



Universidad Austral de Chile

Facultad de Ciencias de la Ingeniería

Escuela de Ingeniería Civil en Obras Civiles

“ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA REGIÓN DE LOS RÍOS”

Tesis para optar al Título de:
Ingeniero Civil en Obras Civiles

Profesor Patrocinante:
Sr. Frank Schanack
Doctor Ingeniero de Caminos,
Canales y Puertos Diplom-Ingenieur

FERNANDO JAVIER CAMINO SÁNCHEZ

VALDIVIA – CHILE

2012

“Trata de dejar el mundo en mejores
condiciones que las que tenía
cuando llegaste a él“

Robert Baden Powell

*“Más allá de la noche que me cubre
negra como el abismo insondable,
doy gracias a los dioses que pudieran existir
por mi alma invicta.
En las azarosas garras de las circunstancias
nunca me he lamentado ni he pestañado.
Sometido a los golpes del destino
mi cabeza está ensangrentada, pero erguida.
Más allá de este lugar de cólera y lágrimas
donde yace el Horror de la Sombra,
la amenaza de los años
me encuentra, y me encontrará, sin miedo.
No importa cuán estrecho sea el portal,
cuán cargada de castigos la sentencia,
soy el amo de mi destino:
soy el capitán de mi alma.“*

William Ernest Henley

Agradecimientos

Creo que la finalización de mi etapa de Pregrado universitario marcara un antes y un después en mi vida, en el cual quiero empezar agradeciendo en primera instancia a una persona que hoy no se encuentra conmigo, mi Abuelita Francisca, pero creo que es la que marco gran parte de mi niñez y adolescencia, la cual me enseñó a disfrutar la vida con simpleza y alegría en cada instante a pesar de las adversidades, y cuidar lo más preciado que uno tiene que es la familia, así que creo que estaría orgullosa de ver a su nieto menor donde está ahora.

Me gustaría agradecer a mis Padres por su apoyo y paciencia incondicional, por permitirme hacer lo que me ha gustado en estos años, a pesar que a veces dejaba los estudios a segundo plano, pero creo que a lo largo de los años todos esos factores ayudaron a cumplir esta meta, en la cual ustedes fueron un gran pilar.

Agradecer a mis hermanos por aguantarme estos años y ayudarme siempre cuando los he necesitado, sin lugar a dudas esto también es de ustedes. A mi familia en general por estar siempre presente, preocupados y dispuestos a ayudar siempre.

Agradecer a mis amigos de la Universidad y de Aneic-Chile, los cuales aprendí a conocer en estos años, con los cuales pasamos momentos buenos y otros no tantos. A los que se motivaban junto conmigo a hacer cosas distintas en la universidad, tales como congresos, seminarios, etc. Que es lo que más puedo rescatar en mi crecimiento personal y esperemos que también en el profesional. El no estar solamente preocupados de los cuadernos, y tratar de ir mas allá por metas conjuntas, es lo que más rescato de la vida universitaria.

Agradecer a mis amigos de la vida que también sin ellos no sería lo que soy hoy, siempre con el apoyo constante, estando presentes cuando los necesite, vacacionando, carreteando y muchas otras veces para no pensar tanto en la Universidad.

Agradecer al Doctor Frank Schanack por darme la posibilidad de realizar esta tesis, que sin lugar a dudas gracias a su dedicación, paciencia y tiempo la he podido finalizar con éxito, agradecerle como persona por tener siempre la disponibilidad a ayudar cuando él ha podido.

Para finalizar agradecer a los docentes y funcionarios del Instituto de Obras civiles, por los años de enseñanza y buena voluntad de la gran mayoría. Destaco también la paciencia y buena disposición de los bibliotecarios de la Biblioteca Miraflores por soportarme durante 6 meses haciendo la tesis.

Índice General

1. Introducción	1
1.1 Planteamiento del Problema	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo general	2
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 Metodología	2
2 Análisis normativa vigente	7
2.1 Definiciones	7
2.2 Sistema Eléctrico Chileno	8
2.2.1 Tipo de clientes	8
2.2.1.1 Cliente Regulado	8
2.2.1.2 Cliente Libre	9
2.3 Sistema de transmisión y distribución	9
2.3.1 Sistema de transmisión troncal	12
2.3.2 Sistema de subtransmisión	12
2.3.3 Sistema de transmisión adicional	12
2.4 Mercado eléctrico Chileno	12
2.4.1 Mercado spot	13
2.4.2 Mercado de contratos	13
2.5 Las energías Renovables no convencionales	14
2.6 Integración ERNC al mercado Chileno	15
2.6.1 Conexión a redes de distribución	15
2.6.2 Conexión a redes de transmisión	16
2.7 Datos reales para efectos de estudio	16
2.7.1 Precios de energía	16
2.7.2 Pago de peaje	19
2.7.3 Costos externos al proyecto	19

3	Estudio de recursos naturales para el uso de generación eléctrica en la Región de Los Ríos	21
3.1	Evaluación de los recursos hidráulicos en la Región	21
3.1.1	Cuenca Rio Valdivia	21
3.1.2	Cuenca Rio Bueno	26
3.1.3	Zonificación de los recursos hidráulicos	29
3.1.4	Legislación sobre el uso de agua	32
3.2	Evaluación de recursos marinos en la Región	34
3.2.1	Energía asociada a las olas	34
3.2.2	Energía asociada a las mareas	36
3.3	Evaluación de recursos eólicos en la Región	37
3.4	Energía Solar	42
3.5	Energía Geotérmica	48
3.6	Energía Biomasa	50
4	Clasificación de las posibles tipologías de Energías Renovables a desarrollar en la Región	52
4.1	Centrales Hidráulicas pequeñas y medianas	52
4.1.1	Central de pasada	52
4.1.2	Central de embalse	58
4.1.3	Turbinas Hidrocinéticas	62
4.2	Energía Marina	67
4.2.1	Energía de las olas (Pelamis)	68
4.2.2	Energía de las olas (Oscillating water column)	72
4.2.3	Energía de las olas (Wave dragon)	75
4.2.4	Energía de las olas (Archimedes wave swing)	78
4.2.5	Energía mareomotriz (Marine current turbines)	81
4.2.6	Energía mareomotriz (Central de embalse)	83
4.2.7	Energía mareomotérmica	84
4.2.8	Energía de gradiente de salinidad	86
4.3	Energía Eólica	88
4.3.1	Aerogenerador de eje vertical	89
4.3.2	Aerogenerador de eje horizontal	90
4.3.2.1	Aerogenerador síncrono	90
4.3.2.2	Aerogenerador asíncrono	94
4.3.2.3	Aerogenerador Tipo Offshore	100

4.4	Energía Solar	104
4.4.1	Energía Solar Fotovoltaica	104
4.4.1.1	Paneles fotovoltaicos de silicio cristalino	105
4.4.1.2	Paneles fotovoltaicos Thin Film	109
4.4.1.3	Paneles de Concentración fotovoltaica	112
4.4.2	Energía Solar por concentración solar de potencia	115
4.4.2.1	Colectores cilindro parabólicos	116
4.4.2.2	Colector Tipo Fresnel	119
4.4.2.3	Torre de concentración	122
4.4.2.4	Disco Parabólico	125
4.5	Energía Geotérmica	128
4.5.1	Vapor Seco	129
4.5.2	Vapor húmedo	132
4.5.3	Roca seca caliente	133
4.5.4	Pequeña Central geotérmica	134
4.6	Energía Biomasa	137
4.6.1	Combustión directa	137
4.6.2	Termoquímico	140
5	Conclusiones	141
6	Futuras líneas de investigación	145
6.1	Energía Hidráulica	145
6.2	Energía del mar	145
6.3	Energía Eólica	146
6.4	Energía Solar	146
6.5	Energía Geotérmica	147
6.6	Energía Biomasa	147
7	Bibliografía	148

Índice de Tablas

1.1.	Evaluación económica-Modelo demostrativo	4
3.1	Datos cuenca Rio Calle Calle en balsa San Javier	21
3.2	Datos cuenca Rio Calle Calle en Pupunahue	22
3.3	Datos cuenca Rio Cruces en Rucaco	23
3.4	Datos cuenca Rio Fuy en Lago Pirehueico	24
3.5	Datos cuenca Rio Futa en Tres Chiflones	24
3.6	Datos cuenca Rio San Pedro en desagüe Lago Riñihue	25
3.7	Datos cuenca Rio Calcurrupe en desembocadura	27
3.8	Datos cuenca Rio Bueno en Bueno	27
3.9	Datos cuenca Rio Nilahue en Mayay	28
3.10	Datos cuenca Rio Pilmaiquen en San Pedro	29
3.11	Patente derechos de agua	33
3.12	Parámetros para emplazamientos de zonificación eólica	37
3.13	Parámetros para emplazamientos de zonas eólicas en base a su velocidad	37
3.14	Características de ley de concesiones geotérmicas	48
4.1	Evaluación económica – Central de pasada	57
4.2	Evaluación económica –Central de embalse	61
4.3	Evaluación económica –Turbinas Hidrocinéticas	65
4.4	Evaluación económica –Pelamis	71
4.5	Evaluación económica –OWC	74
4.6	Evaluación económica –Wave Dragon	77
4.7	Evaluación económica –AWS	80
4.8	Costo inversión maremotérmica según distancia a la costa	85
4.9	Evaluación económica –Aerogenerador Sincrono	94
4.10	Evaluación económica –Aerogenerador Asincrono	98
4.11	Evaluación económica –Aerogenerador offshore	103
4.12	Evaluación económica –Panel fotovoltaico de silicio cristalino	108
4.13	Evaluación económica –Thin film	111
4.14	Evaluación económica –Paneles de concentración fotovoltaica	114
4.15	Evaluación económica –Colector cilindro parabólico	118
4.16	Evaluación económica –CSP Tipo fresnel	121
4.17	Evaluación económica –CSP Torre de concentración	124
4.18	Evaluación económica –CSP Disco parabólico	127
4.19	Evaluación económica –Geotermia Dry steam	131
4.20	Evaluación económica –Geotermia pequeña central	136
4.21	Evaluación económica –Combustión directa	139

Índice de Figuras

Figura 2.1	Mapa SIC Región XIV	10
Figura 2.2	Clasificación de los sistemas de transporte de energía	11
Figura 2.3	Segmentos del sistema de transportes	11
Figura 2.4	Sistema de remuneración mercado eléctrico	13
Figura 2.5	Exención de peaje troncal para medios de generación no convencionales	15
Figura 2.6	Grafica histórica precio nudo energía	18
Figura 2.7	Grafica histórica precio nudo de potencia	18
Figura 3.1	Mapa hidrográfico Región de Los Ríos	30
Figura 3.2	Cotas cuenca del Río Valdivia y Bueno	31
Figura 3.3	Mapa de zonificación de energía de las olas	35
Figura 3.4	Mapa sudamericano velocidad de viento	38
Figura 3.5	Mapa velocidad viento Región de Los Ríos	39
Figura 3.6	Mapa velocidad de viento costas Chilenas	41
Figura 3.7	Explorador de energía solar	42
Figura 3.8	Tabla radiación global solar Valdivia	43
Figura 3.9	Promedio mensual de radiación Valdivia	43
Figura 3.10	Tabla radiación global solar La Unión	44
Figura 3.11	Promedio mensual de radiación La Unión	44
Figura 3.12	Tabla radiación global Lago Ranco	44
Figura 3.13	Promedio mensual de radiación Lago Ranco	45
Figura 3.14	Tabla radiación global Los Lagos	45
Figura 3.15	Promedio mensual de radiación Los Lagos	46
Figura 3.16	Tabla radiación global Panguipulli	46
Figura 3.17	Promedio mensual de radiación Panguipulli	47
Figura 3.18	Tabla radiación global Lanco	47
Figura 3.19	Promedio mensual de radiación Lanco	47
Figura 3.20	Estratificación geotérmica Puyehue-Cordon Caulle	49
Figura 3.21	Mapa de área forestal Región de Los Ríos y Los Lagos	50
Figura 4.1	Abaco de turbinas Hidroeléctricas	53
Figura 4.2	Esquema central de pasada	54
Figura 4.3	Esquema central de embalse	58
Figura 4.4	Turbina Gorlov GKD	63
Figura 4.5	Grafico de velocidades Rio Calle Calle en balsa San Javier	64
Figura 4.6	Imagen Pelamis	68
Figura 4.7	Funcionamiento Pelamis	69
Figura 4.8	Funcionamiento OWC	72
Figura 4.9	Esquema Wave Dragon	75
Figura 4.10	Figura Wave Dragon y sus prototipos	75
Figura 4.11	Esquema funcionamiento	78
Figura 4.12	Imagen Marine current turbines	81
Figura 4.13	Imagen granja Marine current turbines	82
Figura 4.14	Esquema Central mareomotriz de pasada	83
Figura 4.15	Central mareomotriz Le Rance, Francia	83

Figura 4.16	Ciclo maremotérmico cerrado	85
Figura 4.17	Zonas térmicas en el mundo	86
Figura 4.18	Esquema generación por osmosis	87
Figura 4.19	Esquema aerogenerador eje horizontal	88
Figura 4.20	Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus	89
Figura 4.21	Funcionamiento generador síncrono	90
Figura 4.22	Aerogenerador síncrono Modelo G128-4,5Mw	91
Figura 4.23	Diagrama de potencia aerogenerador Modelo G128	92
Figura 4.24	Rotor de jaula	95
Figura 4.25	Rotor funcionando en el campo magnético	95
Figura 4.26	Aerogenerador asíncrono Modelo MM92	96
Figura 4.27	Diagrama de potencia aerogenerador Modelo MM92	96
Figura 4.28	Aerogenerador offshore Modelo 5M	100
Figura 4.29	Diagrama de potencia aerogenerador modelo 5M	101
Figura 4.30	Radiación solar a nivel mundial	104
Figura 4.31	Esquema de generación eléctrica fotovoltaica	105
Figura 4.32	Parque solar Superpoly STP-295	106
Figura 4.33	Parque solar tipo Thin Film	109
Figura 4.34	Panel de concentración fotovoltaico Amonix	112
Figura 4.35	Funcionamiento CSP	115
Figura 4.36	Planta solar colector solar cilindro parabólico	116
Figura 4.37	Planta solar Tipo Fresnel	119
Figura 4.38	Planta solar CSP Torre de concentración	122
Figura 4.39	Disco Parabólico	125
Figura 4.40	Funcionamiento básico geotermia	128
Figura 4.41	Funcionamiento Dry Steam	129
Figura 4.42	Funcionamiento planta geotérmica Tipo Flash	132
Figura 4.43	Funcionamiento planta geotérmica tipo HDR	133
Figura 4.44	Esquema Biomasa Combustión directa	137
Figura 5.1	Cuadro comparativo de costos de generación de energía eléctrica en la Región de Los Ríos	142
Figura 5.2	Cuadro comparativo de costos de generación de energía eléctrica en la Región de Los Ríos, excluyendo costos por transmisión eléctrica	143

Resumen

Hoy en día las principales fuentes de generación eléctrica en Chile están basadas esencialmente en la generación termoeléctrica en base a petróleo, gas y carbón con un 54% del total nacional, seguido por las hidroeléctricas con un 48%, y mucho más atrás la ERNC con un porcentaje no superior al 3%, por lo cual hace cuestionarse realmente el porqué no se usan tecnologías renovables no convencionales para la generación eléctrica en Chile, siendo que sin mayores estudios se puede inferir que Chile es un país con un potencial eléctrico con energías renovables. A su vez con el fin de potenciar las energías renovables no convencionales se creó una ley con el fin de que la matriz energética para el año 2020 llegue a un 20% de su generación en base a energías no renovables.

El presente estudio desarrolla principalmente las incertidumbres que se han desarrollado durante los últimos años en base a las dudas de tener una matriz energética con energías renovables no convencionales, de tal forma de guiar y dar a conocer las factibilidades tanto técnicas y económicas para el desarrollo y potencialidad de las tecnologías renovables enfocadas principalmente en la Región de Los Ríos.

El estudio se centra principalmente en tres puntos en específicos, partiendo de la base de conocer el funcionamiento del mercado eléctrico chileno, basándose en el conocimiento de la ley, como también el cómo se puede ingresar a este mercado como generador, y los precios asociados a la venta de energía de los generadores.

Para el desarrollo del estudio técnico asociado a la Región de los Ríos, se buscó las potencialidades de cada área de las energías renovables, ya sea estudios hidrológicos, mareas, olas, viento, radiación solar, geotérmicos, biomasa y de acuerdo a estos estudios técnicos se vio caso a caso si una tecnología en específica es viable en la Región de Los Ríos en base a los recursos naturales disponibles.

Para finalizar y en caso de que una tecnología es viable técnicamente, se procedió a hacer un análisis económico de cada tecnología en particular, viendo su factibilidad, y en caso de no ser factible, cual debería ser el precio de venta de la energía de la tecnología.

El estudio de prefactibilidad técnica y económica en la Región de los Ríos, nos lleva en el área técnica a conclusiones satisfactorias ya que en la gran mayoría de los casos estudiados para los recursos naturales disponibles son aptos para el desarrollo de las tecnologías renovables no convencionales, sin embargo en el análisis económico no se obtienen los resultados esperados, salvo excepciones como la hidroeléctrica y la biomasa en los cuales el análisis económico es satisfactorio.

Abstract

Today the main sources of electricity generation in Chile are essentially based on thermal generation based on oil, gas and coal with 54% of the national total, followed by hydroelectric power plants with 48% and far behind the “ERNC” with a rate not exceeding 3%, which really makes you wonder why not use non-conventional renewable technologies for electricity generation in Chile, and that without further study we can infer that Chile is a country with an electrical potential renewable energy in turn to promote non-conventional renewable energy law was created so that energy matrix by 2020 reaches 20% of its generation based on renewable energies.

This study develops mainly the uncertainties that have developed in recent years based on the doubts of having an energy matrix with non-conventional renewable energies, so to guide and raise awareness of both technical and economic feasibility studies for development and potential of renewable technologies focused primarily on “Región de Los Ríos”.

The study focuses primarily on three specific points, on the basis of knowing the workings of the Chilean electricity market, based on knowledge of the law, as well as how you could enter this market as a generator, and the prices associated with the sale of power generators.

For the development of related technical study of the “Región de Los Ríos”, is seeking the potential of each area of renewable energy, whether hydrological, tides, waves, wind, solar, geothermal, biomass and according to these technical studies case to case was whether a specific technology is viable in the “Región de Los Ríos”, based on available natural resources.

To end and if a technology is technically feasible, we proceeded to do an economic analysis of each technology in particular, looking for their feasibility, and if not feasible, which should be the selling Price of power thecnology.

The study of technical and economic feasibility in the “Región de Los Ríos”, takes us in the technical area as satisfactory conclusions in most of the cases studied for the natural resources available are suitable for the development of unconventional renewable technologies, however, in the economic analysis fails to yield the expected results, with exceptions such as hydropower and biomass in wich economic analysis is satisfactory.

1. Introducción

1.1 Planteamiento del problema

Las reservas mundiales del petróleo bajaron a $1,25 \times 10^9$ barriles en la última década. Si se considera el ritmo de crecimiento de la actividad económica mundial y del consumo actual, se estiman que las reservas solo alcanzarán para abastecer los próximos 42 años [British Petroleum 2009]. Por lo cual hace evidente que en el presente y futuro se deben buscar y evolucionar en el caso de las energías.

En el caso de Chile se puede ver que la capacidad de generación de energías renovables en Chile es del 3% en la actualidad, considerando los dos grandes sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), que cruzan el territorio nacional con una capacidad instalada de 13.000 MW [CDEC-SIC 2012].

En Chile la matriz energética no ha contado con una gran participación de energías renovables, salvo la energía hidráulica, con centrales de pasada, con una potencia reconocida de 82,33 MW según [CDEC-SIC 2012], las cuales generan energía principalmente para el SIC.

En el 2009 el 56 % de la energía eléctrica en Chile se generó mediante Centrales Térmicas, que dependen de combustibles contaminantes importados, los cuales generan una gran cantidad de gases que generan el efecto invernadero, y a su vez nos hace depender de la disponibilidad y alta volatilidad de los precios que estos insumos tienen en los mercados internacionales [Proyecto Hidroaysen 2009], de esta manera la utilización de las energías renovables no convencionales en nuestra región ayudaría a la independencia energética del país.

Según el Fondo Monetario Internacional, Chile aumentará en 450% las emisiones de carbono de aquí al 2030, lo que establece un gran desafío para la incorporación de las energías Renovables.

Las energías renovables no convencionales nunca han jugado un papel importante en el sistema de generación de energía en Chile, esto debido a las barreras económicas que actualmente existe en nuestro país para la inclusión de este tipo de tecnologías [Valencia 2008]. Por lo mismo hay que establecer de manera eficiente que estos sistemas de energía puedan entregar y cuantificar sus respectivos rendimientos antes de la implementación.

Hoy existen algunas barreras en cuanto a la inversión de energías renovables no convencionales, que de a poco han ido superando conforme a la voluntad del gobierno en avanzar hacia incentivos públicos. Estas barreras se pueden clasificar según [Guzmán et al, 2010] en:

- Tecnológicas/Económicas.
- Legales.
- Logísticas.

El año 2010 comenzó a regir la ley que obliga a las empresas eléctricas a acreditar que el 5% de la energía que comercializan ha sido generada por medios energéticos renovables no convencionales. A contar del 2015, el porcentaje se debe incrementar en 0,5% anual, hasta alcanzar el 10% en 2024 (ley 19.940).

La problemática hoy en día es buscar la eficiencia tanto técnica y económica para el desarrollo de Energías renovables en la Región de los Ríos, de acuerdo a los recursos propios de esta. Se estima que esta Región consta de grandes fortalezas para el desarrollo de energías renovables pues posee una costa marina a lo largo de toda su extensión territorial, vientos durante grandes épocas del año, Ríos formados producto de los

deshielos cordilleranos, potencial a nivel forestal que podría generar biomasa, posible potencial geotérmico al encontrarse en zonas volcánicas, entre otros. Los que deben ser estudiados con precisión de tal manera de encontrar los lugares donde se producen con mayor eficiencia y buscar las soluciones acordes a las disponibilidades de los recursos, ya sea en su funcionamiento y aprovechamiento, como también lograr que estas tecnologías sean capaces de producir energía de tal forma que sea rentable económicamente. Hay que tener en cuenta que para obtener las soluciones acordes a a la disponibilidad energética, se debe buscar soluciones, técnicas, económicas, y políticas de tal forma de ir desplazando paulatinamente la producción de energía eléctrica mediante tecnologías convencionales.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El Objetivo de esta investigación es identificar las tecnologías de Generación de Energía Renovables que sean técnicamente y económicamente factibles en la Región de Los Ríos, teniendo en cuenta la introducción de estas energías al Sistema Interconectado Central verificando las normativas legales disponibles en la actualidad en Chile.

1.2.2 Objetivos específicos

Se describen los objetivos específicos:

- Identificar y conocer el funcionamiento de cada tipo de energía renovable.
- Obtener datos económicos y técnicos totalmente fiables.
- Identificar los requerimientos para el funcionamiento de cada tipo de energía renovable
- Analizar el estado y factibilidad de aplicar cada tipo de energía renovable en la Región de Los Ríos
- Identificar sitios y lugares adecuados para la localización de las energías renovables en la Región de Los Ríos.
- Comprobar la viabilidad económica de aplicar los distintos tipos de energías renovables en la Región de Los Ríos.
- Proporcionar un Estudio confiable de Pre factibilidad técnica y económica de energías renovables en la Región de Los Ríos, en base a referencia bibliográfica actualizada.

1.3 Metodología

Para analizar e identificar los distintos tipos de energías renovables, se realizara una recopilación bibliográfica con cada una de ellas, de tal forma de conocer tanto su funcionamiento, como sus requerimientos técnicos para así determinar los factores más importantes para la ejecución de estos sistemas.

De acuerdo a las características geográficas y climatológicas que presenta la Región de Los Ríos, se recolectará la información geográfica respecto a:

- Energía Mareomotriz: batimetrías, registros del nivel del mar, registros de corrientes en el sitio de estudio.
- Energía Hidroeléctrica: Caudales, Registros Pluviométricos, información topográfica para conocer las alturas y desniveles.
- Energía Solar: Registro solarimetrico
- Energía Eólica: Registros de mapas de viento
- Energía Geotérmica: Estudios Geotérmicos disponibles.
- Energía Biomasa: Realizar estimación de la cantidad de desechos producto del manejo forestal, y ver los aportes caloríficos atribuibles a estos desechos.

Luego de esto y de acuerdo a la información recopilada sobre la energía disponible en la Región de Los Ríos, se estudiara y analizara los datos recopilados y de acuerdo a los requerimientos de cada tipo de energía renovable se verificara si cumple con las condiciones para ser aplicado en la zona estudiada, y conocer que capacidad de generación de energía se obtendría.

Una vez conocida la factibilidad técnica de las energías potenciales de generar, se estudiara la factibilidad económica de instalar un proyecto de estas envergaduras en la Región. Como también la viabilidad de la venta de estos mismos a los Sistemas interconectados, Ateniéndose del mismo modo a la normativa nacional.

El estudio económico se desarrollara en base a la evaluación de la tecnología en un plazo de 20 años, en el cual se verán distintos factores a los cuales se debe evaluar tanto la disponibilidad de los recursos natural en cuestión, la ubicación de donde se desarrollara el proyecto, la capacidad de generación ingresos, costos de inversiones, costos de operación y mantención, costos adicionales, entre otros.

Del mismo modo se analiza el mercado nacional del sistema eléctrico, en específico del sistema interconectado central, donde se conocerán las alternativas para desarrollar, como también se establece en este estudio un precio de venta de energía promedio para la evaluación, el cual es explicado en los capítulos posteriores.

Se establecerá un flujo de caja anual estable en los 20 años del estudio, asumiendo un precio promedio de la energía, así como también que toda la energía producida será vendida, en base a eso se procederá a calcular el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto que es el criterio que plantea si el proyecto debe o no aceptarse, como también la Tasa Interna de Retorno (TIR) el cual representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero.

Además se considera una tasa de impuesto del 20%, considerando el impuesto a la renta de primera categoría según el Servicio de impuesto internos para el año 2011[SII 2011a].

El flujo de caja anual a se realizara en base a los conocimientos entregados por el libro “Preparación y evaluación de proyectos” [Sapag et al 2008].

Para la depreciación de los activos se consideran 2, uno para efectos de la línea de transmisión el cual considera 20 años de vida útil. Y el otro factor que se utiliza para efectos de depreciación es el activo de la construcción de la planta el cual se utilizara 50 años para generadoras hidráulicas y 20 años para el resto de las generadoras según ”Nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado” [SII 2011a]

Así a continuación se muestra un esquema de cómo se evalúa una planta de generación de energía eléctrica, con sus datos (solo referenciales), el cual explica con detalle los parámetros desarrollados, para luego lograr comprender el desarrollo del estudio en los capítulos posteriores.

Tabla 1.1: Evaluación económica-Modelo demostrativo

construcción y operación central por Turbina US\$	\$6.000,00	Costo operación y mantención Central anual	2%	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
0,012	8.760,00	0,00	0,34	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
16%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
25	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 48.000,00
línea eléctrica	-\$ 5.775.000,00
Total Inversión	-\$ 5.823.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 960,00
OyM línea trans	-\$ 173.250,00
Generación energía	\$ 30,24
Pago Potencia Punta	\$ 0,00
Depreciación Central	-\$ 2.400,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 288.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 465.329,76
Impuesto	
Utilidad neta	-\$ 465.329,76
Depreciación Central	\$ 2.400,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 288.750,00
Flujo de Caja	-\$ 174.179,76

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 1.482.890,49	-\$ 7.305.890,49	N/A

Fuente: elaboración propia

Construcción y operación por Mw: Inversión económica para construcción y puesta en marcha de la central por Mw instalado
 Línea eléctrica por km: Inversión económica asociado a la construcción y puesta en marcha de la línea eléctrica por km
 Costo operación y mantención central: Costo anual por concepto de operación y mantenimiento de la central
 Costo operación y mantención línea eléctrica: Costo anual por concepto de operación y mantenimiento de la línea eléctrica

Costo construcción y puesta en marcha: Costo de la Inversión total de la central eléctrica [Capacidad instalada* Costo construcción y operación por Mw]

Costo construcción línea eléctrica: Costo de la Inversión total Línea eléctrica [Distancia a subestación (km) * Costo línea eléctrica por km]

- Operación y mantención

O y M Central: Costo asociado a la operación y mantención de la central anual [Costo operación y mantención central (%)* Costo construcción y puesta en marcha]

O y M Línea de transmisión: Costo asociado a la operación y mantención de la línea eléctrica [Costo operación y mantención central (%)* Costo construcción y puesta en marcha]

- Ingreso Neto

Generación energía: Ingreso económico anual producto de la venta de energía [Estimación anual de generación (Mwh)*precio energía (US\$)]

Potencia Punta: Ingreso económico anual por capacidad de potencia en los horarios punta, solo aplica a generadores estables (hidroeléctricas, termoeléctricas, biomasa) [Potencia Firme (Kw/mes) * Precio Potencia Punta (US\$/Kw/mes) x meses al año (6 meses)]

- Tasa impuesto a utilidades: Tasa de impuesto aplicable a empresas de primera categoría según SII, cuando el flujo de caja es negativo no aplica (17%), [(Ingreso Total anual- Egreso Total anual)*17%]

- Utilidades después de impuesto: Utilidades anuales de la central después de aplicado el impuesto [(Ingreso Total anual- Egreso Total anual)-Tasa de impuesto a utilidades]

Capacidad Instalada: Capacidad de potencia máxima Teórica a la cual la central es capaz de producir energía [Mw]

Estimación anual de generación: Capacidad real de generación de energía para el estudio descrito en dicho inciso, el cual depende principalmente de los recursos naturales disponibles [Mwh]

Factor de Planta: Factor de reducción de la producción energética debido a mantenimientos o fallas de los equipos de producción eléctrica, depende de cada tecnología [%]

Distancia a subestación: Distancia a la cual se encuentra la central de la subestación más cercana

Horas anuales disponibles: Horas que tiene un año

Precio energía: Precio de energía determinado para este estudio, ver 2.7.1 [US\$/Mwh]

Tiempo (t): Tiempo al cual se evaluara el proyecto económicamente.

Potencia Firme: [Capacidad real disponible [MW] * Factor de planta * 95%* 70%], donde 95% y 70% son las indisponibilidades esperadas, este es para el caso de las hidroeléctricas que pueden generar potencias estables.

Precio potencia firme: Precio de potencia firme determinado para este estudio, ver 2.7.1 [US\$/Mw].

Tasa de impuesto: de impuesto aplicable a empresas de primera categoría según SII, cuando el flujo de caja es negativo no aplica (20%).

Depreciación: reducción anual del valor de la propiedad, para efectos de la disminución en el pago de los impuestos.

Tasa de descuento (i): Representa lo que se espera como mínimo que rinda una inversión para ser aceptada.

VNA: Solo para efectos de cálculo, calcula el valor neto para efectos de la inversión, es el primer elemento evaluado en VAN [$VNA = \sum \frac{(\text{flujo neto})}{(1+i)^t}$].

VAN : Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto es igual o superior a cero, si el resultado del VAN es igual a cero el proyecto renta justo lo que el inversionista exige a la inversión; si el resultado fuese positivo indicaría que el proyecto proporciona esa cantidad de remanente por sobre lo exigido; y si el resultado fuese negativo se interpreta como la cantidad que falta para que el proyecto rente lo exigido [$VAN = \sum \frac{(\text{flujo neto})}{(1+i)^t} - Inversion\ inicial$].

TIR (r): Representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero [$\sum \frac{(\text{flujo neto})}{(1+r)^t} - Inversion\ inicial = 0$].

2. Análisis Normativa Vigente

2.1 Definiciones

- CDEC: Centro de despacho económico de carga.
Cmg: Costo marginal.
CNE: Comisión Nacional de Energía.
EDE: Empresa distribuidora de electricidad.
DFL: Decreto con fuerza de ley.
D.S: Decreto Supremo.
GEI: Gases de efecto invernadero.
GNL: Gas natural licuado.
ICC: Informes de criterios de conexión.
IFOR: Tasa de fallas forzadas del generador.
Kw: Kilowatt.
KWh: Kilowatt hora.
LGSE: Ley general de servicios eléctricos.
MW: Mega watt.
MWe: Mega watt eléctrico.
MWh: Mega watt hora.
MV: Mega Volt
MVA: Mega voltamperio.
NSEC4: Norma técnica de instalaciones de consumo en baja tensión.
NTCO: Norma técnica sobre conexión y operación de pequeños medios de generación distribuidos en instalaciones de media tensión.
NTSCS: Norma técnica de seguridad y calidad de suministro.
PM: Potencia máxima.
PMG: Pequeño medio de generación.
PMGD: Pequeño medio de generación distribuido.
PN: Precio nudo.
SCR: Solicitud de conexión a red.
SEC: Superintendencia de electricidad y combustibles.
SEIA: Sistema de evaluación de impacto ambiental.
SD: Sistema de distribución.
SIC: Sistema interconectado central.
Spot_g: Precio spot generador.
Spot_L: Precio spot consumo.
SSCC: Servicios complementarios.
VAD: Valor agregado de distribución.

2.2 Sistema Eléctrico Chileno

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, las que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica. [Palma et al 2009]

En Chile se clasifican según su tamaño:

- Mayores con capacidad igual o superior a 200MW.
- Medianos con capacidad superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW.
- Pequeños con capacidad igual o inferior a 1,5 MW.

Los principales sistemas eléctricos chilenos son 4, pero el que se tomará en cuenta para este estudio será el siguiente.

Sistema Interconectado Central (SIC): Sistema mayor que abastece la zona central del país, desde Taltal hasta Quellón, la distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. Lo que constituye el 71% de la capacidad instalada en todo el país.

2.2.1 Tipos de Clientes.

Los tipos de clientes pertenecientes al mercado eléctrico chileno se presentan en los siguientes subcapítulos en base a “ Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico Chileno” [Palma et al 2009].

2.2.1.1 Cliente Regulado.

El cliente regulado es aquel que paga una tarifa definida calculada por la autoridad en base a una empresa distribuidora que opere en forma eficiente y al precio de compra por parte de la empresa de distribución.

Este tipo de clientes está integrado por consumidores que se conectan a potencias igual o inferiores a 2 MW, estos consumidores representan aproximadamente un 66% del consumo total en el SIC.

En este mercado, las ventas de las compañías generadoras están dirigidas a empresas distribuidoras, las cuales adquieren la energía a “Precio Nudo“, la cual a partir del año 2010 se define por el precio resultante de licitación es de empresas distribuidoras, según lo establecido en la ley 20.018 y sus reglamentos asociados. A esto se debe agregar el VAD calculado en procesos tarifarios en base a costos medios de distribución que se realizan cada 4 años. En estos procesos, a través de modelos basados en concepto de una empresa modelo, se estima una tarifa que permite cubrir los costos de distribución con una rentabilidad de un 10%.

De acuerdo a lo mismo la CNE fija los precios máximos a nivel de usuario final considerando 3 elementos básicos:

- Un cargo por conexión, independiente del tamaño y uso.
- Cargo variable por energía consumida y distribución.
- Un cargo variable por energía consumida en horario punta.

En base a estos elementos se estructuran las tarifas reguladas que dependen del nivel de tensión y tamaño de los clientes.

2.2.1.2 Cliente Libre

El cliente libre corresponde a los clientes finales que consumen por sobre un determinado nivel de potencia, los cuales pactan libremente precios con sus suministradores.

Este segmento está integrado por consumidores cuya potencia sea superior a 2MW, que son habitualmente del tipo minero o industrial, son clientes que no están sujetos a regulación de precios, que negocian libremente sus precios y las condiciones del suministros eléctrico con las empresas generadoras o distribuidoras. En el SIC los clientes de esta categoría llegan a un 30%.

2.3 Sistemas de transmisión y distribución

Los sistemas de transmisión están formados por instalaciones que permiten transportar energía operando en los niveles de más alta tensión. En Chile se realiza esta operación bajo los estándares europeos de 50 HZ de frecuencia. Estas instalaciones que permiten transportar la energía eléctrica corresponden a transformadores y líneas aéreas, los niveles de tensión empleados a nivel nacional cubren el rango comprendido entre 23kV y 500kV.

En la siguiente figura se muestra un detalle del SIC identificando el nivel de tensión de sus líneas de transmisión (en la región XIV y sus alrededores).

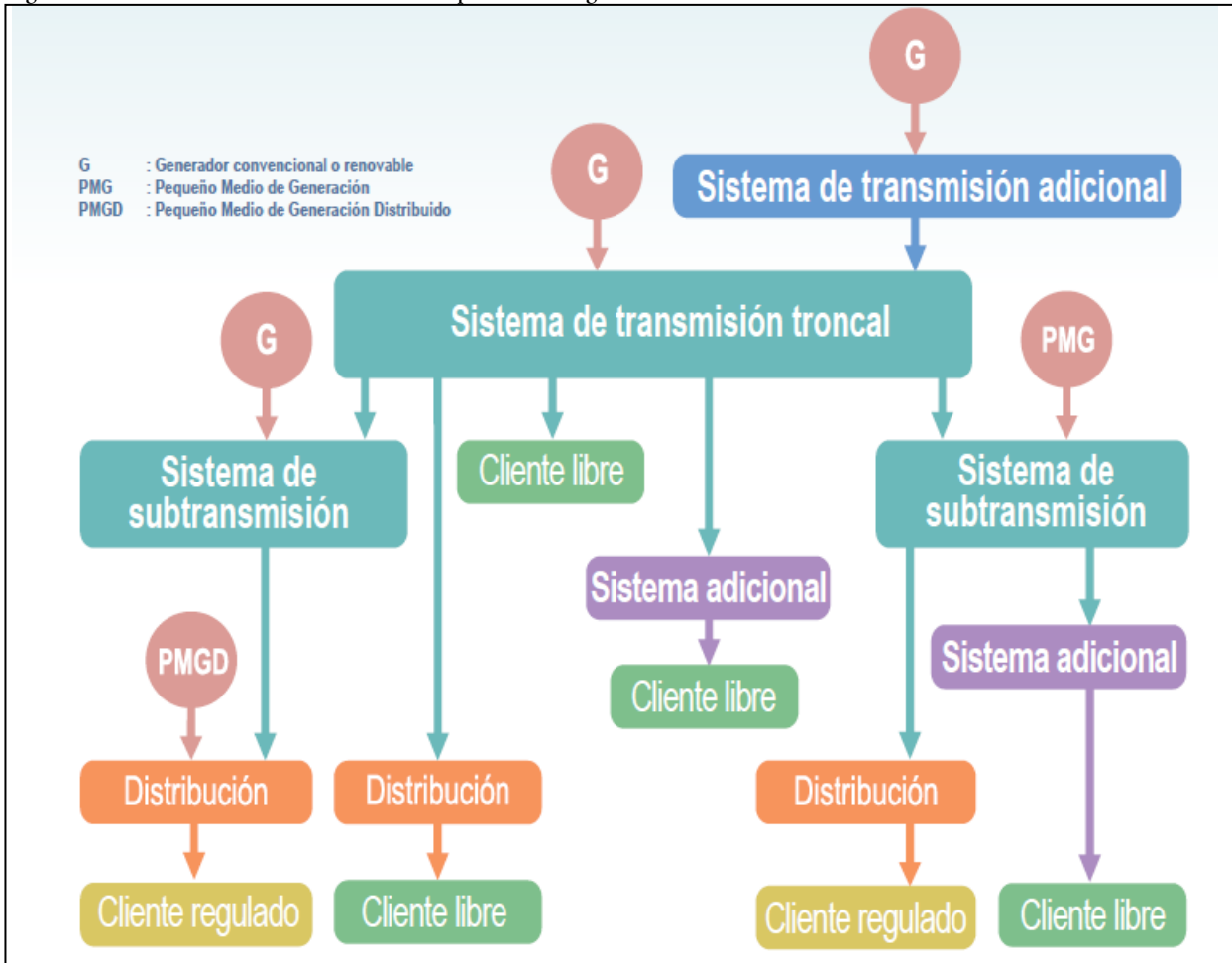
Figura 2.1: Mapa SIC Región XIV



Fuente: CDEC-SIC 2011b

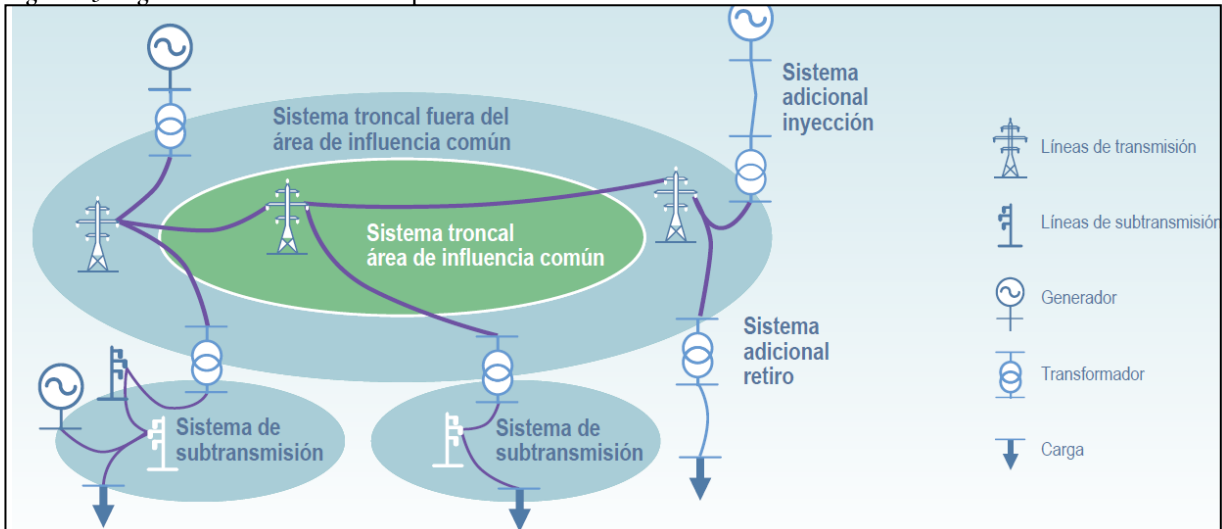
En Chile el sistema de transmisión se divide en tres segmentos conocidos como transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional, los que se muestran en las siguientes figuras.

Figura 2.2: Clasificación de los sistemas de transporte de energía



Fuente: Palma et al 2009

Figura 2.3: Segmentos del sistema de transporte



Fuente: Palma et al 2009

2.3.1 Sistema de transmisión troncal.

Las instalaciones que pertenecen al sistema de transmisión troncal deben cumplir las siguientes características, según lo expuesto por [Palma et al 2009]:

- La tensión nominal de la línea de transmisión debe ser mayor o igual a 220kV.
- Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinado por el consumo de un número reducido de consumidores.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales.
- Que las líneas posean tramos con flujos bidireccionales relevantes.

2.3.2 Sistema de subtransmisión.

Las instalaciones que pertenecen al sistema de subtransmisión son aquellas que están interconectadas al sistema eléctrico y dispuesto para el abastecimiento exclusivo de grupo de consumidores finales libres o regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras [Palma et al 2009].

Se especifica que las instalaciones de subtransmisión deben cumplir con no calificar como instalaciones troncal de acuerdo a lo definido por la ley y que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o a un grupo reducido de centrales. Estos operan generalmente a tensiones entre 23kV y 110 kV.

2.3.3 Sistema de transmisión adicional.

Las instalaciones que pertenecen al sistema de transmisión adicional son aquellas destinadas principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios. Y por aquellos generadores que deseen inyectar su producción al sistema eléctrico.

2.4 Mercado eléctrico Chileno.

El Mercado eléctrico chileno se ha separado en las actividades de generación, transmisión y distribución los cuales tienen un tratamiento regulatorio distinto el uno del otro. [Palma et al 2009]

En el segmento de generación de energía se ha instaurado un sistema competitivo de tarificación a costo marginal en donde los consumidores pagan un precio por energía y por potencia asociada a las horas de mayor demanda, este sistema denominado peak load pricing asegura que cuando la estructura del generador está adaptado a la demanda, los ingresos por costo marginal de energía, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta, cubren exactamente los costos de inversión más los costos de operación.

El funcionamiento del mercado chileno para los sistemas interconectados se caracteriza por la existencia de un mercado Spot en el cual el precio de la energía corresponde al costo marginal de corto plazo resultante del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. Como también cabe destacar el sistema de Contratos que son pactados libremente entre las partes.

2.5 Las energías Renovables no convencionales.

Si bien el estado Chileno en los últimos años se ha destacado por incluir nuevas leyes para fomentar la introducción de energías renovables no convencionales a Chile, se debe tener claramente definidos cuales son los parámetros legales y definiciones para el desarrollo de estas energías y cuáles son los beneficios de cada una de estas. [Palma et al 2009]

De acuerdo a la modificación de la LGSE (ley 20.257), los medios de generación renovables no convencionales son los que presentan las siguientes características:

- Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía de biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otro biocombustible.
- Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia sea inferior a 20.000 Kw
- Aquellas cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquella cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas, y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la CNE, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energías en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

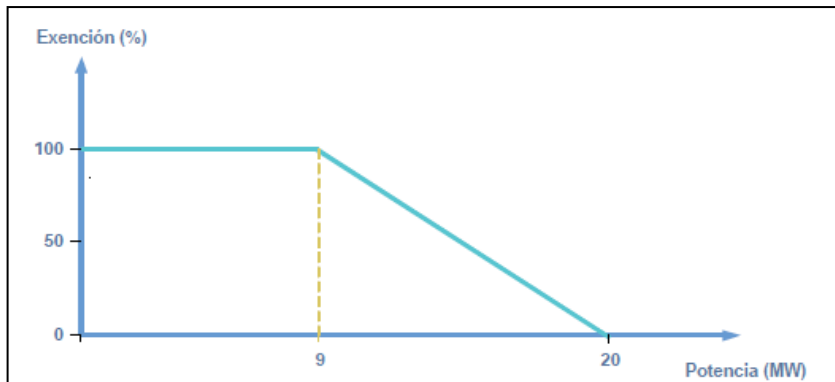
Dentro de esta clasificación también se encuentra la que agrupa a un conjunto de sub-clasificaciones, de acuerdo a los medios de generación, que son los siguientes:

- PMGD: Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000kW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilice bienes nacionales de uso público. A los PMGD se les confiere el derecho a conectarse a las redes de distribución.
- PMG: Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000kW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.
- MGNC: Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000kW. La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los dos puntos precedentes. Esta categoría junto a los proyectos ERNC menores a 20 MW también incluyen los proyectos de cogeneración eficiente a base de combustibles fósiles menores a 20MW.

Las modificaciones de la LGSE, oficializada en marzo de 2004 mediante la ley 19.940, modificaron los siguientes aspectos:

- Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales.
- Se establece la exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para las MGNC, con un tratamiento diferenciado para unidades menores a 9MW de las mayores a 9 MW y hasta 20 Mw. Que se puede ver en la figura a continuación.

Figura 2.5: Exención de peaje troncal para medios de generación no convencionales



Fuente: Palma et al 2009

2.6 Integración de ERNC al Mercado Chileno.

La integración de la ERNC al sistema eléctrico de acuerdo a la reglamentación vigente va a depender de su conexión, ya sea si se desea implementar en el sistema de distribución o en el de transmisión. [Palma et al 2009]

Si el proyecto pretende la conexión a un sistema de distribución, la normativa aplicable es la Norma Técnica de Conexión y Operación en media tensión (NTCO). O bien si la conexión es a través del sistema de transmisión, la normativa aplicada es la que se encuentra en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS). La clara distinción entre un sistema y otro es que el sistema de distribución funciona a voltajes menores o iguales a 23kV.

Los costos que se deben considerar como parte del proyecto de generación están relacionados con los equipos de transmisión, subestación, sistemas de control y medida. Estos son los equipos mínimos necesarios para inyectar la energía de la planta de generación a un sistema eléctrico en condiciones seguras.

2.6.1 Conexión a redes de distribución.

El procedimiento para realizar la conexión a redes de distribución y puesta en servicio de un PMGD se realiza en 2 fases [Palma et al 2009]:

- Se debe informar por escrito la intención de conexión a la empresa distribuidora adjuntando los antecedentes establecidos en la reglamentación vigente. Estos antecedentes deben ser entregados llenando la "Solicitud de información de las instalaciones", en la cual una copia debe ser enviada al SEC. Del mismo modo la empresa distribuidora proporcionará al interesado los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño y la operación.
- Una vez elaborada la solicitud de Conexión a Red, el interesado deberá presentarla ante la empresa distribuidora respectiva. A la vez se deberá enviar una copia de la solicitud al SEC y al CDEC.

Luego de esto la empresa distribuidora deberá remitir con copia al Sec los informes de Criterios de Conexión, adicionalmente también podrá emitir informes de costos de conexión.

Referido a los costos de conexión a los sistemas de distribución menores a 9Mw, en el cual se debe analizar caso a caso, de acuerdo al informe que emita la distribuidora sobre criterios de conexión, y en caso de estimar que los ahorros inducidos por el PMGD son inferiores a los costos, debe emitir un informe de costos de conexión que incluya:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
- Perdidas media de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

Si como resultados del estudio de costos, se establece que los costos son superiores a los ahorros, la empresa distribuidora debe proponer al propietario del PMGD alternativas de pago de los costos no cubiertos por los ahorros.

2.6.2 Conexión a redes de Transmisión.

De acuerdo a la reglamentación vigente la unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema con una anticipación mínima de 6 meses a la CNE y al CDEC correspondiente. Las obras de generación no pueden entrar en vigencia hasta que se comunique con 15 días de anticipación a la SEC.

Los requisitos de diseño e información a entregar por parte del generador se describen en detalles en la NTSCS.

Respecto a los costos de conexión la normativa vigente no contempla costos de conexión a los sistemas de transmisión, sin embargo los costos imputables al proyecto de generación se establece en los peajes que esta debe pagar por el uso de los sistemas de transmisión.

Así mismo la participación en el mercado eléctrico requiere por parte de las empresas eléctricas de aportes al financiamiento de los CDEC. Sin embargo las empresas cuya generación sea inferior a 9MW o cuyas líneas de transmisión no superen los 100 Km, podrán abstenerse de ejercer su derecho a integrar al CDEC, por lo cual no concurren a su financiamiento. [Palma et al 2009]

2.7 Datos reales para efectos del estudio.

2.7.1 Precios de Energía.

Con respecto a las energías ingresadas a las distribuidoras y de acuerdo a lo establecido en la Ley, los concesionarios deben disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para estos efectos, las distribuidoras deben realizar licitaciones de suministro públicas.

Es por esto, que en el periodo comprendido entre los años 2006 y 2009 las empresas concesionarias pertenecientes al Sistema Interconectado Central (SIC), de manera conjunta o individualmente, han llevado a cabo licitaciones tendientes a contratar el suministro no cubierto desde el año 2010 en adelante destinado a

clientes regulados. Los precios obtenidos de estos contratos son denominados Precios de Nudo de Largo Plazo (PNLP).

La proporción de suministro que no fue licitada por las empresas concesionarias para el periodo de cálculo del precio del presente informe, se encuentra cubierta por contratos de suministros firmados con anterioridad a la dictación de la Ley 20.018, denominados como Precio de Nudo de Corto Plazo, o en su defecto por generación propia. Consistentemente con lo anterior, el cálculo del Precio de Nudo Promedio realizado en el presente informe, incorpora ambos tipos de contratos, por lo cual para el actual estudio se tomara en cuenta el Precio Nudo Promedio según el Informe Técnico “FIJACION DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO” de la Comisión Nacional de energía, realizado en enero de 2011.

Donde la principal distribuidora ubicada en la región de los ríos es Saesa, la cual según los antecedentes previamente argumentados, presenta el siguiente Precio Nudo Promedio.

- **PNEP= 40,628 \$/Kwh**
- **PNPP= 4388,4 \$/Kwh/mes**

Donde PNEP: Precio Nudo Energía promedio y PNPP: Precio Nudo Potencia promedio.

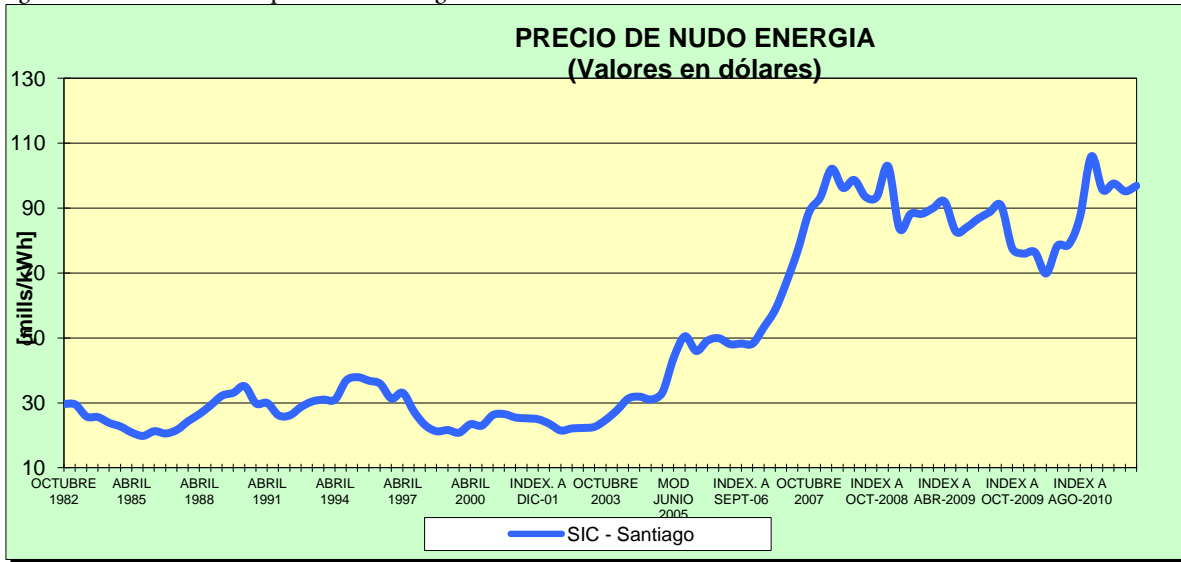
Valores Mercado Spot.

La venta de energía y potencia a través del CDEC se puede realizar de varias formas, una es en el mercado spot (al precio marginal instantáneo para energía y al precio nudo de la potencia) a otras empresas de generación.

La otra es a precio estabilizado (corresponde al precio de nudo de las inyección que corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana. A estos efectos la subestación troncal más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal respectiva conforme a lo establecido en el numeral 3.3 del artículo segundo del Decreto 320.) Para energía y al precio nudo de la potencia a otras empresas de generación.

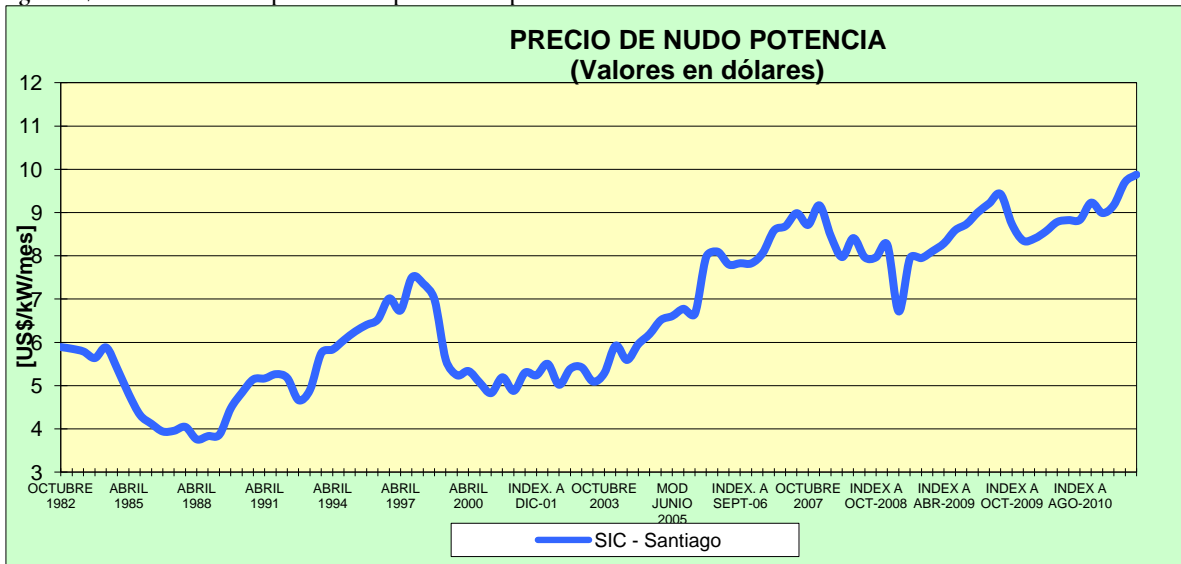
Del mismo modo se tomará como referencia los precios nudos históricos del sistema eléctrico Chileno, presentados por la [CNE 2011c], que se ven a continuación:

Figura 2.6: Grafica Histórica precio nudo energía



Fuente: CNE 2011c

Figura 2.7: Grafica Histórica precio nudo potencia de potencia



Fuente: CNE 2011c

Conocidos los datos anteriormente nombrados, se puede inferir que los precios de venta de energía en los últimos 4 años tienden a estabilizarse, por lo cual para los efectos de la evaluación de proyectos energéticos se tomara el siguiente valor estabilizado, a partir de los precios de nudo históricos:

Precio Energía: 90 US\$/ Mwh

El precio de Potencia a determinar para cada planta generadora, depende de su “Potencia Firme” que es reconocida según cada unidad generadora, y la potencia que esta unidad pueda aportar con elevada probabilidad en las horas de máxima exigencia del sistema, bajo condiciones normales de operación.

Hay que tomar en cuenta, que en general las ERNC, tienen bajas posibilidades de optar a estos precio de potencia pues, sus generaciones son más bien esporádicas, y no constantes en el tiempo ya sea por situaciones de sol, viento, hidrológicas, etc. Por lo cual se deben analizar caso a caso.

El precio de potencia históricamente tiende a variar sus valores, pero siempre manteniendo una diferencia relativamente promedio, que para el caso de esta investigación se utilizara el valor:

Precio Potencia Punta: 8,9 US\$/Kw/mes.

Así el Pago de energía por potencia es el siguiente:

Pago de Potencia: PF [Kw/mes] * Precio Potencia Punta [US\$/Kw/mes]

PF= Potencia instalada * Factor de planta * 95%* 70% , donde 95% y 70% son las indisponibilidades esperadas, este es para el caso de las hidroeléctricas que pueden generar potencias estables, en cambio en las otras plantas de generación no convencionales, no se consideraran ya que no presentan potencias estables en el tiempo.

Donde PF es la potencia firme asociado a cada planta generadora. De acuerdo al Decreto Supremo N° 171, de fecha 9 de octubre de 2007 se dispone los horarios de Potencia Punta para los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre en horarios comprendidos entre las 10hrs y 13 hrs y desde 18hrs a 23 hrs.

2.7.2 Pago de Peaje

Todo quien haga uso de los sistemas de transmisión deben pagar el uso de estos, excepto PMGD que sean además MGNC, los que se encuentran exentos del pago total o parcial de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen según la normativa vigente. El uso de instalaciones de distribución para cualquier PMGD está exento de pago de peaje, salvo el caso que se entregue suministro a clientes libres que se encuentren dentro de la zona de concesión de la empresa de distribución, caso en el cual se debe pagar un peaje de distribución, según lo estipula la Ley.

2.7.3 Costos externos al proyecto

Para realizar un proyecto de generación eléctrica, fuera de tener en cuenta los costos propios por efecto del diseño y construcción de la planta, se debe considerar todo lo que sea necesario para la conexión hacia un Sistema Troncal o una Subestación según sea el caso. Lo que debe ser financiado por el dueño del proyecto de generación.

Muchas veces según el tipo de generación puede resultar inviable la realización de una planta de generación, por lo cual un factor a considerar es la distancia del punto de la planta de generación al sistema troncal o S/E a la que se debe conectar.

La línea de transmisión eléctrica es esencial para la conexión de un punto a otro, para tener la referencia de cuál es el costo económico de este, se tomara como ejemplo el proyecto de la Celulosa Arauco Planta Valdivia, el que utilizo una línea de transmisión para conectarse al sistema de transmisión, que tiene una longitud de 1828,20 mts, con una tensión de servicio de 220 kV, con torres de estructuras metálicas reticuladas, aislantes, fundaciones y todo lo necesario para tener una línea de transmisión eléctrica en optimas condiciones, en la cual el proyecto tuvo un costo de US\$415.495,22. desarrollado por ABENGOA CHILE. Estos datos reales del proyecto se presentan a través de la tesis elaborada por [Quezada 2005],

El monto de mantención y operación de la línea de alta tensión, es aproximadamente el 2% del monto de la inversión inicial de la línea eléctrica.

Así se puede inferir que un costo aproximado por km sería el siguiente:

Costo Línea Transmisión: 231.000 US\$ /km Datos según [Quezada,2005].

3 Estudio de recursos naturales para el uso de generación eléctrica en la Región de los Ríos

3.1 Evaluación de los recursos Hidráulicos en la Región

Para la evaluación de la energía hidráulica en la Región de Los Ríos, se debe tener en cuenta los datos relacionados con hidrología, pluviométricos y la topografía de la zona para así tener los conceptos claros en cuanto a la posibilidad de instalar plantas de generación eléctrica en base a energía hidráulica.

La Hidrografía de la Región de Los Ríos se separa en 2 grandes cuencas:

- Cuenca Rio Valdivia
- Cuenca Rio Bueno

Además se deben considerar datos geomorfológico, los que representan las formas de la superficie terrestre, centrándose en el estudio de las formas del relieve de la tierra, de este modo también es de vital importancia para nuestro estudio pues dará indicios a considerar respecto a las diferencias de altura en las cual se presentan los caudales de dichos ríos, y tomar en cuenta para efectos de caídas de agua. Sin lugar a dudas estos datos no son tan específicos como se espera, pero son considerables para efectos de pre factibilidad.

3.1.1 Cuenca Rio Valdivia

La Cuenca del Rio Valdivia se genera más allá de la línea de la frontera con argentina, se caracteriza principalmente por contener una gran cadena de lagos dispuestos en serie tales como Riñihue, Panguipulli, Calafquen, Pellaifa, Neltume, Pirehueico, Lacar, donde su extensión total es de 10.275 km².

A continuación se muestran algunos datos relevantes sobre la hidrología de la cuenca del Rio Valdivia, con datos obtenidos de las centrales de monitoreo generados por la Dirección General de Aguas [DGA 2004 a]. Los Ríos que componen esta cuenca son Rio Calle Calle, Cau Cau, Cruces, Enco, Fuy, Futa, Guanehue, San Pedro y Valdivia.

Rio Calle Calle

El Rio Calle Calle se origina de la junta de los ríos San Pedro y Quinchilca. Tiene una escasa pendiente. Posee en la actualidad dos estaciones de monitoreo: Pupunahue y Balsa San Javier.

Tabla 3.1: Datos Cuenca Rio Calle Calle en Balsa San Javier

Estación	: RIO CALLE CALLE EN Balsa SAN JAVIER				
Código BNA	: 10122001 - K	Latitud S	: 039° 46' 30	UTM Norte	: 5,595,195 mts
Altitud	: 14	Longitud W	: 072° 58'60	UTM Este	: 672,720 mts
Cuenca	: RIO VALDIVIA	SubCuenca	: Rio Calle Calle	Área de Drenaje	6,307.00 km2

Los datos presentados a continuación representan las mediciones hechas desde 1990 hasta 2008

Caudal [m ³ /s]			Área[m ²]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
2655	495	60	799	456	297

Velocidad[m/s]		
Máximo	Medio	Mínimo
3,38	0,979	0,19

Ancho Superficie [m]			Profundidad media[m]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
114	88	70	8,68	5,13	3,83

Fuente: DGA 2010

Tabla 3.2: Datos Cuenca Rio Calle Calle en Pupunahue

Estación :	RIO CALLE CALLE EN PUPUNAHUE				
Código BNA :	10122003 6	- Latitud S :	039° 48' 16	UTM Norte :	5591767 mts
Altitud :	60	Longitud W :	072° 54' 09	UTM Este :	679567 mts
Cuenca :	RIO VALDIVIA	SubCuenca :	Rio Calle Calle	Área Drenaje	de 6150,00 km2

Los datos presentados a continuación representan las mediciones hechas desde 2007 hasta 2010

Caudal [m ³ /s]			Área[m ²]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
1750	459	78,4	639	347,477273	227

Velocidad[m/s]		
Máximo	Medio	Mínimo
2,74	1,19454545	0,33

Ancho Superficie [m]			Profundidad media[m]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
118	103,795455	87	5,42	3,32181818	2,36

Fuente: DGA 2010

Río Cruces

El Río Cruces tiene su fuente de nacimiento en la novena región en el valle que forman las estribaciones de los volcanes Villarrica y Calafquen, su longitud es de 125 km, fluye entre riberas acantiladas con numerosas vueltas y meandros que dejan islas y pantanos. Esta cuenca tiene un régimen netamente pluvial la cual cuando sus caudales son muy altos acarrear muchos sedimentos. Posee una estación de monitoreo ubicada en Rucaco.

Tabla 3.3: Datos Cuenca Río Cruces en Rucaco

Estación :	RIO CRUCES EN RUCACO				
Código BNA :	10134001 - 5	Latitud S	33'00	:	039° UTM Norte 5,620,006 mts
Altitud :	60	Longitud W	54'00	:	072° UTM Este 680,443 mts
Cuenca :	RIO VALDIVIA	SubCuenca	Río Cruces	Área de Drenaje	1,740.00 km ²
PERIODO	01/01/1980 01-11-2010				

Los datos presentados a continuación representan las mediciones hechas desde 1980 hasta 2010

Caudal [m ³ /s]			Área[m ²]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
763	91,17	1,31	3940	103,7460822	19

Velocidad[m/s]		
Máximo	Medio	Mínimo
2,55	0,74994536	0,03

Ancho Superficie [m]			Profundidad media[m]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
86	59,90849727	25	61,56	1,694038462	0,46

Fuente: DGA 2010

Río Fuy

El Río Fuy se localiza en la comuna de Panguipulli, entre los lagos Panguipulli y Pirehueico, El río comienza en el desagüe del lago Pirehueico y escurre por las estribaciones septentrionales del volcán Mocho-Choshuenco hasta llegar a la confluencia con el río Neltume y formar el río Llanquihue. Posee una estación de monitoreo en el desagüe del lago Pirehueico.

Tabla 3.4: Datos Cuenca Rio Fuy en desagüe Lago Pirehueico

Estación Código BNA	RIO FUY EN DESAGÜE LAGO PIRIHUEICO				
Altitud Cuenca	10100002 - 8	Latitud S : 039° 52'29			
	UTM Norte : 5.582,074 mts				
	600	Longitud W : 071° 53'23			
	UTM Este : 252,853 mts				
	RIO VALDIVIA	SubCuenca : Rio Valdivia Alto (hasta desagüe			
	Área de Drenaje 1.466.00 km ²				

Los datos presentados a continuación representan las mediciones hechas desde 2003 hasta 2010

Caudal [m ³ /s]			Área[m ²]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
413	85,37	1,45	305	154	107

Velocidad[m/s]		
Máximo	Medio	Mínimo
1,69	0,51	0.01

Ancho Superficie [m]			Profundidad media[m]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
41	36,08	10,5	7,1	4,01	0,29

Fuente: DGA 2010

Río Futa

El Río Futa se localiza al suroeste de la comuna de Valdivia, estableciendo como límites naturales la comuna de Valdivia, Corral, La Unión y Paillaco. Nace en la comuna de la unión y su curso fluye a través de suaves cerros de la cordillera de la costa valdiviana por aproximadamente 70 kms y desemboca 5 kms al sur de la ciudad de Valdivia. Posee una estación de monitoreo ubicada en Tres Chiflones.

Tabla 3.5: Datos Cuenca Futa en Tres Chiflones

Estación	RIO FUTA EN TRES CHIFLONES				
Código BNA :	10142003 - 5	Latitud S :	039° 58' 18	UTM Norte :	5,573,668 mts
Altitud :	10	Longitud W :	073° 08' 49	UTM Este :	658.254 mts
Cuenca :	RIO VALDIVIA	SubCuenca :	Rio Valdivia Bajo (Entre Rio An; Área de Drenaje)		470.00 km ²
PERIODO	01/01/2002		1/11/2010		

Los datos presentados a continuación representan las mediciones hechas desde 2002 hasta 2010

Caudal [m3/s]			Área[m2]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
270	33	1,54	67,7	23,1417582	10,8

Velocidad[m/s]		
Máximo	Medio	Mínimo
3,99	1,02417582	0,14

Ancho Superficie [m]			Profundidad media[m]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
20,5	12,9945055	8,5	3,3	1,66131868	1,06

Fuente: DGA 2010

Rio San Pedro

El Rio San Pedro se encuentra principalmente en la comuna de los lagos, el régimen del San Pedro es principalmente Pluvial, posee una extensión de 82 km de longitud, este rio nace en el Lago Riñihue y es el rio de desagüe de por lo menos 6 lagos en la región. Este Rio posee una alta abundancia de peces nativos, por lo cual lo convierte en un sistema singular y de alto valor de conservación. Posee una estación de monitoreo en el desagüe del Lago Riñihue.

Tabla 3.6: Datos Cuenca Rio San Pedro en desagüe Lago Riñihue

Estación	: RIO SAN PEDRO EN DESAGÜE LAGO RINIHUE				
Código BNA	: 10111001 - K	039° 46'00	UTM Norte	:	
Latitud S		5,595,016 mts			
Altitud	: 115	072° 28'30	UTM Este	:	
Longitud W		716,289 mts			
Cuenca	: RIO VALDIVIA	Rio San Pedro (L Panguipulli y E Área de Drenaje			
SubCuenca		4.228.00 km2			

Los datos presentados a continuación representan las mediciones hechas desde 1990 hasta 2010

Caudal [m3/s]			Área[m2]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
1870	386,99	48,17	826	432,402129	288,36

Velocidad [m/s]		
Máximo	Medio	Mínimo
2,69	0,82674877	0,15

Ancho Superficie [m]			Profundidad media [m]		
Máximo	Medio	Mínimo	Máximo	Medio	Mínimo
106	85,9458128	52	8,18	4,99004926	3,61

Fuente: DGA 2010

Con respecto a los otros ríos de la cuenca del río Valdivia no se conocen datos precisos respecto a sus comportamientos, pues no hay estaciones de monitoreo en dichos ríos.

La Geomorfología de la Cuenca del Río Valdivia según [DGA 2004a] se puede clasificar en los siguientes tipos:

- **Cordillera de los andes volcánica activa:** Se caracteriza por la presencia de sierras y cordilleras que se empinan sobre los 1200 y 1600 msnm. Dicha tipología corresponde principalmente a los conos volcánicos del volcán Choshuenco y de los cerros Huirahueye, Pangulielú y Lollehue.
- **Pre cordillera morrenica:** Se caracteriza por la acumulación de sedimentos fluvio-glaciovolcanica. Se presentan relieves de lomas sometidas a una intensa acción erosiva lineal por los cuerpos fluviales y lacustres.
- **Depresión intermedia:** Presentan una topografía fuertemente ondulada y los ríos se profundizan enérgicamente. El Río Calle calle y sus afluentes del San Pedro presentan escurrimiento de tipo meandrico con valles fluviales de marcada estreches.
- **Planicies litorales:** presentan sedimentación fluviomarina, presentando una estrechez la cual se interrumpen por muros costeros que se empinan sobre los 600 mts de altitud.

3.1.2 Cuenca Río Bueno

La Cuenca del Río Bueno es la quinta cuenca de mayor tamaño en Chile con 15.367 km² de extensión, destacan por sus superficies los lagos Ranco, Puyehue y Rupanco. Tras un recorrido de 130 km de este a oeste desemboca en el océano pacífico.

En su cuerpo superior, la pendiente es fuerte y la caja es angosta y profunda, entre barrancos de 50 y mas metros de altura. Ya en su curso medio la corriente es más lenta y la ribera menos escarpada. Y en el curso inferior es navegable por pequeñas embarcaciones siendo su escurrimiento lento y caudaloso [DGA 2004b]. Los Ríos que componen esta cuenca son el Río Bueno, Calcurrupe, Lollehue, Nilahue, Pillanleufú, Pilmaiquen.

Para esta cuenca los datos entregados por la DGA son menores, pues solo incluyen los datos referentes a los caudales de algunos ríos.

Río Calcurrupe

El Río Calcurrupe se ubica entre las comunas de Futrono y Lago Ranco, conecta los lagos Maihue y el Ranco, tras un recorrido de 16 km. El río corre a los pies del cerro Llifen con un amplio caudal de aguas cristalinas que rara vez baja de los 50 mts de ancho.

Tabla 3.7: Datos Cuenca Rio Calcurrepe en desembocadura

Estación :	RIO CALCURRUPE EN DESEMBOCADURA				
Código BNA:	10304001-9	Latitud S :	40 15 00	UTM Norte :	55408 34 mts
Altitud :	160 Msnm	Longitud W :	72 16 00	UTM Este :	73249 1 mts
Cuenca :	Rio Bueno	SubCuenca :	Afluentes Lago Ranco	Área de Drenaje:	1564 km 2

Datos obtenidos entre los años 1986 y 2009

Caudal [m3/s]	ENE	I	FEB	I	MAR	I	ABR	I	MAY	I	JUN
Promedio	109,59		84,92		86,80		126,33		181,71		294,99

JUL	I	AGO	I	SEP	I	OCT	I	NOV	I	DIC
302,07		224,81		205,59		200,16		187,06		172,80

Fuente: DGA 2010

Rio Bueno

El Rio Bueno forma una cuenca hidrográfica de 17.210 km² de extensión. El tramo entre La Unión por el norte y Lago Ranco por el sur la pendiente es fuerte, intercalándose varios rápidos. En el curso inferior, siempre con la unión por el norte, pero ahora San Pablo por el Sur, desde Trumao hasta su desembocadura, es navegable de pequeñas embarcaciones y su escurrimiento es lento y caudaloso.

Tabla 3.8: Datos Cuenca Rio Bueno en Bueno

Estación :	RIO BUENO EN BUENO				
Código BNA:	10311001-7	Latitud S :	40 19 00	UTM Norte :	55350 34 Mt s
Altitud :	45 msnm	Longitud W :	72 57 00	UTM Este :	67277 4 Mt s
Cuenca :	Rio Bueno	SubCuenca:	Rio Bueno entre Lago Ranco y Rio Pilmaiquen	Área de Drenaje:	3714 km 2

Datos obtenidos entre 2002 y 2008

Caudal[m ³ /s]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
promedio	295,0	202,0	173,2	208,9	281,0	493,7

JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
653,7	498,0	469,5	430,3	408,0	360,2

Fuente: DGA 2010

Rio Nilahue

El Rio Nilahue corre desde los faldeos del volcán Caulle a lo largo de la falla de Liquiñe – Ofqui hasta el Lago Ranco, el Nilahue baja desde los aproximadamente 1400 mts hasta la desembocadura en el Lago Ranco, dado el régimen nival de la parte sur, la cuenca del rio presenta fuertes crecidas durante la primavera con el deshielo del cordón caulle.

Tabla 3.9: Datos Cuenca Rio Nilahue en Mayay

Estación :	RIO NILAHUE EN MAYAY				
Código BNA:	10306001-K	Latitud S :	40 16 00	UTM Norte :	55388 95 mts
Altitud :	80 Msnm	Longitud W :	72 14 00	UTM Este :	73526 9 Mts
Cuenca :	Rio Bueno	SubCuenca	Afluentes Lago Ranco	Área de Drenaje:	278 km 2

Datos obtenidos entre 1987 y 2009

Caudal[m ³ /s]	ENE	I	FEB	I	MAR	I	ABR	I	MAY	I	JUN
Promedio	24,21		18,23		18,54		28,21		40,94		60,88

JUL	I	AGO	I	SEP	I	OCT	I	NOV	I	DIC
55,20		45,72		38,47		36,64		36,57		33,23

Fuente: DGA 2010

Rio Pilmaiquen

El Rio Pilmaiquen constituye el desagüe del lago Puyehue, recorre 68 kms en dirección noroeste, desde la cota 180 msnm hasta la cota 27 msnm, donde confluye con el Rio Bueno, este es un rio principalmente de carácter pluvial.

Tabla 3.10: Datos Cuenca rio Pilmaiquen en San Pablo

Estación	RIO PILMAIQUEN EN SAN PABLO				
Código	10328001-				541856
BNA:	K	Latitud S :	41 22 00	UTM Norte :	0 Mts
Altitud :	50 Msnm	Longitud W :	73 01 00	UTM Este :	665885 Mts
Cuenca :	Rio Bueno	SubCuenca :	Pilmaiquen	Área de Drenaje:	2680 km ²

Datos obtenidos entre 1980 y 2009

Caudal [m ³ /s]	ENE	I	FEB	I	MAR	I	ABR	I	MAY	I	JUN
Promedio	103,42		86,33		85,50		117,90		183,25		276,03

JUL	I	AGO	I	SEP	I	OCT	I	NOV	I	DIC
291,30		256,54		213,42		176,62		158,33		137,90

Fuente: DGA 2010

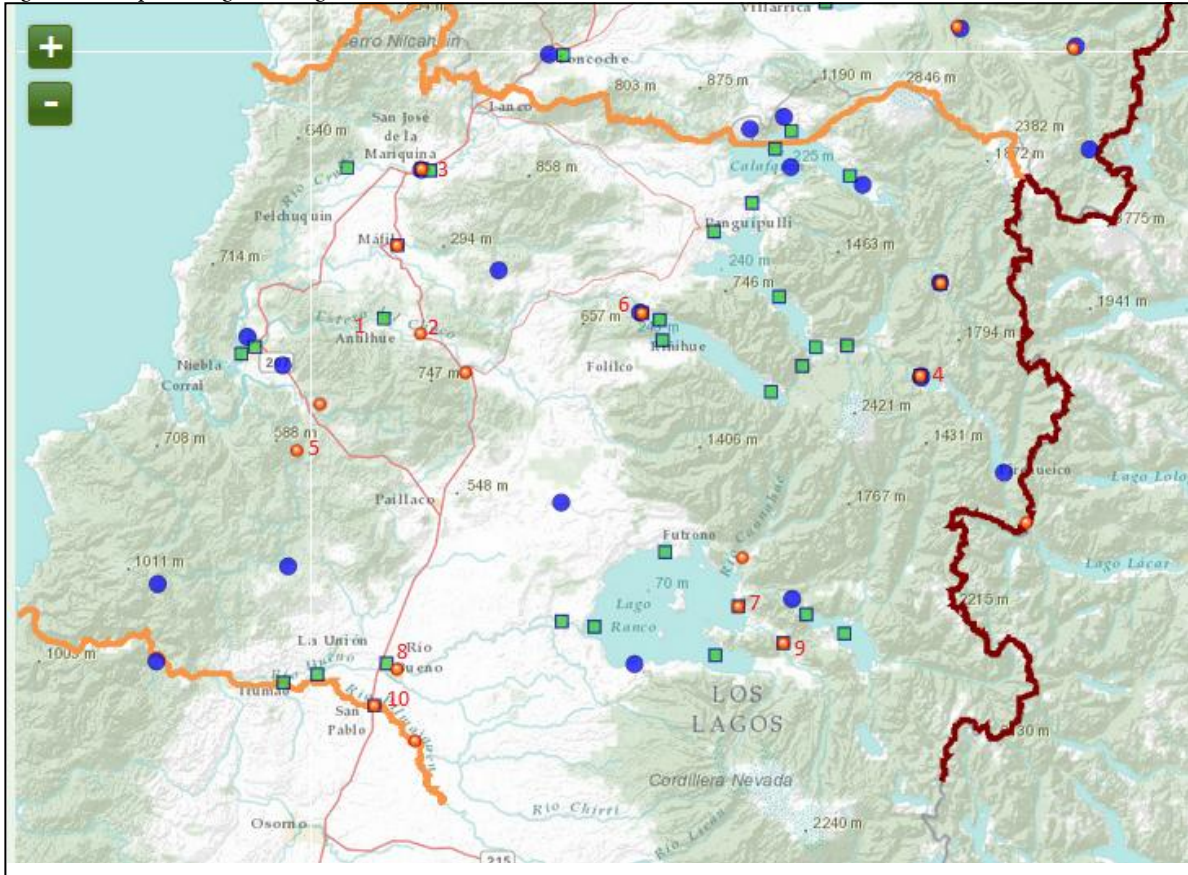
La Geomorfología de la Cuenca del Rio Bueno según [DGA 2004b] se puede clasificar en los siguientes tipos:

- **Cordillera Volcánica activa:** Se caracteriza principalmente por la presencia de sierras y cordilleras que se empujan por sobre los 1000 y 1500 mts. Sus conos volcánicos aparecen entremezclados con algunas cumbres no volcánicas como los volcanes Puyehue, Casa Blanca y Cerro Puntiagudo.
- **Lagos de barrera morrénica:** Los lagos presentes son el Rancho, Maihue, Puyehue y Rupanco. Desde la morrena caen hacia el llano central, planos inclinados fuertemente sometidos a la acción erosiva de las aguas de esteros y arroyos.
- **Llano central con morrenas y conos de soliflucción periglacial:** Su topografía es fuertemente ondulada y los ríos se profundizan enérgicamente formando cada uno de los sistemas fluviales. Presenta un relieve muy estrecho que encadena la Cordillera de los Andes y la Costa.
- **Cordillera de la Costa:** Presenta características de un cordón costero que no trasciende si no en algunos puntos la cota de 600 mts.
- **Planicies Fluvio-marinas:** Se encuentran circunscritas a pequeñas plantas ininterrumpidas por acantilados procedentes de la cordillera costera como en Bahía Mansa y desde Punta Capitanes hasta Maullin

3.1.3 Zonificación de los recursos hidráulicos

De acuerdo a los datos presentados en los puntos anteriores y para tener más clara su ubicación física, se presenta a continuación un mapa con la Red Hidrométrica de la Región de los Ríos [DGA 2011], donde se puede visualizar los puntos donde se ubican las estaciones de medición. Así también se observan los relieves geomorfológicos de la Zona.

Figura 3.1: Mapa Hidrográfico Región de Los Ríos



Fuente: DGA 2011

En el mapa se observan las estaciones identificadas con un número que serán dadas a conocer a continuación:

1. Río Calle calle en balsa San Javier
2. Río Calle calle en Pupunahue
3. Río Cruces en Rucaco
4. Río Fuy en desagüe Lago Pirehueico
5. Río Futa en Tres Chiflones
6. Río San Pedro en desagüe Lago Ríñihue
7. Río Calcurrepe en desembocadura
8. Río Bueno en Bueno
9. Río Nilahue en Manyay
10. Río Pilmaiquen en San Pablo

De acuerdo a la geomorfología de la Región, se realizó la medición de parámetros de las cotas de los ríos anteriormente descritos y sus variabilidades de altura a unas distancias determinadas.

Los lugares de medición se tomaron arbitrariamente según las zonas donde las diferencias de cotas fueran máximas, de esta forma se puede tener más claro como es realmente la funcionalidad del río (datos obtenidos mediante Google earth).

Figura 3.2: Cotas de cuenca del Rio Valdivia y Bueno

Rio	Coordenadas	cota(m)	Diferencia cota(m)
Calle Calle en Sn. Javier	39°47'07,58"S 72°58'34,44"E	12	6
	39°47'45,78"S 73°01'35,57"E	6	
Calle Calle en Pupunahue	39°48'30,21"S 72°54'11,93"E	18	13
	39°49'22,1"S 72°50'37,16"E	31	
Cruces en Rucaco	39°32'53,15"S 72°58'16,68"E	24	3
	39°32'30,54"S 72°57'47,57"E	27	
Fuy en desagüe Pirehueico	39°52'29,7"S 71°53'29,51"E	617	59
	39°52'14"S 71°55'09,95"E	558	
Futa en 3 Chiflones	39°59'30,83"S 73°09'10,26"E	24	10
	39°56'53,88"S 73°09'25,14" E	14	
San Pedro en desagüe Riñihue	39°45'25,41"S 72°28'06,09"E	120	22
	39°45'07,06"S 72°09'21,08"E	98	
Calcurrupe en desembocadura	40°13'31,59"S 72°09'21,08"E	95	15
	40°12'25,05"S 72°13'08,41"E	80	
Bueno en Bueno	40°18'54,68"S 72°52'48,49"S	34	4
	40°19,32'32,54"S 72°55'55,42"E	30	
Nilahue en Manyay	40°16'32,8"S 72°10'57,26"E	97	26
	40°15'51,05"S 72°13'38,38	71	
Pilmaiquen en San Pablo	40°21'365,38"S 73°04'17,91"E	17	16
	40°23'04,95"S 72°58'59,89"E	33	

Fuente: elaboración propia en base a Google Earth

3.1.4 Legislación sobre el uso de agua

Ya mencionadas todas las características técnicas de las cuencas de la Región de los Ríos, ahora se debe mencionar lo que expresa la legislación vigente con respecto al uso de las aguas y los pasos a seguir, por eso a continuación se presenta una guía expuesta por la DGA, donde explica los procesos legales para las solicitudes de los usos de Agua :

Normativa aplicable: Artículo 130 y siguientes y 140 y siguientes del Código de Aguas y artículo 20 y siguientes de la Resolución D.G.A. N° 425, de 2007, que establece Normas de Exploración y Explotación de Aguas Subterráneas; la Ley N° 20.071, de 2005 y 20.099, de 2006.

A quién se dirige la solicitud: al Sr. Director General de Aguas.

Lugar donde se presenta la solicitud: Oficina de Partes de la Dirección General de Aguas de la provincia en que se encuentra ubicado el punto de captación de las aguas que se desean constituir. Si no existe la citada oficina en el lugar, deberá presentarse ante el Gobernador Provincial respectivo.

Quiénes pueden solicitarla:

1.- Persona natural.

- Por sí o por medio de mandatario.
- Menores de edad, por medio de su representante legal.

2.- Persona jurídica:

- Por medio de su representante legal.

Contenido de la solicitud.

La solicitud deberá contener los siguientes datos:

1.- Nombre o razón social de él/la o lo/as solicitantes, y RUT. En el caso que la solicitante sea una persona jurídica, se deberá indicar, además, el nombre de su representante legal.

2.- Señalar domicilio dentro de los límites urbanos del lugar en que funciona la oficina donde efectuará la presentación. Si el/la solicitante no hace esta designación, las resoluciones que dicte la Dirección General de Aguas, se entenderán notificadas desde la fecha de su dictación. La designación de domicilio se entenderá válida mientras el/la interesado/a no señale otra dirección, aún cuando de hecho la haya cambiado.

3.- Nombre del cauce o álveo (río, estero, etc.) del aguas que se necesita aprovechar; su naturaleza, esto es, si son superficiales o subterráneas, corrientes o detenidas, y la provincia en que estén ubicadas o que recorren.

Cuando se trate de aguas subterráneas, se precisará, además, la comuna en que se ubica la captación y el área de protección que se solicita.

4.- Cantidad de agua que se necesita extraer, expresada en medidas métricas y de tiempo (ejemplo, lts/seg; m³/seg, etc.),

Tratándose de aguas subterráneas, deberá indicarse el caudal máximo que se necesita extraer en un instante dado, expresado en medidas métricas y de tiempo y el volumen total anual que se desea extraer desde el acuífero, expresado en métricos cúbicos.

5.- El o los puntos donde se desea captar el agua. Si la captación se efectúa mediante un embalse o barrera ubicada en el álveo, se entenderá por punto de captación aquél que corresponda a la intersección del nivel de aguas máximas de dicha obra con la corriente natural.

En el caso de los derechos no consuntivos, se indicará, además, el punto de restitución de las aguas y la distancia y desnivel entre la captación u la restitución.

Para el caso de las aguas superficiales, la determinación de el o los puntos, y el de restitución en su caso, podrá efectuarse mediante coordenadas U.T.M. o geográficas; o en relación a distancias a puntos relevantes o conocidos en el área.

Para el caso de las aguas subterráneas, se deberá indicar de el o los puntos desde donde se desea captar el agua, mediante coordenadas U.T.M., señalando el Datum utilizado.

6.- Modo de extraer las aguas (mecánica o gravitacionalmente).

7.- Naturaleza del derecho que se solicita, esto es, si el derecho de aprovechamiento es consuntivo o no consuntivo, de ejercicio permanente o eventual, continuo o discontinuo o alternado con otras personas.

Se entiende por:

Uso consuntivo: Es aquel derecho que faculta a su titular para consumir totalmente las aguas en cualquier actividad (por ejemplo: uso agrícola).

Uso no consuntivo: Es aquel derecho que permite emplear el agua sin consumirla y obliga a restituirla en la forma que lo determine el acto de adquisición o de constitución del derecho (por ejemplo: uso hidroeléctrico).

Ejercicio permanente: Permiten usar el agua en la dotación que corresponda, salvo que la fuente de abastecimiento no contenga la cantidad suficiente para satisfacerlos en su integridad.

Ejercicio eventual: Permite usar el agua en las épocas en que el caudal matriz tenga un sobrante después de abastecidos los derechos de ejercicio permanente.

Ejercicio continuo: Permiten usar el agua en forma ininterrumpida durante las veinticuatro horas del día.

Ejercicio discontinuo: Permiten usar el agua durante determinados períodos.

Ejercicio alternado: Permite usar el agua entre dos o más personas que se turnan sucesivamente.

Una vez conocida la legislación, se puede ver que uso se le dotara a los ríos para generación eléctrica, los que serán los siguientes:

- **Uso no consuntivo**
- **Ejercicio permanente**
- **Ejercicio continuo**

De acuerdo al listado de derechos de agua emitido por la [DGA 2009], presenta los valores de patentes por el derecho de uso de agua de empresas de generación eléctrica, en el cual a modo de ejemplo y de tener como referencia para los cálculos siguientes:

Tabla 3.11: Patente derechos de agua

Nombre	Caudal(m ³ /s)	Pago patente UTM	Patente en US\$
Hidroeléctrica Centinela	60	8316	171.600,00
Colbun S.A.	17,2	1226	95.628,00

Fuente: DGA 2009

Ambos casos presentados tiene las características de ser de uso no consuntivo, ejercicio permanente y continuo, por lo cual servirán para los cálculos de las evaluaciones económicas.

3.2 Evaluación de recursos marinos en la Región

3.2.1 Energía asociada a las olas

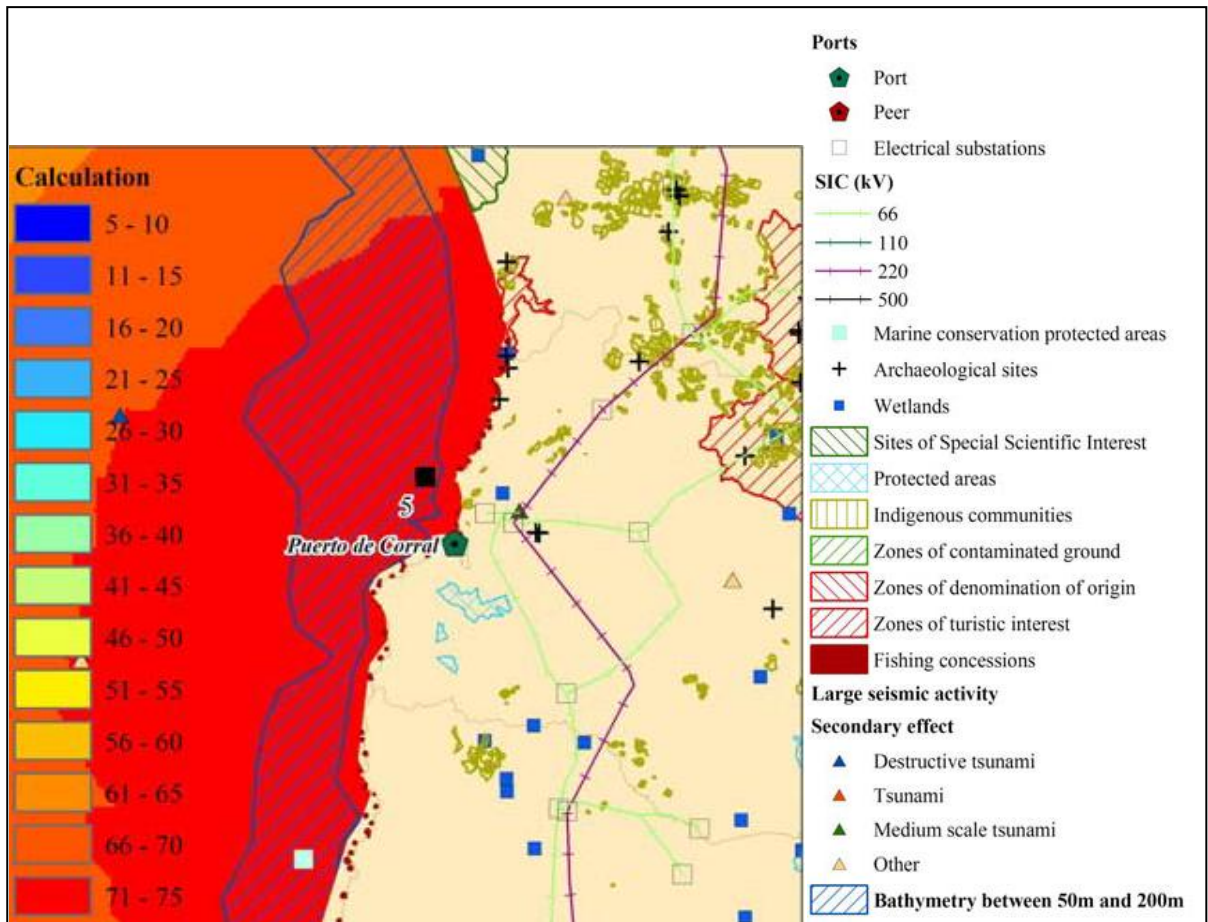
Según el informe realizado por la consultora [Garrad Hassan 2009] sobre el estudio preliminar para la selección de lugares con recursos de energía marina en Chile, donde se pretende encontrar zonas donde la generación de energía producto de las olas sea factible técnicamente. Así se presentan a lo largo de la costa Chilena seis áreas seleccionadas como prioritarias entre las cuales destaca en la Región de los Ríos el Puerto de Corral.

A continuación se presenta un mapa zonificado en la Región de los Ríos con las características principales que presenta su zona costera, destacando:

- Profundidades entre 50 y 200 mts, las cuales se encuentran en dicha zona
- Áreas de conservación marina, las cuales no se presentan en las cercanías del puerto de corral
- También se consideran para efectos de selección de zona la ausencia de zonas de áreas de manejo bentónico, sitios de interés científico, áreas protegidas, zonas de humedales, sitios arqueológicos, zonas contaminadas, etc.

A continuación se presenta el mapa zonificado en la Región de los Ríos con sus características esenciales para los casos de selección de zonas de energías renovables a través de las Olas:

Figura 3.3: Mapa de zonificación de energía de las Olas



Fuente: Garrad Hassan 2009

Por lo cual el estudio concluye que el puerto de Corral es una zona adecuada para la generación de energía mediante el uso de las olas, así también recomienda el uso de la tecnología Pelamis, ya que es la que tiene más tiempo de desarrollo y se encuentra en desarrollo comercial.

El estudio a su vez presenta unas tablas con estimaciones de generación de energía undimotriz a través de una granja de 1 km² de Pelamis, lo que permitiría desarrollar una planta de generación de 30MW. Dicha planta poseería las siguientes características, y capacidades de generación [Garrad Hassan 2009]:

- Ubicación: Región XIV, Cercanías Puerto de Corral
- Distancia a subestación: 17kms
- Clima Promedio de onda Local: 50 (KW/m)
- Estimación anual de generación: 73.580 Mw/anales lo cual daría un factor de planta del orden del 28%

3.2.2 Energía asociada a las mareas

El estudio realizado por Garrad Hassan tiene el objetivo de evaluar e identificar las áreas que son adecuadas para la realización de proyectos de energía a través del uso de las mareas.

En general el principal parámetro que indica que el recurso es viable, es cuando se generan velocidades promedios por sobre los 2,5 m/s. A su vez una vez identificada las zonas aptas para utilizar el recurso de las mareas, se debe identificar y evaluar las restricciones que poseen, ya sea:

- Baltimetrías disponibles entre 30 y 80mts
- Zonas de protección ambiental
- Zonas de ejercicio militar
- Proximidad al SIC
- Distancia a puertos

De acuerdo a todos los parámetros vistos previamente, las zonas potenciales para el desarrollo de la energía mareomotriz en Chile son las presentes en el Canal de Chacao y Estrecho de Magallanes con velocidades superiores a los 3,5 m/s [Garrad Hassan 2009].

Por lo cual de acuerdo a las conclusiones presentadas en “Preliminary site selection-Chilean marines energy resources”[Garrad Hassan 2009], donde dicho informe descarta completamente la utilización de la energía mareomotriz en la zona de la Región de los Ríos, ya que

3.3 Evaluación de recursos eólicos en la Región

Para la evaluación de los recursos eólicos en la Región de Los Ríos se conocen diversos estudios sobre el comportamiento del viento, unos a nivel macro y otros a nivel zonal los cuales deben ser analizados con detención para verificar su fidelidad.

Los parámetros que hay que tener en consideración para la ubicación de un emplazamiento adecuado para la aplicación de recursos eólicos son los siguientes, de acuerdo a [Leiva et al 2008]:

- Densidad del aire: La densidad del aire a 15° C es de 1,225 kg/m³, la cual es la medida de referencia para la industria eólica. La densidad aumenta ligeramente con el aumento de humedad y baja con la T°, a grandes altitudes la densidad es menor.
- Rugosidad: A mayor rugosidad del terreno, mayor será la modificación que experimente el viento, por lo cual se deben considerar los siguientes factores: Clase de rugosidad y longitud de rugosidad, los que se caracterizan entre los valores 0 y 4, donde a menor valor es más favorable.

Tabla 3.11: Parámetros para emplazamientos de zonificación eólica

	Clase de Rugosidad	Longitud de rugosidad
0	Caso ideal	Superficie de agua
3-4	Máxima oposición al viento	Bosques y grandes ciudades

Fuente: Elaboración propia en base a datos presentados en Leiva et al 2008

- Influencia de los obstáculos: En zonas donde la superficie es muy accidentada se produce mucha turbulencia, la que cambia la velocidad y dirección del viento, lo que hace que el recurso eólico sea inviable bajo esta perspectiva.

Otro factor a considerar y el más importante es la velocidad media del viento en el emplazamiento que se desea realizar la instalación de un proyecto de energía eólica, destacando:

Tabla 3.12: Parámetros para emplazamientos de zonas eólicas en base a su velocidad

Velocidad Viento (m/s)	Evaluación
4 <	No sirve
4-6	Regular
6-8	Bueno
8-10	Muy bueno
10 >	Excelente

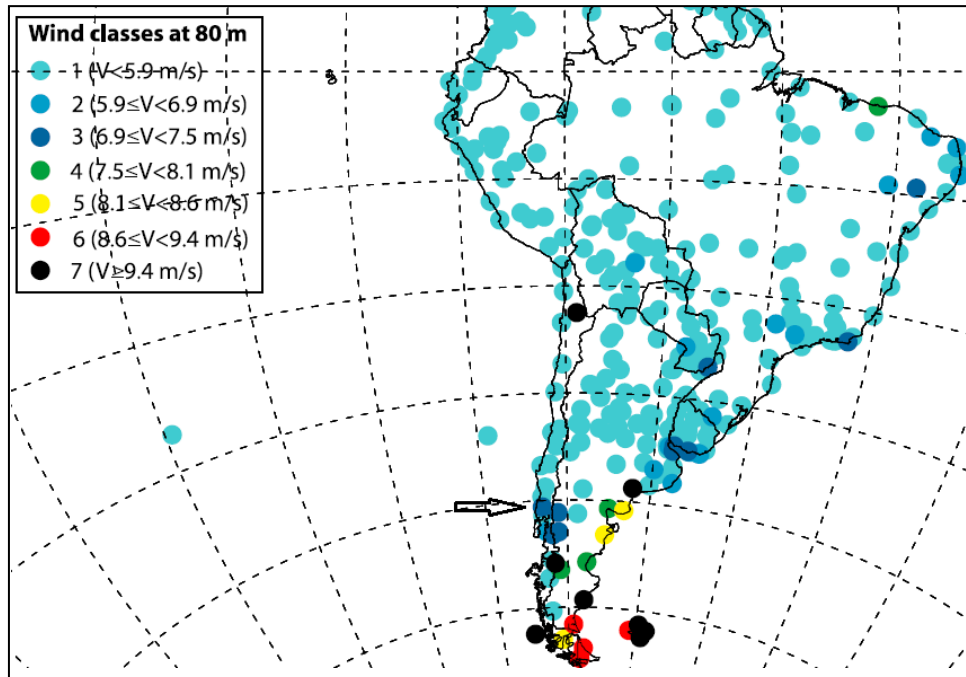
Fuente: Leiva et al 2008

Luego de ver la descripción de los factores que se deben considerar para la factibilidad de un proyecto eólico, se presentan algunos estudios sobre el comportamiento del viento a nivel mundial y nacional, los cuales serán llevados al caso de la Región de Los Ríos.

Según el estudio de evaluación del poder del viento a nivel mundial realizado por [Archer et al 2005], en el cual se cuantifica el potencial del viento a nivel mundial, donde las velocidades son medidas a 80 mts de altura. Dicho informe presenta mapas de los continentes, incluido el sudamericano, donde se puede apreciar las zonas comprendidas en la Región de los Ríos, del mismo modo al no ser un estudio explícito de la región se debe mirar con detención para no caer en errores. Según el mismo estudio [Archer et al 2005] saca como conclusión que Chile no es un lugar adecuado para la generación de energía eólica exceptuando el extremo sur.

A continuación se muestra el Mapa de Sudamérica, donde se ve las velocidades promedio de viento, la cual en la Región de los Ríos alcanzaría velocidades promedio entre 6,9 m/s y 7,5 m/s. Sin embargo al ser una publicación general a nivel mundial y no presentar datos tan específicos del recurso eólico, son preferibles verificar con otros datos que se encuentran a nivel nacional, los cuales son comparables y aceptables a nivel local.

Figura 3.4: Mapa Sudamérica Velocidad de viento

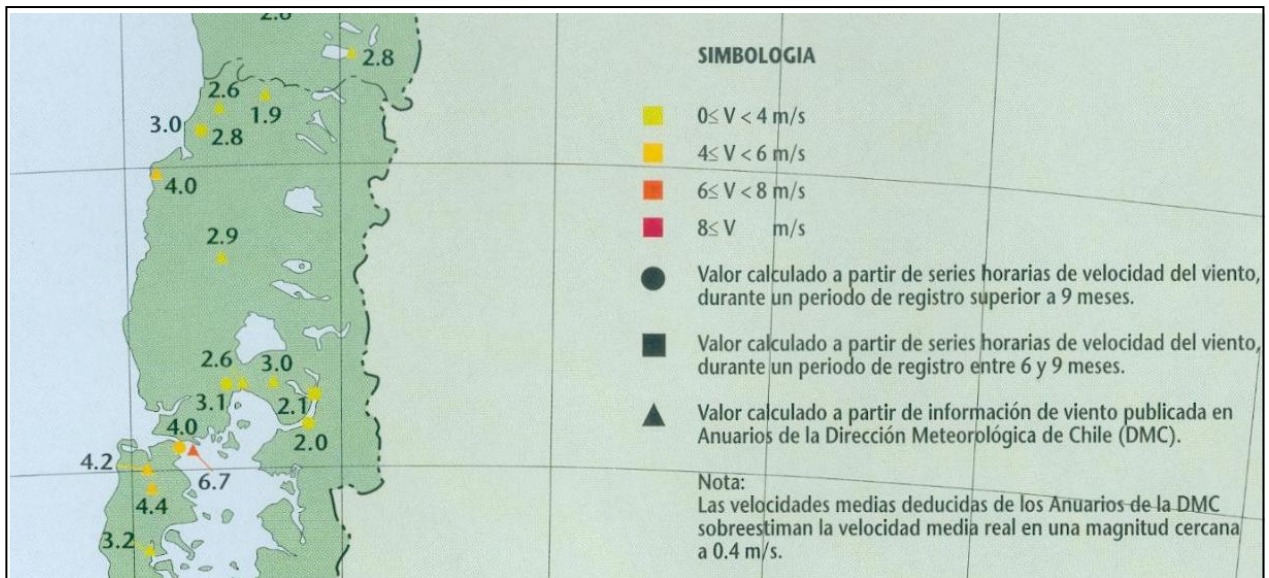


Fuente: Archer et al 2005

El año 1993 a través de CORFO se realizó la evaluación del potencial eólico nacional, desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. En dicho informe se presenta el potencial de energía eólica disponible en todas las regiones del país, en el cual los resultados son expresados a través de un atlas de energía eólica [DGF 1993].

En dicho atlas se puede apreciar que la zona comprendida en la Región de los Ríos presenta velocidades promedio entre 1,9 y 4 m/s a una altura de 10 mts. La zona que presenta velocidad promedio de 4 m/s se encuentra ubicada en las cercanías a Chaihuin según el mapa que se ve a continuación.

Figura 3.5: Mapa Velocidad viento Región de Los Ríos



Fuente: DGF 1993

Ya que los datos a nivel mundial no tienen una precisión adecuada y explícita de los datos, no se tomarán en cuenta para el presente estudio. De tal modo utilizaremos para el presente estudio los datos presentados por DGF el año 1993 el cual es más preciso en los puntos de la Región de los

A continuación es necesario saber la velocidad media de viento a la altura donde se encuentra el rotor del aerogenerador, la que se calculará con las velocidades referenciadas en [DGF 1993], para luego conocida la altura donde se ubica el rotor, se calculará la velocidad de viento a la cual recibirá el rotor mediante las formulas presentadas en el punto 6.3.1.2 de la Norma NCH2946/1.Of2005 IEC 61400-1:1999.

- **Modelo de perfil de viento normal**

El perfil de viento $V(z)$ denota la media de la velocidad del viento como una función de la altura z sobre el suelo. En el caso de un aerogenerador de categoría normal, el perfil de la velocidad del viento normal se debe asumir que está dado por la ley exponencial [NCH2946 1999]:

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{Z_{HUB}} \right)^\alpha$$

Donde:

$V(z)$: Velocidad del viento a altura z

V_{hub} : Velocidad del viento a la altura del buje

Z : Altura z sobre el suelo

Z_{hub} : Altura del buje de la turbina eólica

α : exponente de la ley exponencial de cizallamiento del viento

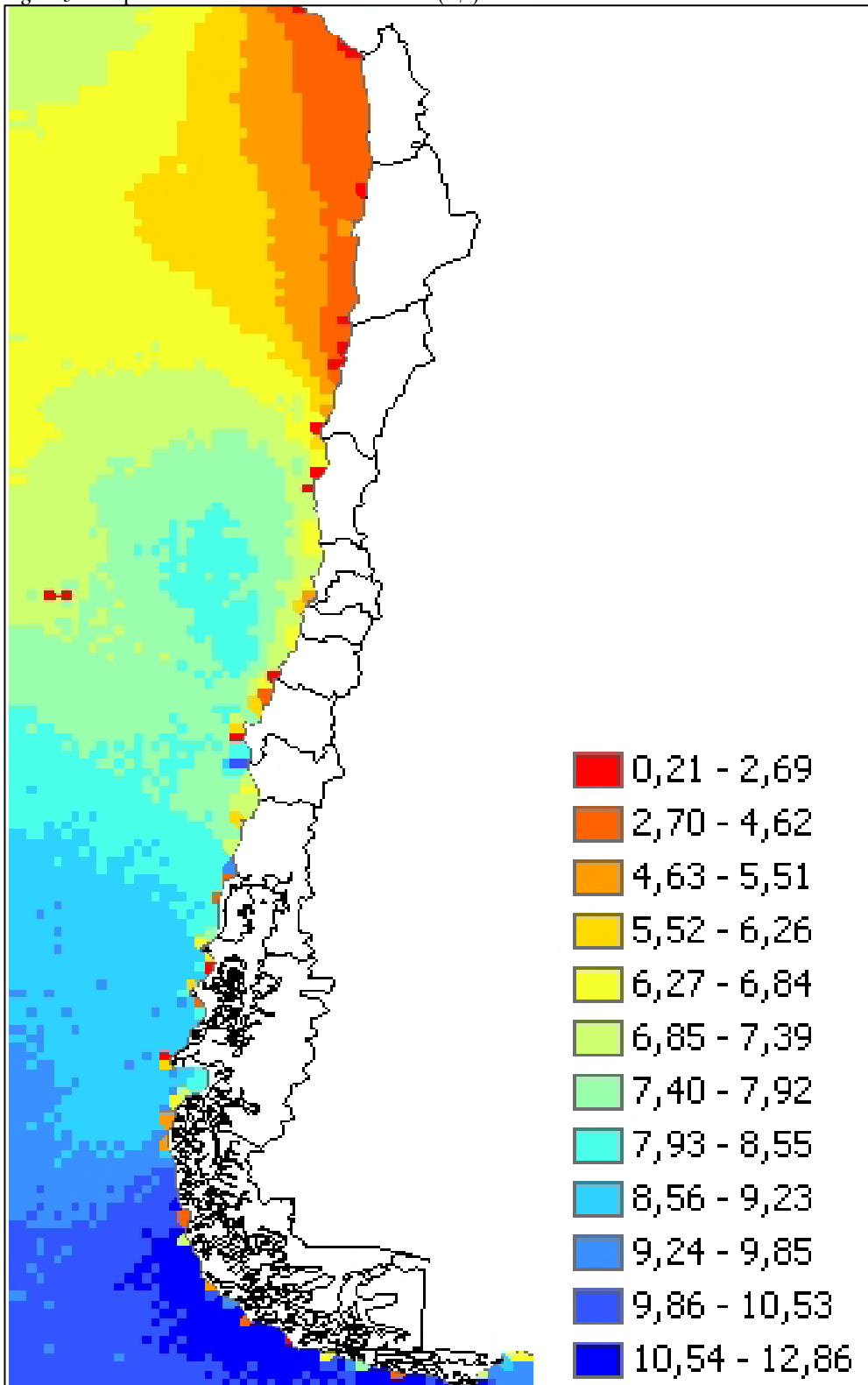
Valores de α con respecto al terreno:

- Superficie suave (superficie de océano, nieve) 0,10

- Superficie de pastizal desigual, campo sin cultivar 0,13
- Campo cosechado, arboles escasos 0,19
- Bosques, suburbios de ciudades 0,32

Con respecto a las velocidades de viento en la costa marítima, un estudio realizado por la Universidad de Magallanes dio a conocer el siguiente mapa eólico de las costas de Chile, que presenta velocidades promedio, destacando en la Región de los Ríos zonas con velocidades entre los 6,85 y 7,39 m/s a 50 mts de altura [Cere-UMAG 2005], que vendría siendo prácticamente toda la zona costera de la Región de los Ríos, la cual se muestra en un mapa a continuación.

Figura 3.6: Mapa Velocidad de viento Costa Chilena (m/s)



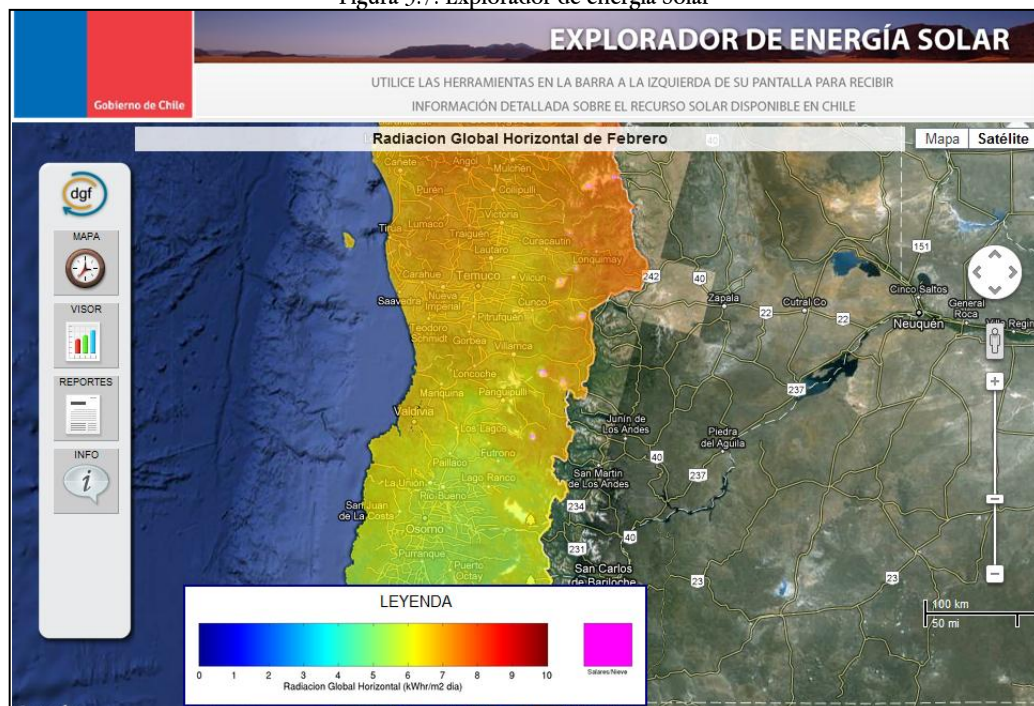
Fuente: CERE-UMAG 2005

3.4 Energía Solar

El Ministerio de Energía a través de “Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit”(GIZ), desarrollaron el “Explorador del recurso solar en Chile” el cual proporciona herramientas para el territorio Chileno, basado en información satelital y combinado con la modelación de procesos en los que la radiación solar es modificada en su paso por la atmosfera.

Dicho explorador cuenta con la opción de visualizar los mapas con el promedio mensual de radiación global horizontal para los años 2009 y 2010. Así como también muestra el ciclo anual de radiación solar en unidades de Kwh/m² por día, entregando del mismo modo el promedio anual de energía que llega en un punto del país [DGF 2011].

Figura 3.7: Explorador de energía Solar



Fuente: DGF 2011

Para este estudio de pre factibilidad técnica y económica se procederá a seleccionar distintos puntos en la región a modo de tener una referencia real de la radiación solar en la Región de Los Ríos.

- **Valdivia en Latitud -39.79 Longitud -73.22**

La tabla que se presenta a continuación muestra la radiación global solar para los años 2009 y 2010, el cual muestra el valor promedio de la radiación durante las 24 horas del día para la ciudad de Valdivia.

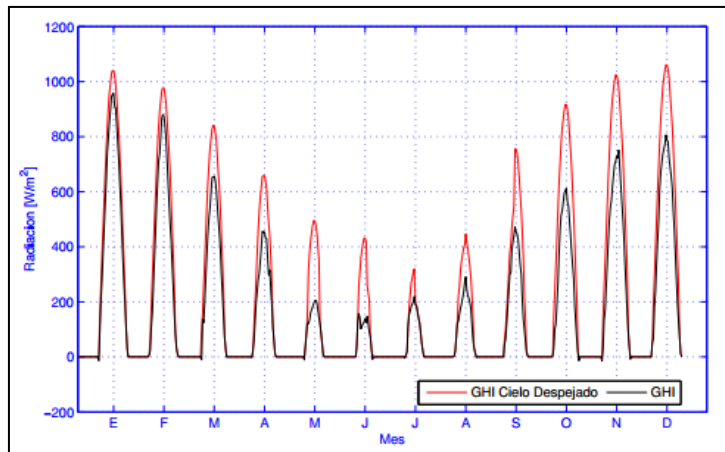
Figura 3.8: Tabla Radiación global solar Valdivia

	MJ/m^2	KWh/m^2
2009	14.44	4.01
2010	12.96	3.60
Promedio	13.70	3.81

Fuente: DGF 2011

La grafica que se ve a continuación presenta el ciclo diario promedio de la radiación para cada mes, para las 24 horas del día.

Figura 3.9: Promedio Mensual de Radiación Valdivia



Fuente DGF 2011

- **La Unión en Latitud -40.29 Longitud -73.11**

La tabla que se presenta a continuación muestra la radiación global solar para los años 2009 y 2010, el cual muestra el valor promedio de la radiación durante las 24 horas del día para la ciudad de La Unión.

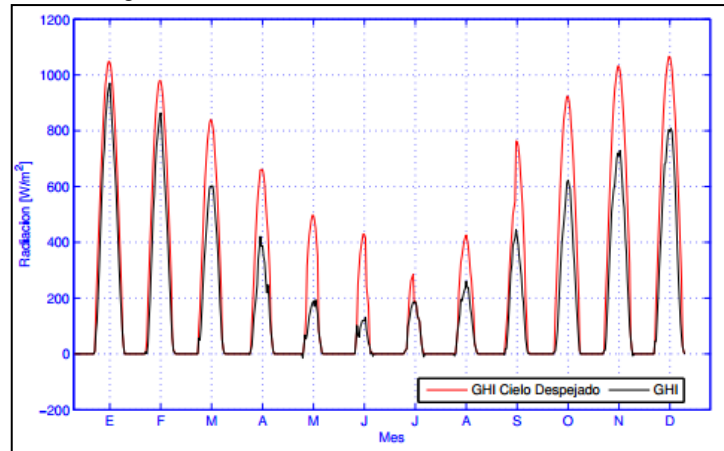
Figura 3.10: Tabla Radiación global solar La Unión

	MJ/m^2	KWh/m^2
2009	12.99	3.61
2010	12.03	3.34
Promedio	12.51	3.47

Fuente: DGF 2011

La grafica que se ve a continuación presenta el ciclo diario promedio de la radiación para cada mes, para las 24 horas del día.

Figura 3.11: Promedio Mensual de Radiación La Unión



Fuente: DGF 2011

- **Lago Ranco en Latitud -40.32 Longitud -72.48**

La tabla que se presenta a continuación muestra la radiación global solar para los años 2009 y 2010, el cual muestra el valor promedio de la radiación durante las 24 horas del día para la ciudad de Lago Ranco.

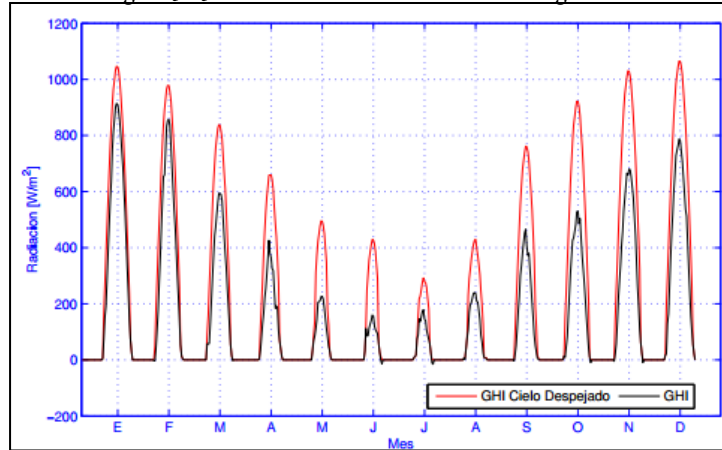
Figura 3.12: Tabla Radiación global solar Lago Ranco

	MJ/m^2	KWh/m^2
2009	12.62	3.51
2010	11.56	3.21
Promedio	12.09	3.36

Fuente: DGF 2011

La gráfica que se ve a continuación presenta el ciclo diario promedio de la radiación para cada mes, para las 24 horas del día.

Figura 3.13: Promedio Mensual de Radiación Lago Ranco



Fuente: DGF 2011

- **Los Lagos en Latitud -39.86 Longitud -72.80**

La tabla que se presenta a continuación muestra la radiación global solar para los años 2009 y 2010, el cual muestra el valor promedio de la radiación durante las 24 horas del día para la ciudad de Los Lagos.

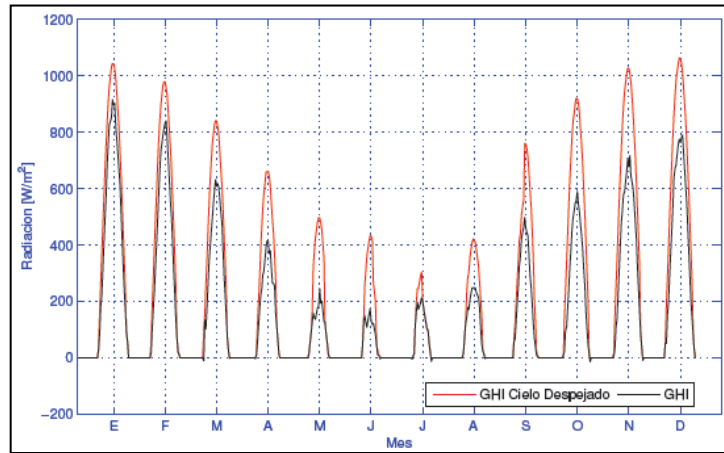
Figura 3.14: Tabla Radiación global solar Los Lagos

	<i>MJ/m²</i>	<i>KWh/m²</i>
2009	13.84	3.84
2010	12.32	3.42
Promedio	13.08	3.63

Fuente: DGF 2011

La gráfica que se ve a continuación presenta el ciclo diario promedio de la radiación para cada mes, para las 24 horas del día.

Figura 3.15: Promedio Mensual de Radiación Los Lagos



Fuente: DGF 2011

- **Panguipulli en Latitud -39.64 Longitud -72.33**

La tabla que se presenta a continuación muestra la radiación global solar para los años 2009 y 2010, el cual muestra el valor promedio de la radiación durante las 24 horas del día para la ciudad de Panguipulli.

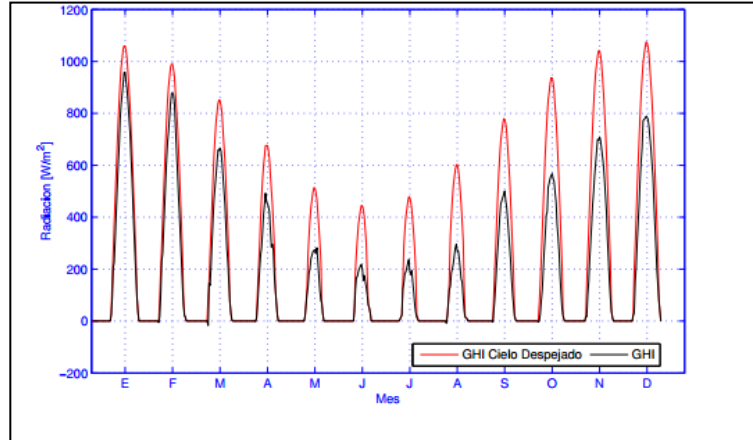
Figura 3.16: Tabla Radiación global solar Panguipulli

	<i>MJ/m²</i>	<i>KWh/m²</i>
2009	14.52	4.03
2010	13.22	3.67
Promedio	13.87	3.85

Fuente: DGF 2011

La gráfica que se ve a continuación presenta el ciclo diario promedio de la radiación para cada mes, para las 24 horas del día.

Figura 3.17: Promedio Mensual de Radiación Panguipulli



Fuente: DGF 2011

- **Lanco en Latitud -39.45 Longitud -72.79**

La tabla que se presenta a continuación muestra la radiación global solar para los años 2009 y 2010, el cual muestra el valor promedio de la radiación durante las 24 horas del día para la ciudad de Lanco.

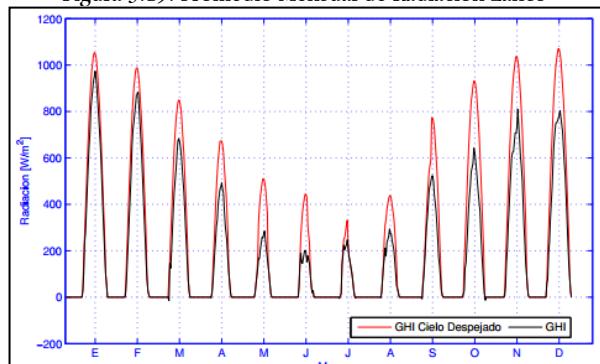
Figura 3.18: Tabla Radiación global solar Lanco

	<i>MJ/m²</i>	<i>KWh/m²</i>
2009	15.07	4.19
2010	13.61	3.78
Promedio	14.34	3.98

Fuente: DGF 2011

La gráfica que se ve a continuación presenta el ciclo diario promedio de la radiación para cada mes, para las 24 horas del día.

Figura 3.19: Promedio Mensual de Radiación Lanco



Fuente: DGF 2011

3.5 Energía Geotérmica

La exploración geotérmica en Chile se inicio en 1968 por un convenio suscrito por el Gobierno de Chile y el “Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo”(PNUD). En una primera etapa se desarrollaron estudios en la Región de Tarapacá y Antofagasta, por ser las más débiles en recursos hídricos. Al final estos estudios no tuvo el resultado esperado.

Los conocimientos que se tienen hoy en día se basan principalmente en estudios volcanológicos y geoquímicos de numerosas zonas termales. Por lo cual queda de manifiesto que las áreas con actividad geotermal se asocian a la franja volcánica Plioceno –Holoceno que se extiende por todo el cordón de los Andes. Con lo que se demuestra que las fuentes de calor de las zonas termales son de origen magmatico y por supuesto están controlados por procesos de subducción de la placa Nazca. Dentro de las aguas termales analizadas en la Región se encuentran Puyehue y cordón Caulle que corresponden al tipo acido sulfatada [Lahsen 1988].

Para la utilización del recurso geotérmico se requiere principalmente conocer los factores físicos o geológicos, donde se deben conocer los siguientes datos:

- Distribución de temperatura en profundidad
- Permeabilidad de la Roca
- Estado físico de los fluidos (vapor o agua)
- Profundidad a la que se podrían captar los fluidos

Si bien Chile podría contar con todas las condiciones para generar la energía geotérmica, ya sea por sus volcanes, zonas termales, o encontrarse en el cordón de fuego del Pacifico. Sin embargo desde los estudios realizados en 1968. Se encuentra un vacío en los años en el cual no se realizo prácticamente ningún estudio para conocer los sitios ideales para este tipo de energía. Esto ocurre básicamente por el alto costo que implica hacer la exploración, y el gran porcentaje de error que puede ocurrir de no encontrar los datos esperados.

Sin embargo en la actualidad a modo de impulsar el estudio de la geotermia se creó la Ley N°19.657 “Ley de concesión de geotermia”. Donde cualquier persona puede solicitar la concesión de un sitio para la exploración y/o explotación del recurso geotérmico, ya que al ser un bien del estado, este está susceptible a ser explorado y explotado. Sin embargo hay que tener en cuenta las siguientes condiciones [CNE 2012]:

Tabla 3.13: Características de ley de concesiones geotérmicas

Característica	Exploración	Explotación
Superficie Max	100.000 hectáreas	20.000 hectáreas
Duración	2 años prorrogable a 2 años mas	Indefinido
Método de designación	Licitación directa	Licitación directa
Patrimonio exigido	5.000 UF personas naturales, 10.000 UF personas jurídicas	5.000 UF personas naturales, 10.000 UF personas jurídicas

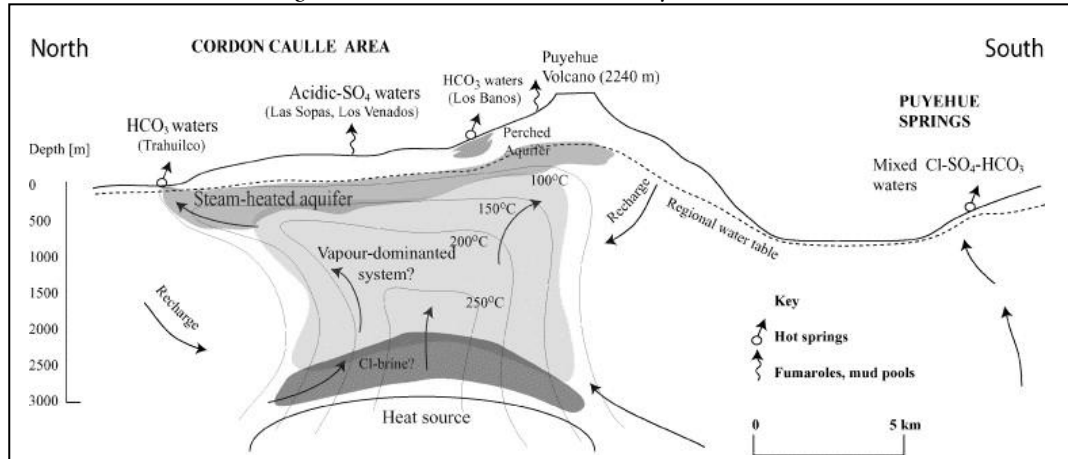
Fuente: CNE 2012

A pesar de existir pocos estudios respecto a la energía geotérmica, el Departamento de geología y el Departamento de Ingeniería eléctrico de la Universidad de Chile realizo un estudio de exploración geotérmica en la Zona centro-sur de Chile, específicamente en Puyehue- Cordón Caulle Región de los Ríos [Lahsen 2003]. El cual llega a la conclusión que en Puyehue-Cordón Caulle posee el siguiente sistema geotérmico estratificado:

- Un acuífero superficial “vapor calentado” (0-500 mts) equilibrado a temperaturas de 150°C-180°C.

- Un reservorio geotérmico profundo tipo “Vapor dominante” equilibrado a temperaturas sobre los 260°C

Figura 3.20: Estratificado Geotérmico Puyehue-Cordón Caulle



Fuente: Lahsen 1988

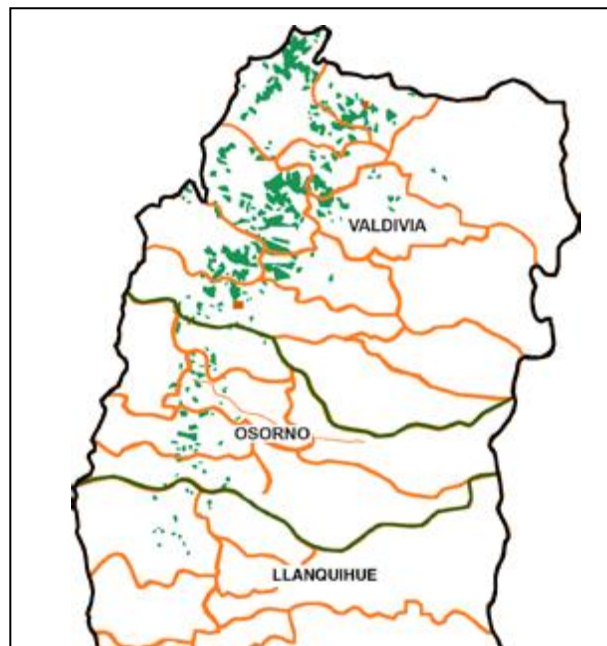
Así de acuerdo a este estudio y la estratificación geotérmica desarrollada, el potencial geotérmico es de 250 Mw. Sin embargo no se puede ocupar todo el potencial, pues de acuerdo a la Ley N°19.657 solo se puede explotar 20 hectáreas a lo cual implica que el desarrollo geotérmico en Puyehue- Cordón Caulle poseerá un potencial geotérmico real de 50 Mw.

3.6 Energía Biomasa

La comisión nacional de energía y “Die Zusammenarbeit zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Chile”(GTZ) desarrollaron un estudio que da a conocer el potencial de la biomasa forestal, el cual aclara la potencialidad real de desarrollar la tecnología renovable de biomasa para uso eléctrico. Principalmente buscando la utilización de material leñoso, residuos forestales, desechos de podas, raleos, corta final, corteza, aserrín verde, entre otros de pino radiata y eucalipto que son los principales arboles utilizados en la industria forestal [Bertran et al 2008].

De acuerdo a este estudio se obtiene la potencia instalable factible teórica para distintas regiones del país, entre las que destaca la Región de los Ríos y Los Lagos, en el cual se estima una potencia de 36 a 53 Mw, los que se obtienen principalmente del pino radiata y eucalipto, que se ve con mayor auge en la provincia de Valdivia. Donde se estima que el potencial energético teórico de la biomasa aprovechable para uso energético en la Región de Los Ríos y Los Lagos sea del orden de 2.925.650 Gcal anual, para tener como referencia la dimensión del recurso natural a utilizar, se debe saber que el recurso de pino radiata y eucaliptus poseen 2.200 Kca/Kg [Bertran et al 2008].

Figura 3.21: Mapa de área forestal Región de los Ríos y Los Lagos



Fuente: Bertrán et al 2008

Para obtener la energía real teórica a producir por una planta de energía eléctrica de biomasa se debe utilizar las siguientes formulas estipuladas en el Estudio potencial de biomasa forestal:

$$Mwh_e = Gcal * 1,163 \frac{Mwh}{Gcal} * FA * \eta_e$$

Donde:

- Gcal: Corresponde al contenido de energía calórico del volumen determinado de residuos de cada especie (gigacalorias).

- η_e : Eficiencia eléctrica de centrales generadoras, depende de cada tecnología.
- FA: Factor de aprovechamiento de los residuos (75%). Supone mantener una cuarta parte de los residuos en el bosque para asegurar buenas condiciones del suelo.

Para conocer la potencia instalable Teórica se debe dividir el potencial de generación eléctrica que se calcula anteriormente (Mwh) dividido 8400 horas, que son las horas anuales en las que funciona la planta, asumiendo detenciones por mantenimiento.

Para finalizar y una vez obtenida la potencia instalable teórica se procede a determinar, la potencia factible a instalarse, con lo cual se asume que solo una parte de los residuos disponibles será utilizados para energía eléctrica, Donde:

- Potencia instalable factible = Potencia instalable teórico * Factor de utilización

Donde el factor de utilización es el que se estima viable para utilizar la biomasa como energía para generación, utilizando factores entre 50% como mínimo y 75% como máximo.

4 Clasificación de las posibles tipologías de Energías Renovables a desarrollar en la Región

4.1 Centrales Hidráulicas pequeñas y medianas

Las centrales que funcionan en base a energía hidráulica, son el resultado de la evolución de los antiguos molinos que utilizaban las corrientes de los ríos para mover una rueda. Durante la edad media las ruedas hidráulicas de madera desarrollaban una potencia máxima de cincuenta caballos.

La energía hidráulica debe su mayor desarrollo al ingeniero británico John Smeaton, que construyó grandes ruedas hidráulicas de hierro colado, Del mismo modo la energía hidráulica ayudó al crecimiento de nuevas ciudades industriales que se crearon en el viejo continente en el siglo XIX. [Structurae 2011]

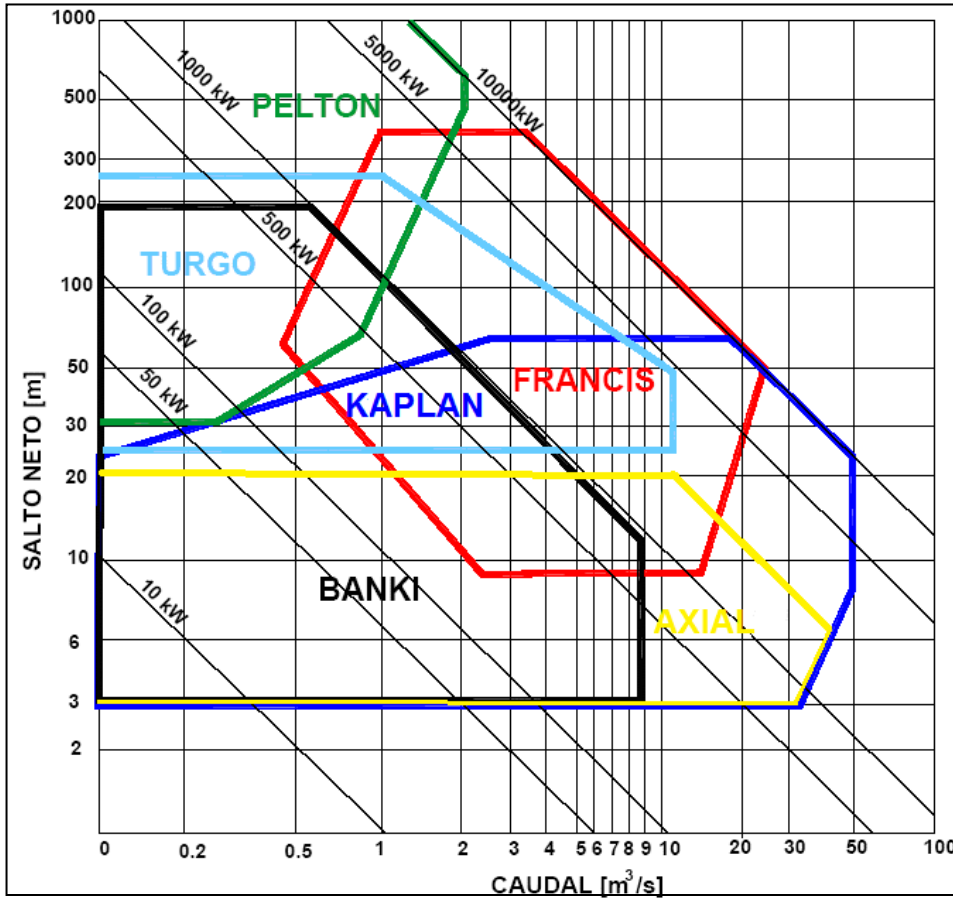
Dentro de las características principales de las hidroeléctricas desde el punto de vista de su generación eléctrica son el uso de energía cinética y potencial generada por una corriente de agua al salvar el desnivel existente entre 2 puntos. Esta energía se transforma en energía eléctrica al mover masas de agua a través de las turbinas, esta transmiten la potencia mecánica de rotación mediante un eje a un generador eléctrico.

4.1.1 Central de pasada

La central de pasada es aquella donde no existe el embalse, en este caso las turbinas deben aceptar el caudal disponible tal cual como viene y esta debe pasar por las turbinas para generar la energía, la central de pasada posee las siguientes componentes según [CNR, 2008]:

- **Sistema de captación de aguas:** Compuesta por una bocatoma o compuerta que capta el agua que fluye a través de la fuente ya sea a través de su cauce natural o canales, estas bocatomas incluyen un sistema de rejillas, desripador y desarenador para eliminar cualquier elemento extraño que pueda dañar la turbina.
- **Canal de aducción:** Lleva el agua desde el sistema de captación hasta el punto donde se dejara caer, por una tubería de presión hasta las turbinas.
- **Turbinas:** Son capaces de transformar la energía hidráulica en energía mecánica en su eje de salida. Para seleccionar la turbina a instalar en la central se utilizan unos ábacos según cada fabricante en los cuales, conociendo las alturas de caída y caudales se determina la turbina a utilizar. Donde por ejemplo teniendo un caudal de $600 \frac{mts}{s}$ y un salto neto de 30 mts y de acuerdo al abaco que se ve a continuación se infiere que la turbina ideal a utilizar es la Francis, la cual podría generar una potencia de 500 Kw

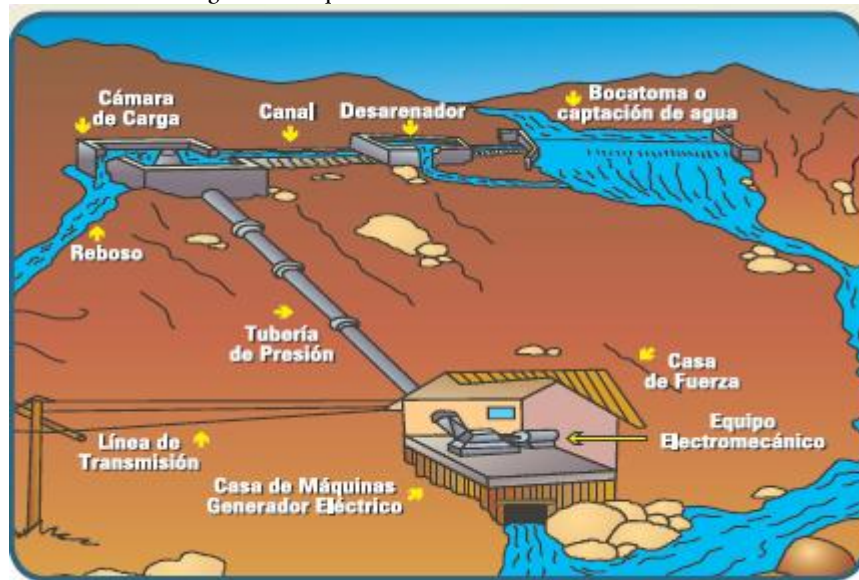
Figura 4.1: Abaco de Turbinas Hidroeléctricas



Fuente: Alterlat 2011

- **Casa de máquinas:** Se encuentran los mecanismos que generan la energía eléctrica (elementos de medición control e instalaciones para despachar la energía).
- **Canal de devolución:** Devuelve el agua generada a su cauce original.

Figura 4.2: Esquema Central de Pasada



Fuente: Sica / ITDG

Dentro de los aspectos importantes que hay que tener en cuenta para producir energía eléctrica a través de central de pasada es asegurar un caudal estable e importante a lo largo del año; el desnivel con respecto al punto de devolución a la que puede llegar con ese caudal antes de que se le deje caer; a la vez es importante contar, en lo posible con series históricas de mediciones de estaciones pluviométricas.

El concepto técnico principal de la central de pasada consiste en que la capacidad de generar energía es proporcional al caudal y altura de caída. Esta altura de caída se puede generar por existencia de un salto natural, por la ganancia de cota mediante un canal de aducción de menor pendiente del canal.

4.1.1.1 Monto inversión

Referente a los costos de inversión de una central de pasada hay que tener en cuenta todos los elementos mencionados anteriormente, en si los costos de generación son bastante similares entre centrales de igual capacidad, aunque si se va a los extremos de caídas muy altas o muy bajas de agua se deben usar unas tecnologías más específicas que a la vez son más costosas.

Los componentes que se tienen en cuenta para la inversión de una central de pasada son los siguientes:

- Bocatoma, desarenador y elementos anexos.
- Canal de aducción
- Accesos al lugar de emplazamiento y obras anexas.

Así los costos de inversión de una central de pasada de menos de 20MW, varían usualmente entre 1,5 y 2,5 millones de dólares por Megawatt de potencia instalada [CNR 2008]

4.1.1.2 Análisis técnico

De acuerdo a los datos obtenidos en el capítulo 3.1 para los efectos de las centrales de pasada es necesario tener caudales aptos y estables en el tiempo para la generación de energía. El otro punto importante a considerar es la altura de caída a generar, en donde las zonas cordilleranas son las más aptas para esto, pues presentan pendientes considerables, dentro de los ríos que destacan en estas zonas son los siguientes: Río Fuy, San Pedro, Calcurrupe, Nilahue. Sin embargo también se pueden considerar los ríos Bueno y Pilmaiquen ubicados entre la cordillera de los Andes y el llano central.

Con estos ríos previamente identificados se procederá a verificar si sus caudales promedios son considerables para la generación de energía.

- Río Fuy : 85,37 m³/s en desagüe lago Pirehueico
- Río San Pedro: 386,99 m³/s en desagüe lago Riñihue
- Río Calcurrupe: 181,4 m³/s en desembocadura
- Río Nilahue: 36,4 m³/s en Mayay
- Río Pilmaiquen: 173,85 m³/s en San Pablo

Con los resultados presentados anteriormente se puede concluir que las zonas donde se ubican estos ríos son potenciales en el ámbito de la generación eléctrica a través de centrales de pasada, siempre y cuando se puedan obtener alturas de caída considerables, las que se pueden encontrar en estos ríos, (las cuales se pueden obtener del ábaco de la figura 4.1), a la vez se debe considerar los meses en que los caudales disminuyen para efectos de indisponibilidad de utilizar el recurso principalmente en los meses comprendidos entre diciembre y marzo, por lo que la generación de energía anual enmarcara 8 meses en el año aproximadamente, donde la generación anual se calcula multiplicando la potencia disponible por las horas anuales disponibles, sin embargo todas las opciones se deben evaluar caso a caso.

4.1.1.3 Evaluación económica

En este sub capítulo se realizará un análisis económico de una planta de generación de energía a través de central de pasada con parámetros reales y de acuerdo a los datos vistos previamente.

Para evaluar un caso se supondrá una central de pasada en el río San Pedro de 9 Mw de capacidad instalada, la cual posee las siguientes características:

- Caudal a utilizar: 50 m³/s
- Altura de caída: 16 m
- Generación de energía Anual: 52.822 Mwh
- Factor de planta 67%
- S/E a conectar: Panguipulli (distancia a central de pasada de 25 kms)

Esta central de pasada posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$2.500.000 por MW, valor estimado en base a [CNR 2008]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km, capítulo 2.7.3

- Costo de Operación y Mantenimiento Central: 2% Inversión inicial de la central por año
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. capitulo 2.7.3
- Pago por uso de aguas: US\$171.600 anuales (según patente derecho de agua Hidroeléctrica Centinela [DGA 2006] equivalente al mismo caudal de esta evaluación)
- Impuesto 20%

Del mismo modo no se consideraran pagos por concepto de peaje por considerarse ERNC, y poseer menos de 10Mw de capacidad.

Tabla 4.1: Evaluación económica-Central de pasada

construcción y operación central por Mw US\$	\$2.500.000,00	Costo operación y mantención Central anual	2%	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimación anual generación (Mwh)	
9,00	8.760,00	4.009,95	52.822,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
67%	90	8,90	50	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	Pago por uso de aguas
41	20 años	20%	10%	-\$ 171.600,00

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 22.500.000,00
línea eléctrica	-\$ 9.471.000,00
Total Inversión	-\$ 31.971.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 450.000,00
OyM línea trans	-\$ 284.130,00
Pago Potencia Punta	\$ 214.131,33
Generación energía	\$ 4.753.980,00
Pagopor uso de aguas	-\$ 171.600,00
Pago Potencia Punta	\$ 214.131,33
Depreciación Central	-\$ 450.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 473.550,00
Utilidad antes de Impuesto	\$ 3.352.962,66
Impuesto	-\$ 670.592,53
Utilidad neta	\$ 4.023.555,19
Depreciación Central	\$ 450.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 473.550,00
Flujo de Caja	\$ 4.947.105,19

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 42.117.495,28	\$ 10.146.495,28	14,429%

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$10 MILLONES, lo cual es bastante bueno y hace que el proyecto sea viable económicamente, del mismo modo la tasa interna de retorno es del orden del 19% lo cual no hace más que validar el proyecto.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 65 US\$/Mwh, el proyecto aun sería rentable económicamente con un VAN de US\$1.798.833 y una TIR de 10.9%.

Para proyectos de esta naturaleza muchas veces es importante la distancia a la que se encuentre la Subestación a conectarse, ya que para distancias superiores a 90 km el proyecto deja de ser viable económicamente, para una tasa de descuento del 10%. Los ríos que estarían cumpliendo estas condiciones, serían el Fuy, Nilahue Pilmaiquen Y Bueno.

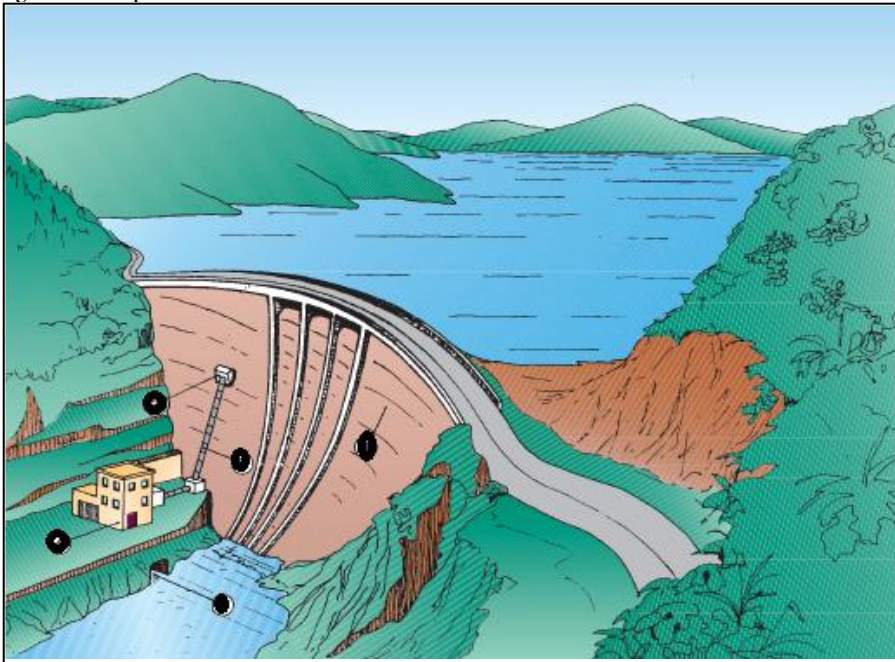
4.1.2 Central de embalse

Las centrales de embalse son aquellas que poseen embalses de regulación, son similares a las centrales de pasada, pero la diferencia es que el agua se acumula mediante una represa, así causando un aumento del cauce en la parte anterior a la presa de agua, el dique establece una corriente de agua no uniforme y modifica la superficie anterior al embalse y posterior a este.

La central de embalse posee los siguientes componentes según [Eve et al,1995]:

- **Presa:** Son obras que se construyen transversalmente al sentido del cauce para la retención del agua, está compuesto por un muro que se construye para elevar la superficie libre del curso de agua para así crear un embalse
- **Toma de agua:** Derivan el agua hacia la conducción que la transportaran a la mini central
- **Tubería forzada:** La tubería forzada conduce las aguas hasta la turbina
- **Turbinas:** Son capaces de transformar la energía hidráulica en energía mecánica en su eje de salida. Para seleccionar la turbina a instalar en la central se utilizan unos ábacos según cada fabricante en los cuales, conociendo las alturas de caída y caudales se determina la turbina a utilizar
- **Edificio:** Alberga los equipos electromecánicos de la mini central
- **Canal de salida:** es la conducción por la cual se restituye el agua a su cauce

Figura 4.3: Esquema Central de embalse



Fuente: EVE 2012

4.1.2.1 Monto inversión

Con respecto a los costos de inversión hay que tener en cuenta que es muy similar a las centrales de pasada por lo cual el costo por Mw se inclina entre 1,5 y los 2,5 millones de dólares, a esto se debe sumar lo que es el costo adicional por la construcción del embalse, que es el que se lleva el mayor costo económico de la inversión del proyecto, reflejado entre un 40% y un 60% del total del costo de la central, lo cual implicaría un costo extra de aproximadamente de 2 a 3,7 millones de dólares por Mw.

Así mismo sumado los dos parámetros en cuestión la inversión de una central de embalse asciende a la suma de 3,5 a 6,2 millones de dólares por Mw instalado.

4.1.2.2 Análisis técnico

De acuerdo a los datos obtenidos en el capítulo 3.1 para los efectos de las centrales de embalse es necesario tener caudales estables y ser capaces de generar alturas de caída considerables que logren generar energías dispuestas según los ábacos de turbinas (figura 4.1)

De acuerdo a los datos geomorfológicos las zonas más aptas para instalar una central de embalse, son las que se encuentran en zonas cordilleranas, que de acuerdo a este estudio destacan: Rio Fuy, San Pedro, Calcurrupe, Nilahue.

Sin embargo, también se deben considerar los caudales promedios presentes en estos ríos que sean capaces de generar la energía requerida, a continuación se presentan los ríos con sus caudales promedios:

- Rio Fuy: 85,37 m³/s en desagüe lago Pirehueico
- Rio San Pedro: 386,99 m³/s en desagüe lago Riñihue
- Rio Calcurrupe: 181,4 m³/s en desembocadura
- Rio Nilahue: 36,4 m³/s

Hay que considerar que para efectos de la evaluación técnica de centrales de embalse hay que tener en cuenta las disponibilidades estacionales del recurso, la cual durante la temporada de verano disminuyen, sin embargo al poder acumular las agua se puede aprovechar de mejor forma que las centrales de pasada, así se considerara un factor de planta de un 80%

4.1.2.3 Evaluación económica

En este sub capitulo se realizara un análisis económico de una planta de generación de energía a través de central de embalse con parámetros reales y de acuerdo a los datos vistos previamente.

Para evaluar un caso se supondrá una central de embalse en el rio Fuy de 6 Mw de capacidad instalada, la cual posee las siguientes características:

- Caudal a utilizar: 20 m³/s
- Altura de caída: 38 m
- Generación de energía anual: 42.048 Mwh
- Factor de Planta: 80%
- S/E a conectar: Panguipulli (distancia a central de pasada de 41 km)

- Pago por uso de aguas: US\$95.628 anuales (según patente derecho de agua Hidroeléctrica Colbun Provincia de Linares[DGA 2006] equivalente al mismo caudal de esta evaluación)
- Impuesto 20%

Esta central de pasada posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$4.000.000 por MW, valor estimado en base a [CNR 2008]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km capítulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: 2% Inversión inicial de la central por año
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. capítulo 2.7.3

Del mismo modo no se consideraran pagos por concepto de peaje por considerarse ERNC, y poseer menos de 10Mw de capacidad.

Tabla 4.2: Evaluación económica-Central de embalse

construcción y operación central por Mw US\$	\$4.000.000,00	Costo operación y mantenimiento Central anual	2%	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantenimiento Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
6,00	8.760,00	3.192,00	42.048,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
80%	90	8,90	50	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	Pago por uso de aguas
41	20 años	20%	10%	-\$ 95.628,00

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 24.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 9.471.000,00
Total Inversión	-\$ 33.471.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantenimiento Central	-\$ 480.000,00
OyM línea trans	-\$ 284.130,00
Pago Potencia Punta	\$ 170.452,80
Generación energía	\$ 3.784.320,00
Pago por uso de aguas	-\$ 95.628,00
Pago Potencia Punta	\$ 170.452,80
Depreciación Central	-\$ 480.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 473.550,00
Utilidad antes de Impuesto	\$ 2.311.917,60
Impuesto	-\$ 462.383,52
Utilidad neta	\$ 2.774.301,12
Depreciación Central	\$ 480.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 473.550,00
Flujo de Caja	\$ 3.727.851,12

Flujo Neto operacional	VAN	TIR
\$ 31.737.298,05	-\$ 1.733.701,95	9,234%

Fuente: Elaboración Propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$2 MILLONES, lo cual hace notar que el proyecto es viable económicamente.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 95 US\$/Mwh, el proyecto aun sería rentable económicamente con un VAN de US\$414.168 y una TIR de 10.181%

Para otras centrales de estas mismas características en la región tampoco se logran los VAN esperados, por lo cual las conclusiones sacadas de este estudio es que para Centrales de embalse de tamaño pequeño y mediano no es factible un proyecto de estas características, pues el costo de inversión es muy alto.

4.1.3 Turbinas Hidrocinéticas

Las turbinas hidrocinéticas son aquellas diseñadas para generar electricidad aprovechando la energía cinética de las corrientes de los ríos. Estas turbinas utilizan generalmente rotores similares a turbinas eólicas ya que su funcionamiento es similar.

La principal ventaja de esta tecnología es que no es invasiva, ya que solo basta con la turbina y no es necesario utilizar embalses, alturas de caídas, etc. Por lo cual la obra civil en cuestión es mínima.

Se reconocen principalmente 2 tipos de turbinas Hidrocinéticas:

- Turbinas de Flujo axial: Constan de un eje rotacional el cual es paralelo al flujo de agua.
- Turbina de flujo cruzado: Donde el eje rotor es paralelo a la superficie del agua, pero ortogonal al flujo del agua.

Al ser una tecnología relativamente nueva, aun existen varios prototipos, con diferentes funcionamientos, por lo cual se tomara en cuenta uno en especifico para simplificar el análisis, el cual es la Turbina GCK que es la turbina helicoidal Gorlov según datos obtenidos por [Dagá 2008]. Esta turbina es de eje vertical, de flujo cruzado y tiene palas con forma de alas de avión. Estas turbinas pueden ser instaladas a profundidades a partir de los 3 mts, además se permiten instalar varias en una misma zona, ya sea una al lado de otra o una delante de la otra.

Dentro de las principales características a considerar son las siguientes:

- Potencia de Diseño: genera 1,5 Kw a una velocidad de 1,5 m/s y de 180 Kw a una velocidad de 7,72 m/s (no hay más datos al respecto).
- Fundación: Opcionales a ser flotantes o fundadas en el fondo del rio.
- Turbina: Es de eje vertical, con 3 palas de aluminio con forma aerodinámica.
- Generador: su eficiencia es de un 80%.

Figura 4.4: Turbina Gorlov GKD



Fuente: gcktechnology 2011

4.1.3.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología no es muy alto, según los estudios obtenidos por [Dagá 2008] ascienden a los US\$6.000 por Turbina generadora, lo que implica los costos de la Turbina GCK y el generador de energía. Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento son bajos, ya que lo principal es aplicar protección anticorrosiva y reemplazar los rodamientos del generador por lo cual se considera aproximadamente un 2% de la inversión inicial anual.

4.1.3.2 Análisis técnico

Para los efectos de las turbinas hidrocínéticas lo principal es tener una velocidad relativamente rápida y estable en el tiempo, por lo cual ya no tiene gran importancia las cotas de los ríos.

Lo principal es ser capaces de generar velocidades de río entre 1,5 y 7,7 m/s. Otro punto principal es disponer de profundidades sobre 3 metros, para que la estructura de la turbina sea capaz de ser instalada en el río.

Dado los valores presentados en el capítulo 3.1 todos los ríos de la cuenca del río Valdivia alcanza velocidades iguales o superiores a 1,5 m/s en algún momento del año, independiente de eso, sus velocidades promedio son inferiores a 1,5 m/s. En cuanto a la cuenca del río Bueno solo se conocen valores de caudales y no de velocidades de los ríos.

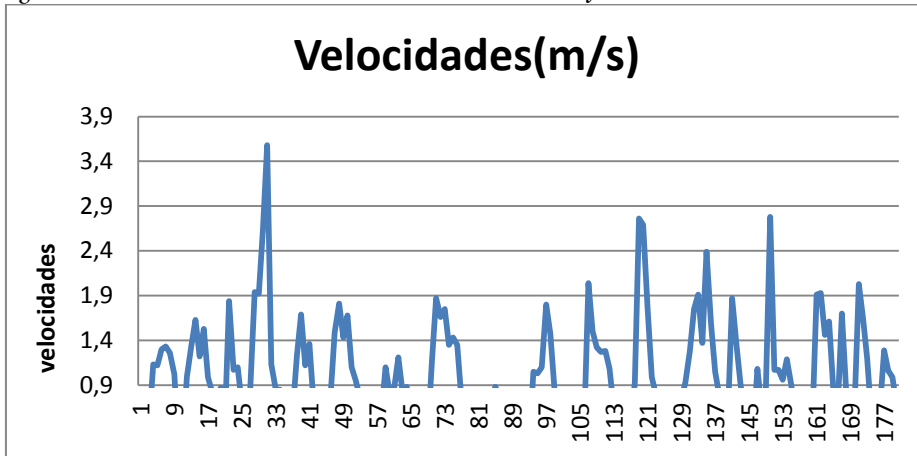
4.1.3.3 Análisis económico

En este sub capítulo se realizara un análisis económico de una planta de generación de energía a través de turbinas hidrocínéticas con parámetros reales y de acuerdo a los datos vistos previamente.

Para evaluar un caso se supondrá 8 turbinas hidrocínéticas ubicadas en el Río Calle Calle a la altura de la balsa San Javier.

Para el caso de las turbinas hidrocínéticas se debe hacer un estudio más a fondo en cuanto a las velocidades de los ríos, ya que sus promedios son inferiores a las de la generación eléctrica de la turbina. Para el caso del Río Calle Calle en la central de muestra de Balsa san Javier presenta las siguientes características entre los años 1990 y 2008.

Figura 4.5: Grafico de Velocidades Rio calle calle en Balsa San Javier



Fuente: Elaboración propia en base a datos DGA

Dado un total de 180 muestras tomadas a lo largo de los años en cuestión, se muestra que solo 29 de ellas supera la velocidad de 1,5 m/s, lo que equivale a un 16% de las muestras.

De acuerdo a lo presentado anteriormente las 8 turbinas hidrocinéticas, con una capacidad instalada de 1,5 Kw cada una, y de acuerdo al 16% de las disponibilidades del recurso, la planta se reduciría a 0,24 Kw, la cual presentara las siguientes características:

- Caudal a utilizar: 1,5 m³/s
- Factor de Planta: 75%
- Estimación anual de generación: 0,336 Mwh
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a central de pasada de 25 km)

Esta central de pasada posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$6.000 por Turbina [Daga 2008]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: 2% Inversión inicial de la central por año
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3

Del mismo modo no se consideraran pagos por concepto de peaje por considerarse ERNC, y poseer menos de 10Mw de capacidad.

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.3: Evaluación económica-Turbinas hidrocinéticas

construcción y operación central por Turbina US\$	\$6.000,00	Costo operación y mantención Central anual	2%	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
0,012	8.760,00	0,00	0,34	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
16%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
25	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 48.000,00
línea eléctrica	-\$ 5.775.000,00
Total Inversión	-\$ 5.823.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 960,00
OyM línea trans	-\$ 173.250,00
Generación energía	\$ 30,24
Pago Potencia Punta	\$ 0,00
Depreciación Central	-\$ 2.400,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 288.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 465.329,76
Impuesto	
Utilidad neta	-\$ 465.329,76
Depreciación Central	\$ 2.400,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 288.750,00
Flujo de Caja	-\$ 174.179,76

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
-\$ 1.482.890,49	-\$ 7.305.890,49	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$7 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Para otras centrales de estas mismas características en la región tampoco se logran los VAN esperados, por lo cual las conclusiones sacadas de este estudio es que para Centrales de turbinas hidrocínicas no es factible un proyecto de estas características.

4.2 Energía Marina

La superficie del planeta está cubierta por aproximadamente un 80% de agua, en la cual su mayoría corresponde a los océanos. De esta forma la energía marina o también conocida como energía de los mares o de los océanos posee una serie de características que la transforman en una alternativa potente para la generación de energía, aunque sin embargo es una fuente de energía de la cual aun no tiene una real madurez tecnología y comercial, por lo que presentan bajas eficiencias y altos costos.

Es una fuente de alta densidad energética en la cual se puede obtener una gran cantidad de energía, sin embargo tiene una gran complejidad debido a lo hostil del medio marino. Actualmente el aprovechamiento de las energías marinas es mínimo, las cuales principalmente son plantas pilotos situadas en muy pocos países [eve 2012].

Del mismo modo la energía marina se presenta de las siguientes formas:

- **Olas:** También conocida como energía undimotriz, es el tipo de energía que aprovecha el movimiento de las olas. Las olas del mar son un derivado de la energía solar, el calentamiento de la superficie terrestre produce viento, y este a su vez genera las olas.
Del mismo modo la capacidad de las olas de generar energía se mide con parámetros de energía, flujo de energía y potencia por metro de fuente de ola (KW/m). Dentro de las ventajas a destacar es que el recurso de las olas es mucho más estable en el tiempo, comparado con el viento. [Fernández 2008]
- **Mareas y corrientes:** La energía mareomotriz es la asociada a las mareas provocadas por la acción gravitatoria de la luna, la cual producto de la atracción entre la tierra y la luna provoca las mareas en el mar. El recurso de las mareas es regular, predecible y seguro, del mismo modo esta energía puede ser producida a través de amplitud de mareas o corrientes de mares. [Mundon 2009].
- **Gradiente Térmico:** La energía maremotérmica es la energía térmica que se almacena en el mar, se manifiesta a través de una gradiente térmica de temperatura entre las aguas superficiales y las aguas profundas del fondo oceánico [CER 2011].
- **Osmosis:** También conocido como energía por osmosis o energía azul consiste en la utilización de la diferencia de salinidad existente entre el agua dulce de los ríos y el agua de mar [CER 2011].

4.2.1 Energía de las Olas (Pelamis)

Dentro de las tecnologías que se encuentran en funcionamiento y ya en su fase comercial, destaca la Pelamis que se revisará con detención a continuación:

Figura 4.6: Imagen Pelamis



Fuente: Pelamis wave power 2012

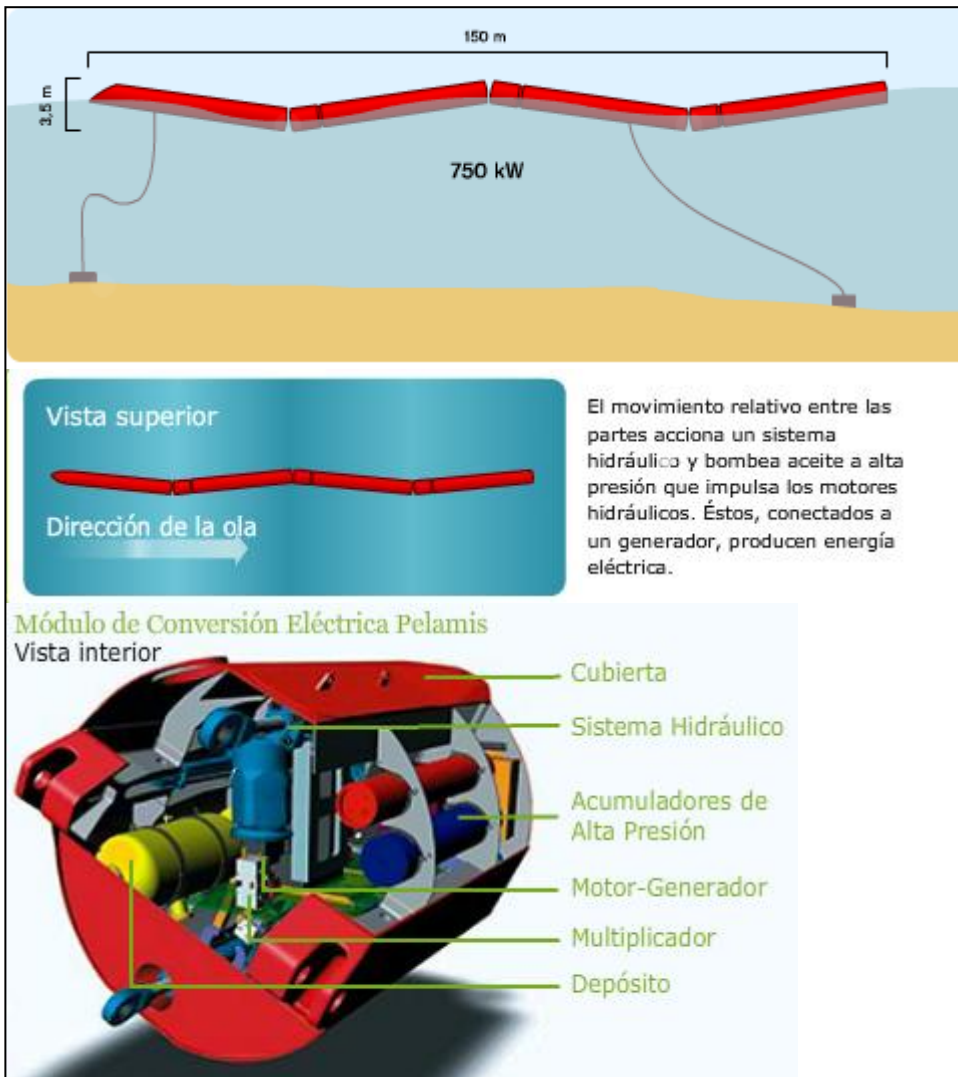
Pelamis es también conocida como la serpiente marina, la cual ha sido desarrollada por la empresa escocesa Ocean Power Delivery Ltda.

Su principio fundamental consiste en absorber la energía de las olas del mar, la cual a través de una máquina que flota semi-sumergida se compone de una serie de secciones cilíndricas unidas por juntas bisagras parcialmente sumergidas la cual producto del oleaje provoca movimientos relativos en dicha sección activando un sistema hidráulico interior que bombea aceite a altas presiones a través de motores hidráulicos. Cada unidad de Pelamis tiene una potencia nominal de 750 Kw, y ocupa una superficie de 490 m² con un peso aproximado de 700 Ton. Dentro de las principales características a considerar son las siguientes [Fernández 2008]:

- Se ubica a 5 o 10 km de la costa.
- A profundidades entre 50 y 60 mts.
- Aprovecha el movimiento relativo de las partes móviles del sistema producto del movimiento de las olas.
- Es una estructura flotante y semi sumergida, anclada al fondo marino gracias a un sistema de flotadores y peso.
- Posee un convertidor que obtiene la energía eléctrica mediante un sistema de conversión hidráulico aprovechando los movimientos de oscilación vertical y cabeceo.

Figura 4.7: Funcionamiento Pelamis

El pelamis es una estructura flotante semisumergible, compuesta por secciones cilíndricas de acero, unidas mediante ensambles de bisagra.



Fuente: EVE 2011

4.2.1.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011a], el costo de inversión de una tecnología Pelamis es de 3.000-4.000 US\$/Kw. Dentro de estos costos de inversión se asume el costo del cableado submarino de la Pelamis.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden de 0,075 US\$/Kwh. [CER 2011^a]

4.2.1.2 Análisis técnico

Según lo expresado en el capítulo 3.2.1, la zona ubicada en las cercanías del puerto de Corral es una de las zonas más aptas para el desarrollo de esta tecnología, donde es capaz de generar una capacidad de oleaje promedio de 50 Kw/m, con el cual se plantea instalar una granja de pelamis de 30Mw de potencia instalada la que será capaz de generar 73.580 Mw/anales

4.2.1.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en la zona cercana a Corral mar adentro a una distancia aproximada de 5 kms de la costa. Donde su capacidad de oleaje promedio es de 50 Kw/m.

De acuerdo a lo presentado en el capítulo 3.2.1 y los datos presentados por [Garrad Hassan 2009], la granja de generación Pelamis será de 30Mw, por lo cual se necesitarán 40 Pelamis a instalar en un área de 1 km².

Dicha Granja pelamis presentaran las siguientes características:

- Capacidad de oleaje: 50Kw/m
- Capacidad Instalada: 30Mw
- Estimación anual de generación: 73.580 Mw
- Factor de Planta: 28%
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a central de pasada de 17 km)

Esta central de pasada posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$4.000 por Kw [CER 2011 a]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capítulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 0,075 por Kwh[CER 2011^a]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capítulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable y a esto se suma que no es una tecnología madura.

Tabla 4.4: Evaluación económica-Pelamis

construcción y operación central por Mw US\$	\$4.000.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 75,00	Mwh
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
30,00	8.760,00		73.580,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
28%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
17	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 120.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 3.927.000,00
Total Inversión	-\$ 123.927.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 5.518.500,00
OyM línea trans	-\$ 117.810,00
Generación energía	\$ 6.622.200,00
Pago Potencia Punta	\$ 0,00
Depreciación Central	-\$ 6.000.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 196.350,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 5.210.460,00
Impuesto	
Utilidad neta	-\$ 5.210.460,00
Depreciación Central	\$ 6.000.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 196.350,00
Flujo de Caja	\$ 985.890,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 8.393.437,34	-\$ 115.533.562,66	N/A

Fuente Elaboración Propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$115 MILLONES negativos, lo que hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno, el proyecto no es capaz de recuperar el dinero invertido.

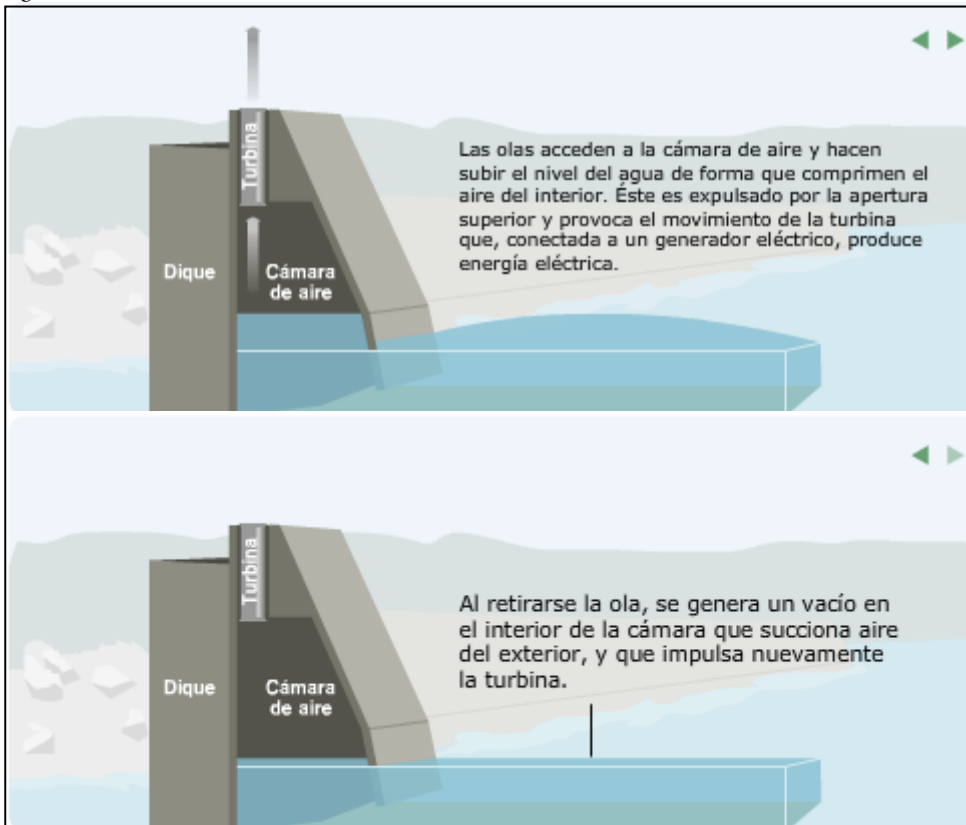
Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 275 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$355.620 y una TIR de 10.042%

Se puede afirmar que el Proyecto de generación Undimotriz de una granja Pelamis no es factible económicamente.

4.2.2 Energía de las Olas (Oscillating Water Column)

También conocida como columna de agua oscilante la cual se ubica en el borde costero la cual consiste en una estructura hueca, semisumergida y abierta al mar por la parte de abajo, dentro de la cual hay una cámara de aire. El movimiento del oleaje se traduce en presión sobre el aire situado al interior, que se expande y comprime accionando la turbina y a su vez el generador. [Cavia del Olmo 2009].

Figura 4.8: Funcionamiento OWC



Fuente: EVE 2011

Se aprecia en la figura previa la estructura en forma de tubo de Venturi de gran tamaño en la zona de contacto con el mar y a medida que se acerca a la turbina se va estrechando.

Dentro de las principales empresas que desarrollan este prototipo se encuentra WAVEGEN quienes desarrollaron el año 2000 en la isla de Islay, Escocia. La cual consta de 2 turbinas de capacidad instalada de 250 Kw, en los que utilizan flujos de entre 15 y 25Kw/m.

Dentro de las principales características destacan:

- Potencias de 250 Kw
- 33% eficiencia de conversión
- Suelen construirse sobre rocas, las que deben ser bien fijadas para resistir
- Costos de mantenimiento bajos
- No necesitan cables submarinos, pues se ubican apegados a las zonas costeras
- Factor de planta del orden del 50%

4.2.2.1 Monto Inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011], da a conocer que la tecnología OWC necesita de una inversión inicial de entre 10.000 - 13.000 US\$/Kw

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden de 0,02 US\$/Kwh.

4.2.2.2 Análisis técnico

Según lo expresado en el capítulo 3.2.1, la zona ubicada en las cercanías del puerto de Corral es de las zonas más aptas para el desarrollo de esta tecnología, donde es capaz de generar una capacidad de oleaje promedio de 50 Kw/m.

4.2.2.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en la zona cercana al borde costero de Corral. Donde su capacidad de oleaje promedio es de 50 Kw/m [Garrad Hassan 2009].

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de la OWC, de 100 mts de longitud al borde costero con una potencia de 1,65 Mw con una disponibilidad del 50%, con una capacidad de generación de 7.227 Mwh, Escocia.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 1,65 Mw
- Estimación anual de generación: 7.227 Mwh
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a central de embalse de 17 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$10.000 por Kw[CER 2011^a]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km.Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 0,02 por Kwh [CER 2011^a]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable y a esto se suma que no es una tecnología madura.

Tabla 4.5: Evaluación económica-OWS

construcción y operación central por Mw US\$	\$10.000.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 20,00	Mwh
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
1,65	8.760,00		7.227,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Electrica (años)
50%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
17	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 16.500.000,00
línea eléctrica	-\$ 3.927.000,00
Total Inversión	-\$ 20.427.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 144.540,00
OyM línea trans	-\$ 117.810,00
Generación energía	\$ 650.430,00
Depreciación Central	-\$ 825.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 196.350,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 633.270,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 633.270,00
Depreciación Central	\$ 825.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 196.350,00
Flujo de Caja	\$ 388.080,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 3.303.943,81	-\$ 17.123.056,19	N/A

Fuente: Evaluación propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$17 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

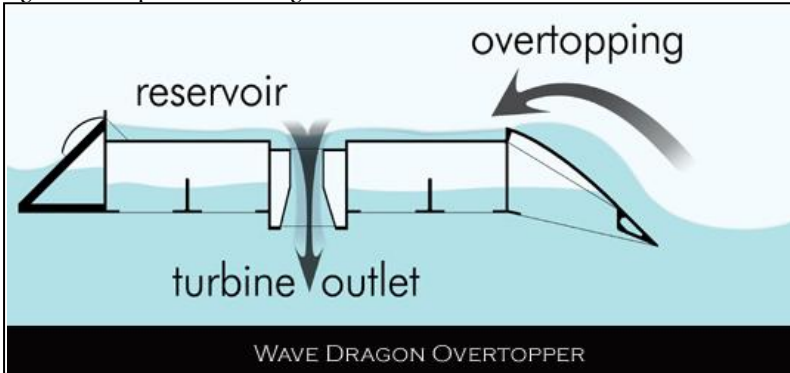
Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 420 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$ 198.487 y una TIR de 10.142%

Del mismo modo se puede ver en las tablas presentadas que anualmente no genera ingreso. Se puede afirmar que el Proyecto de generación Undimotriz de una Planta de OWC no es factible económicamente.

4.2.3 Energía de las Olas (Wave Dragon)

Consiste en un dispositivo flotante elevado de 2 a 3 mts sobre el nivel del mar, formado por un reflector de 2 brazos que concentran el oleaje en dirección a una rampa, emulando una orilla de playa, a través de esta rampa se conduce el agua a un deposito situado a mayor altura, una vez que el agua se encuentra en el depósito de escasa profundidad la retiene algunos segundos para luego dejarla caer a través de una tubería ubicada en el medio del estanque equipadas con una turbina y un generador.[Bravo 2008].

Figura 4.9: Esquema Wave Dragon

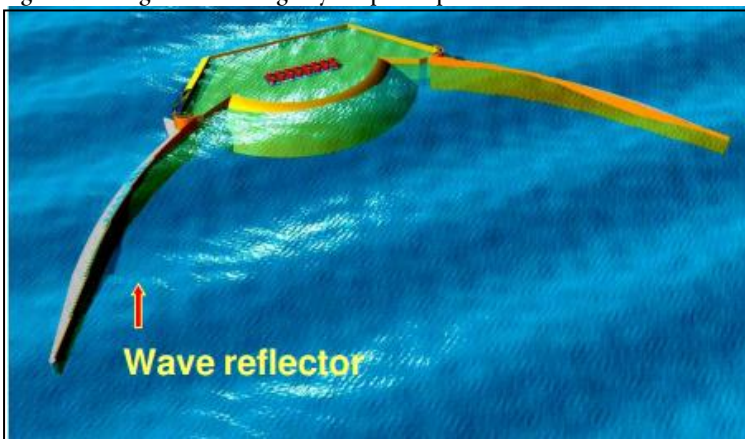


Fuente: Wave Dragon

El primer prototipo conectado a la red eléctrica se desarrolló en Nissun Breeding, Dinamarca. La cual fue implementada por la empresa Wave Dragon el año 2005 [Wave Dragon 2012].

La empresa presenta distintos prototipos con sus requerimientos y características, los cuales se destacan a continuación:

Figura 4.10: Figura Wave Dragon y sus prototipos



Potencia(MW)	Promedio Olas(Kw/m)	Profundidades(mts)	Producción Anual(Gwh/año)
0,2	0,4	>6	-
4	24	>20	12
7	36	>25	20
11	48	>30	35

Fuente: Marine Energy Pembrokeshire 2011

Sin embargo se debe tener en cuenta que aun se encuentra en proceso de madurez, y su implementación se encuentra aún en fase pre comercial y de demostraciones, aunque ya se tienen indicios de cuáles serán sus costos de implementación.

4.2.3.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011], da a conocer que la tecnología Wave Dragon necesita de una inversión inicial de entre 3.300 US\$/Kw

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden de 0,068 US\$/Kwh.

4.2.3.2 Análisis técnico

Según lo expresado en el capítulo 3.2.1, la zona ubicada en las cercanías del puerto de corral es de las zonas más aptas para el desarrollo de esta tecnología, donde es capaz de generar una capacidad de oleaje promedio de 50 Kw/m, a la vez la profundidades presentadas en esta región se encuentran identificadas entre los 50 y 200 mts, por lo cual de acuerdo a los requerimientos de esta tecnología, se puede afirmar que es técnicamente viable.

4.2.3.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en la zona cercana al borde costero de Corral. Donde su capacidad de oleaje promedio es de 50 Kw/m [Garrad Hassan 2009].

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de la tecnología Wave Dragon, con una potencia de 11 MW.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 11 MW
- Factor de Planta: 37%
- Estimación anual de generación: 35000 Mwh
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a planta Wave Dragon de 17 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$3.215 por Kw[CER 2011a]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km.Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 0,068 por Kwh [CER 2011a]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable y a esto se suma que no es una tecnología madura.

Tabla 4.6: Evaluación económica-Wave dragon

construcción y operación central por Mw US\$	\$3.125.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 68,00	Mwh
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
11,00	8.760,00		35.000,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
37%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
17	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 34.375.000,00
línea eléctrica	-\$ 3.927.000,00
Total Inversión	-\$ 38.302.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 2.380.000,00
OyM línea trans	-\$ 117.810,00
Generación energía	\$ 3.150.000,00
Depreciación Central	-\$ 1.718.750,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 196.350,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 1.262.910,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 1.262.910,00
Depreciación Central	\$ 1.718.750,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 196.350,00
Flujo de Caja	\$ 652.190,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 5.552.461,12	-\$ 32.749.538,88	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$32 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo que el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

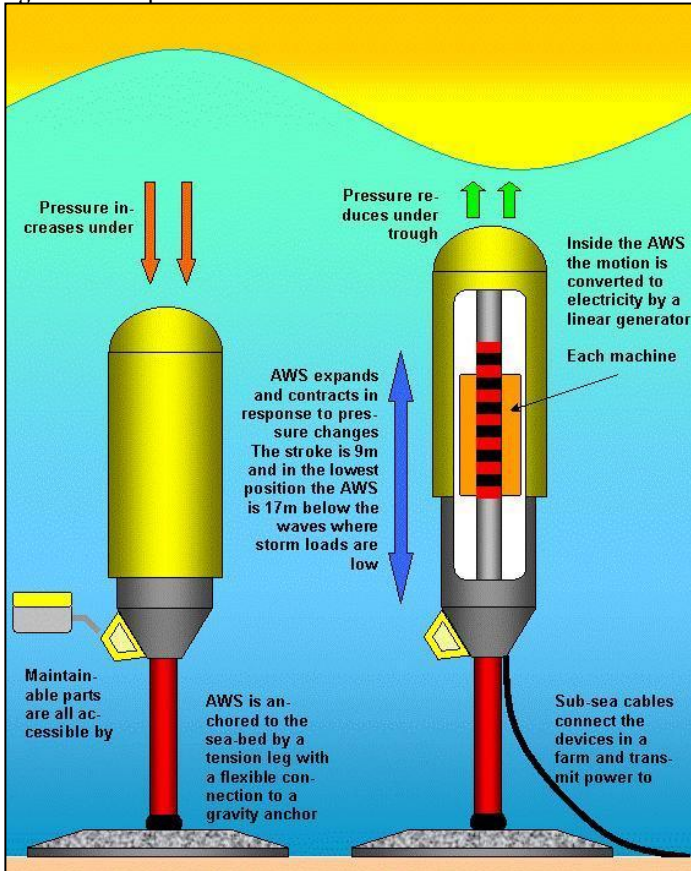
Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 220 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$390.206 y una TIR de 10.14%

Se puede afirmar que el Proyecto de generación Undimotriz de una Planta Wave Dragon no es factible económicamente.

4.2.4 Energía de las Olas (Archimedes Wave Swing)

La AWS es un sistema de conversión que se encuentra totalmente sumergido en el agua a profundidades entre 40 y 100 mts. Está formado por 2 cilindros, uno fijado al fondo marino y el otro invertido en forma de flotador lleno de aire, y se contrae o expande según pasa la cresta o el valle de la ola para tratar de equilibrar las presiones interiores y exteriores. El movimiento relativo entre el flotador y la parte fija se transforma en energía eléctrica mediante un sistema hidráulico.

Figura 4.11: Esquema funcionamiento AWS



Fuente: Ecomedioambiente 2011

La primera planta piloto se instaló en Viana do Castelo, Portugal el año 2004 y fue construida por la empresa AWOCEAN, con una potencia máxima de 2 Mw. Aun estos prototipos se encuentran en etapa pre comercial, por lo cual no se pueden tener valores exactos con respecto a los costos, sin embargo la empresa tiene planes de crear un parque con 100 equipos AWS, donde cada unidad es de 1,2 Mw, y el costo total del parque sería de 250 millones de libras [Geni 2009].

La empresa AWSOCEAN recomienda que el uso de esta tecnología deba ser realizado cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- Profundidades entre 40 y 100 mts
- Red eléctrica segura a la costa
- Puerto industrial a un máximo de 12 hrs de navegación
- Lecho marino adecuado para tener un cableado eléctrico en buenas condiciones

- Los requerimientos de energía de oleaje, se cumplen principalmente en zonas con latitudes entre 40° y 60° norte o sur

4.2.4.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [GENI 2011], da a conocer que la tecnología AWS para una Parque de 100 equipos AWS con una potencia de 120MW tendría un costo de 250 millones de libras (tasa de cambio 1,6 US\$), por lo cual el costo del parque ascendería a 400 millones US\$.

Ahora haciendo el cambio al valor de inversión por Mw, este asciende a 3,3 millones US\$/Mw. Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden de 0,068 US\$/Kwh [CER 2011].

4.2.4.2 Análisis técnico

Según lo expresado en el capítulo 3.2.1, la zona ubicada en las cercanías del puerto de Corral es de las zonas más aptas para el desarrollo de la tecnología undimotriz, donde es capaz de generar una capacidad de oleaje promedio de 50 Kw/m, a la vez las profundidades presentadas en esta región se encuentran identificadas entre los 50 y 200 mts, y la ubicación de la costa de Corral se ubica aproximadamente en la latitud 40° sur, por lo cual de acuerdo a los requerimientos de esta tecnología, se puede afirmar que es técnicamente viable.

4.2.4.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en la zona cercana al borde costero de Corral. Donde su capacidad de oleaje promedio es de 50 Kw/m [Garrad Hassan 2009].

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de la tecnología Archimedes Wave Swing III con capacidad de 2,5 Mw por tecnología desarrollado a 44 Kw/m, el cual tiene una generación de energía 5,1 Gwh al año con un factor de planta de 25%.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2,5 MW (equivalente a 1 unidad de AWS III)
- Factor de Planta: 25%
- Estimación anual de generación: 5.100 Mwh
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a planta AWS de 17 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$3.3 Millones por Mw [GENI 2011]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capítulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 0,068 por Kwh [CER 2011a]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capítulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable y a esto se suma que no es una tecnología madura.

Tabla 4.7: Evaluación económica-AWS

construcción y operación central por Mw US\$	\$3.300.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 68,00	Mwh
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
2,50	8.760,00		5.100,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
25%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
17	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 8.250.000,00
línea eléctrica	-\$ 3.927.000,00
Total Inversión	-\$ 12.177.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 346.800,00
OyM línea trans	-\$ 117.810,00
Generación energía	\$ 459.000,00
Depreciación Central	-\$ 412.500,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 196.350,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 614.460,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 614.460,00
Depreciación Central	\$ 412.500,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 196.350,00
Flujo de Caja	-\$ 5.610,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 47.761,09	-\$ 12.224.761,09	N/A

Fuente: Elaboración Propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$12 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 415 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$110.473 y una TIR de 10.133%.

Se puede afirmar que el Proyecto de generación Undimotriz de una Archimedes Wave Swing no es factible económicamente.

4.2.5 Energía Mareomotriz (Marine Current Turbines)

Si bien esta tecnología aun no entra en una madurez, si ha sido desarrollada profundamente y en la actualidad la que ofrece un mayor desarrollo es la presentada por Marine Current Turbines, las que funcionan como molinos de viento sumergidas, pero son impulsadas por corrientes de agua.

Esta prototipo consisten en una tecnología formada por un pilote que se funda en el fondo marino, sobre este pilote se montan unas vigas que salen en voladizo a cada lado, en las cuales a cada lado presenta una turbina que son paralelas entre ellas con un rotor de 2 aspas [MCT 2012].

Figura 4.12: Imagen de Marine current Turbines



Fuente: Marine Current Turbines 2011

Figura 4 13: Imagen granja Marine Current Turbines



Fuente: Marine Current Turbines 2011

Dentro de las principales características de la tecnología Marine Current Marine destacan las siguientes:

- Presenta un rotor de 18mts de diámetro
- Turbina de 2 palas
- Potencia de diseño de 2,5 MW a 3 m/s
- Velocidad de conexión a 0,7 m/s
- Fundación: Pilote enterrado en el fondo marino
- A profundidades menores a 50 mts

4.2.5.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011], es del orden de 6.000-7.800 US\$/Kw Dentro de estos costos de inversión se asume el costo del cableado submarino.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 4% de la Inversión al año, con una vida útil esperada de 20 años.

4.2.5.2 Análisis técnico

El desarrollo de esta tecnología se hace inviable técnicamente de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 3.2.2, ya que no se cumplen las condiciones de desarrollar velocidades aptas en la región para el funcionamiento de la Marine Current Turbines.

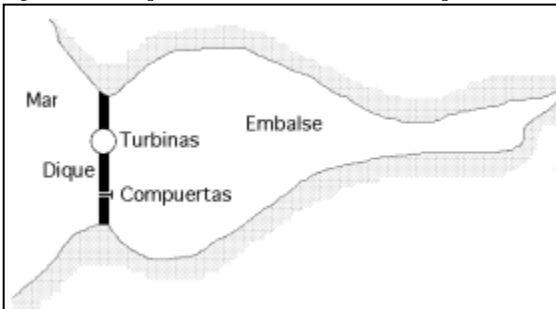
Se puede afirmar que el Proyecto de generación Undimotriz de una Planta de MCT no es factible Técnicamente.

4.2.6 Energía Mareomotriz (Central de Embalse)

Se basa en el almacenamiento de agua en el embalse que se forma al construir un dique, con compuertas y turbinas en una bahía o estuario.

La generación de energía se produce durante la bajamar. Durante la pleamar se produce el llenado del estanque con las compuertas abiertas, una vez llenado se cierran las compuertas hasta esperar la bajamar que es cuando se vuelven a abrir las compuertas y el agua sale a través de las turbinas generando la energía. [Fernández 2009].

Figura 4.14: Esquema Central Mareomotriz de pasada



Fuente: Fernández 2009

La primera central mareomotriz de embalse se construyó el año 1963 en Rance, Francia. El cual posee una capacidad de generación de 240 Mw, generando anualmente 600 Gwh, la presa tiene una longitud de 700 mts y funciona con una amplitud de marea de 8 mts [EDF 2012].

Figura 4.15: Central Mareomotriz Le rance, Francia



Fuente: EDF 2012

Dentro de las características principales a considerar para el desarrollo de una central mareomotriz de embalse se encuentran las siguientes:

- La amplitud de marea es el factor más importante, las cuales deben ser superior a 5 mts
- Nivel mínimo de Agua
- Superficie de embalse amplio
- Factor de planta de 33%

4.2.6.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011], es del orden de 5.000-5.500 US\$/Kw

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 0,11 US\$/Kw, con una vida útil esperada de 20 años.

4.2.6.2 Análisis técnico

El desarrollo de esta tecnología se hace inviable técnicamente ya que para ser factible se hace necesario amplitudes de mareas superiores a los 5 mts, y en las zonas referenciadas en la región de los Ríos, principalmente en la zona cercana a Corral donde se monitorean las mareas, no presentan amplitudes superiores a los 2 mts [Shoa 2012].

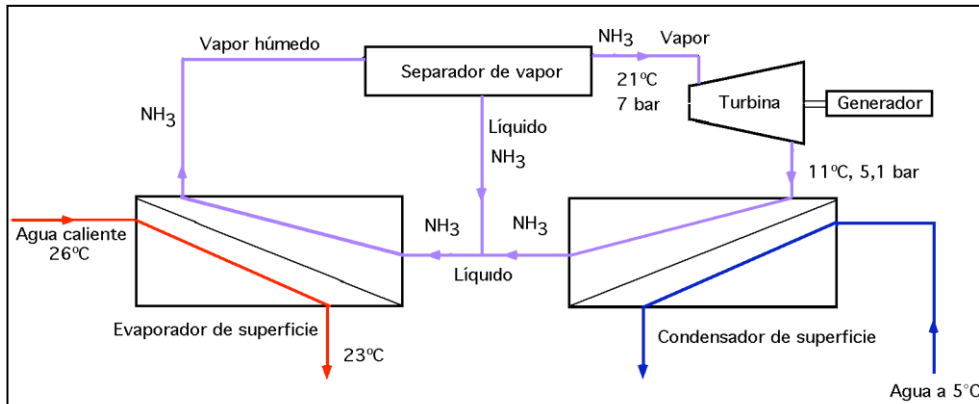
Se puede afirmar que el Proyecto de generación Mareomotriz a través de embalse no es factible Técnicamente.

4.2.7 Energía Maremotérmica

Las diferencias de T° para que esta tecnología resulte factible es de aproximadamente 20°C. A niveles bajo los 600-800 mts de profundidad las temperaturas son de aproximadamente 5°C, por lo mismo para lograr las diferencias de T° deseadas se deben buscar zonas donde la superficie alcance temperaturas promedio de 25° a 30°C.

El Funcionamiento de una planta maremotérmica de ciclo cerrado utiliza un fluido térmico como el amoniaco que recorre un circuito secundario de bajo punto de ebullición, conocido como ciclo de Anderson. El calor se transfiere desde el agua caliente superficial al fluido de trabajo para evaporarlo a presiones adecuadas. El vapor se dirige a la turbina, y el agua fría de la profundidad pasa a través del condensador de superficie que contiene el fluido de trabajo vaporizado para reiniciar el ciclo, como se muestra en la figura siguiente [Fernández 2005].

Figura 4.16: Ciclo maremotérmico cerrado



Fuente: [Fernández 2005]

4.2.7.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [Fernández 2005], es de 5.000-7.700 US\$/Kw. Dentro de estos costos de inversión se asume el costo del cableado submarino de la tecnología. Según se muestra en la tabla que se presenta a continuación.

Tabla 4.8: Costo inversión maremotermica según distancia a la costa

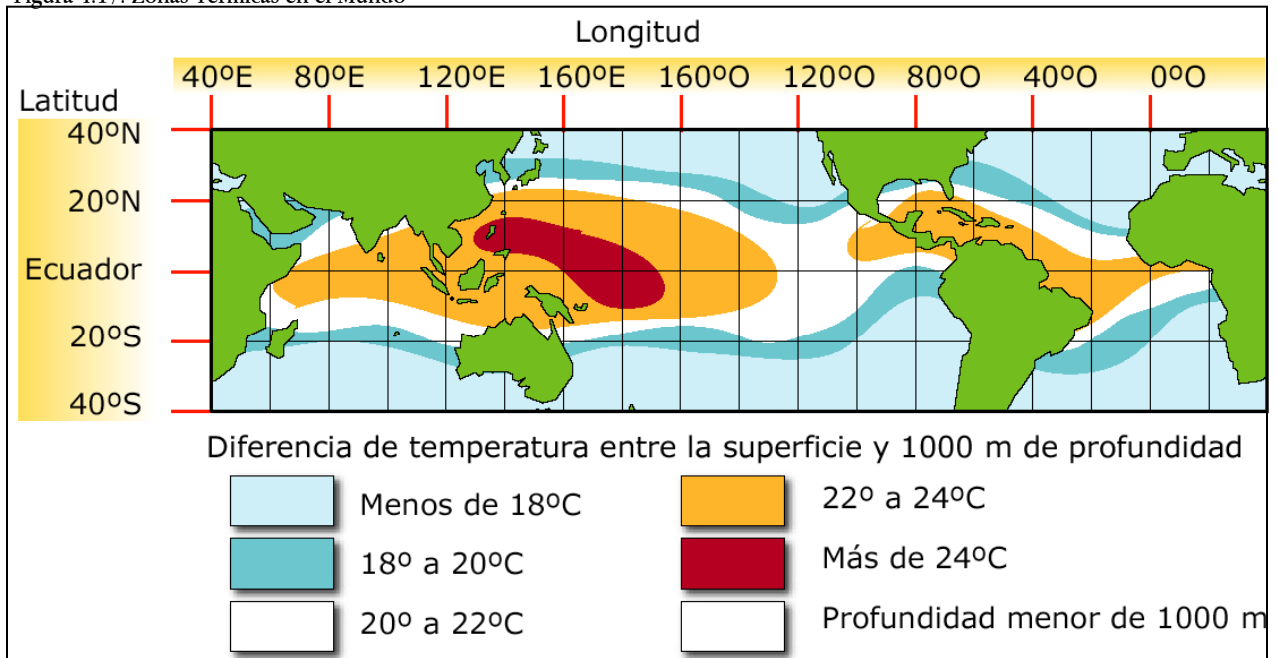
Distancia a la Costa (km)	Costo Inversión (US\$/ kw)
10	5300
50	6400
100	7700

Fuente: Fernandez 2005

4.2.7.2 Análisis técnico

El desarrollo de esta tecnología aun se encuentra en un estado de inmadurez, por lo cual no presenta estudios en el país aunque no serian necesarios, pues es posible descartarlo de plano, ya que las zonas del planeta donde se logran temperaturas superficiales superiores a 20°C se encuentran en el trópico o zona ecuatorial, tal como se muestra en la figura siguiente:

Figura 4.17: Zonas Térmicas en el Mundo



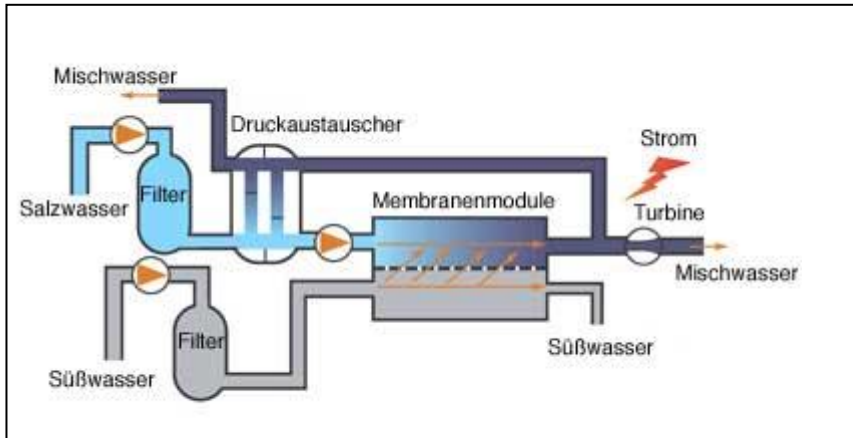
Fuente: Fernández 2005

Con los datos presentados anteriormente se concluye que el desarrollo de la tecnología maremotérmica en Chile y en la Región de los Ríos es inviable técnicamente ya que no se presentan las condiciones mínimas del recurso natural para su desarrollo.

4.2.8 Energía de gradiente de salinidad

Este proceso se produce al tener dos estanques, uno con agua salada y otro con agua dulce en el cual se hace pasar el agua dulce a través de una membrana semipermeable hacia el estanque de agua salada la cual retiene los iones de sal pero permite el paso de agua, produciendo así el fenómeno natural llamado osmosis, de esta forma generando una presión al lado del agua de mar que se utiliza para accionar una turbina, como se muestra en la imagen a continuación [Statkraft 2012].

Figura 4.18: Esquema generación por osmosis



Fuente: Statkraft 2012

Esta tecnología se puede desarrollar en cualquier lugar donde el agua dulce limpia desemboque en el mar, es decir en los ríos que desembocan en el océano, por lo cual se podría inferir que las costas chilenas podrían ser capaces de producir este tipo de energías.

En la actualidad esta tecnología aun no ha alcanzado una madurez tecnológica, por lo cual no se ha desarrollado en forma comercial. Sin embargo la empresa STATKRAFT genero un prototipo de escala real que se abrió el 24 de noviembre del 2009 en Tofte, Noruega. Donde lo que se está buscando es obtener una membrana que pueda generar a través de la osmosis una presión suficiente para poder competir con las otras fuentes de energía renovable.

Del mismo modo producto de que esta tecnología aun presenta una madurez acorde a la actualidad, y a la vez no se encuentra un prototipo comercial no se puede realizar un análisis técnico y económico de ella tecnología, y solo se puede esperar a que la tecnología avance en un futuro y esperar su desarrollo.

4.3 Energía Eólica

La energía eólica es la tecnología de generación de energía renovable que ha tenido mayor crecimiento durante los últimos años, con un crecimiento promedio cercano al 27% durante los últimos 10 años [WWEA 2012].

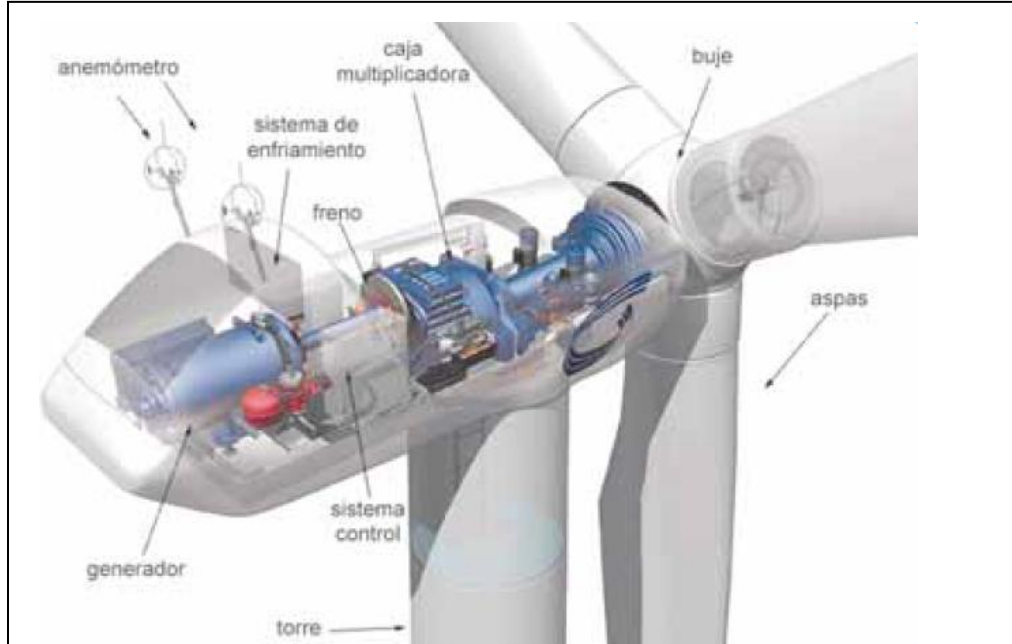
La energía eólica se origina por el movimiento de las masas de aire, como ya es sabido esta se produce producto del cambio de temperatura del aire producido por el sol, las que provocan el movimiento de las masas de aire [CNE 2006].

El término eólico proviene del latín aeolicus que se relaciona con el dios griego del viento Eolo. Cabe mencionar que la industria eólica comenzó a funcionar el año 1979 con la producción de turbinas de viento desarrolladas por Kursant, Vestas , Nordantk y Bonus; los cuales desarrollaron turbinas capaces de generar potencias de 20 a 30 Kw, las que se han ido modernizando hasta el día de hoy.

La energía eólica se produce al transformar la energía cinética del flujo del viento en energía eléctrica a través de los aerogeneradores, los que están compuestos por un rotor con aspas y buje situado en la parte superior de la torre, góndolas con caja multiplicadora, generador eléctrico, freno mecánico, controlador electrónico y mecanismos de orientación.

El aerogenerador funciona principalmente cuando el viento pasa sobre la superficie de las aspas ejerciendo una fuerza de sustentación que hace girar el rotor. El movimiento de rotación del rotor se transfiere al eje principal, que en algunas ocasiones posee una caja multiplicadora que aumenta la velocidad del rotor hasta llegar a la velocidad de rotación del generador, la que a su vez convierte en energía eléctrica.

Figura 4.19: Esquema aerogenerador eje horizontal



Fuente: Nordex 2011

La energía que pueda ser extraída de un aerogenerador depende principalmente de los siguientes puntos:

- Velocidad de viento
- Emplazamiento

- Área del rotor
- Densidad del aire
- Altura de las Torres

Cabe destacar que se pueden diferenciar dos grandes tipos de aerogeneradores o parques eólicos según su emplazamiento:

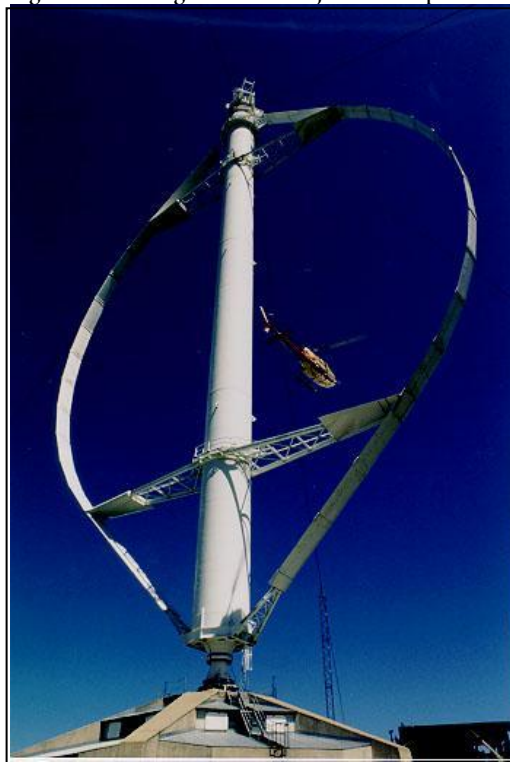
- On shore: Son aquellos que se ubican en tierra firme
- Off shore: Son aquellos que se ubican en las costas marítimas

Dentro de las categorías nombradas anteriormente, se pueden dividir en 2 categorías más, las cuales se presentan en los siguientes subcapítulos.

4.3.1 Aerogeneradores de eje vertical

Son aquellos en las que el rotor se mueve debido a los esfuerzos de arrastre que el viento origina en dirección perpendicular al eje de giro. Estas tecnologías son ampliamente utilizadas a nivel global y sus principales aplicaciones se orientan al bombeo de aguas, sistemas de refrigeración, carga de baterías, etc. [CNE 2006]. Sin embargo dado que su capacidad de generación eléctrica es baja, no son aplicables a conexión de distribución eléctrica local. Por lo cual no se profundizara mas en esta categoría de aerogeneradores y se descarta hacer el análisis técnico y económico de los mismos.

Figura 4.20: Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus



Fuente: opex-energy 2011

4.3.2 Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores más empleados en el mundo son los de eje horizontal con 3 palas de perfil aerodinámico. La turbina de eje vertical da un mayor coeficiente de potencia con una mayor velocidad específica. La principal virtud es que esta tecnología ya se encuentra madura a nivel comercial, donde destacan países como Dinamarca, España, Alemania.

La mayoría de los aerogeneradores poseen 3 palas, y son los principales a nivel mundial dentro de la industria eólica, pues es la que presenta mayores rendimientos. Ya que si se compara con las de 2 palas o 1 pala, los cuales económicamente son más baratos, pero presentan mayores problemas de estabilidad, y deben funcionar a mayores velocidades de flujo de aire, los que a su vez tienen menor vida útil [DWIA 2012]. Por lo cual el estudio se centrará principalmente en los aerogeneradores Horizontal de 3 Palas.

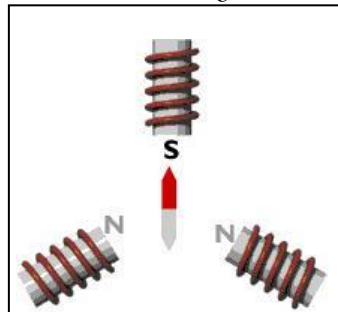
4.3.2.1 Aerogenerador síncrono

Los aerogeneradores síncronos son aquellos que poseen generadores cuyos imanes giran con una velocidad constante sincrónica respecto a la rotación del campo magnético. Esto quiere decir que el rotor recibe un empuje externo (viento) donde este tiene acoplada una fuente de corriente continua de excitación independiente el cual genera un campo magnético giratorio [DWIA 2012].

En la figura siguiente se puede apreciar los 3 electroimanes los cuales producen alternativamente un polo norte o y uno sur hacia el centro, lo cual hará que el imán del centro gire a velocidad sincrónica con la rotación del campo magnético de los electroimanes.

Estos aerogeneradores a nivel comercial llegan a 7 Mw de potencia, lo cuales pueden funcionar sin grandes problemas a velocidades relativamente bajas.

Figura 4.21: Funcionamiento generador síncrono



Fuente: opex-energy 2011

En la actualidad estos generadores no son los más utilizados en el mercado, ya que los imanes permanentes que poseen tienden a desmagnetizarse al trabajar en los potentes campos eléctricos.

En la actualidad una de las compañías que produce aerogeneradores síncrono es GAMESA, una compañía española de gran conocimiento y experiencia en la tecnología de los aerogeneradores. El aerogenerador síncrono que destaca GAMESA es el modelo G128-4,5MW el cual posee las siguientes ventajas:

- Diseño modular
- Mayor producción para proyectos con espacio limitado
- Diseño aerodinámico
- Sistema de control que minimiza los ruidos

Figura 4.22: Aerogenerador síncrono Modelo G128-4,5 Mw



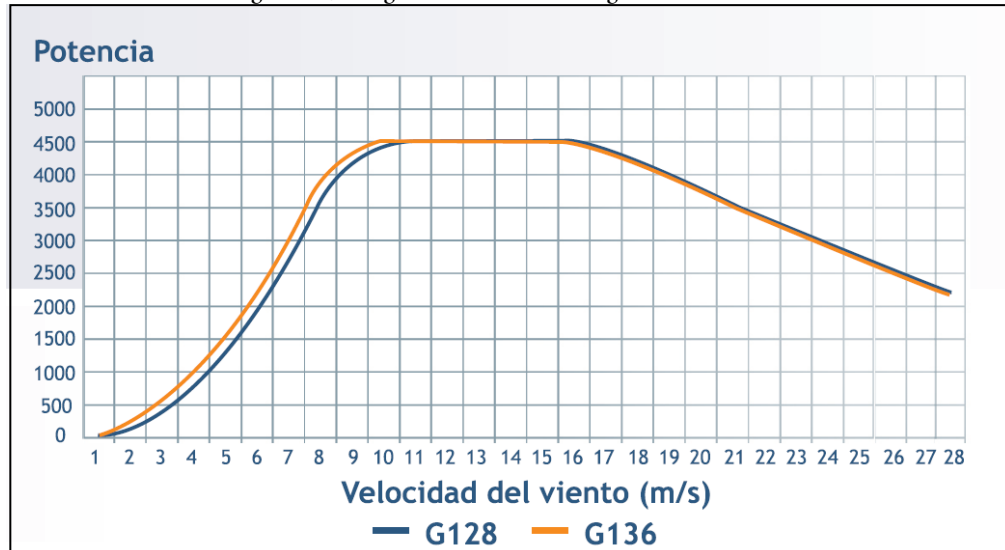
Fuente: Gamesacorp 2012

Dentro de las características que posee el Modelo G128-4,5 Mw, [Gamesa 2012] son las siguientes:

- Potencia Unitaria: 4,5 Mw
- 3 palas de composite de matriz organizo reforzado con fibra de vidrio/fibra de carbono
- Altura de torre: 120 mts
- Diámetro de rotor: 128 mts
- Generador síncrono de imanes permanentes y tecnología full converter que permite cumplir con los códigos de conexión a red más restrictivos

Es interesante a su vez ver el diagrama de potencia de este tipo de aerogenerador, y para las velocidades de viento promedio que funciona, y conocer propiamente tal que sus factores de planta son del orden del 30%

Figura 4.23: Diagrama de Potencia Aerogenerador modelo G128



Fuente: Gamesacorp 2011

4.3.2.1.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011], es del orden de 1.206-2.438 US\$/Kw, también se puede considerar que el costo promedio de los proyectos eólicos en estudio en Chile está en el orden de 1.550 US\$/Kw

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 12-49 US\$/Kw, con una vida útil esperada de 20 años.

4.3.2.1.2 Análisis técnico

De acuerdo a lo presentado en el capítulo 3.3 referente a los estudios e informes de las velocidades de viento en la región de los ríos a una altura de 10 mts, presenta velocidades promedio entre 4 m/s.

Sin embargo los aerogeneradores modelo G128-4,5 Mw presentan torres con alturas superiores, los cuales son de 120 mts de altura, de tal modo se calculara la velocidad de perfil del viento normal según la NCH2946/1.Of 2005, la cual da como resultado 6,413 m/s. De acuerdo al diagrama velocidad de viento versus potencia presentada por la compañía GAMESA para su modelo G128-4,5 Mw, y los datos presentes en la Región de los Ríos, se puede afirmar que es técnicamente viable un proyecto de energía eólica. Teniendo presente que se debe desarrollar mayores estudios para tener una precisión mayor respecto al uso de esta tecnología en la región.

4.3.2.1.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en las cercanías de la Ciudad de Valdivia.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de aerogenerador de eje vertical síncrono producido por la compañía GAMESA utilizando su modelo G10X-4,5 MW, con una potencia de 4,5 MW, la cual de acuerdo a las velocidades de viento presentes en la región y el diagrama de velocidad de viento versus potencia solo se lograra una potencia de generación de 2 MW por

aerogenerador, generando 26.280Mwh aproximados anuales. Para efectos de análisis se utilizara un aerogenerador extra a modo de posibles fallas del sistema.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad instalada de 22,5 MW (equivalente a 5 unidades de G10X-4,5 MW)
- Capacidad disponible real 10 Mw (de acuerdo a recurso natural disponible)
- Factor de Planta: 30%
- Estimación anual de generación: 26.280 Mwh
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a planta G10X-4,5 MW de 20 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$1,55 Millones por Mw. [CER 2011b]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 20 por Kw instalado [CER 2011b]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.9: Evaluación económica-Aerogenerador Síncrono

construcción y operación central por Mw US\$	\$1.550.000,00	Costo operación y mantenimiento Central anual	\$ 20.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantenimiento Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
22,50	8.760,00		26.280,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
30%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
20	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 34.875.000,00
línea eléctrica	-\$ 4.620.000,00
Total Inversión	-\$ 39.495.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantenimiento Central	-\$ 450.000,00
OyM línea trans	-\$ 138.600,00
Generación energía	\$ 2.365.200,00
Depreciación Central	-\$ 1.743.750,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 231.000,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 198.150,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 198.150,00
Depreciación Central	\$ 1.743.750,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 231.000,00
Flujo de Caja	\$ 1.776.600,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 15.125.197,30	-\$ 24.369.802,70	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$24 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 225 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$131.126 y una TIR de 10.049%.

Se puede afirmar que el Proyecto de aerogenerador síncrono no es viable económicamente.

4.3.2.2 Aerogenerador asíncrono

Los aerogeneradores más usados a nivel mundial son los asíncronos o también conocidos como de inducción, el cual se diferencia de los generadores síncronos por que poseen un rotor de jaula, lo cual hace que el

generador sea asíncrono el que posee un cierto número de barras de cobre o aluminio conectada eléctricamente por anillos de aluminio finales. El generador funciona como un motor, girando a una velocidad poco menor a la del campo magnético, donde el rotor desarrolla su propio polo magnético, que se ve por turnos arrastrado por el campo magnético del generador [DWIA 2012].

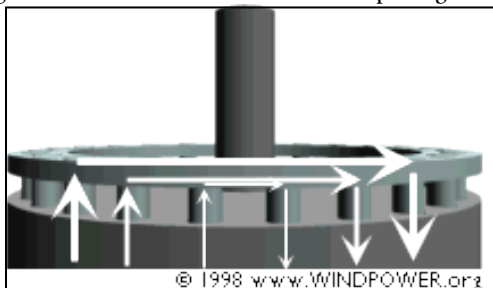
Los generadores asíncronos a nivel comercial alcanzan una potencia neta de hasta 6 Mw, y su funcionamiento se ve favorecido a velocidades más altas que los síncronos.

Figura 4.24: Rotor de Jaula



Fuente: windpower 2011

Figura 4.25: Rotor Funcionando en el campo magnético



Fuente: windpower 2011

En la actualidad una de las compañías que produce aerogeneradores asíncronos es REPOWER Systems, una compañía alemana de gran participación en la industria eólica a nivel mundial [REPOWER 2012]. El aerogenerador que se destacara en este estudio es el modelo MM92, de 2 Mw de potencia, el cual posee las siguientes ventajas:

- Amplio espacio en la góndola
- Excelente accesibilidad a todos los componentes
- Ideal para lugares con vientos medios o débiles
- Sistema que minimiza los ruidos

Figura 4.26: Aerogenerador asíncrono modelo MM92



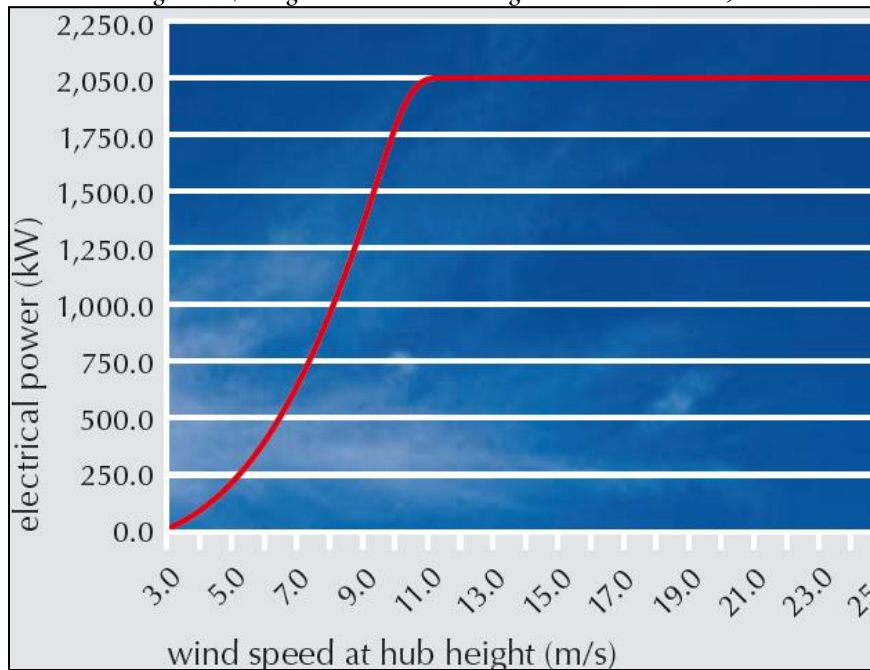
Fuente: Repower 2012

Dentro de las características que posee el modelo MM92, destacan las siguientes:

- Potencia unitaria: 2Mw
- Posee 3 palas tipo GRP sándwich, fabricado en proceso de infusión.
- Altura torre: 68,5 / 80 / 100 mts
- Diámetro rotor: 92,5 mts
- Generador doble alimentado con generador asíncrono

Es interesante a su vez ver el diagrama de potencia de este tipo de aerogenerador, y para las velocidades de viento promedio que funciona, y conocer propiamente tal que sus factores de planta son del orden del 30%.

Figura 4.27: Diagrama de Potencia Aerogenerador modelo MM92



Fuente: Repower 2012

4.3.2.2.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011], es del orden de 1.206-2.438 US\$/Kw, también se puede considerar que el costo promedio de los proyectos eólicos en estudio en Chile está en el orden de 1.550 US\$/Kw

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 12-49 US\$/Kw, con una vida útil esperada de 20 años.

4.3.2.2.2 Análisis técnico

De acuerdo a lo presentado en el capítulo 3.3 referente a los estudios e informes de las velocidades de viento en la región de los ríos a una altura de 10 mts, presenta velocidades promedio entre 4 m/s.

Dado que el modelo MM92 de REPOWER System tiene 3 opciones de alturas de torre, para el presente estudio y análisis se dispondrá de la torre de 80 mts de altura, de tal modo se calculara la velocidad de perfil del viento normal según la NCH2946/1.Of 2005, la cual da como resultado 5,94 m/s.

De acuerdo al diagrama velocidad de viento versus potencia presentada por la compañía REPOWER Energy para su modelo MM92, y los datos presentes en la Región de los Ríos, se puede afirmar que es técnicamente viable un proyecto de energía eólica. Sin embargo dadas las velocidades presente en la región y viendo el diagrama de potencia versus velocidad de viento, al no ser velocidades tan altas en la región, se visualiza que solo será factible una capacidad disponible máxima de 0,375 Mw de potencia, respecto a 2 Mw que es lo que dispone el aerogenerador teóricamente, por lo cual no se logra aprovechar el potencial del mismo.

Teniendo presente también que se debe desarrollar mayores estudios para tener una precisión mayor respecto al uso de esta tecnología en la región.

4.3.2.2.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en las cercanías de la Ciudad de Valdivia.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de aerogenerador de eje vertical Asíncrono producido por la compañía REPOWER Energy utilizando su modelo MM92, con una potencia de 2 MW, la cual de acuerdo a las velocidades de viento presentes en la región y el diagrama de velocidad de viento versus potencia, el aerogenerador solo se lograra una potencia de generación de 0,375 MW, con una capacidad de generación anual de energía de 14.782 Mwh.[Repower 2011] Para efectos de análisis se utilizara un aerogenerador extra a modo de posibles fallas del sistema.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad instalada de 30 MW (equivalente a 15 unidades de MM92)
- Capacidad disponible real 5,6 Mw
- Estimación anual de generación: 14782 Mwh
- Factor de Planta: 30%
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a planta MM92 de 20 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$1,55 Millones por Mw [CER 2011b]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km.Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 20 por Kw instalado [CER 2011b]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.10: Evaluación económica-Aerogenerador Asíncrono

construcción y operación central por Mw US\$	\$1.550.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 20.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
30,00	8.760,00		14.782,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
30%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
20	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 46.500.000,00
línea eléctrica	-\$ 4.620.000,00
Total Inversión	-\$ 51.120.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 600.000,00
OyM línea trans	-\$ 138.600,00
Generación energía	\$ 1.330.380,00
Depreciación Central	-\$ 2.325.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 231.000,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 1.964.220,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 1.964.220,00
Depreciación Central	\$ 2.325.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 231.000,00
Flujo de Caja	\$ 591.780,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 5.038.156,74	-\$ 46.081.843,26	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor actual neto del orden de US\$46 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 515 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$50.808 y una TIR de 10.015%.

Se puede afirmar que el Proyecto de aerogenerador asíncrono no es viable económicamente.

4.3.2.3 Aerogenerador Tipo Offshore

Son aquellas tecnologías de generación eléctrica a partir del viento que se encuentran ubicados mar adentro, anclado en el fondo marino. Estos generadores principalmente asíncronos son capaces de producir hasta un 50% más de energía que los aerogeneradores onshore, destacando que su factor de planta es mayor y va desde un 31% a 43% , esto gracias a la mayor homogeneidad del flujo del viento producto de la superficie plana del océano.

Las desventajas versus los aerogeneradores onshore, principalmente es su mayor costo asociado a la construcción y mantención en ambientes marinos, así como también la necesidad de usar una red submarina de transmisión eléctrica, estos aerogeneradores se recomienda instalarlos en profundidades no superior a los 15 mts.[CNE 2006]

Los países líderes en el desarrollo de esta tecnología son Reino Unido, Dinamarca, Holanda, Suecia, Alemania. Para este estudio se ha determinado que una de las compañías que ofrece aerogeneradores de tipo offshore es REPOWER con el modelo 5M, el cual se encuentra en versiones onshore y offshore. Este modelo presenta una potencia nominal de 5 Mw [REPOWER 2012], dentro de la cual destacan las siguientes ventajas:

- Estructura modular y flexible
- Diseñado para soportar condiciones ambientales extremas
- Protección contra la corrosión, producto de las sales marinas

Figura 4.28: Aerogenerador offshore modelo 5M



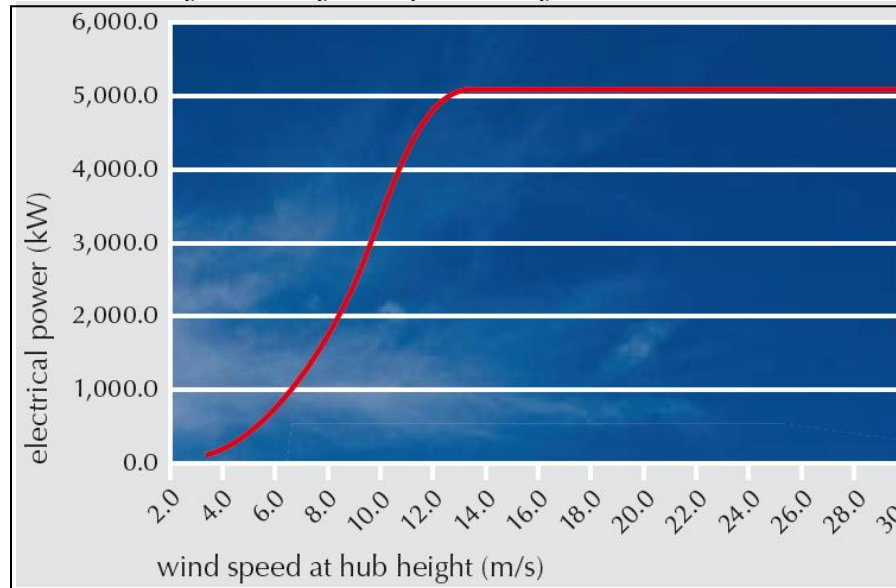
Fuente: Repower 2012

Dentro de las características que posee el modelo 5M, se aprecian las siguientes:

- Potencia instalada: 5Mw
- Posee 3 palas GFRP, construcción tipo Shell
- Altura torre: 85-90 mts
- Diámetro rotor: 126 mts
- Generador doble alimentado, generador asíncrono

Es interesante a su vez ver el diagrama de potencia de este tipo de aerogenerador, y para las velocidades de viento promedio que funciona, y conocer propiamente tal que sus factores de planta son del orden del 31% a 43 %.

Figura 4.29: Diagrama de potencia aerogenerador modelo 5M



Fuente:repower 2012

4.3.2.3.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011], es del orden de 1.548-3.746 US\$/Kw

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 15-87 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el promedio entre los dos valores presentados anteriormente. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.3.2.3.2 Análisis técnico

De acuerdo a lo presentado en el capítulo 3.3 referente a los estudios e informes de las velocidades de viento en la región de los ríos a una altura de 50 mts, en la costa marina de la Región de los Ríos presenta velocidades promedio entre 6,85 y 7,39 m/s.

Dado que el modelo 5M de REPOWER System tiene alturas de torre de 85 mts, y el estudio de velocidades de flujo de viento en la Región se encuentra a 50 mts de altura a la cual tomaremos como referencia los 7,39 m/s. De tal forma se calculara la velocidad de perfil del viento normal según la NCH2946/1.Of 2005, la cual da como resultado 7,79 m/s.

De acuerdo al diagrama velocidad de viento versus potencia presentada por la compañía REPOWER Energy para su modelo 5M, y los datos presentes en la Región de los Ríos, se puede afirmar que es

técnicamente viable un proyecto de energía eólica. Sin embargo dadas las velocidades presente en la región y viendo el diagrama de potencia versus velocidad de viento, al no ser velocidades tan altas en la región, se visualiza que solo será factible una capacidad disponible máxima de 1,5 Mw de potencia, respecto a 5 Mw que es lo que dispone el aerogenerador teóricamente, por lo cual no se logra aprovechar el potencial ideal del mismo.

Otro factor importante a considerar es la profundidad del fondo marino, que para condiciones ideales del desarrollo de esta tecnología no debe superar los 15 mts de profundidad, y estos se encuentran principalmente en algunos puntos de la zona costera de Valdivia hasta Mehuin según la figura presentada en el capítulo 3.2.1 de este estudio.

Teniendo presente también que se debe desarrollar mayores estudios para tener una precisión mayor respecto al uso de esta tecnología en la región.

4.3.2.3.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en la costa marina Curiñanco.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de aerogenerador de eje vertical Asíncrono producido por la compañía REPOWER Energy utilizando su modelo 5M, con una potencia de 5 MW, la cual de acuerdo a las velocidades de viento presentes en la región y el diagrama de velocidad de viento versus potencia, el aerogenerador solo se lograra una potencia de generación de 2 MW, con una estimación anual de generación de energía de 28.894 Mwh. Para efectos de análisis se utilizara un aerogenerador extra a modo de posibles fallas del sistema.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 30Mw (equivalente a 6 unidades de 5M)
- Capacidad disponible real 12 Mw
- Estimación anual de generación: 38.894Mwh
- Factor de Planta: 37%
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a planta 5M de 30 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$2,647 Millones por Mw[CER 2011b]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capítulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 51 por Kw instalado [CER 2011b]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.Capítulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.11: Evaluación económica-Aerogenerador Offshore

construcción y operación central por Mw US\$	\$2.647.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 51.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
30,00	8.760,00		38.894,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
37%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
30	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 79.410.000,00
línea eléctrica	-\$ 6.930.000,00
Total Inversión	-\$ 86.340.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 1.530.000,00
OyM línea trans	-\$ 207.900,00
Generación energía	\$ 3.500.460,00
Depreciación Central	-\$ 3.970.500,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 346.500,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 2.554.440,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 2.554.440,00
Depreciación Central	\$ 3.970.500,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 346.500,00
Flujo de Caja	\$ 1.762.560,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 15.005.666,87	-\$ 71.334.333,13	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$71 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 340 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$759.546 y una TIR de 9,871%.

Del mismo modo se puede ver en las tablas presentadas que anualmente si genera ingreso, sin embargo al ser la inversión inicial muy alta no es rentable el proyecto. Se puede afirmar que el Proyecto de parque eólico offshore no es factible económicamente.

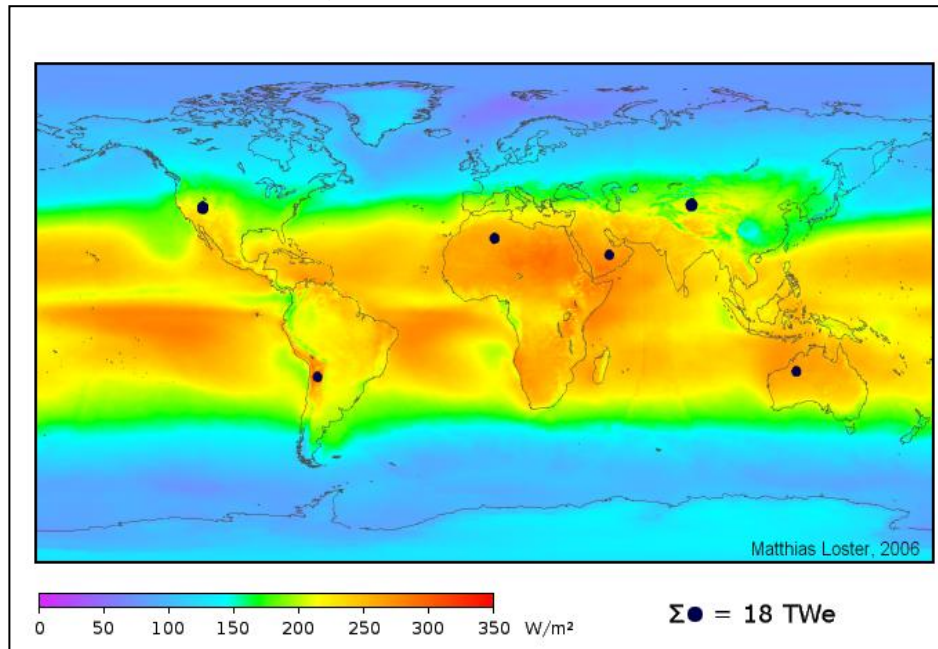
4.4 Energía Solar

Es aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, la cual genera la energía a través de paneles fotovoltaicos o en forma termo solar [Leiva et al 2008].

La energía solar es el recurso más abundante en la tierra, la que genera en promedio 1360 W/m^2 en la capa exterior de la atmosfera. Así también se debe considerar que la energía solar que recibe la superficie del planeta en una hora equivale a la energía consumida por todos los humanos en un año [CER 2011c].

Según Matthias Loster del departamento de física de la Universidad de Carolina asegura que gestionando debidamente 6 únicos emplazamientos en el planeta se podría obtener algo más de la demanda energética primaria actual en el mundo. Cabe considerar que uno de los emplazamientos que considera Loster es el desierto de Atacama en Chile con una radiación de 275 W/m^2 [Loster 2006]

4.30: Radiación solar a nivel mundial



Fuente: Loster 2006

La energía solar con fines eléctricos destaca principalmente las que utilizan sistemas fotovoltaicos y los de concentración solar de potencia.

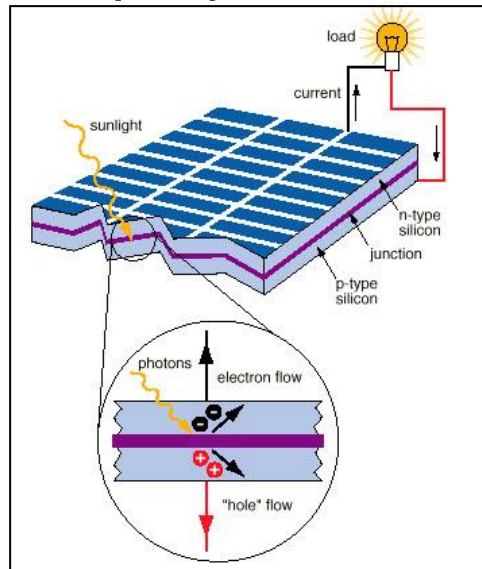
4.4.1 Energía Solar Fotovoltaica (PV Photovoltaic)

Los sistemas PV están constituidos básicamente por las celdas PV, la cual está compuesta por un semiconductor en estado sólido capaz de convertir la energía solar en corriente eléctrica. Mientras mayor sea la radiación solar incidente, mayor será el flujo producido. Estos sistemas no necesariamente necesitan luz brillante para funcionar, también es posible su funcionamiento en días nublados [CER 2011c].

Hay distintos tipos de producción de celdas solares, con diferentes rendimientos, en los cuales solo un número pequeño se puede producir industrialmente.

“La célula fotovoltaica es la encargada de transformar la energía solar en eléctrica. Esta consiste en una delgada lámina de un material semiconductor compuesto principalmente por silicio de cierto grado de pureza, el cual cuando se expone a luz solar absorbe fotones con suficiente energía como para originar el salto de los electrones, desplazándolos de su posición original a la superficie iluminada. Al desprenderse estos electrones con carga (-) originan aparición de lagunas con cargas (+) .Como los electrones tienden a concentrarse del lado de la placa donde incide la luz, se genera un campo eléctrico en dos zonas bien diferenciadas. Si ambas zonas se conectan eléctricamente mediante conductores adheridos a cada una de las caras de la placa se genera una diferencia de potencial generando la corriente eléctrica” [Díaz 2001].

Figura 4.31: Esquema de generación eléctrica fotovoltaica



Fuente: solar-cell 2011

4.4.1.1 Paneles fotovoltaicos de silicio cristalino

Las tecnologías que utilizan paneles de silicio cristalino se dividen en los que usan una capa o monocristalinos, y en los policristalinos que son los que poseen varias capas.

Para este análisis se consideraran los paneles fotovoltaicos policristalinos ya que poseen mayor eficiencia de conversión que los otros. Estos se fabrican a partir de un solo bloque de cristales que incluye no solo silicio.

Es una tecnología de gran madurez, la cual requiere una mayor superficie, y es de menor costo que los monocristalinos [CER 2011c].

En la actualidad una de las empresas líder a nivel mundial en la producción de la tecnología solar PV es la compañía SUNTECH de origen Chino. El panel solar PV policristalino de mayor capacidad que disponen es el modelo Superpoly STP295-24/VD con una capacidad máxima nominal de 295 watt el panel [SUNTECH 2012].

Dentro de las ventajas de este modelo destacan:

- Elevada resistencia al viento y cargas de nieve
- Hasta un 15,2% de conversión gracias a una superior tecnología de célula
- Capa anti reflectante que aumenta absorción de luz y deducción al polvo en la cubierta

- Excelente rendimiento con luz débil

Figura 4.32: Parque solar Superpoly STP 295



Fuente: SUNTECH 2012

Dentro de las características principales de este modelo se pueden ver las siguientes:

- Potencia nominal máxima 295 Watt
- Célula solar de silicio policristalino 156 x 156 mm
- Número de células por panel: 72
- Dimensiones 1956 x 992 x 50 mm
- Área panel: 1,94 m²
- Peso panel: 27 kg

4.4.1.1.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011c], es del orden de 3.750-6.250 US\$/Kw

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 35-45 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.4.1.1.2 Análisis técnico

Según los datos presentados por el explorador del recurso solar en Chile, y dado a conocer en distintos puntos de la región según el subcapítulo 3.4 de este estudio, nos indica que la zona que posee mayor radiación global solar promedio es la ciudad de Lanco con un promedio de 3,98 Kwh/m² diario, por lo tanto la energía anual disponible en la zona para el recurso solar es de 1452,7 Kwh/m². Sin embargo comparativamente con las radiaciones en zonas tropicales o el mismo desierto de Atacama las cuales llegan a

2700 Kwh/m², las encontradas en la Región de los Ríos son mucho menores, de tal modo igual es factibles la aplicación técnica de la energía solar PV con policristales de silicio.

4.4.1.1.3 *Análisis económico*

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de la ciudad de Lanco.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de Parque solar PV con policristales de silicio producido por la compañía SUNTECH utilizando su modelo Superpoly STP295-24/VD, con una potencia máxima de 295 W la que se produce cuando la radiación presente en el panel PV alcanza a los 1000W/m², lo que implica que su eficiencia de conversión es de un 15,2%, de tal forma su generación anual de energía será de 2,9 Gwh para los 6.780 paneles PV.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2MW instalado (equivalente a 6.780 paneles solares)
- Estimación anual de generación: 2.904 Mwh/año
- Área a utilizar 13.153 m²
- Factor de Planta: 30%
- S/E a conectar: Ciruelos (distancia a planta de 5 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$3,750 Millones por Mw.[CER 2011c]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km.Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 35 por Kw instalado [CER 2011c]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.[Capitulo 2.7.3]

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable

Tabla 4.12: Evaluación económica-Panel fotovoltaico de silicio cristalino

construcción y operación central por Mw US\$	\$3.750.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 35.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
2,00	8.760,00		2.904,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
30%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
5	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 7.500.000,00
línea eléctrica	-\$ 1.155.000,00
Total Inversión	-\$ 8.655.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 70.000,00
OyM línea trans	-\$ 34.650,00
Generación energía	\$ 261.360,00
Depreciación Central	-\$ 375.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 57.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 276.040,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 276.040,00
Depreciación Central	\$ 375.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 57.750,00
Flujo de Caja	\$ 156.710,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 1.334.160,57	-\$ 7.320.839,43	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$7 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 440 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$71.726 y una TIR de 10.121%.

Se puede afirmar que el Proyecto de parque Fotovoltaico con policristales de silicio no es factible económicamente.

4.4.1.2 Paneles fotovoltaicos Thin Film

Estos paneles se encuentran usualmente en rollos, los que equivalen a varios paneles unidos. Su espesor varía de unos pocos nanómetros hasta decenas de micrómetros.

Estos se construyen depositando capas muy delgadas de materias fotovoltaicas, sobre un soporte de bajo costo lo que lo hace más económico versus los con tecnología cristalina, sin embargo sus eficiencias son más bajas [CER 2011].

Los materiales utilizados para su fabricación son principalmente silicio amorfo, cadmiun teluride, copper indium / gallium diselenide/disulphide y multi junction cells.

En la actualidad una de las empresas líder en la producción de la tecnología thin film es la compañía First Solar. Destacando el modelo FS-390 que es el que posee mayor capacidad nominal de potencia llegando a los 90 Watts [First solar 2012].

Dentro de las principales ventajas que destacan en este tipo de paneles, destacan:

- Trabaja bajo amplias condiciones climáticas
- Laminado, sin marco robusto, rentable y reciclable
- No requiere toma de tierra

4.33: Parque solar tipo Thin Film



Fuente: First Solar 2012

Dentro de las características principales de este modelo se pueden ver las siguientes:

- Potencia nominal máxima 90 W
- Célula tipo cds/cdTe semiconductor, 154 celdas activas
- Dimensión 1200 x 600 mm

- Área panel 0,71 m²
- Peso 12 kg

4.4.1.2.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011c], es del orden de 1500-2.250 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 35-40 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.4.1.2.2 Análisis técnico

Según los datos presentados por el explorador del recurso solar en Chile, y dado a conocer en distintos puntos de la región según el subcapítulo 3.4 de este estudio, nos indica que la zona que posee mayor radiación global solar promedio es la ciudad de Lanco con un promedio de 3,98 Kwh/m² diario, por lo tanto la energía anual disponible en la zona para el recurso solar es de 1452,7 Kwh/m². Sin embargo comparativamente con las radiaciones en zonas tropicales o el mismo desierto de Atacama las cuales llegan a 2700 Kwh/m², las encontradas en la Región de los Ríos son mucho menores, de tal modo igual es factible la aplicación técnica de la energía solar PV Tipo Thin Film.

4.4.1.2.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de la ciudad de Lanco.

Se desarrollara el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de Parque solar PV tipo Thin Film producido por la compañía First Solar utilizando su modelo FS-390, con una potencia máxima de 90 W la que se produce cuando la radiación presente en el panel PV alcanza a los 1000W/m² [First Solar 2012].

De acuerdo a la radiación presente en la región, el panel solar PV Tipo Thin Film lograra en promedio una potencia de generación de 14,325 W para la zona especificada en la Región de los Ríos. Estos datos se explican pues el panel solar posee 0,72 m² y ya que el panel de este tipo solo tiene un 12 % de eficiencia de conversión, por lo tanto para el estudio presente la generación de energía anual para los 22.223 paneles thin film será de .

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2MW instalado (equivalente a 22.223 paneles solares)
- Área a utilizar 16.000 m²
- Estimación anual de generación: 2.789 Mwh/añal
- Factor de Planta: 30%
- S/E a conectar: Ciruelos (distancia a planta de 5 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$1,500 Millones por Mw. [CER 2011c]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 35 por Kw instalado[CER 2011c]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable

Tabla 4.13: Evaluación económica-Thin film

construcción y operación central por Mw US\$	\$1.500.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 35.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
2,00	8.760,00		2.789,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Electrica (años)
30%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
5	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 3.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 1.155.000,00
Total Inversión	-\$ 4.155.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 70.000,00
OyM línea trans	-\$ 34.650,00
Generación energía	\$ 251.010,00
Depreciación Central	-\$ 150.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 57.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 61.390,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 61.390,00
Depreciación Central	\$ 150.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 57.750,00
Flujo de Caja	\$ 146.360,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 1.246.045,19	-\$ 2.908.954,81	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$3 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo que el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 240 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$44.894 y una TIR de 10.158%.

Se puede afirmar que el Proyecto de parque Fotovoltaico Tipo Thin Film no es factible económicamente.

4.4.1.3 Paneles de Concentración fotovoltaica (CPV)

Esta tecnología, la gran diferencia que tienes respecto a los PV tradicionales es que usan elementos ópticos a modo de lente o lupa que se usa para concentrar la luz del sol entre 250 a 1000 veces, usando solo 1 cm² de celda. Llegando a utilizar 0,001 veces la cantidad de material que las celdas PV tradicionales.

Así también se reconoce una eficiencia de conversión superior respecto a las anteriores y no se ve afectado por el aumento de temperatura [CER 2011c].

Las CPV solo pueden aprovechar la radiación solar directa por lo cual obliga al uso de seguidores solares de alta precisión. La compañía Amonix de procedencia Norteamericana es una de las que ha desarrollado con mayor éxito los paneles de concentración fotovoltaica, destacando con su modelo AMONIX 7700, el cual logra una potencia nominal máxima de 60 Kw [Amonix 2012].

Dentro de las principales ventajas que destacan en este tipo de paneles CPV, destacan:

- Poseen sistemas flexibles, por lo cual no requiere nivelación de terreno
- Sistemas resistentes
- Son predecibles a su comportamiento y rendimiento
- Altos niveles de conversión versus los PV tradicionales

4.34: Panel de concentración fotovoltaica Amonix



Fuente: Amonix 2012

Dentro de las características principales de este modelo se pueden ver las siguientes:

- Potencia nominal máxima 60 Kw
- Posee 36 juegos de lentes y placas receptoras
- Dimensión 22 x 15 mts
- Área panel 330 m²
- Sistema de seguimiento de doble eje
- Células solares multi unión y tecnología solar CPV

4.4.1.3.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011c], es del orden de 4.000 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 35-40 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.4.1.3.2 Análisis técnico

Según los datos presentados por el explorador del recurso solar en Chile, y dado a conocer en distintos puntos de la región según el subcapítulo 3.4 de este estudio, nos indica que la zona que posee mayor radiación global solar promedio es la ciudad de Lanco con un promedio de 3,98 Kwh/m² diario, por lo tanto la energía anual disponible en la zona para el recurso solar es de 1452,7 Kwh/m². Sin embargo comparativamente con las radiaciones en zonas tropicales o el mismo desierto de Atacama las cuales llegan a 2700 Kwh/m², las encontradas en la Región de los Ríos son mucho menores, de tal modo igual es factible la aplicación técnica de la energía solar de Concentradores fotovoltaicos.

4.4.1.3.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de la ciudad de Lanco.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de Parque solar de concentración fotovoltaicas producido por la compañía Amonix utilizando su modelo Amonix 7700, con una potencia máxima de 60 Kw .[Amonix 2012].

De acuerdo a la radiación presente en la región, la planta solar CPV Amonix 7700, que presenta una eficiencia de conversión del 40%, tendrá una capacidad de generación de 6.519 Mwh anual.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2MW instalado (equivalente a 34 paneles solares CPV)
- Área mínima a utilizar 11.220 m²
- Estimación anual de generación: 6.519 Mwh
- Factor de Planta: 30%
- S/E a conectar: Ciruelos (distancia a planta de 5 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$4 Millones por Mw[CER 2011c]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km.Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 9 por Kw instalado[CER 2011c]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable

Tabla 4.14: Evaluación económica-Paneles de concentración fotovoltaica

construcción y operación central por Mw US\$	\$4.000.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 9.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
2,00	8.760,00		6.519,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
30%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
5	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 8.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 1.155.000,00
Total Inversión	-\$ 9.155.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 18.000,00
OyM línea trans	-\$ 34.650,00
Generación energía	\$ 586.710,00
Depreciación Central	-\$ 400.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 57.750,00
Utilidad antes de Impuesto	\$ 76.310,00
Impuesto	\$ 15.262,00
Utilidad neta	\$ 61.048,00
Depreciación Central	\$ 400.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 57.750,00
Flujo de Caja	\$ 518.798,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 4.416.819,83	-\$ 4.738.180,17	1,223%

Fuente:Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$5 MILLONES negativos, lo que hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

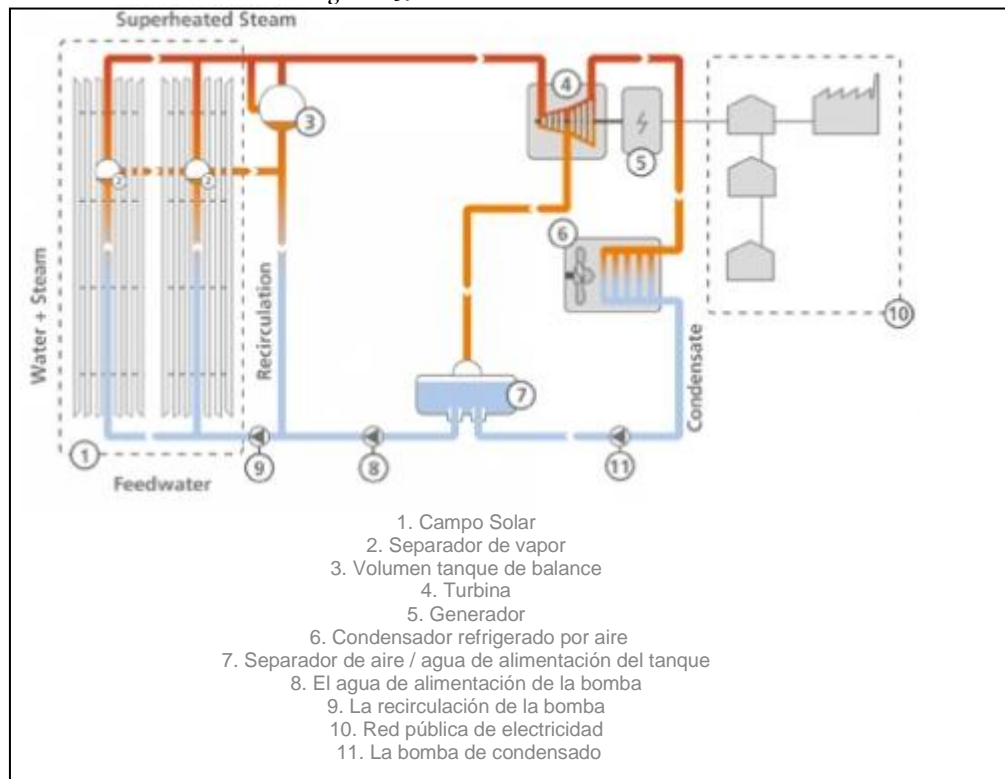
Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 200 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$145.800 y una TIR de 10.23%.

Se puede afirmar que el Proyecto de parque CPV Tipo Amonix 7700 no es factible económicamente.

4.4.2 Energía Solar por concentración solar de potencia (CSP)

Son centrales solares termoeléctricas que generan energía eléctrica mediante espejos para concentrar la energía solar, para así calentar un fluido calor portador que genera vapor para que ingrese a una turbina, tal como una termoeléctrica. Es necesario concentrar la radiación solar para que pueda alcanzar temperaturas entre los 300° y 1000°C y así obtener un ciclo termodinámico aceptable [CER 2011c].

Figura 4.35: Funcionamiento CSP



Fuente: Novatec Solar 2012

Actualmente esta tecnología se puede agrupar en 4 categorías principalmente que dependen de la manera en que enfocan los rayos solares y la tecnología aplicada para recibir la energía solar, estas son conocidas como:

- Reflectores lineales fresnel

- Colectores cilíndricos parabólicos
- Torres centrales
- Discos parabólicos

4.4.2.1 Colectores Cilindro parabólicos

Consiste en un semi cilindro de espejos que concentran los rayos solares sobre una tubería central por la cual circula un fluido que transporta el calor. Esta energía calienta el aceite que fluye a través de la tubería por lo que la energía térmica producida se utiliza para generar electricidad en un generador de vapor convencional [CER 2011].

Existen varias compañías que producen esta tecnología tipo cilindro parabólico, dentro de las que destacan Bright Source, Solar Millenium , Abengoa, entre otras. Para este caso utilizaremos la que produce la compañía Abengoa de origen español, que posee el colector cilindro parabólico modelo ASTRO, que a desarrollado una planta de 50 Mw de potencia utilizando 300.000 m² de espejos [Abengoa 2012].

Dentro de las ventajas a destacar de esta tecnología, son las siguientes:

- Modelos escalables y modulares
- Costo menor versus los otros CSP
- Ocupa menor cantidad de superficie

4.36: Planta solar Colector solar cilindro parabólico



Fuente: Abengoa 2012

4.4.2.1.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011c], es del orden de 4.000-8.000 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 70-140 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.4.2.1.2 Análisis técnico

Según los datos presentados por el explorador del recurso solar en Chile, y dado a conocer en distintos puntos de la región según el subcapítulo 3.4 de este estudio, nos indica que la zona que posee mayor radiación global solar promedio es la ciudad de Lanco con un promedio de 3,98 Kwh/m² diario, por lo tanto la energía anual disponible en la zona para el recurso solar es de 1452,7 Kwh/m². Sin embargo comparativamente con las radiaciones en zonas tropicales o el mismo desierto de Atacama las cuales llegan a 2700 Kwh/m², las encontradas en la Región de los Ríos son mucho menores, de tal modo igual es factible la aplicación técnica de la energía solar de CSP Tipo cilindro parabólica.

4.4.2.1.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de la ciudad de Lanco.

Se desarrollará el estudio de pre factibilidad de una planta de generación eléctrica a través de Parque solar de concentración solar de potencia tipo cilindro parabólico producido por la compañía Abengoa utilizando su modelo ASTRO , con una potencia máxima de 138,8 Kw .[Abengoa 2012].

De acuerdo a la radiación presente en la región, la planta solar CSP ASTRO tendrá una capacidad de generación anual de 3.005 Mwh de energía.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2MW instalado
- Área mínima a utilizar 12.000 m² de espejos
- Estimación anual de generación: 3005 Mwh
- Factor de Planta: 40%
- S/E a conectar: Ciruelos (distancia a planta de 5 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$4 Millones por Mw. [CER 2011c]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 70 por Kw instalado.[CER 2011c]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable

Tabla 4.15: Evaluación económica-Colector cilindro parabolico

construcción y operación central por Mw US\$	\$4.000.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 70.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
2,95	8.760,00		3.005,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
40%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
5	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 11.800.000,00
línea eléctrica	-\$ 1.155.000,00
Total Inversión	-\$ 12.955.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 206.500,00
OyM línea trans	-\$ 34.650,00
Generación energía	\$ 270.450,00
Depreciación Central	-\$ 590.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 57.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 618.450,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 618.450,00
Depreciación Central	\$ 590.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 57.750,00
Flujo de Caja	\$ 29.300,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 249.447,42	-\$ 12.705.552,58	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$12 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 660 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$13.456 y una TIR de 10.015%.

Se puede afirmar que el Proyecto de parque CSP ASTRØ no es factible económicamente.

4.4.2.2 Colectores Tipo Fresnel

Esta tecnología se asemeja al cilindro parabólico, pero la diferencia está en que utilizan largas filas de espejos planos o levemente curvos, con el fin de reflejar los rayos solares en un receptor lineal fijo. Sin embargo este sistema es menos eficiente que el cilindro parabólico en convertir la energía solar a eléctrica.

La tecnología se basa en concentrar los rayos utilizando espejos que se orientan a un reflector secundario al cual se reflejan los rayos del sol hasta un absorbedor en el que circula un fluido de trabajo, generando vapor saturado que luego llega a las turbinas de generación eléctrica. Hay que tener en cuenta que esta tecnología no se encuentra en una madurez absoluta, ya que no lleva muchos años en ejecución y se sigue buscando formas de optimizar más esta tecnología [CER 2011c].

Una de las compañías que lleva la delantera en la línea Fresnel es la compañía alemana Novatec Solar, la cual posee espejos de vidrio plano, utilizando 16 líneas paralelas de espejo para reflejar la energía solar [Novatec 2012].

Dentro de las ventajas que tiene esta tecnología destacan las siguientes:

- Diseño simple de espejos y receptor fijo
- Tecnología modular escalable, sencilla y de diseño duradero
- Espejos más económicos y ligeros que los cilindro paralelos
- Espejos planos que permiten ampliar el campo solar

4.37: Planta solar Tipo Fresnel



Fuente: Novatec Solar 2012

Dentro de las características de su modulo base se encuentra:

- 128 unidades de reflector primario
- Área de espejo de vidrio de 513,6 m²
- 8 unidades receptoras
- Capacidad de potencia máxima nominal de 42,3 Kw

4.4.2.2.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011c], es del orden de 9.000 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 60-70 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.4.2.2.2 Análisis técnico

Según los datos presentados por el explorador del recurso solar en Chile, y dado a conocer en distintos puntos de la región según el subcapítulo 3.4 de este estudio, nos indica que la zona que posee mayor radiación global solar promedio es la ciudad de Lanco con un promedio de 3,98 Kwh/m² diario, por lo tanto la energía anual disponible en la zona para el recurso solar es de 1452,7 Kwh/m². Sin embargo comparativamente con las radiaciones en zonas tropicales o el mismo desierto de Atacama las cuales llegan a 2700 Kwh/m², las encontradas en la Región de los Ríos son mucho menores, de tal modo igual es factible la aplicación técnica de la energía solar de CSP Tipo Fresnel.

4.4.2.2.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de la ciudad de Lanco.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de Parque solar de concentración solar de potencia tipo Fresnel producido por la compañía Novatec Solar, con una potencia máxima de 42,3 Kw. [Novatec 2012].

De acuerdo a la radiación presente en la región, la planta solar tipo Fresnel generara anualmente un promedio de 2.864 Mwh.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2MW instalado (equivalente a 48 módulos base del tipo Fresnel)
- Área mínima a utilizar 24.652 m²
- Factor de Planta: 50%
- S/E a conectar: Ciruelos (distancia a planta de 5 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$9 Millones por Mw [CER 2011c]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 60 por Kw instalado [CER 2011c]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable

Tabla 4.16: Evaluación económica-CSP Tipo Fresnel

construcción y operación central por Mw US\$	\$9.000.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 60.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
2,00	8.760,00		2.864,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
50%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
5	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 18.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 1.155.000,00
Total Inversión	-\$ 19.155.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 120.000,00
OyM línea trans	-\$ 34.650,00
Generación energía	\$ 257.760,00
Depreciación Central	-\$ 900.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 57.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 854.640,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 854.640,00
Depreciación Central	\$ 900.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 57.750,00
Flujo de Caja	\$ 103.110,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 877.833,56	-\$ 18.277.166,44	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$18 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 960 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$148.501 y una TIR de 10.113%.

Se puede afirmar que el Proyecto CSP Tipo Fresnel no es factible económicamente.

4.4.2.3 Torre de concentración

Las torres solares o sistemas de recepción central utilizan reflectores pequeños para concentrar los rayos solares a un receptor ubicado en lo alto de una torre fija. Algunas torres utilizan generación directa de vapor en sus receptores, mientras otras utilizan sales como fluidos de transferencia de calor.

El poder de concentración en las torres es alto, alcanzando grandes temperaturas y así aumentando también la eficiencia de conversión.

Los reflectores también conocidos como heliostatos se encuentran agrupados alrededor de la torre, estos heliostatos giran a lo largo del día para recibir durante todo instante luz solar directa, así reflejar hacia la torre utilizando la máxima potencia para calentar el agua y producir vapor a presión para poner en funcionamiento la turbina para poder producir la energía [CER 2011c].

La capacidad de generación de energía dependerá de la altura de la torre, que varía entre los 20 y 120 mts, y de la cantidad de heliostatos ubicados alrededor de la torre. Para el análisis de esta tecnología se considero la compañía Danesa Aalborg en el cual su especialidad en energía solar son las de tipo CSP, destacando las torres de concentración. Donde se evaluara una planta de 2,95Mw de potencia nominal [Aalborg 2012].

Dentro de las ventajas de las torres de concentración se presentan las siguientes:

- Eficiencias de conversión superior versus otras tecnología solares
- Produce energía con luz difusa y a diferentes temperaturas
- Facilidad para funcionar con sales o agua en el receptor

4.38: Planta solar CSP Torre de concentración



Fuente: Aalborg 2012

Dentro de las características de su modulo base se encuentra:

- Altura Torre 20 mts
- Cantidad de heliostatos 245 unidades
- Dimensión heliostato 120 m²
- Potencia nominal 2950 Kw

4.4.2.3.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011c], es del orden de 4.000-7.000 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 66 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.4.2.3.2 Análisis técnico

Según los datos presentados por el explorador del recurso solar en Chile, y dado a conocer en distintos puntos de la región según el subcapítulo 3.4 de este estudio, nos indica que la zona que posee mayor radiación global solar promedio es la ciudad de Lanco con un promedio de 3,98 Kwh/m² diario, por lo tanto la energía anual disponible en la zona para el recurso solar es de 1452,7 Kwh/m². Sin embargo comparativamente con las radiaciones en zonas tropicales o el mismo desierto de Atacama las cuales llegan a 2700 Kwh/m², las encontradas en la Región de los Ríos son mucho menores, de tal modo igual es factible la aplicación técnica de la energía solar de CSP Torre de concentración.

4.4.2.3.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de la ciudad de Lanco.

Se desarrollará el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de Parque solar CSP Torre de concentración, con una potencia máxima de 2950 Kw [Aalborg 2012].

De acuerdo a la radiación presente en la región, la torre de concentración logrará en promedio una generación 6.406 Mwh.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2,95MW instalado (equivalente a 245 heliostatos)
- Área mínima a utilizar 29.400 m²
- Factor de Planta: 38%
- Estimación anual de generación: 6406 Mwh
- S/E a conectar: Ciruelos (distancia a planta de 5 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$4 Millones por Mw [CER 2011c]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 66 por Kw instalado [CER 2011c]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable

Tabla 4.17: Evaluación económica-CSP Torre de concentración

construcción y operación central por Mw US\$	\$4.000.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 66.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
2,95	8.760,00		6.406,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
38%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
5	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 11.800.000,00
línea eléctrica	-\$ 1.155.000,00
Total Inversión	-\$ 12.955.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 194.700,00
OyM línea trans	-\$ 34.650,00
Generación energía	\$ 576.540,00
Depreciación Central	-\$ 590.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 57.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 300.560,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 300.560,00
Depreciación Central	\$ 590.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 57.750,00
Flujo de Caja	\$ 347.190,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 2.955.824,19	-\$ 9.999.175,81	N/A

Fuente:Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$10 MILLONES negativos, lo que hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo cual el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 310 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$111.260 y una TIR de 10.126%.

Se puede afirmar que el Proyecto CSP Torre de concentración no es factible económicamente.

4.4.2.4 Disco Parabólico

Los discos parabólicos constan de un concentrador solar en una estructura de plato que soporta el conjunto de espejos que concentran los rayos solares hacia un punto ubicado en el centro. El aparato completo sigue al sol, con disco y receptor moviéndose en conjunto ofreciendo una alta eficiencias. Los discos unitariamente generan entre 10 y 25 Kw.

La antena concentra la radiación sobre la unidad de absorción de calor de un motor Stirling, donde dicho motor funciona con un ciclo cerrado de calor utilizando un fluido de trabajo interno ya sea hidrogeno o helio el cual es expande o contra haciendo trabajar el motor para producir la energía mecánica el que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica [CER 2011c].

La compañía de origen alemán SBP posee un modelo de disco parabólico o dish Stirling de capacidad de 10 Kw, y posee un disco de 8,5 mts de diámetro [SBP 2012], en el cual posee las siguientes ventajas:

- Modularidad que permite operar en forma modular
- Se adecua a las condiciones del terreno, por lo cual se pueden agrupar de varias formas
- Posee segmentos fáciles de transportar

Figura 4.39: Disco Parabólico



Fuente: SBP 2012

Dentro de las características de este modelo destacan:

- Concentrador de diámetro 8,5 mts
- Superficie concentrador 56,7 m²
- Motor tipo Stirling en V 160 cc
- Potencia neta máxima 10 Kw

4.4.2.4.1 Montto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011c], es del orden de 10.000 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 48 US\$/Kw, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.4.2.4.2 Análisis técnico

Según los datos presentados por el explorador del recurso solar en Chile, y dado a conocer en distintos puntos de la región según el subcapítulo 3.4 de este estudio, nos indica que la zona que posee mayor radiación global solar promedio es la ciudad de Lanco con un promedio de 3,98 Kwh/m² diario, por lo tanto la energía anual disponible en la zona para el recurso solar es de 1452,7 Kwh/m². Sin embargo comparativamente con las radiaciones en zonas tropicales o el mismo desierto de Atacama las cuales llegan a 2700 Kwh/m², las encontradas en la Región de los Ríos son mucho menores, de tal modo igual es factible la aplicación técnica de la energía solar de CSP Disco parabólico.

4.4.2.4.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de la ciudad de Lanco.

Se desarrollará el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de Parque solar CSP Disco parabólico, con una potencia máxima de 10 Kw [SBP 2012].

De acuerdo a la radiación presente en la región, el disco parabólico SBP logrará en promedio una generación de energía anual de 2.965 Mwh, para la planta de 2 Mw de capacidad de potencia.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 2 Mw instalado (equivalente a 200 Discos parabólicos SBP)
- Área mínima a utilizar 11.340 m²
- Factor de Planta: 60%
- Estimación anual de energía: 2.965Mwh
- S/E a conectar: Ciruelos (distancia a planta de 5 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$10 Millones por Mw[CER 2011c]
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 48 por Kw instalado [CER 2011c]
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.Capitulo 2.7.3

No se considera pago por potencia punta pues no presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.18: Evaluación económica-CSP Disco parabolico

construcción y operación central por Mw US\$	\$10.000.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 48.000,00	Mw instalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimación anual generación (Mwh)	
2,00	8.760,00		2.965,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
60%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
5	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 20.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 1.155.000,00
Total Inversión	-\$ 21.155.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 96.000,00
OyM línea trans	-\$ 34.650,00
Generación energía	\$ 266.850,00
Depreciación Central	-\$ 1.000.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 57.750,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 921.550,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 921.550,00
Depreciación Central	\$ 1.000.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 57.750,00
Flujo de Caja	\$ 136.200,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 1.159.547,38	-\$ 19.995.452,62	N/A

Fuente: Elaboración Propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$20 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo que el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 1.050 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$960.088 y una TIR de 10.66%.

Se puede afirmar que el Proyecto CSP Disco parabólico no es factible económicamente.

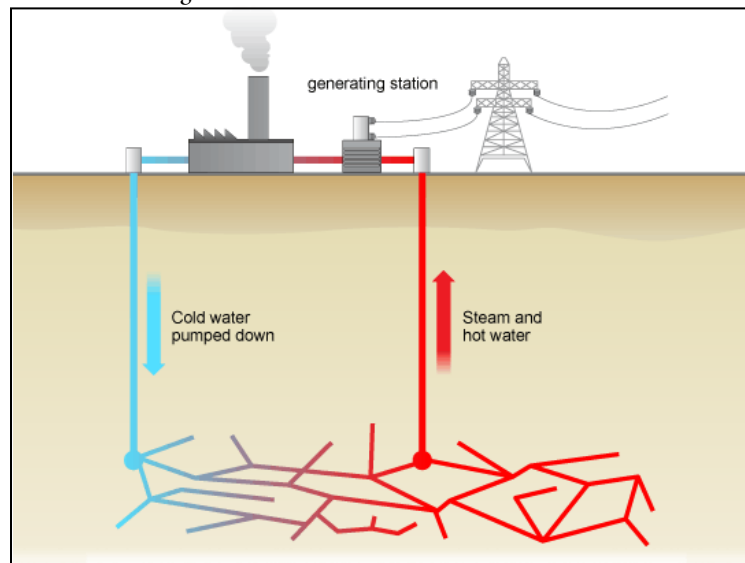
4.5 Energía Geotérmica

Es un recurso renovable existente principalmente en zonas de gran actividad volcánica o fallas geológicas, donde la electricidad se obtiene por medio de sistema de vapor o aire caliente, sistema flash, rocas calientes secas, etc. Estos funcionan principalmente obteniendo agua, vapor o aire caliente a través del afloramiento de agua a altas presión y temperatura, o a través de inyección de agua fría en cámaras perforadas sobre focos caloríficos subterráneos.

Dentro de las tecnologías geotérmicas, las que producen electricidad son las de alta entalpia, donde el principal requerimiento es la disponibilidad del recurso y las exploraciones necesarias para encontrar temperaturas de la tierra sobre los 150°C [CER 2011d].

La primera planta geotérmica de carácter eléctrico se desarrollo en Larderello, Italia en 1904. Donde se han desarrollado hasta el día de hoy en muchos países como Estados Unidos, China, Australia, Nueva Zelanda, etc.

Figura 4.40: Funcionamiento básico Geoterminia



Fuente: inspira 2012

Dentro de las ventajas a la vista que tiene esta tecnología destaca:

- Generación de energía limpia
- La emisión de Co2 es inferior a las por combustión
- Tecnología estable, con un factor de planta altísimo
- Una vez determinado el emplazamiento adecuado, los costos de inversión son factibles

Dentro de las desventajas que posee esta tecnología son las siguientes:

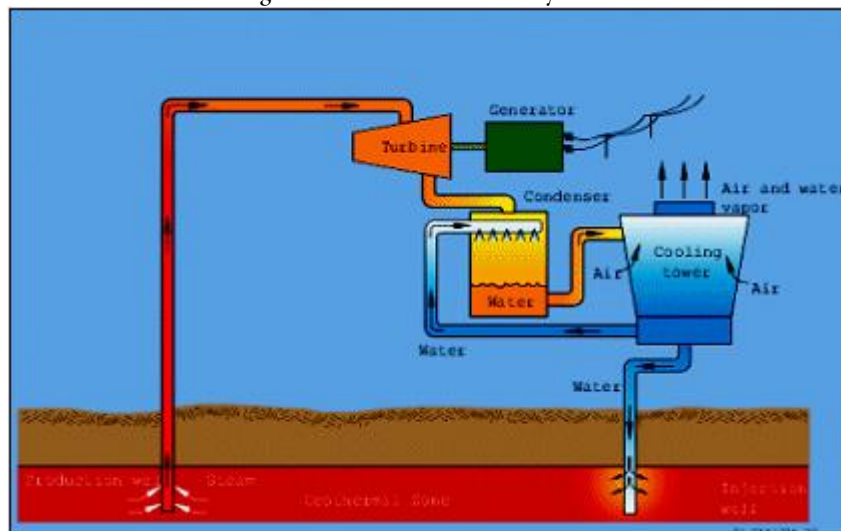
- Emisión de ácido sulfhídrico en algunos casos
- Contaminación de aguas cercanas con arsénico, amoníaco.
- Contaminación térmica
- Deterioro del paisaje

En los siguientes subcapítulos se desarrollarán las tecnologías geotérmicas de alta entalpía para generación eléctrica, además su funcionamiento va de acuerdo a la estratificación del sistema geotérmico que posee el emplazamiento.

4.5.1 Vapor Seco (Dry steam)

Esta tecnología geotérmica consiste en la extracción de vapor seco saturado (vapor dominante), o súper calentado a presión sobre la atmósfera de un pozo profundo dominado por vapor, el cual a través de las tuberías es enviado a la turbina que acciona el sistema de generación que produce energía. El exceso de vapor es descargado a la atmósfera o ser reinyectado al pozo. Los sistemas de vapor dominantes representan la opción óptima para generación eléctrica, además son los que se encuentran en menos ocasiones [CER 2011d].

Figura 4.41: Funcionamiento Dry steam



Fuente: Geothermal 2012

4.5.1.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011d], es del orden de 1.600-3.200US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 0,04-0,1 US\$/Kwh, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.5.1.2 Análisis técnico

Según los datos presentados en el subcapítulo 3.5 donde se indica el estudio de exploración geotérmica para el sector de Puyehue- Cordon caulle del Departamento de geología y Departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Chile da a conocer que el sistema geotérmico presente es de reservorio geotérmico profundo tipo "vapor dominante" equilibrado a temperaturas sobre los 260°C, lo cual es el apto técnicamente para desarrollar la energía geotérmica de tipo Dry steam con un máximo de capacidad de 50 Mw consistentes

en 20 hectáreas de explotación del recurso de acuerdo a la ley N° 19.657. De tal modo se afirma que la tecnología Dry Steam es técnicamente factible en la Región de Los Ríos.

4.5.1.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector Puyehue- Cordón Caulle.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de energía geotérmica del tipo Dry steam, con una potencia máxima de 50 Mw y una eficiencia de generación eléctrica de 15%, generando anualmente en promedio 59.130 Mwh de energía.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 50 Mw instalado
- Área a utilizar 20.000 m²
- Factor de Planta: 90%
- Estimación anual de energía: 59.130 Mwh
- S/E a conectar: Osorno (distancia a planta de 70 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$1,6 Millones por Mw[CER 2011d].
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 0,04 por Kwh[CER 2011d].
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3

Se considera pago por potencia ya que es una tecnología que presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.19: Evaluación económica-Geotermia Dry steam

construcción y operación central por Mw US\$	\$1.600.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 40,00	Mwh
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
50,00	8.760,00	29.925,00	59.130,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
90%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
70	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 80.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 16.170.000,00
Total Inversión	-\$ 96.170.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 2.365.200,00
OyM línea trans	-\$ 485.100,00
Generación energía	\$ 5.321.700,00
Pago potencia punta	\$ 1.597.995,00
Depreciación Central	-\$ 4.000.000,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 808.500,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 739.105,00
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 739.105,00
Depreciación Central	\$ 4.000.000,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 808.500,00
Flujo de Caja	\$ 4.069.395,00

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 34.645.053,63	-\$ 61.524.946,37	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 62 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$67 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo que el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

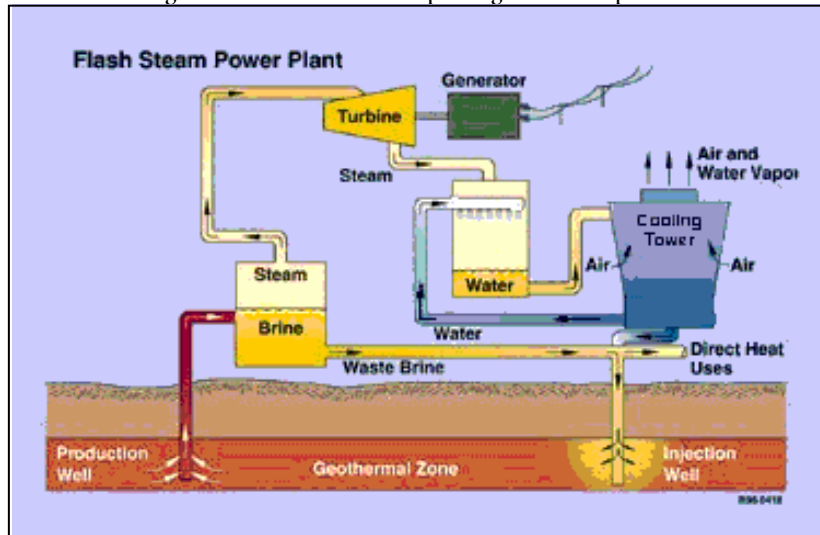
Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 240 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$142.379 y una TIR de 10.022%.

Se puede afirmar que el Proyecto Geotérmico tipo Dry steam no es factible económicamente.

4.5.2 Vapor húmedo (Flash/ Wet steam)

Esta tecnología explota reservorios de vapor húmedo en los que domina el agua. Estas son factibles con temperaturas superiores a los 180°. Esta agua caliente fluye hacia la superficie a través de pozos en el suelo, donde la disminución de presión producida sobre el agua, que parte de ella se transforma en vapor, que a su vez pasa por una turbina y luego por un generador para producir la energía. El agua y vapor sobrante son devueltos al depósito [EERE 2012].

Figura 4.42: Funcionamiento planta geotérmica tipo flash



Fuente: Geothermal 2012

4.5.2.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011d], es del orden de 2.200- 4.200US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 0,04-0,14 US\$/Kwh, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

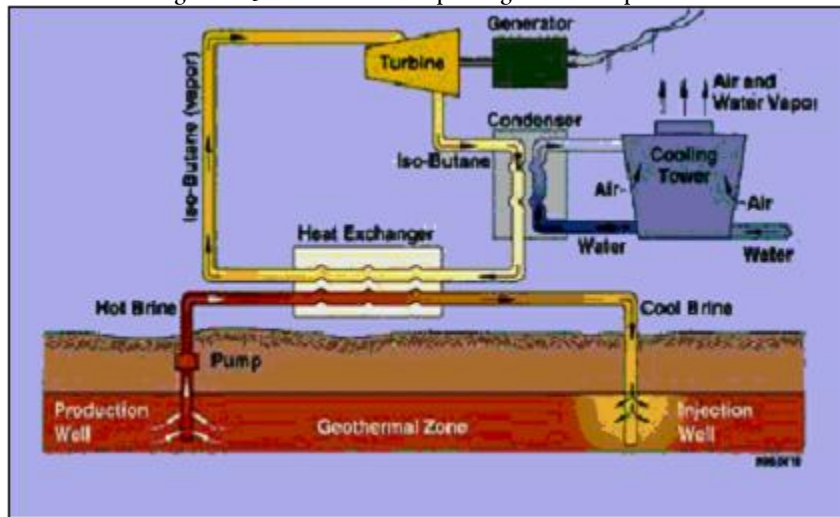
4.5.2.2 Análisis técnico

Según los datos presentados en el subcapítulo 3.5 donde se indica el estudio de exploración geotérmica para el sector de Puyehue- Cordón caulle del Departamento de geología y Departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Chile da a conocer que el sistema geotérmico presente es de reservorio geotérmico profundo tipo "vapor dominante" equilibrado a temperaturas sobre los 260°C. De acuerdo a estos conocimientos, el tipo de reservorio presente en Puyehue- Cordón caulle no es apto para el desarrollo de la tecnología tipo flash. De tal modo se afirma que la tecnología flash no es técnicamente factible en la Región de Los Ríos para el presente estudio, lo que no implica que sea una determinación absoluta, ya que al ser un recurso natural poco estudiado, es probable que de acá a algunos años más se encuentren localidades donde sea aplicable este tipo de tecnología.

4.5.3 Roca seca caliente (Hot dry rock)

Esta tecnología aprovecha el calor contenido en una formación geológica de alta temperatura donde no se encuentra agua. Esta tecnología se produce al crear un depósito geotérmico artificial perforando pozos profundos en la roca. Así el agua o fluido de trabajo se inyecta desde la superficie al pozo el cual aumenta su temperatura y se extrae como vapor a presión para generar electricidad mediante turbinas [EERE 2012]. En si el funcionamiento de esta tecnología es prácticamente similar a las otras geotérmicas, la única gran diferencia es que se inyecta el fluido de trabajo. También hay que considerar que esta es la tecnología de las geotermias mas nuevas por lo cual se encuentran aplicaciones pequeñas que van de 1Mw a 10 Mw.

Figura 4.43: Funcionamiento planta geotérmica tipo HDR



Fuente: Geothermal 2012

4.5.3.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011d], es del orden de 3.800- 7.850 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 0,1-0,18 US\$/Kwh, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.5.3.2 Análisis técnico

Según los datos presentados en el subcapítulo 3.5 donde se indica el estudio de exploración geotérmica para el sector de Puyehue- Cordón caulle del Departamento de geología y Departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Chile da a conocer que el sistema geotérmico presente es de reservorio geotérmico profundo tipo "vapor dominante" equilibrado a temperaturas sobre los 260°C. De acuerdo a estos conocimientos, el tipo de reservorio presente en Puyehue- Cordón caulle no es apto para el desarrollo de la tecnología tipo Hot dry rock. De tal modo se afirma que la tecnología Hot dry rock no es técnicamente factible en la Región de Los Ríos para el presente estudio, lo que no implica que sea una determinación absoluta, ya

que al ser un recurso natural poco estudiado, es probable que de acá a algunos años más se encuentren localidades donde sea aplicable este tipo de tecnología.

4.5.4 Pequeña central Geotérmica

Dichas centrales utilizan un potencial geotérmico de menor entalpia, obteniendo una potencia de generación eléctrica que llega a las 5Mw, basando su funcionamiento en fuentes geotermales, utilizando vapor para la operación de la turbina con temperaturas que fluctúan entre los 100°C y los 150°C, donde su funcionamiento es de tipo binario. En el cual su factibilidad depende principalmente de la disponibilidad de recurso termal.

El funcionamiento de estas plantas se basa en pasar la salmuera caliente generada en un primer ciclo a través de un intercambiador de calor por el cual circula un fluido de trabajo que posee un punto de ebullición bajo generando vapor, el cual hace trabajar la turbina del generador mediante un ciclo de rankine, produciendo la energía eléctrica [CER 2011d].

4.5.4.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011d], es del orden de 2.800- 6.100 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 0,08-0,14 US\$/Kwh, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.5.4.2 Análisis técnico

Según los datos presentados en el subcapítulo 3.5 donde se indica el estudio de exploración geotérmica para el sector de Puyehue- Cordón caulle del Departamento de geología y Departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Chile da a conocer que el sistema geotérmico presente es de reservorio geotérmico profundo tipo "vapor dominante" equilibrado a temperaturas sobre los 260°C, a profundidad de 500 mts se encuentran temperaturas sobre los 100°C. De tal forma al encontrarse dentro de la zonas termales, y cumplir las condiciones de temperatura, la zona de Puyehue - Cordón caulle, así como también todas las zonas termales de la región tendrían que ser aptas para el desarrollo de geotermia de mediana entalpia, siempre cuando cumplan los requisitos de temperaturas entre los 100°C y 150°C. Las cuales en primera instancia se podría afirmar su prefactibilidad técnica, sin embargo se debe hacer un estudio previo corroborando la información.

4.5.4.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector Puyehue- Cordón Caulle.

Se procederá a desarrollar el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de energía de mediana entalpia, con una potencia máxima de 5 Mw y una eficiencia de generación eléctrica de 15%, generando anualmente en promedio 6.241 Mwh de energía.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 5 Mw instalado
- Factor de Planta: 95%
- Estimación anual de energía: 6.242 Mwh
- S/E a conectar: Osorno (distancia a planta de 70 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$2,8 Millones por Mw.[CER 2011d].
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 0,08 por Kwh[CER 2011d].
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año.Capitulo 2.7.3

Se considera pago por potencia ya que es una tecnología que presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.20: Evaluación económica-Geoterma Pequeña Central

construcción y operación central por Mw US\$	\$2.800.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 80,00	Mwh
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
5,00	8.760,00	3.158,75	6.242,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Electrica (años)
95%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	
70	20 años	20%	10%	

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 14.000.000,00
línea eléctrica	-\$ 16.170.000,00
Total Inversión	-\$ 30.170.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 499.360,00
OyM línea trans	-\$ 485.100,00
Generación energía	\$ 561.780,00
Pago potencia punta	\$ 168.677,25
Depreciación Central	-\$ 700.000,00
Depreciación línea electrica	-\$ 808.500,00
Utilidad antes de Impuesto	-\$ 1.762.502,75
Impuesto	\$ 0,00
Utilidad neta	-\$ 1.762.502,75
Depreciación Central	\$ 700.000,00
Depreciación línea electrica	\$ 808.500,00
Flujo de Caja	-\$ 254.002,75

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
-\$ 2.162.468,60	-\$ 32.332.468,60	N/A

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$32 MILLONES negativos, lo cual hace notar que el proyecto no es viable económicamente, y no genera una tasa interna de retorno por lo que el proyecto ni si quiera es capaz de recuperar el dinero invertido.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 780 US\$/Mwh, el proyecto sería rentable económicamente con un VAN de US\$2.766 y una TIR de 10.001%.

Se puede afirmar que el Proyecto Geotérmico de mediana entalpia no es factible económicamente.

4.6 Energía Biomasa

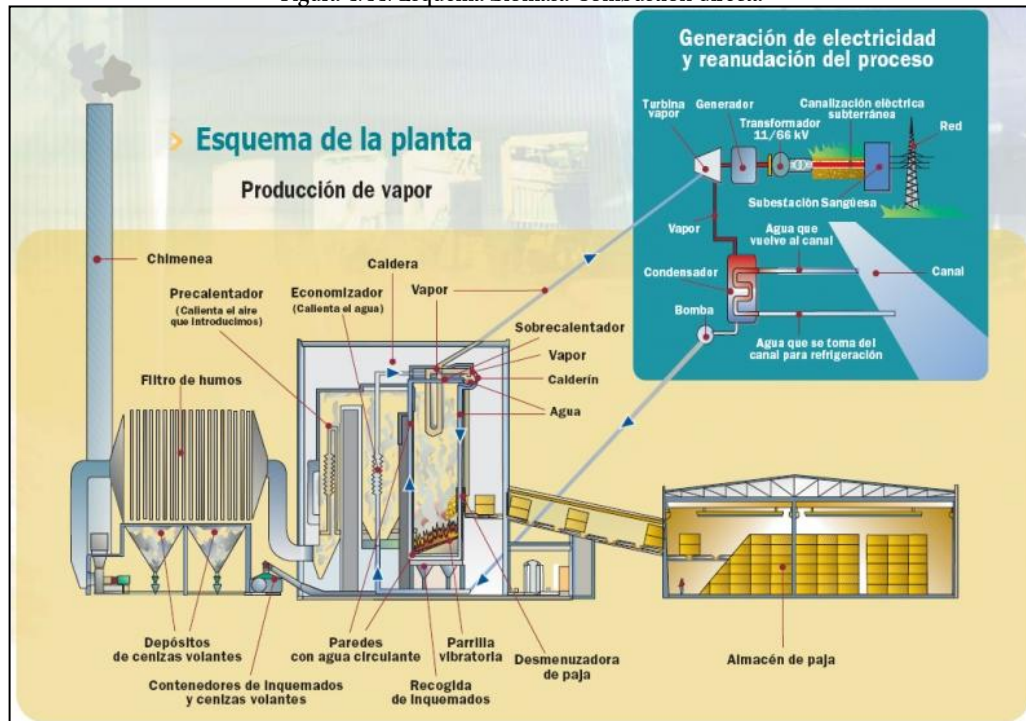
La biomasa es la materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de esta misma. La cual es la materia utilizada para generar la bioenergía que se obtiene de diversos procesos de transformación termoquímicas, combustión directa y bioquímica, la obtención de energía mediante biomasa es un proceso carbono neutral ya que sus emisiones de CO₂ son equilibradas.

4.6.1 Combustión directa

Consiste en la obtención de la energía mediante la combustión directa de la biomasa, derivada principalmente de la madera, donde se produce la reacción química producto de la combustión de la materia orgánica que reacciona al entrar en contacto con el oxígeno, donde el calor generado al quemar la biomasa, que al introducir un fluido producto del calor genera vapor el cual hace funcionar la turbina y así genera la energía eléctrica a través del generador [CER 2011e].

Dentro de las recomendaciones principales es usar la biomasa con humedad inferior a 15% para lograr un mayor rendimiento, como también usar una granulometría adecuada del material orgánico.

Figura 4.44: Esquema Biomasa Combustión directa



Fuente: Geothermal 2012

4.6.1.1 Monto inversión

El costo de inversión de esta tecnología, según los datos presentados por [CER 2011e], es del orden de 650-1.500 US\$/Kw.

Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento van del orden del 6-25 US\$/Kw/año, para efectos de este análisis, los costos implicados en el proyecto será el valor menor. La vida útil del proyecto esperada es de 20 años.

4.6.1.2 Análisis técnico

Según los datos entregados en el capítulo 3.6 de este estudio la factibilidad de producir energía mediante la tecnología de la biomasa respecto al estudio desarrollado por la Comisión Nacional de Energía y GTZ, la disponibilidad de material forestal con las características adecuadas para desarrollar la biomasa en la Región de los Ríos y Los Lagos es de 2.925.650 Gcal disponibles, con las cuales se estima una potencia teórica mínima de 36 Mw y hasta 53 Mw. Así se confirma que la zona comprendida en la Región de los Ríos es apta para el desarrollo de la tecnología de biomasa mediante combustión directa.

4.6.1.3 Análisis económico

Para el análisis económico se procederá a desarrollar un proyecto en el sector de Lanco.

Se desarrollará el estudio de pre factibilidad a una planta de generación eléctrica a través de energía de biomasa de combustión directa, con una potencia máxima de 5 Mw y una eficiencia de generación eléctrica de 23.5% [Bertran et al 2008], necesitará una capacidad calorífica de 406.304 Gcal que equivale a 184.684 Ton de materia prima, para así generar 42.000 Mwh de energía anual.

Dicha Planta de generación poseerá las siguientes características:

- Capacidad de 5 Mw instalado
- Factor de Planta: 95%
- Estimación anual de energía: 42.000 Mwh
- S/E a conectar: Valdivia (distancia a planta de 10 km)

Esta central posee las siguientes características económicas:

- Costo de construcción y puesta en marcha: US\$650.000 por Mw [CER 2011e].
- Costo Línea de Transmisión: US\$231.000 por km. Capitulo 2.7.3
- Costo de Operación y Mantenimiento Central: US\$ 6 por Kw instalado año [CER 2011e].
- Costo de mantención línea de transmisión: 3% Inversión inicial de la línea de transmisión por año. Capitulo 2.7.3
- Costo asociado a la biomasa: US\$50 por Mwh. [Bertran et al 2008]

Se considera pago por potencia ya que es una tecnología que presenta una potencia de energía estable.

Tabla 4.21: Evaluación económica-Biomasa combustión directa

construcción y operación central por Mw US\$	\$650.000,00	Costo operación y mantención Central anual	\$ 6.000,00	MW intalado
Línea eléctrica por km US\$	\$231.000,00	Costo operación y mantención Línea Eléctrica anual US\$	3%	inversión inicial Línea eléctrica

Capacidad instalada(Mw)	Horas anuales disponibles	Potencia Firme[kw/mes]	Estimacion anual generación (Mwh)	
5,00	8.760,00	3.158,75	42.000,00	
Factor de planta	Precio energía(US\$) Mwh	Precio potencia punta [US\$/Kw/mes]	Depreciación Central(años)	Depreciación Línea Eléctrica (años)
95%	90	8,90	20	20
Distancia a subestación (km)	Tiempo	Tasa de impuesto	Tasa de descuento	Precio asociado a biomasa US\$(Mwh)
10	20 años	20%	10%	\$ 50

	Inversión inicial(US\$)
construcción y puesta en marcha	-\$ 3.250.000,00
línea eléctrica	-\$ 2.310.000,00
Total Inversión	-\$ 5.560.000,00

Anual	
	O y M(anual) US\$
Operación y mantención Central	-\$ 30.000,00
OyM línea trans	-\$ 69.300,00
Costo biomasa	-\$ 2.100.000,00
Generación energía	\$ 3.780.000,00
Pago potencia punta	\$ 168.677,25
Depreciación Central	-\$ 162.500,00
Depreciación línea eléctrica	-\$ 115.500,00
Utilidad antes de Impuesto	\$ 1.471.377,25
Impuesto	-\$ 294.275,45
Utilidad neta	\$ 1.177.101,80
Depreciación Central	\$ 162.500,00
Depreciación línea eléctrica	\$ 115.500,00
Flujo de Caja	\$ 1.455.101,80

Flujo Neto Operacional	VAN	TIR
\$ 12.388.101,89	\$ 6.828.101,89	25,910%

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos en dicho análisis económico, evaluando el proyecto en 20 años y con una tasa de descuento de 10%, se obtiene valores de valor anual neto del orden de US\$6 MILLONES positivos, lo cual hace notar que el proyecto es viable económicamente, y genera una tasa interna de retorno de un 51%, por lo que hace que el proyecto sea verdaderamente rentable.

Si el precio de la energía se encontrara en el orden de los 67 US\$/Mwh, el proyecto aun sería rentable económicamente con un VAN de US\$248.819 y una TIR de 10.65%.

Se puede afirmar que el Proyecto de Biomasa por combustión directa es factible económicamente.

4.6.2 Termoquímico

Se produce cuando la biomasa es transformada al someterlo a diferentes procesos de oxidación, en condiciones dadas de presión y temperatura, generando ya sea combustibles sólidos, gaseoso o líquidos. Si se realiza con la ausencia parcial de oxígeno se denomina gasificación, en cambio si se lleva a cabo con ausencia total de oxígeno, se denomina pirólisis. Estos combustibles generados luego pueden ser utilizados en motores de combustión para la generación de electricidad [CER 2011e].

Sin embargo la problemática es que aun no se encuentran desarrollados a nivel comercial para generación eléctrica por lo cual no se puede hacer un análisis técnico económico.

5. Conclusiones

Sin duda se pueden sacar varias conclusiones respecto al presente Estudio de Prefactibilidad Técnica y Económica de Energías renovables en la Región de los Ríos, dentro de los cuales resalta a primera vista es que aun falta una legislación más potente en cuanto a incentivar el ingreso de tecnologías renovables en el país, ya sea subvencionando o aplicando leyes que aporten realmente al incentivo de proyectos de esta índole. Si bien se ha legislado respecto a las ERNC aun es poco para potenciarlas realmente y así se ve difícil llegar al 20% de ERNC para el año 2020 en Chile.

Para el caso de aplicar ERNC en la Región de Los Ríos respecto a la factibilidad técnica de los recursos naturales se logra vislumbrar que es factible la aplicación de tecnologías mediante Energía Hidráulica, Energía de las olas, Energía eólica, Energía Solar, Energía Geotérmica, Energía Biomasa. De tal forma cabe destacar que todas las mencionadas anteriormente son factibles técnicamente, pero no necesariamente alcanzan su potencial máximo en la Región de Los Ríos. Por lo cual los recursos renovables que pueden aprovecharse en su plenitud en la Región y además son potenciales a nivel país son los siguientes:

- Energía Hidráulica: Principalmente se desarrolla su potencial en las zonas cordilleranas con cotas entre 12y 38 mts, y caudales disponibles de entre 36 y 386 m³/s
- Energía de las Olas: Se ubica en la zona costera de Corral con energía disponible promedio de ola de 50Kw/m y zonas con profundidades entre 50y 200 mts de profundidad.
- Energía Geotérmica: Se encuentra un potencial geotérmico de 250 Mw en la zona de Puyehue Cordon Caulle. Hay que tener en cuenta que no se encuentran muchos estudios de prospección geotérmica, por lo cual no se puede descartar que haya más localidades en la región con igual o mayor potencial geotérmico, y con los mismos o distintos tipos de reservorios que sean capaz a la vez de usar las otras tecnologías de Geotermia.
- Energía Biomasa: Se estima un potencial de Biomasa forestal entre 36 y 53 Mw, comprendido en la región, con mayor desarrollo forestal en la provincia de Valdivia.

Dentro de las energías que no se puede aprovechar su potencial técnico a plenitud, debido a que simplemente en la zona su disponibilidad es menor respecto a otras, o en algún caso claramente no es factible de utilizar para desarrollo eléctrico, destacando:

- Energía Maremotriz: El recurso dependiente del cambio de mareas en la Región de Los Ríos, se asegura que no es factible de ser utilizado para el desarrollo de generación eléctrica debido a que sus diferencias de cotas de marea son pequeñas, y no son capaces de generar una energía potencial acorde a la generación.
- Energía Solar: Si bien es factible realizar técnicamente la generación eléctrica en la Región, la principal desventaja es que por estar ubicados alejados de la zona media del planeta, en la Región no llega la radiación solar ideal para el desarrollo de esta tecnología, si se compara versus la radiación en el desierto de Atacama, La radiación recibida en la Región de Los Ríos es prácticamente la mitad, por lo cual se entiende que su disponibilidad no es la ideal.
- Energía Eólica: En este caso es similar a lo que pasa con la energía solar, ya que la disponibilidad del recurso tampoco es la ideal, no superando un 50% de las condiciones ideales de una zona donde si se encuentra el viento adecuado

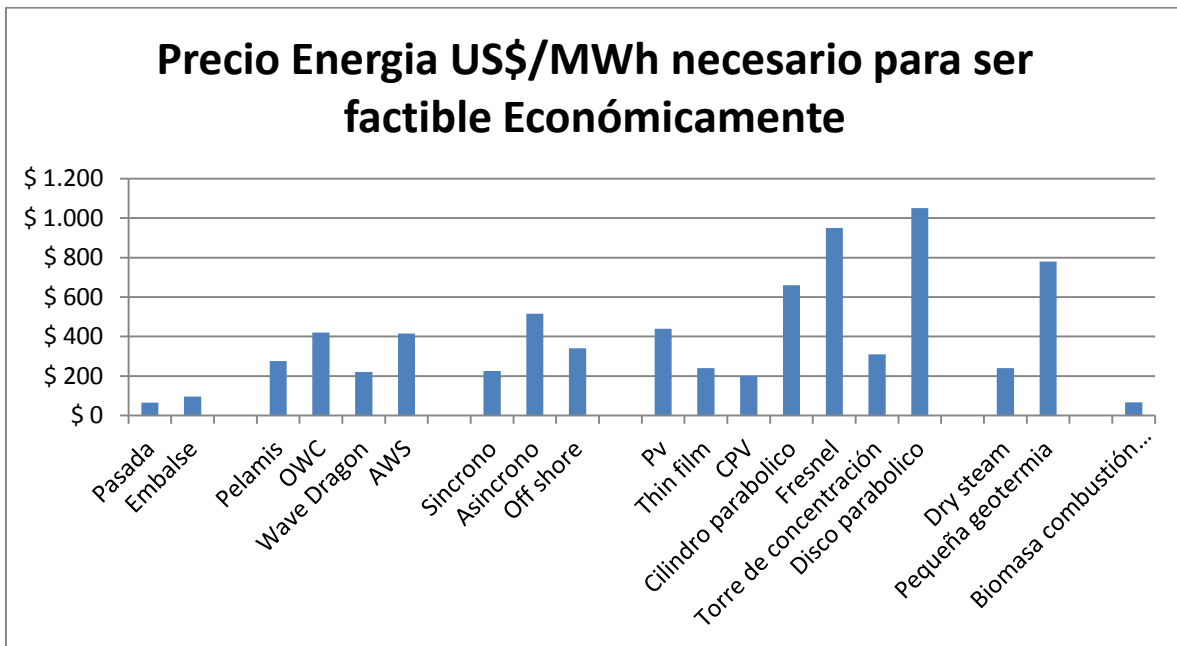
Una vez que se determinó la factibilidad técnica de los recursos naturales disponibles en la región, se desarrollo un estudio económico para todas las tecnologías factibles de desarrollar, basándose principalmente en una evaluación económica a 20 años, aplicando una tasa de descuento de 10%. Una vez determinada la capacidad de generación de la tecnología se procede a ver los costos provenientes de la inversión de la ejecución y puesta en marcha del proyecto, como así también los costos de operación y mantención, de tal forma posteriormente de acuerdo al precio determinado para la venta de energía, en este caso 90US\$/Mwh, y los ingresos de pago por potencia punta en algunas tecnologías en específicas. Se termina por ver la viabilidad de los proyectos de esta índole.

Así se llegaron a resultados los cuales no fueron los esperados, en el cual la mayoría de las tecnologías aun no pueden competir realmente con los precios del mercado eléctrico basado en generación eléctrica convencional. Esto sucede principalmente porque los costos de inversión inicial de construcción y puesta en marcha de este tipo de proyectos aun son muy elevados, esencialmente porque todavía no se encuentran en una etapa de masificación plena.

Dentro de las consideraciones que se debe mencionar es que las eficiencias de conversión eléctrica para algunas tecnologías son muy bajas, y no aprovechan todo el potencial del recurso natural.

A continuación se presenta un grafico resumen con los precios a los cuales las tecnologías debieran vender la energía para que sea económicamente factible en la Región de Los Ríos de acuerdo a los recursos naturales disponibles.

Figura 5.1: Cuadro comparativo de costos de generación de energía eléctrica en la Región de Los Ríos



Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis económico del estudio de Prefactibilidad se puede afirmar que las centrales hidráulicas pequeñas y mediana de pasada son factibles económicamente, el cual pueden llegar a un precio de energía del orden de 80 US\$/Mwh, así también la Biomasa por combustión directa se puede afirmar que es factible económicamente con un precio de energía del orden de 68US\$/Mwh. Esto se encuentra dentro de lo esperado ya que las ERNC mayormente desarrolladas en el país son producto de la

energía Hidráulica, así como también la Biomasa en la cual destacan las compañías productoras de celulosa las que producen su propia energía y a la vez entregan al SIC.

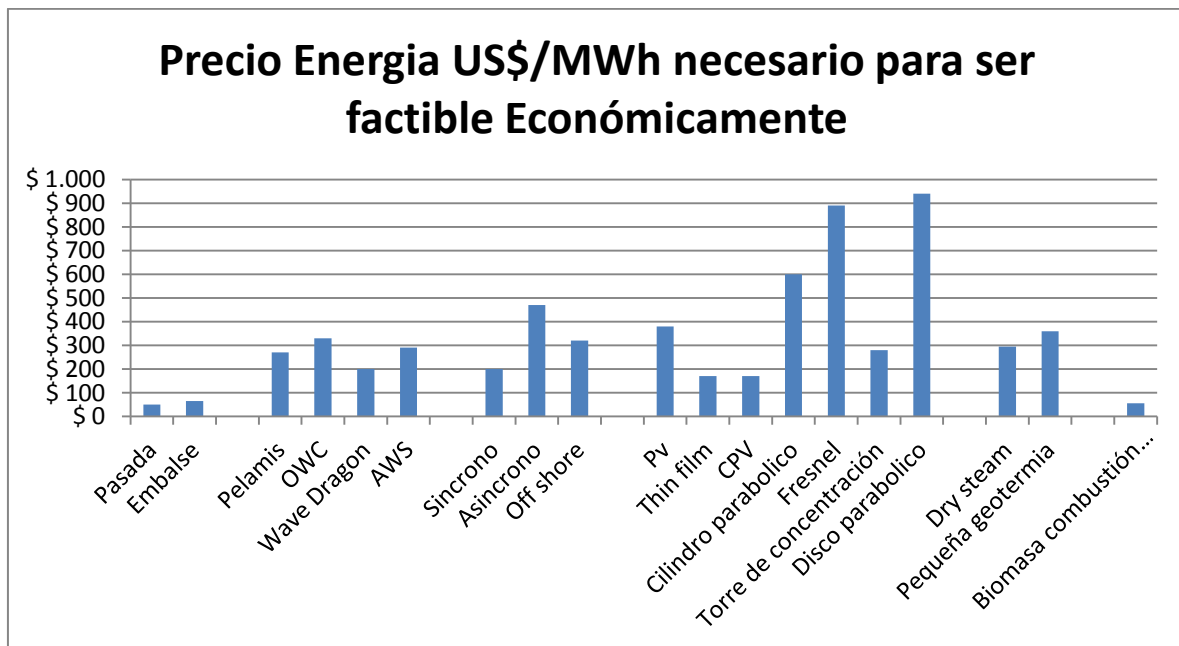
Dentro de los recursos naturales que poseen gran potencial en la Región como la energía de las olas se puede concluir que sus precios de venta de energía para que sean factibles van de 235 a 440 US\$/Mwh, lo que implica que el desarrollo de esta tecnología aun está muy lejos económicamente para ser utilizado, sin embargo las condiciones naturales son las óptimas para su desarrollo, solo basta esperar que dichas tecnologías alcancen una madurez comercial necesaria y los costos de las tecnologías bajen a niveles para que puedan ser competitivos con las convencionales.

Otro recurso interesante de ver es el geotérmico, sin duda el potencial en el país debería ser uno de los recursos que mas potencial tiene, pero para el cual se deben seguir desarrollando estudios de exploración para aumentar los conocimientos de este, y ver mayores zonas de factibilidad. Respecto al estudio puntual en la Región de los Ríos, las condiciones también son óptimas para el desarrollo de esta tecnología, pero al igual que otras tecnologías no renovables los precios comerciales aun no están al alcance de ser competitivos con el mercado nacional, en este caso para que el proyecto sea viable el precio de la energía debe ir del orden de 252 US\$/Mwh.

Punto aparte son los recursos naturales de la radiación del sol y el viento, ya que si bien se puede desarrollar un análisis económico de estos, las tecnologías no son aprovechadas en su plenitud, ya que los recursos naturales disponibles en la Región son inferiores a las de un desarrollo óptimo, por lo mismo las capacidades de generación son inferiores, y los precios de venta de energía se elevan prácticamente al doble, si se comparara con un recurso natural óptimo aplicado a dichas tecnologías.

Ahora se verá cual sería el precio de la energía si se subvencionará completamente el sistema de transmisión de energía, el cual vería disminuido sus precios de venta de la siguiente forma.

Figura 5.2: Cuadro comparativo de costos de generación de energía eléctrica en la Región de Los Ríos, excluyendo costos por transmisión eléctrica



Fuente: Elaboración propia

Si bien los precios de venta disminuirían en todos los casos, se observa que los que ya poseían un precio competitivo de mercado, presentan mejoras considerables que permitirían entrar estas tecnologías con mayor fuerza. Pero así aun el resto de las tecnologías sigue siendo inviable para entrar al mercado nacional, solo acercándose a precios de mercado las tecnologías de origen solar con las tecnologías Thin Film y CPV que llegarían a valores de 180 US\$/Mw, las que aun son distantes de la realidad nacional.

Para finalizar se puede concluir que aun falta para lograr que las tecnologías renovables no convencionales sean realmente competitivas en el mercado nacional, y ha de esperarse que las políticas públicas se mejoren para incentivar el ingreso de estas, como así que los precios comerciales de las tecnologías tengan una baja de precios en un futuro no tan lejano.

Dentro de las medidas que se podrían tomar en la actualidad, es incentivar y fomentar las tecnologías que serian competitivas en la actualidad, de tal forma que actúan sustentablemente con el medio ambiente.

Para las tecnologías que aun no se encuentran aptas para ser desarrolladas a nivel nacional económicamente, y aun así se desea la opción de integrarlas. El estado debería asumir la inversión completa de la tecnología como política pública de inserción de energías renovables en el País.

A la vez este estudio de Prefactibilidad técnica económica de energías renovables en la Región de los Ríos se espera que sea útil para conocer las condiciones de todos los recursos naturales capaces de generar energía en la Región en un solo documento.

A la vez dicho documento será la base inicial para desarrollar el estudio de futuros proyectos energéticos renovables no convencionales que puedan ser aplicados en la Región de Los Ríos.

6. Futuras líneas de investigación

Dentro de las futuras líneas de investigación se debería hacer un análisis exhaustivo de la normativa energética actual en Chile para buscar entre otras cosas mejorar y facilitar los accesos a las nuevas tecnologías, a la vez es factible que aun existan zonas que no han sido determinadas o estudiadas que poseen de recursos naturales para generación eléctrica, para luego enfocarse plenamente en la introducción de las tecnologías renovables no convencionales.

Donde se debe buscar una mejor metodología de inserción e instalación de las ERNC, en el cual principalmente debiera verse con la subvención de estas tecnologías, donde el estado debe ofrecer mayores facilidades para tener en una futura una matriz energética más limpia.

Otro de los puntos importantes es lograr ampliar las líneas de transmisión y no solo orientarse en una línea perpendicular, si no también ramificarse horizontalmente, para así poder conectar futuras tecnologías renovables no convencionales que en la actualidad se encontrarían a distancias muy lejanas de las actuales líneas de transmisión.

A continuación se verán posibles líneas de investigación a futuro para energías renovables no convencionales en la región de los ríos, de acuerdo al tipo de tecnología y al estudio de este documento.

6.1 Energía Hidráulica

De cierto modo la energía hidráulica es la que posee una mayor madurez comparada con las otras tecnologías renovables no convencionales, la cual no necesita mayores estudios para su funcionamiento y requerimientos. Sin duda este es el recurso natural más conocido en el país. Aunque es una de las que mayor problemática genera en cuanto a su impacto en el ecosistema por lo cual genera mucha sensibilidad en la sociedad, por lo que para generar estos proyectos se debe ir más allá que solo ver si el recurso está disponible, si no que se debe proceder a desarrollar estrategias en las cuales la sociedad participe de tal manera que conozca todas las realidades del proyecto y cuales serian los beneficios a obtener.

Ahora dentro de las nuevas tecnologías hidráulicas, destaca la hidrocínética que es una tecnología prácticamente nueva, dentro de sus características principales es que funciona bien a baja escala, por lo cual más que el costo asociado a la tecnología, se debe buscar optimizar la energía a generar por la tecnología, donde se podría buscar en un futuro un prototipo diferente, de mayor eficiencia, de tamaño inferior, que no intervenga mucho con el cauce normal del río, para que pueda ser desarrollado en localidades ubicadas a orillas de río , para uso domiciliario , fundos, etc.

6.2 Energía del Mar

Los recursos naturales presentes en el mar como olas, corrientes, mareas se conoce su comportamiento de acuerdo a diversos estudios realizados, por lo cual se sabe realmente su comportamiento y disponibilidad, por lo cual hay que enfocarse en las tecnologías en específico, las cuales su principal problema son los altos costos de inversión.

La tecnología pelamis siendo de las más innovadoras, aun sus costos de inversión son demasiado altos como para ser competitivos con alguna otra tecnología, por lo que se debiera buscar formas para bajar estos costos y a la vez aumentar su factor de planta.

La tecnología OWC se ve que su principal problema es el costo de inversión, por lo cual estudios futuros debieran estar centrados en buscar que la estructura posea otra materialidad que tenga características similares de resistencias, y sea de menor costo.

La tecnología AWS posee las mismas características que la mayoría de las tecnologías marinas, por lo cual se debe trabajar a fondo en mejorar sus rendimientos, y bajar sus costos de implementación, y para el caso puntual de este estudio, se vio que las líneas de transmisión era prácticamente el 50% del costo de la tecnología, por lo que no deja de ser importante considerarlo para futuro.

En el presente estudio la tecnología que presenta mejores características económicas, pero aun no competitivas, es la Wave Dragon, que en la actualidad se encuentra en etapa comercial, pero aun no alcanza una madurez optima, por lo cual se deben buscar técnicas de perfeccionamiento y madurez de la tecnología para así mejorar sus capacidades de funcionamiento, y a la vez disminuir los costos de implementación.

En cuanto a las corrientes marinas, mareas y gradiente térmica no son técnicamente aptas para el desarrollo de este tipo de tecnologías en la Región, por lo cual no se proyectan a futuro.

La energía producto de la gradiente de salinidad tiene un campo muy amplio de estudio, para comenzar se debe desarrollar estudios de salinidad en la región y verificar los puntos donde el agua dulce de rio desemboca en el mar, para así zonificar posibles factibilidades técnicas. Y como tecnología seguir buscando crear nuevos prototipos con distintos tipos de membranas que produzcan la osmosis, así para llegar en algún momento a ser una tecnología competitiva con las otras tecnologías no renovables.

6.3 Energía Eólica

De acuerdo al estudio desarrollado por Corfo el año 1993 donde se creó un mapa de viento nacional, en la cual se muestran las velocidades promedios de viento en la Región de Los Ríos, las que son relativamente bajas, y de acuerdo a la evaluación técnica son de carácter Regular para el desarrollo de la tecnología. Dicho estudio solo muestra 6 puntos zonificados en la Región de Los Ríos en los cuales informa las velocidades de viento promedio, por lo cual se hace notar que la cantidad de puntos seleccionados son bajísimos, entonces sin duda esta es una potencial línea de estudio a futuro, en el cual se debe buscar obtener datos actualizados de las velocidades de viento en la Región, tratando de abarcar la mayor cantidad de zonas posibles, de manera de tener certeza de cuál es la realidad técnica de la energía eólica con seguridad.

Ahora respecto a las tecnologías, estas se encuentran maduras a nivel comercial, por lo cual no se ve una línea de investigación mucho más allá de la que presenta esta tecnología en la actualidad.

6.4 Energía Solar

Las líneas de proyección a futuro en base al recurso natural disponible prácticamente no habría, pues se conoce prácticamente el comportamiento de la radiación solar en la Región, donde ya se sabe que no es de las más favorables, respecto al desierto de Atacama por ejemplo.

Ahora para ver hacia donde se debe enfocar la tecnología, hay que estar al tanto de las eficiencias de conversión eléctrica que estas poseen, dentro de las cuales destacan por su alta eficiencia están los concentradores fotovoltaicos, Torres de concentración, Concentradores tipo Fresnel, los que poseen eficiencias de conversión de entre un 30% y 40%. Por lo cual lo que se debe hacer es buscar bajar los costos de inversión inicial de tal forma de ser competitivos con el mercado eléctrico Chileno, ya que con costos iniciales de inversión de US\$4 millones por Mw se hace inviable su desarrollo.

Ahora para las tecnologías como la Fotovoltaica tradicional, Tipo Thin Film, en el cual los costos son mucho más bajos que los nombrados anteriormente, donde la principal desventaja es que sus eficiencias de

conversión eléctrica son muy bajas, las que no superan el 15%, por lo cual el enfoque de estas tecnologías debe ir en busca de aumentar estas eficiencias de conversión eléctrica.

6.5 Energía Geotérmica

El recurso natural que mayor investigación necesita en Chile es la geotermia, y esto se basa en que el recurso a nivel país no presenta grandes estudios de zonificación y descripción de reservorios geotérmicos, esto producto de los altos costos que implica la prospección y estudio de una zona puntual, como a su vez el riesgo de no encontrar nada en la zona y perder una inversión altísima.

La principal desventaja de no tener un mapa de zonificación del recurso geotérmico es que no se sabrá realmente donde instalar esta tecnología y cuál tipo es la adecuada para dicha ubicación, siendo que Chile al encontrarse en el anillo de fuego del Pacífico debiera ser uno de los principales exponentes de la geotermia a nivel mundial, encontrándose así en desventajas con países como Italia, Estados Unidos, Nueva Zelanda, etc.

Respecto a la Tecnología se debe buscar claramente mejorar su eficiencia de generación eléctrica que no supera el 15%, por lo cual producto de esto hace aun muy cara la introducción de la geotermia con fines eléctricos en Chile.

Además para un futuro en el cual se desee utilizar la geotermia con fines eléctrico se deberá considerar ampliar la red de transmisión del SIC para lograr que las distancias que deba recorrer la energía eléctrica, sea inferior a las cuales debiera recorrer si la tecnología se instalara hoy en día.

6.6 Energía Biomasa

La biomasa forestal se conoce en gran medida por el estudio realizado por GTZ, donde se puede observar la distribución y la capacidad de generación que existiría en base a los desechos forestales. Sin embargo dentro de una futura línea de investigación sería interesante ver que tan rentable es la generación de energía eléctrica mediante biomasa forestal para una compañía o empresa que desee realizarlo y no se encuentre relacionada con el mundo forestal, en cuanto a tener los conocimientos necesarios de utilización y como adquirir la materia prima. Ya que hoy en día el desarrollo de la biomasa para generación eléctrica solo se ve en plantas de Celulosa, las cuales ocupan sus propios desechos de producción para la generación eléctrica.

Respecto a la materia prima de la biomasa, se debiera ver la posibilidad si en otras áreas tales como agrícola, se podría encontrar desechos capaces de aportar a la generación de energía de la biomasa. Ya que la biomasa es muy amplia como futura línea de proyección sería encontrar alguna materia prima capaz de generar una capacidad calorífica apta para el desarrollo de la biomasa para uso eléctrico.

7. Bibliografía

- Aalborg (2012). CSP Sistema solar de torre (Disponible en <http://www.aalborgcsp.com>. Consultado el: 22 de Marzo 2012)
- Amonix (2012). CPV Technology (Disponible en <http://www.amonix.com> . Consultado el: 22 de marzo 2012)
- Abengoa (2012). Colector cilindro parabólico (Disponible en <http://www.abengoa.es> . Consultado el: 22 de Marzo 2012)
- Alterlat (2011). “Turbinas hidráulicas”(Disponible en <http://alterlat.com/page17.html>. Consultado el 5 de dicimebre 2011)
- Archer C., Jacobson M. (2005) “Evaluation of global wind power”. Journal of Geophysical Research, Vol. 110, D12110, DOI: 10.1029/2004JD005462, Junio2005
- Bertrán j; Morales E. (2008) “Potencial de Generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile”, Proyecto energías renovables no convencionales en CHILE, ISBN: 978-956-7700-10-3, Enero 2008
- Bravo (2008). “Propuesta de generación de energía mediante olas”. Tesis Ingeniero Naval. Valdivia, Universidad Austral de Chile, Fac. Cienc. Ing. 66 pag.
- BRITISH PETROLEUM (2009) “INFORME ESTADÍSTICO DEL MERCADO ENERGÉTICO MUNDIAL” (ORIGINAL NO CONSULTADO, CITADO POR: GUZMÁN J., D; PINTO G., C. (2010) “POLÍTICAS PÚBLICAS EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, LA EXPERIENCIA CHILENA.”, ANALES DEL INSTITUTO DE INGENIEROS DE CHILE, VOL. 122, N°1, PP. 11-17, ISSN 0716-2340, ABRIL 2010.)
- Cavia del Olmo B. (2009) “Explotación del potencial de energía del oleaje en función del rango de trabajo de prototipos captadores”. Minhor Tesis. Universidad Politécnica de Cataluña. Depto. Ingeniería hidráulica marina y ambiental. 133 pag.
- CER (2011a). “Cartas de Energía Marina”. Centro de energías renovables. Comisión Nacional de Energía Chile Marzo 2011
- CER (2011b). “Carta de Energía Eólica”. Centro de energías renovables. Comisión Nacional de Energía Chile Marzo 2011
- CER (2011c). “Carta de Energía Solar”. Centro de energías renovables. Comisión Nacional de Energía Chile Marzo 2011
- CER (2011d). “Carta de Energía Geotérmica”. Centro de energías renovables. Comisión Nacional de Energía Chile Marzo 2011

- CER (2011e). “Carta de Energía Biomasa”. Centro de energías renovables. Comisión Nacional de Energía Chile Marzo 2011
- Cere- Umag. (2005). Centro de estudios de los recursos energéticos- Universidad de Magallanes (Disponible en <http://www.cere-umag.com> . Consultado el: 13 de marzo 2012)
- CDEC-SIC (2011a). Centro de despacho económico de carga-SIC (Disponible en <http://www.cdec-sic.cl>. Consultado el 20 de noviembre 2011)
- CDEC-SIC (2011b) Mapa SIC (Disponibles en http://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/documentos/mapa_sic.pdf . Consultado el 23 de noviembre 2011)
- CNE. (2006) “GUÍA PARA EVALUACIÓN AMBIENTAL ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, PROYECTOS EÓLICOS”. ISBN 956-7700-04-4, OCTUBRE 2006.
- CNE (2011).ESTADISTICAS PRECIO DE ENERGIA. (DISPONIBLE EN <HTTP://WWW.CNE.CL/ESTADISTICAS/ENERGIA/ELECTRICIDAD> CONSULTADO EL 2 DE DICIEMBRE 2011)
- CNE. (2012). Ley sobre concesiones de energía geotérmica, ley N° 19.657. (Disponible en http://www.cne.cl/images/stories/normativas/02%20energias/lev_geotermia_xDoc_6_-_1x.pdf. Consultado el 26 de Marzo 2012)
- CNR (2008). “Centrales Hidroeléctricas asociadas a obras de riego“. Manual para organizaciones de usuarios de agua, Junio 2008
- Dagà J. (2008). “Aprovechamiento hidroeléctrico de las mareas y su posible desarrollo en Chile“. Tesis Ingeniería Civil, Santiago, Univ. De Chile, Depto. Ingeniería Civil.200 pag.
- DGA (2004a). “Diagnostico y clasificación de los cuerpos de agua según objetivo de calidad“, Cuenca del Rio Valdivia. Diciembre 2004
- DGA (2004b). “Diagnostico y clasificación de los cuerpos de agua según objetivo de calidad“, Cuenca del Rio Bueno. Diciembre 2004
- DGA (2009). “DGA N°4398,Fija listado de derechos de aprovechamientos de aguas afectos al pago de patente abeneficio fiscal por no utilización de las aguas”
- DGA (2011). “ Red hidrometeorologica”. (Disponible en <http://www.dga.cl/productosyservicios/mapas/Paginas/default.aspx> . Consultado el 5 de diciembre 2011)
- DGA (2010). “Aforos Sistemáticos“. Noviembre 2010

- DGF (2011).” Explorador de recurso solar en Chile”. Departamento de Geofísica Universidad de Chile. (Disponible en <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2>. Consultado el: 22 de Marzo 2012)
- DGF (1993). “Proyecto Eolo, Evaluación de Potencial eólico Solar “Departamento de Geofísica. Universidad de Chile. Abril 1993
- DWIA (2012). Danish Wind Industry Association. (Disponible en http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wtrb/async.htm. Consultado el: 5 de Marzo 2012)
- Ecomedioambiente (2011). “Ecología y Medio ambiente”. (Disponible en <http://ecomedioambiente.com/secciones/energias-renovables/>. Consultado el 17 de marzo 2011)
- EVE (2012). La energía del Mar (Disponible en <http://www.eve.es/web/Documentacion/Infografias/La-energia-del-mar.aspx> . Consultado el: 09 de Enero 2012)
- EERE (2012). Geothermal electric production (Disponible en http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/geothermal_electricity.html. Consultado el: 28 de Marzo 2012)
- Fernández J. (2008). “Una aproximación al aprovechamiento de la energía de las olas para la generación de electricidad“. Tesis Ingeniería Eléctrica, Madrid, Univ. Politécnica Madrid, Depto. Ingeniería Eléctrica.158 pag
- Fernández P. (2005). “Energía Maremotérmica”. Departamento de Ingeniería eléctrica y energética. Universidad de Cantabria.
- Fernández P. (2009). “Energía Mareomotriz”. Departamento de Ingeniería eléctrica y energética. Universidad de Cantabria.
- First Solar (2012). Modulo solar Thin Film (Disponible en <http://www.firstsolar.com> . Consultado el: 22 de marzo 2012)
- GAMESA (2012). Aerogeneradores (Disponible en <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/>. Consultado el: 5 de Marzo 2012)
- GCKTECHNOLOGY (2011). “Turbinas hidrocineticas” (Disponible en <http://www.gcktechnology.com> . Consultado el 5 de diciembre 2011)
- GENI (2011). “Ocean energy technologies for renewable energy generation”. Glogal enegy network Institute. Agosto 2009. 27 pag.
- GUZMÁN J.; PINTO G.; PONTT J.;BOLOCCO R.;GUÍÑEZ C. (2010) “POLÍTICAS PÚBLICAS EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, LA EXPERIENCIA CHILENA.”, ANALES DEL INSTITUTO DE INGENIEROS DE CHILE, VOL. 122, N°1, PP. 11-17, ISSN 0716-2340, ABRIL 2010.

- Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A; Ente Vasco de la Energía (1995) “Mini hidráulica en el país vasco”. ISBN: 84-8129-032-7, Noviembre 1995.
- INSPIRA (2012). “Renewable energy”.(Disponible en <http://www.inspira.es/>. Consultado el 18 de enero 2012)
- Lahsen A., (1988). Chilean Geothermal Resources and their possible utilization. Geothermics, Vol. 17, N° 2/3: 401-410.
- Lahsen A., (2003). “Caracterización y evaluación de los recursos geotérmicos de la zona centro sur de Chile: Posibilidad de generación de energía eléctrica y aplicación directa”, Fondef de Conicyt 1051
- Leiva R., Herrera C. (2008). “ERNC- Tecnologías nuevas y emergentes en Chile”. Universidad Técnica Federico Santa María.91 pag.
- Loster M. (2006).”Total primary energy supply-from sunlight”. Departemt of Physics. University of California. 3 Pag.
- Marine current turbines (2011). “Marine current turines”. (Disponible en <http://www.marineturbines.com/>. Consultado el 20 de diciembre 2011)
- Marine energy Pembrokeshire (2011). “Marine Renewable Energy”. (Disponible en <http://www.marineenergypembrokeshire.co.uk/>. Consultado el 15 de diciembre 2011)
- MCT (2012). “Marine Current Turbines (Disponible en <http://www.marineturbines.com/>. Consultado el: 09 de Enero 2012)
- MUNDON T. (2009) “SITING AND SELECTION FOR MARINE RENEWABLE PROJECTS.” OBRAS Y PROYECTOS: REVISTA DE INGENIERÍA CIVIL, N°5, PP. 27-37, ISSN 07182805, MAYO 2009.
- Novatec (2012). Concentradores solares de potencia (Disponible en <http://www.novatecsolar.com>. Consultado el: 2 de Marzo 2012)
- Nordex(2011). “Wind turbines”.(Disponible en <http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines.html>. Consultado el 13 de diciembre de 2012)
- Opex Energy (2011). Powe plant operation and maintenance“. (Disponible en <http://www.opex-energy.com/EN/> consultado el 17 de diciembre 2011)
- Palma R., Jiménez G., Alarcón I. (2009) “Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico Chileno“, Proyecto energías renovables no convencionales (CNE/GTZ), ISBN: 978-956-8066-04-8, Marzo 2009
- Pelamis Wave Power (2012). Pelamis Wave Power(Disponible en <http://www.pelamiswave.com/> . Consultado el :09 de enero 2012)
- Proyecto Hidroaysen. (2009). “Independencia Energética”. Chile. (Disponible en: <http://www.hidroaysen.cl/site/fundamento2.html>. consultado 2011).

- Quezada J(2005). “Metodología de construcción de líneas de transmisión eléctrica“. Tesis Construcción civil. Valdivia, Univ. Austral de Chile, Fac. Cienc. Ing. 152 pag.
- REPOWER (2012). Repower wind turbines (Disponible en <http://www.repower.de/wind-power-solutions/wind-turbines/>. Consultado 6 de Marzo 2012)
- SBP (2012). CSP Dish Stirling (Disponible en <http://www.sbp.de> . Consultado el : 22 de Marzo 2012)
- Shoa (2012). Tablas de mareas (Disponible en <http://www.shoa.cl> . Consultado el:15 de enero 2012)
- Structurae (2011). John Smeaton (Disponible en: <http://en.structurae.de/persons/data/index.cfm?ID=d000108>. Consultado el : 26 de Diciembre de 2011)
- Suntech (2012). Modulo solar policristalino (Disponible en <http://www.suntech-power.com> . Consultado el : 22 de marzo 2012)
- Valencia, M. (2008) “New scenario of the non-conventional renewable energies on Chile after incentives created on the “Short Law I””. Renewable Energy. 40(6): 1429-1434
- Valgesta Energía S.A.(2011).“ Impacto de las energías renovables en la operación del sistema”. Marzo 2011.
- Wave Dragon (2012). Wave Dragon (Disponible en <http://www.wavedragon.net> . Consultado el: 15 de enero 2012)
- Windpower (2011).”Danish wind industry association” (Disponible en <http://www.windpower.org/en/>. Consultado el 19 de diciembre 2011)
- Sapag N.;Sapag R.(2008).”Preparación y Evaluación de proyectos” Mc Graw Hill. ISBN 978-956-278-206-7,2008
- Statkraft (2012). Osmotic Power (Disponible en <http://www.statkraft.com> . Consultado el: 15 de enero 2012)
- SII (2011). Impuestos directos (Disponible en http://www.sii.cl/aprenda_sobre_impuestos/impuestos/imp_directos.htm#o2p1. Consultado el 30 de octubre 2011)
- SII (2011a).Tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado (Disponible en http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm . Consultado el 30 de noviembre)
- Geothermal (2012). “Venzario Biomasa”. (Consultado en venzario.wordpress.com/2009/03/07/plantas-de-biomasa-sanguesa el 2 de Marzo de 2012)

WWEA (2012). World Wind Energy Association (Disponible en http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=345&Itemid=43. Consultado el : 6 de Marzo 2012)

Windpower (2012). "Danish wind industry association".(Consultado en www.windpower.org/en el 13 de Enero 2012)