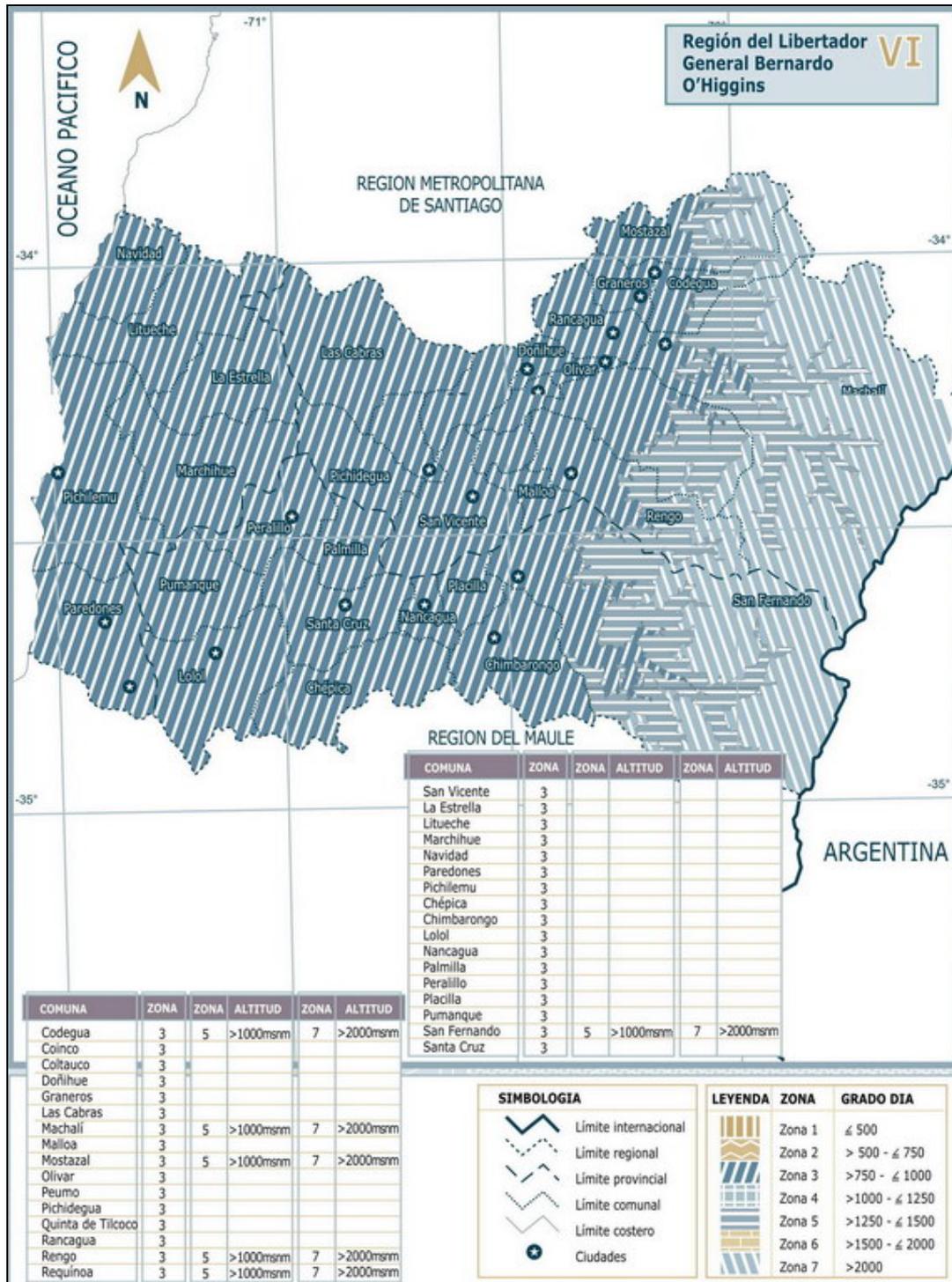


Figura 18. Plano de zonificación Térmica, Región del Libertador Bernardo O'Higgins Tarapacá.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

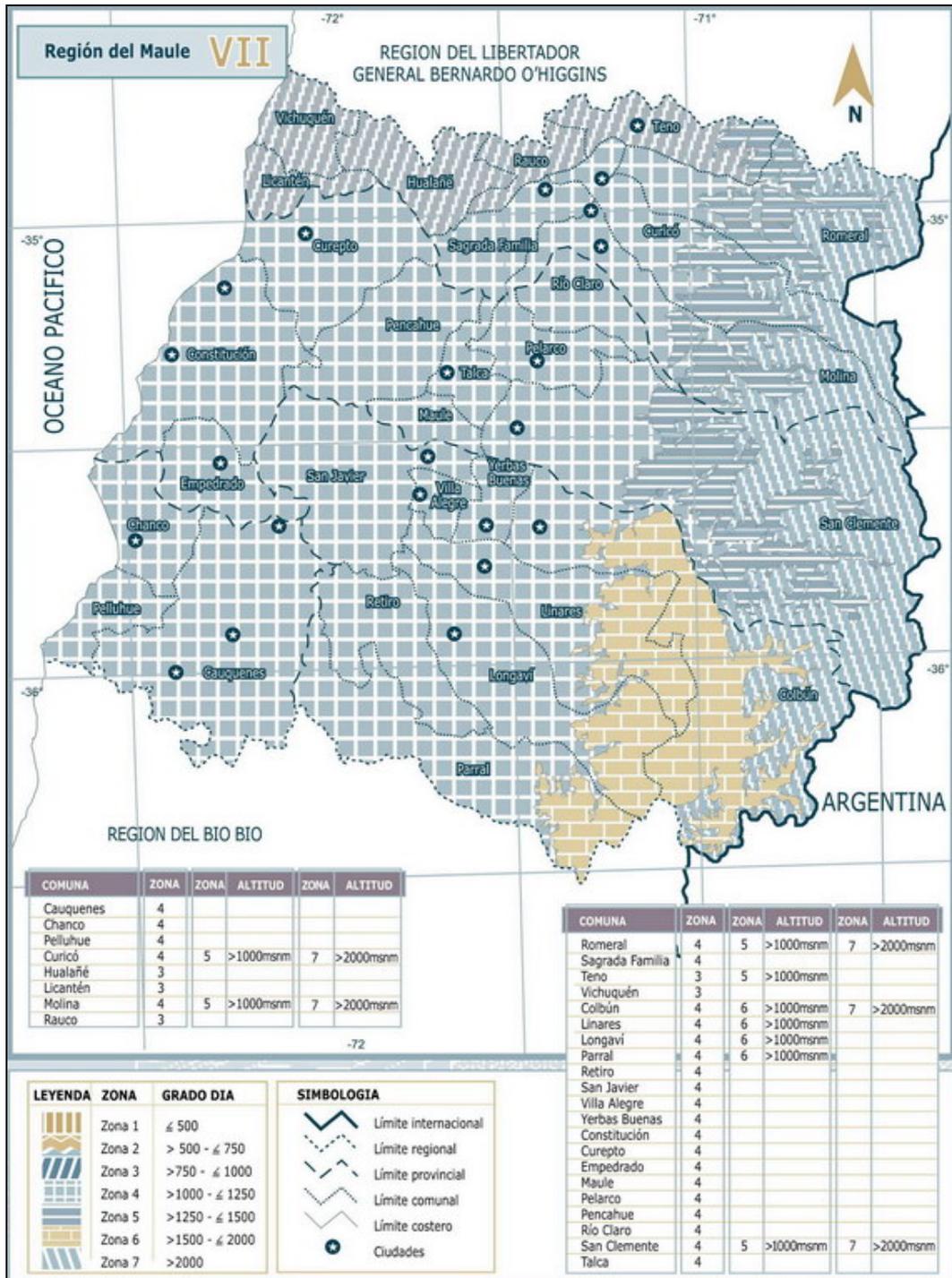


Figura 19. Plano de zonificación Térmica, Región del Maule.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

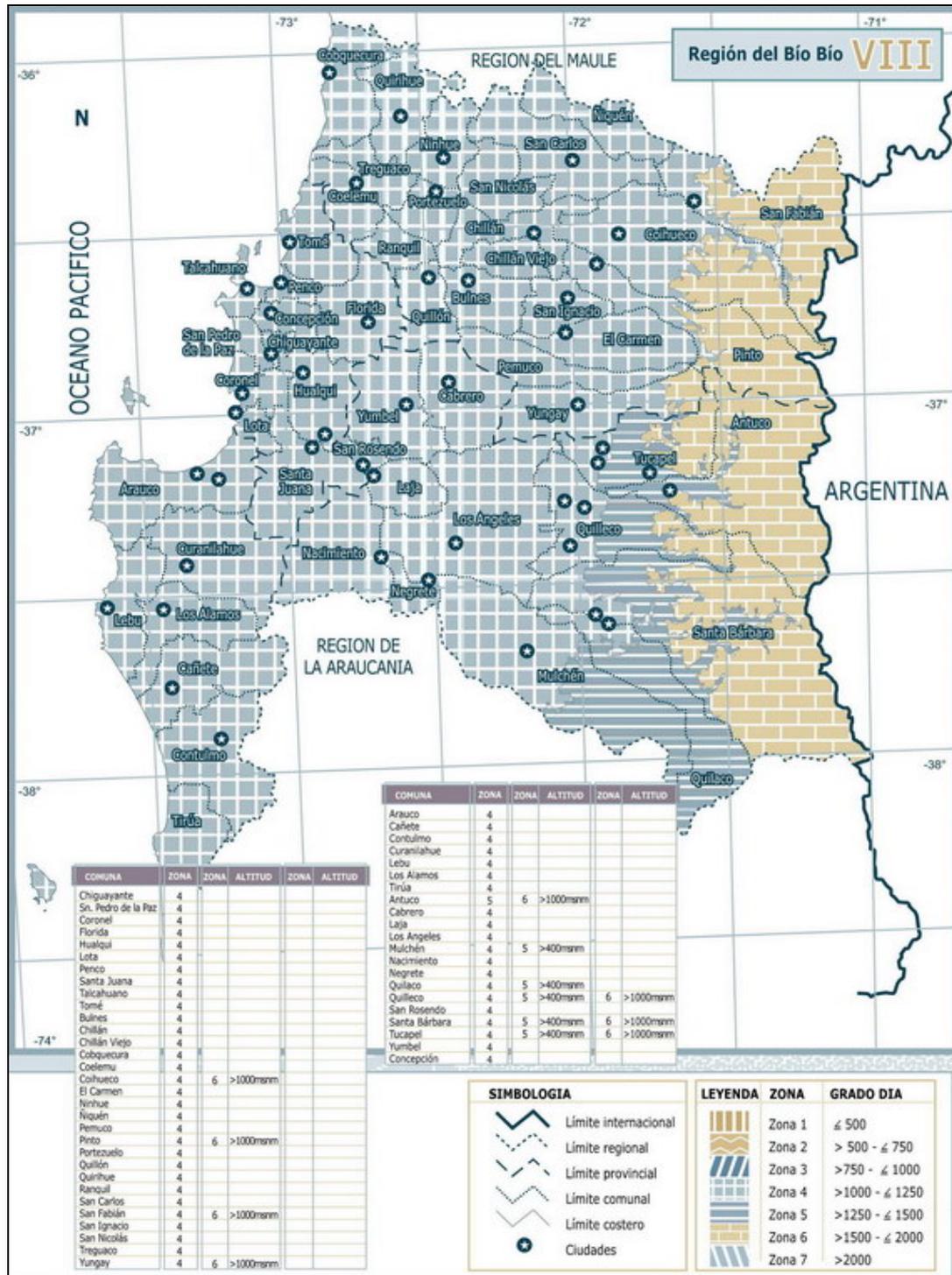


Figura 20. Plano de zonificación Térmica, Región del BíoBío.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

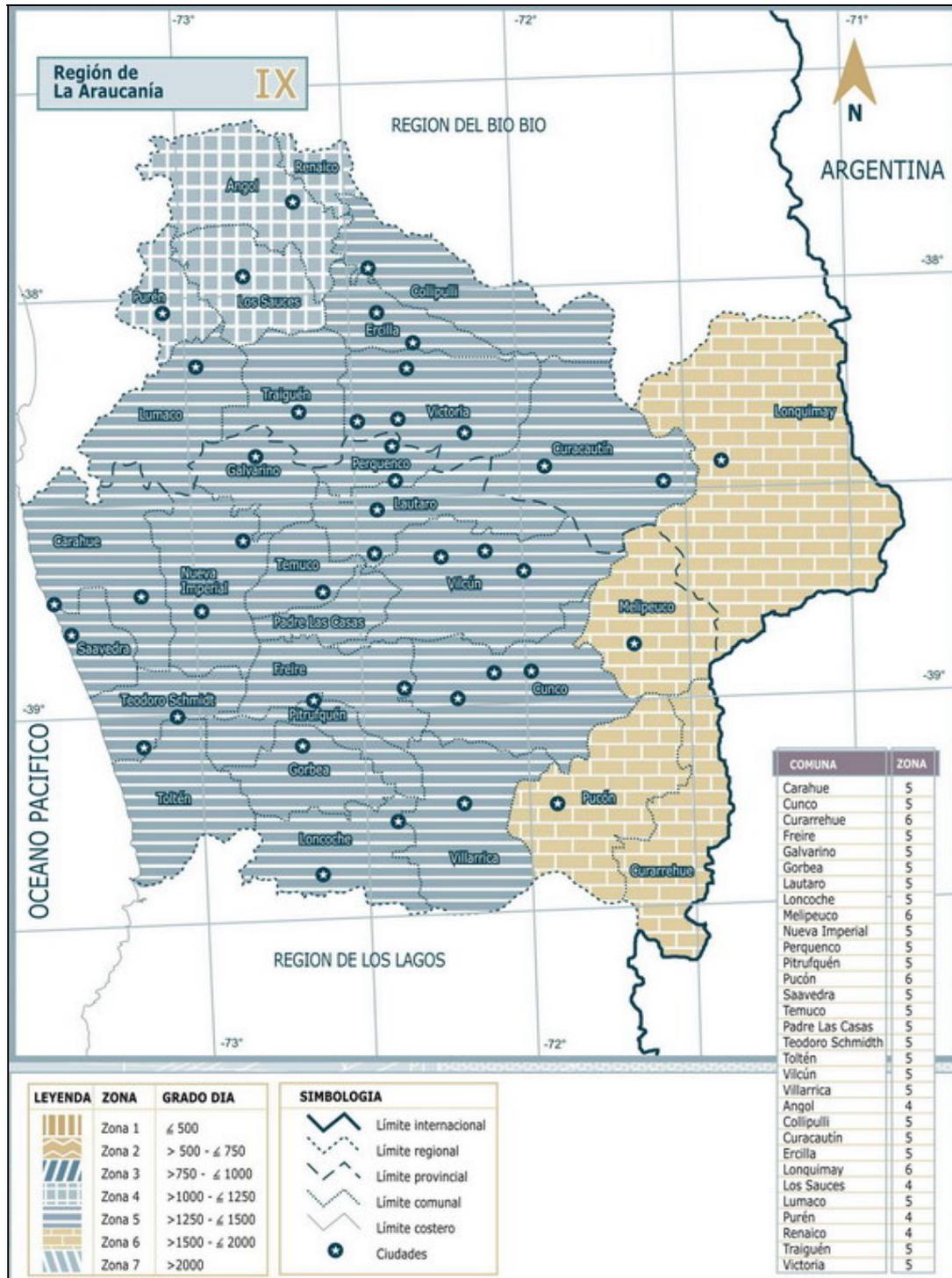


Figura 21. Plano de zonificación Térmica, Región de la Araucanía.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

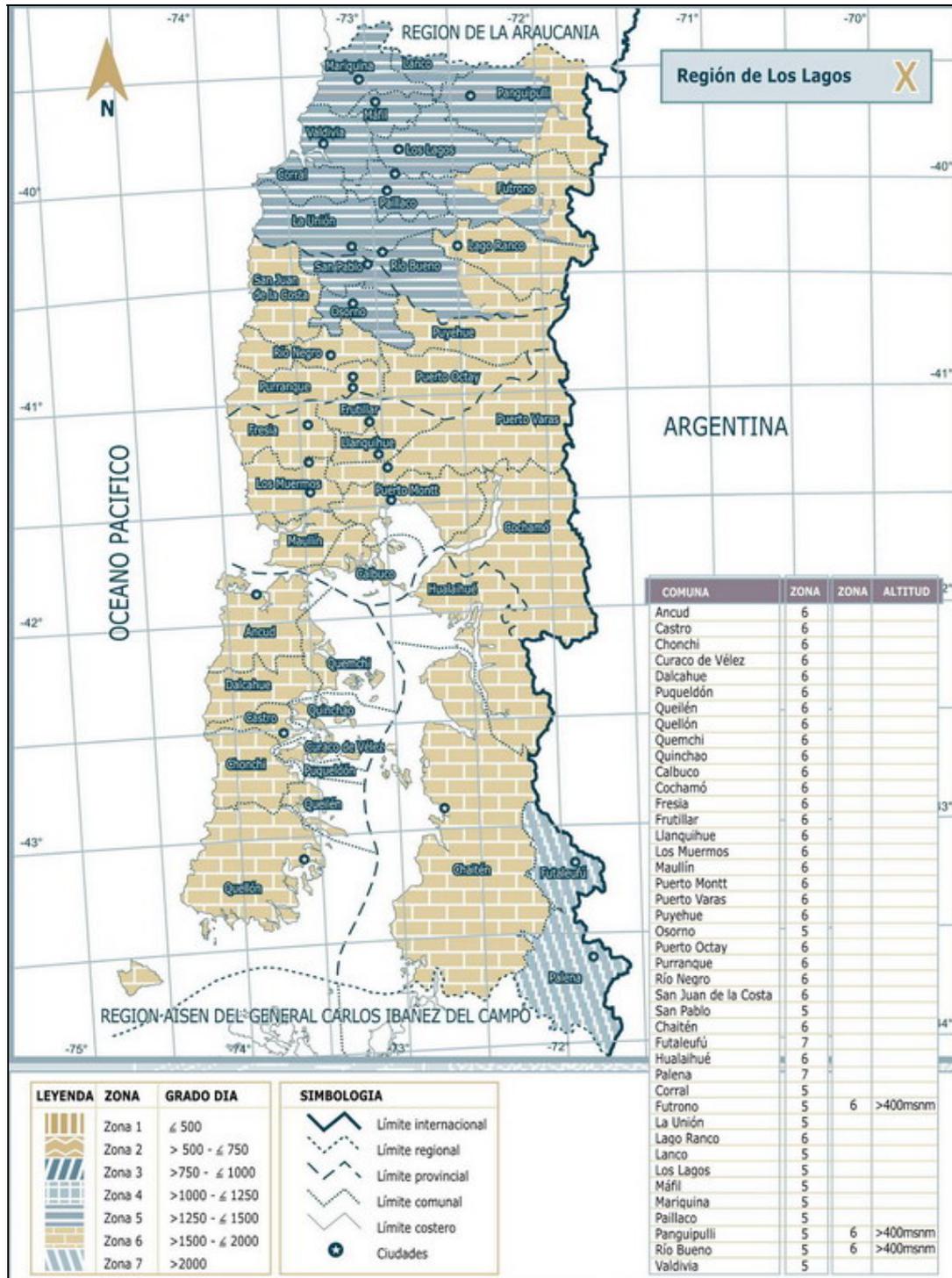


Figura 22. Plano de zonificación Térmica, Región de Los Lagos.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

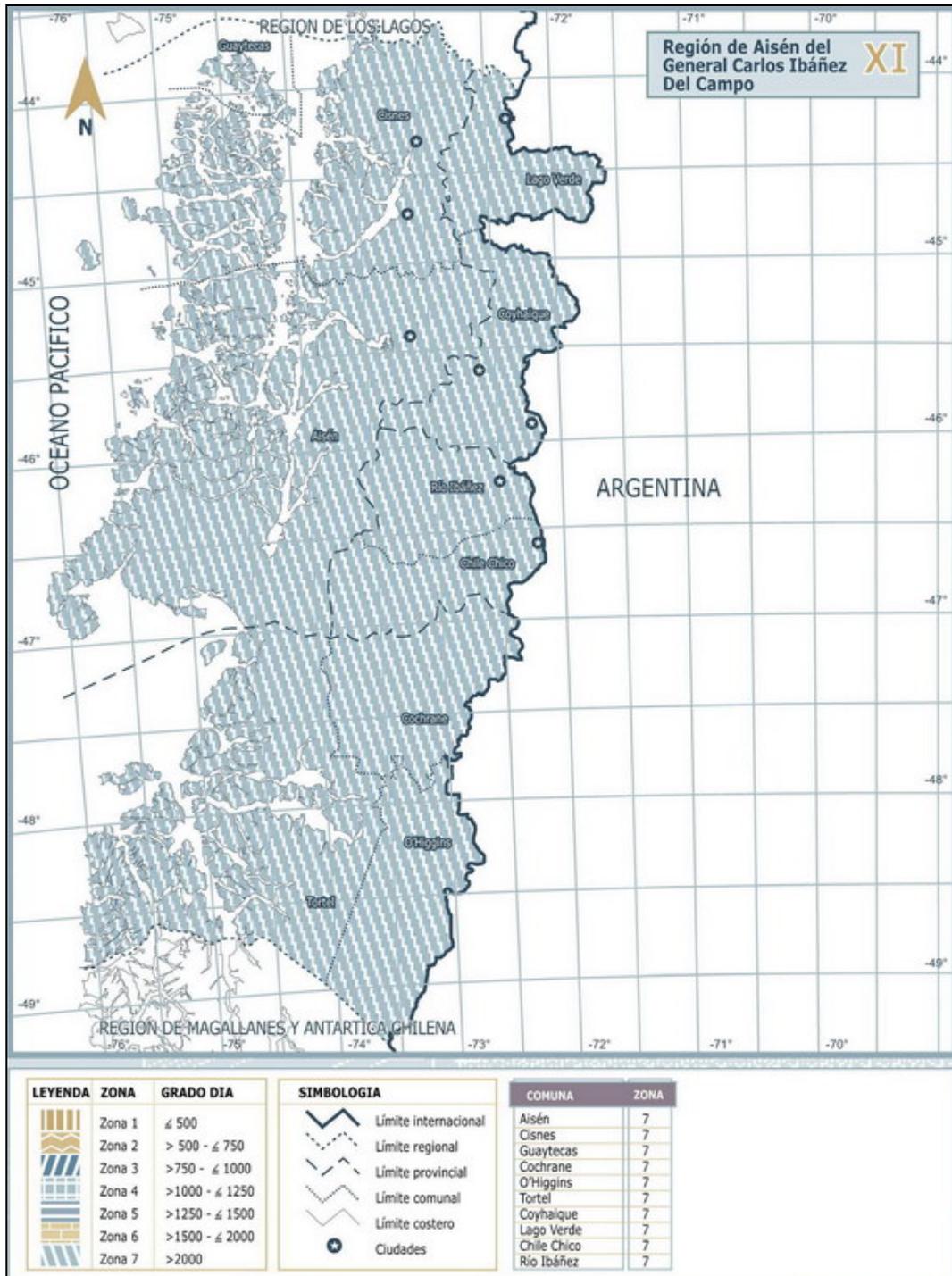


Figura 23. Plano de zonificación Térmica, Región de Aisen.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

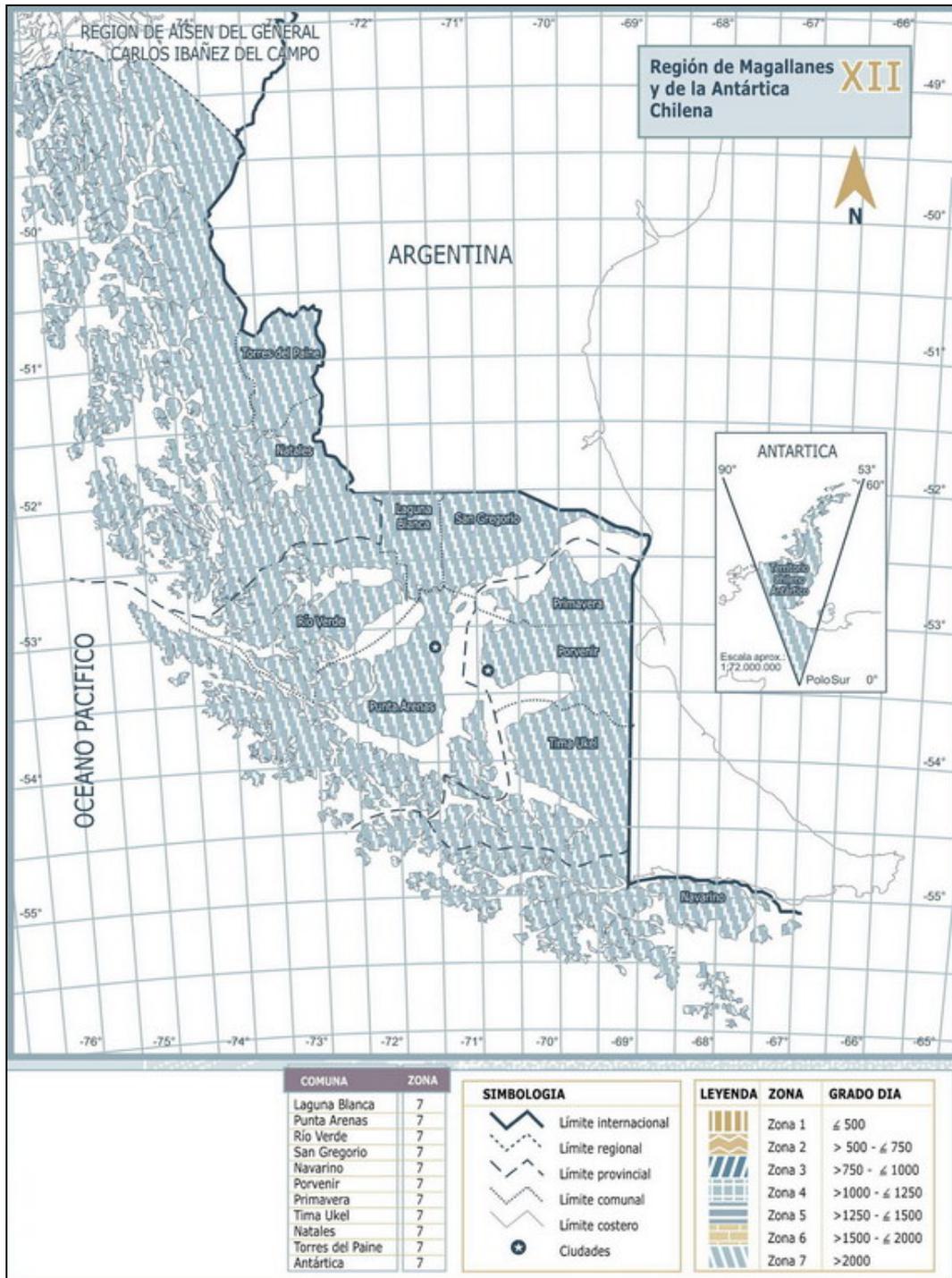


Figura 24. Plano de zonificación Térmica, Región de Magallanes y de la Antártica Chilena.
Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu



Universidad Técnica Federico Santa María

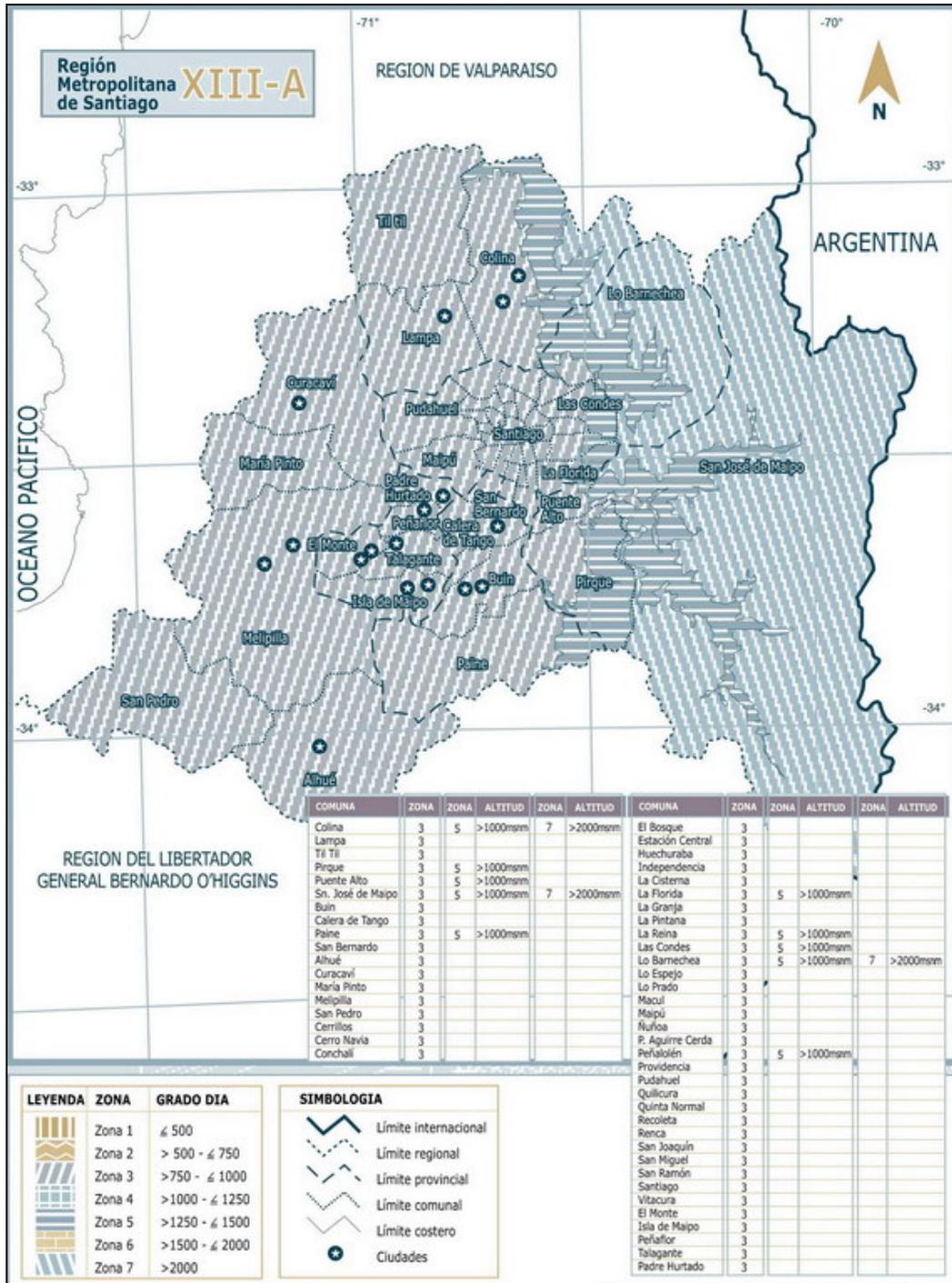


Figura 25. Plano de zonificación Térmica, Región Metropolitana - A.
Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu

