

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UNA CENTRAL UNDIMOTRIZ CON
TECNOLOGÍA PELAMIS EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

JAIME ALEJANDRO ROJAS LARCO

PROFESOR GUÍA:

GERARDO DIAZ RODENAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

RODRIGO DONOSO HEDERRA

ERIKA GUERRA ESCOBAR

SANTIAGO DE CHILE

ABRIL 2009

RESUMEN DE LA MEMORIA

PARA OPTAR AL TÍTULO

DE INGENIERO CÍVIL INDUSTRIAL

POR: JAIME ALEJANDRO ROJAS LARCO

FECHA: 6/4/2009

PROF.GUÍA: SR. GERARDO DÍAZ

“EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UNA CENTRAL UNDIMOTRIZ CON TECNOLOGÍA PELAMIS”

Las olas son un recurso energético inagotable y de costo nulo. Se ha estimado que Chile posee un potencial eléctrico de 240 GW a lo largo de toda la costa. Esto hace que sea interesante comenzar a estudiar la factibilidad de producir energía eléctrica a partir de las olas del mar, con el fin, de aportar a la diversificación del *mix* de generación y desincentivar el uso de combustibles fósiles para tal propósito en el país.

El presente trabajo de título tiene por finalidad evaluar técnica y económicamente una central undimotriz (o del oleaje) con tecnología Pelamis en Chile. Para ello, se obtuvo las potencias de salida teóricas de un dispositivo Pelamis (con potencia nominal 1 MW), cada 3 horas durante 20 años (1985-2004) en seis sitios a lo largo del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y del Sistema Interconectado Central (SIC), próximos a importantes centros de consumo (Arica, Antofagasta, Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé). Además se consideraron dos posibles tamaños para la central del oleaje; una con una potencia instalada de 3 MW y a otra de 30 MW.

La evaluación se enfocó principalmente en obtener dos indicadores; valor actual neto (VAN) y costo de energía (COE), los cuales fueron sensibilizados para determinar qué variables dependen sus rendimientos. Se revisó también el marco legal que rige a la generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile.

Los resultados de la evaluación indican que **actualmente** la explotación comercial de la energía del oleaje es inviable. Las probabilidades que en el corto plazo un proyecto como el anteriormente descrito sea rentable en el norte de Chile son nulas. A su vez, desde Valparaíso a Chiloé, las probabilidades fluctúan entre un 4% y un 12%, alcanzando su máximo en último sitio nombrado. Esto se produce ya que, al igual que otras energías renovables no convencionales, la undimotriz depende críticamente del precio de la energía. En un caso optimista, si el costo marginal de energía promediara US\$135/MW en 20 años, una central undimotriz Pelamis con una potencia instalada de 30 MW podría ser rentable en Chiloé. El precio promedio de energía en los dos últimos años (marzo 2006 - marzo 2008) sobrepasa los US\$138/MWH en promedio.

Por otra parte, los altos costos de capital son otra característica negativa de las ERNC, y en particular, de la energía del oleaje. En un caso optimista, la inversión por MW instalado asciende a US\$ 2,7 millones, esto equivale aproximadamente a 1,6 veces de lo que se invirtió por MW en el Parque Eólico Canela.

Sin embargo, priorizar los costos de energía (COE) de un proyecto de este tipo sobre el valor actual neto (VAN) podría significar más posibilidades de inversión, puesto que el COE no depende del precio energía (ni de otros supuestos), sino de variables que pueden ser mejoradas producto de avances en tecnología (reducción de costos y mayor generación de energía) y porque la ley chilena estipula una obligación a los distribuidores a obtener un porcentaje de su energía a partir de fuentes renovables no convencionales.

Chiloé es el único lugar donde la energía del oleaje podría competir en costos de energía con respecto a otras fuentes no convencionales en el corto plazo. Bajo supuestos razonables, para una planta con potencia instalada de 30 MW se podrían alcanzar costos de energía casi tan competitivos como los de una planta geotérmica de similar tamaño. No se descarta que pueda ocurrir lo mismo en Valparaíso y Lebu en un mediano plazo. Esto dependerá que tan rápido el avance de la tecnología repercuta en la disminución de costos y en la mayor capacidad de los convertidores al capturar la energía disponible en las olas.

Agradecimientos

*A mis abuelos; Mama, Juan, Cristi y Kid,
Por crear mi todo hermoso (cuando pienso en ustedes, siento que Dios puede ser).*

*A mis padres; Monona y Jaime,
Por todo su amor incondicional y por heredarme la libertad de pensar.*

*A mis hermanos; Francisca, Carola y Diego,
Por ser mi alegría y orgullo.*

*A todos mis primos;
Por ser mis hermanos.*

*A mis todos mis hermanos de El Salvador; en especial a Eve, Lalo, Negro, Pablo,
Camilas V y A, Gustavo y Pancho,
Por correr a mi lado.*

*A mi chica (auquéñido); Cony Piña,
Por su sonrisa inquebrantable, por todo su amor y sus ojos de manjar. Te adoro, gracias
por existir!*

*A mis camaradas de la U; en especial a Jose, Chama, Juanpa, Gato, Castro, Gabriel,
Pato, Kvzs, Caro, Saavedra y Sergio,
Sin ustedes...no existiría esta hoja.*

*A C.A.T.S; Por la mística, la alegría y por jugar en horario prime. Gracias por todo
muchachos!*

*A mis amigos lejanos; Frutilla, Laura, Ella, Craig, Cony T.V, Pancholainen y Javier,
Por constituir gran parte de los momentos hermosos de estos 7 años.*

*A Pato Monárdez y Hugo Acuña; Por su tremenda disposición, ayuda en este trabajo y
traspaso de información y conocimientos. Les debo muchísimo, gracias totales. Bajo
esta misma línea, gracias a Eve, Caro, Camila (de nuevo) y a Carlos Suazo.*

*Y a El Salvador; el lugar donde crecí, empecé a amar, jugar, pensar y que abandoné
para siempre.*

Mención honrosa; a la vieja de la micro.

Índice de Contenido

1. Presentación	1
1.1 Introducción	1
1.2 Justificación del proyecto	3
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo General	5
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4 Metodología	6
1.4.1 Estudio Comercial	6
1.4.2 Estudio Legal/Medioambiental	7
1.4.3 Estudio Técnico-Económico	7
1.5 Alcances	8
2. Mercado Eléctrico	10
2.1 Descripción general	10
2.2 Marco Institucional	11
2.3 Tarificación y Precios de Generación	12
2.3.1 Mercados	12
2.3.2 Precios de Energía	13
2.3.3 Precios de Potencia	13
2.4 Energías renovables no convencionales en Chile	14
3. Energía de las Olas	15
3.1 Introducción	15
3.2 Características del Oleaje en Chile	16
3.3 Evaluación del Potencial de la Energía del Oleaje y su posible aprovechamiento en Chile	17
4. <i>Pelamis Wave Power</i>	21
4.1 Parque Undimotriz de Pelamis	22
4.2 Materiales	24
4.3 La corrosión y la protección contra incrustantes (“fouling”)	24
4.4 Los Líquidos/Agentes contaminantes	25
4.5 Retribución de Energía	25
4.6 Aguçadora: Primer Proyecto Undimotriz del Mundo	25

5. Marco Regulatorio	27
5.1 Regulación e incentivos	27
5.2 Procedimiento para Obtención de Licencia de una Central	29
5.3 Marco Ambiental	30
5.3.1 Política Nacional de Uso de Borde Costero D.S (M) N° 475/94	31
5.3.2 Impacto Ambiental	31
5.3.3 Impacto Medioambiental Producto de la Instalación de un Parque Undimotriz Pelamis	32
6. Evaluación Económica	36
6.1 Ingresos de las Centrales	38
6.1.1 Ingresos por venta de Energía	38
6.1.2 Ingresos por Venta de Potencia	42
6.1.3 Bonos de Carbono	44
6.1.4 Valor Residual	45
6.2 Costos de las Centrales	45
6.2.1 Costos de Inversión o Capital	46
6.2.2 Depreciación de Activos	49
6.2.3 Costos de Operación y Mantenición	49
6.2.4 Costos de Reposición año 10.	50
6.2.5 Costos de Desmantelamiento	51
6.2.6 Costos de la Energía	51
6.3 Flujo de Caja	51
6.3.1 Escenario 1:	52
6.3.2 Escenario 2:	56
6.3.3 Escenario 3	61
6.3.4 Escenario 4	67
6.4 Análisis de Sensibilidad	72
6.5 Análisis de Resultados por Sitio	86
7. Conclusiones y Recomendaciones	88
8. Bibliografía y Fuentes de información	93
8.1 Documentos Consultados	93
8.2 Sitios Web	95

ANEXOS	97
ANEXO A: Dispositivos Convertidores de la Energía del Oleaje	97
A.1 Clasificación según su operación	98
A.2 Clasificación según su orientación	100
A.3 Clasificación según su ubicación relativa a la costa	101
A.4 Dispositivos Undimotrices	101
A.4.1 Archimedes Wave Swing (AWS)	102
A.4.2 Energetech	103
A.4.3 Wave Dragon	104
ANEXO B: Análisis de beneficios y barreras para la generación eléctrica con ERNC con posterioridad a la ley corta (aplicado específicamente al parque eólico Canela).	105
B.1 Modificaciones a la Ley Aplicables a ERNC	105
B.2 Información Base y Supuestos de Modelación Parque Eólico Canela	105
B.3 Resultados Parque Eólico Canela	106
B.4 Conclusiones Modelación Eólica	107
B.5 Conclusiones Globales	107
B.6 Otras Barreras para el desarrollo de las ERNC	108
ANEXO C: Incentivos Europeos	109
C.1 Feed in Tarifs	109
C.2 Obligación de compra (UK)	109
C.3 Impuestos específicos	109
C.4 Reducción de intereses (España)	109
ANEXO D: Primer Proyecto de Energía undimotriz comercial del mundo cobra vida	110
ANEXO E: Evaluación de Impacto Ambiental	113
ANEXO F: Series de Precios de Potencia y Energía	116

Índice de Figuras y Cuadros

Figura 1: Formas de de generar energía eléctrica en el mundo.....	1
Figura 2: Potencial eléctrico del mar (Kw/m) (fuente: CNE)	15
Figura 3: Distribución de la energía de las olas en Chile (en Kw/metro lineal de agua).....	17
Figura 4: Dispositivo Pelamis.....	21
Figura 5: Diagramas funcionamiento Pelamis (vista aérea y vista de lado) y partes de un módulo de conversión.	22
Figura 6: Diagrama Teórico Parque Pelamis de 30MW o 40 dispositivos.....	23
Figura 7: Diagrama Pelamis instalado en 3 dimensiones	23
Figura 8: Matriz de Conversión de Energía, Dispositivo Pelamis	39
Figura 9: Costos Marginales de Energía Históricos Barra Alto Jahuel.	40
Figura 10: Precios de Energía Proyectados para 240 meses (20 años).....	41
Figura 11: Precios de Potencia de Nudo Históricos	44
Figura 12: Diferencias de VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 2 (con 1% de reducción en la inversión para el segundo escenario) en función de precios teóricos de energía, central 3 Pelamis.....	58
Figura 13: Diferencia en el VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 2 (con 1% de reducción en la inversión) en función de precios teóricos de energía, central 30 Pelamis.	59
Figura 14: Diferencia en el VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 3 (con 1% de reducción en la inversión) versus precios de energía, central de 3 Pelamis.	64
Figura 15: Diferencia en el VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 3 (con 1% de reducción en la inversión) versus precios de energía, central 30 Pelamis.....	65
Figura 16: Distribución de probabilidad, eficiencia Huasco.....	73
Figura 17: Curvas excedencia de la simulación del VAN para centrales de 3MW.....	77
Figura 18: Curvas excedencia de la simulación del COE para centrales de 3MW	80
Figura 19: Curvas excedencia de la simulación del VAN para centrales de 30MW	82
Figura 20: Curvas excedencia de la simulación del COE para centrales de 30MW	84
Figura 21. Columna Oscilante de Agua.....	98
Figura 22. Dispositivo de Sobrepaso.....	99
Figura 23 a) Grados de libertad de un cuerpo flotante. B) Esquema de un sistema activo.	99
Figura 24 a) Parque de absorbedores puntuales, b) Dispositivo terminador y c) Parque de atenuadores	100
Figura 25. a) Limpet 500, b) Central Isla de Pico	101
Figura 26. a) Esquema y dimensiones AWS, b)Instalación de planta piloto AWS	103
Figura 27 a) Esquema y dimensiones Energetech b)Planta piloto Energetech	103
Figura 28 a) Vista en planta de Wave Dragon. b) Prototipo de Wave Dragon.....	104

Cuadro 1: Fuentes Convencionales versus ERNC (en MW, año 2005)	14
Cuadro 2: Altura promedio (Hs, en metros) y periodo de las olas (Tz, en segundos), con una profundidad de aguas de 25 metros.	18
Cuadro 3: Variación porcentual de energía entre estaciones (verano e invierno)	18
Cuadro 4: Factor de capacidad óptimo	19
Cuadro 5: Principales impactos ambientales por distintos tipos de	31
Cuadro 6: Factores Considerados en la Generación de Energía	43
Cuadro 7: Costos de los Dispositivos Pelamis	47
Cuadro 8: Costos de la Conexión Eléctrica y de la Instalación de los Cables Submarinos para ambos Tamaños de Planta.	47
Cuadro 9: Costos de Inversión para las Plantas de 3MW y 30MW	48
Cuadro 10: Depreciación de Activos	49
Cuadro 11: Costos de Mantenimiento y Operación para Ambas Plantas.....	49
Cuadro 12: Costos de Reposición e inversión para una planta undimotriz Pelamis de 300 MW en San Francisco.	50
Cuadro 13: Reposición Año 10.....	50
Cuadro 14: Resultados Financiero Considerando Costos Marginales Mensuales Históricos, Escenario 1.....	52
Cuadro 15: Resultados Financieros Considerando Costos Marginales Mensuales Proyectados, Escenario 1	53
Cuadro 16: Estimación de Costos de Energía Para Cada Sitio, Escenario 1	54
Cuadro 17: Costos Parque Eólico Canela	54
Cuadro 18: Costo promedio de energía e inversión por tecnología de generación eléctrica.....	55
Cuadro 19: Potencias Nominales de Pelamis en el escenario 2, para cada una de las ciudades (en KW).....	57
Cuadro 20: Resumen y Comparación Escenario 1 y 2 (un Pelamis).....	57
Cuadro 21: Porcentaje de ahorro en la inversión precisado en el escenario 2 para que sea igual de rentable que el primero (considerando serie proyectada de precios de energía).....	60
Cuadro 22: Porcentaje de ahorro en la inversión precisado en el escenario 2 para que el costo de energía sea igual que el del primero.....	61
Cuadro 23: Potencias Nominales de Pelamis en el escenario 3, para cada una de las ciudades (en KW).....	62
Cuadro 24: Resumen y Comparación Escenario 1 y 3 (un Pelamis).....	62
Cuadro 25: Diferencia promedio entre ingresos por potencia firme entre escenario 1 y 3, para ambos tamaños de planta	63
Cuadro 26: Diferencia de VAN entre escenario 1 y 3, para ambos tamaños de planta, y considerando como precio de energía 50 US\$/MWH y 200 US\$/MWH (diferencia de VAN en Miles de Dólares)	63

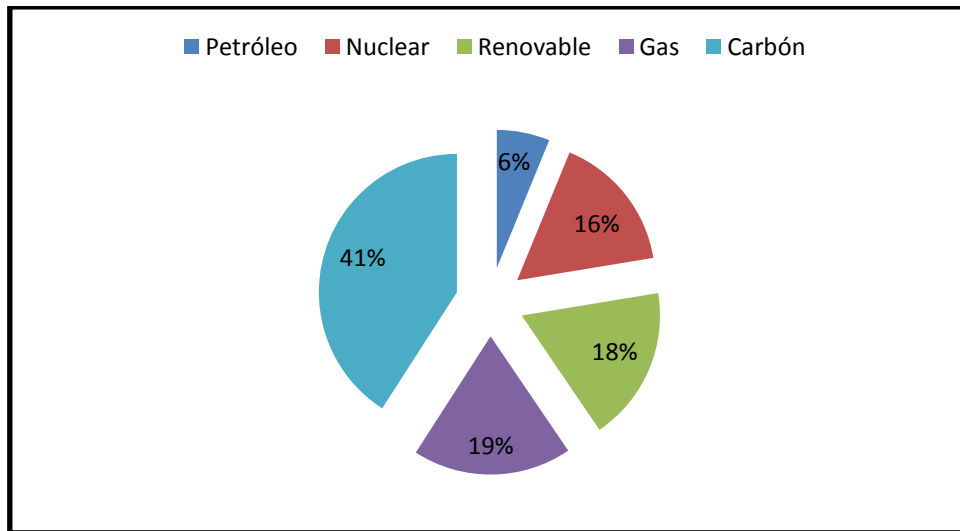
Cuadro 27: Porcentaje de ahorro en la inversión precisado en el escenario 2 para que sea igual de rentable que el primero (considerando serie proyectada de precios de energía	66
Cuadro 28: Porcentaje de ahorro en la inversión precisado en el escenario 3 para que el costo de energía sea igual que el del primero.....	66
Cuadro 29: Resumen y Comparación Entre Escenarios 1 y 4 (un Pelamis).	68
Cuadro 30: Resumen Resultados Financieros Considerando Costos Marginales Mensuales Proyectados, Escenario 4	69
Cuadro 31: Estimación de Costos de Energía Para Cada Sitio, Escenario 4.....	69
Cuadro 32: Nivel de inversión máxima (por KW) que hace más rentable (mejor VAN) la nueva configuración de los dispositivos por sobre el escenario base, considerando la serie de precios de energía proyectada y el caso promedio para ambos tamaños de planta.	70
Cuadro 33: Nivel de inversión máxima (por KW) que hace preferible la nueva configuración de los dispositivos por sobre el escenario base, con respecto al COE, considerando la serie de precios de energía proyectada y el caso promedio para ambos tamaños de planta.....	71
Cuadro 34: Parámetros considerados en las distribuciones triangulares asignadas a las eficiencias de los equipos en cada sitio en estudio	73
Cuadro 35: Distribuciones de probabilidad asignadas a las variables en la simulación de Montecarlo.....	74
Cuadro 36: Precios de Energía y Potencia considerados en el análisis de sensibilidad.	75
Cuadro 37: Parámetros distribución de probabilidad triangular asignada a cada tipo de costo.....	76
Cuadro 38: Estadígrafo simulación del VAN para centrales de 3MW.	76
Cuadro 39: Contribución a la varianza del VAN de las variables sensibilizadas para una central de 3MW.	78
Cuadro 40: Estadígrafo simulación del COE para centrales de 3MW.	79
Cuadro 41: Contribución a la varianza del COE de las variables sensibilizadas para una central de 3MW.	80
Cuadro 42: Estadígrafo simulación del VAN para centrales de 30MW.	81
Cuadro 43: Contribución a la varianza del VAN de las variables sensibilizadas.	82
Cuadro 44: Estadígrafo simulación del COE para centrales de 30MW.	84
Cuadro 45: Contribución a la varianza del COE de las variables sensibilizadas, para una central de 30MW.	85

1. Presentación

1.1 Introducción

El hombre, desde su aparición en la tierra, ha buscado aprovechar las fuentes de energía presentes a su alcance para realizar diversas actividades que le permitan satisfacer sus necesidades. A través de los siglos ha existido una importante transición que culminó con la revolución industrial y los sistemas tecnológicos actuales, cuyos funcionamientos dependen principalmente de combustibles fósiles. Éstos proporcionan la mayor cantidad de energía consumida por los seres humanos hoy en día¹. Sin embargo, las reservas de estas fuentes son limitadas e indiscutiblemente repercuten de manera negativa en la contaminación atmosférica por efecto de las emisiones de gases de tipo invernadero como el dióxido de carbono. Es por ello que la tendencia mundial es empezar a prescindir de los combustibles fósiles (Ver figura 1.1).

Figura 1: Formas de generar energía eléctrica en el mundo



Fuente: CNE, 2003. En la figura 1.1 se considera a las grandes hidroeléctricas como renovables.

En Chile, la situación no es distinta. Existe una alta dependencia de los combustibles fósiles, los cuales en su mayoría son importados. Por su parte, al año 2005, el 56,6%

¹ Al año 2003, la generación de energía eléctrica en el mundo a partir de combustibles fósiles superaba el 45% (Fuente: CNE).

de la matriz estaba compuesta por embalses con capacidad mayor a 20 MW², lo cual implica que también existe una gran dependencia al régimen pluviométrico anual. Esto, sumado a las modificaciones al marco regulatorio eléctrico producto de la crisis en el abastecimiento de gas desde Argentina, constituye una gran oportunidad para consolidar la diversificación de la matriz energética del país con el fin de obtener mayor independencia energética.

Las energías renovables no convencionales (ERNC), en particular, atienden a este llamado. Entre ellas se encuentran las que aprovechan la energía del mar

Existen distintas maneras y tecnologías para extraer energía útil del mar. Naturalmente la eficiencia de las mismas dependerá de ciertos atributos específicos de los determinados lugares (diferencias de mareas, altura de olas, morfología de la costa, etc.). Así, se puede aprovechar el potencial eléctrico de las olas, las mareas, de las diferencias de temperatura entre la superficie y el fondo marino, las corrientes submarinas, etc. Por su parte, la morfología de Chile (más de 4.000 KM de costa) hace que la oportunidad de obtener electricidad de la energía disponible en el mar sea más que interesante.

Actualmente, sólo en Portugal se ha empezado comercializar energía a partir de un generador eléctrico que aprovecha la energía mecánica de las olas. El dispositivo o convertidor undimotriz que se está utilizando es Pelamis, cuya fabricación es escocesa. Éste tiene claras ventajas con respecto a las demás³ tecnologías del tipo, pues, fue diseñado para soportar con mayor efectividad condiciones climáticas extremas como grandes marejadas, y además, en estos momentos es capaz de generar el KWH menos costoso del mercado⁴.

El presente estudio busca realizar una evaluación técnico económica de generar electricidad a partir del oleaje del mar chileno utilizando, en particular, dispositivos undimotrices Pelamis.

² CNE, 2006.

³ Para ver información sobre ellas, ver Anexo A.

⁴ Fuente: Pelamis Wave Power

La consultora Baird & Associates S.A participó activamente en el presente trabajo. A partir de la base de datos de Olas Chile⁵ se realizó la primera cuantificación técnica de la energía undimotriz en Chile (Acuña, Monárdez, Scott, 2008, [18]), cuyos resultados fueron facilitados para esta evaluación. En dicho estudio se evaluaron diversos dispositivos del tipo, entre ellos Pelamis, situación que les permitió desarrollar una avanzada relación técnica comercial con Pelamis Wave Power.

Los lugares escogidos para realizar la presente evaluación son: Arica, Antofagasta, Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé. Además se consideraron dos tamaños de planta, una de 3MW y otra de 30MW de potencia instalada.

1.2 Justificación del proyecto

Dado el cambio climático que ha experimentado el planeta en los últimos tiempos, hoy en día urge generar energía a partir de métodos limpios. Chile, en particular, atraviesa por una seria crisis energética producida principalmente por el aumento de la demanda nacional⁶, los recortes de gas desde Argentina y las alzas en los precios de los combustibles. La alta dependencia externa de éstos, junto con la escasa diversidad de fuentes de generación eléctrica, le cuesta al país un punto de crecimiento⁷ al año. Sólo el sobre costo estimado para el 2008 a partir de las restricciones de gas, ascienden a MMUS\$1.960⁸. Este monto es equivalente por ejemplo al costo de construir y equipar 7 hospitales de alta complejidad o al de 47.000 viviendas de 1.000 UF.

La independencia energética provee un blindaje frente a los procesos inflacionarios generados por el aumento de los precios de los combustibles fósiles. Países altamente

⁵ Éste proyecto fue desarrollado por Atria Baird & Associates el año 2001 en conjunto con el Servicio Hidrográfico y Oceánico de la Armada de Chile.

⁶ En promedio, Chile experimenta un crecimiento anual del 7% en la demanda de energía desde 1999. Fuente: CNE, 2005.

⁷ Fuente: Diario Estrategia, 21/12/2007. Exposición de Ministro de Hacienda, Andrés Velasco durante encuentro de Asimet.

⁸ Fuente: Endesa. Presentación "Energía y Crecimiento, Presente y Futuro", Agosto 2008.

independientes en términos de energía, como por ejemplo, Canadá, casi han triplicado su PIB en 25 años⁹.

Por su parte, para satisfacer sin problemas la demanda energética en Chile, actualmente se precisa generar, en promedio, 400 MW adicionales de potencia cada año¹⁰.

En el país, la capacidad instalada de generación eléctrica a partir de fuentes del tipo renovable no convencional sólo alcanza el 2,4% del total nacional¹¹. Las convencionales corresponden principalmente a fuentes fósiles y grandes hidroeléctricas, las cuales, si bien contribuyen a satisfacer eficientemente la demanda energética, no aportan en absoluto a desacelerar indirectamente el cambio climático que atraviesa hoy el planeta, ya sea producto de las emisiones de gases de efecto invernadero (como el CO₂), como de las pérdidas de hectáreas de árboles provocados por la ocupación de los embalses.

En consecuencia, existe una gran necesidad de desarrollar fuentes renovables de energía. Hoy en Chile se aprovechan, principalmente, las del tipo micro-hidráulicas, biomasa y eólica.

Por otro lado, el litoral chileno posee más de 4.000 kilómetros de línea de costa, y sus olas un potencial eléctrico de 240 GW¹². Es por ello que resulta imperioso comprender el incentivo y realizar estudios sobre generar energía a partir de las olas en el país. Además, el mar chileno cuenta con ventajas claves para obtener energía desde su oleaje si lo comparamos con otros lugares del mundo, como el Reino Unido o Portugal, donde se investiga exhaustivamente acerca del tema.

Una de las necesidades básicas para concretar el proyecto undimotriz es la cercanía de la central del tipo con respecto a centros de consumo importantes (ya sean grandes ciudades o centros industriales). Es por ello que sólo se consideraron dos sitios pertenecientes al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y los restantes cuatro (Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé) al Sistema Interconectado Central y se

⁹ Fuente: Endesa. Presentación “Energía y Crecimiento, Presente y Futuro”, Agosto 2008.

¹⁰ Fuente: Peirano, B. 2004 [21]

¹¹ Fuente: CNE, 2005.

¹² Fuente: Monardez, Acuña, Scott, 2008, [18].

descartaron otros ubicados en los dos sistemas interconectados más australes. Además, los especialistas de Baird & Associates sostienen que los seis sitios evaluados, a priori, son los más interesantes para empezar a estudiar la viabilidad de una central del oleaje en el país.

Finalmente, el fabricante del dispositivo en cuestión, Pelamis Wave Power, sólo proveyó información de costos para centrales de 3MW y 30MW de potencia instalada. Es por esta razón que se consideran sólo estos dos tamaños de planta en la evaluación.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Realizar una evaluación de carácter técnico económica de una central undimotriz con tecnología Pelamis a partir del potencial energético que poseen las olas del mar chileno, en particular, en 6 lugares del país (Arica, Antofagasta, Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé).

1.3.2 Objetivos específicos

- Investigar los potenciales energéticos del oleaje en Chile.
- Investigar los tipos de tecnología disponibles que aprovechen el potencial energético de las olas.
- Analizar la normativa legal y ambiental que rige al desarrollo de centrales del tipo undimotriz en Chile, y su posible impacto.
- Evaluación técnico económica de una central undimotriz con tecnología Pelamis de 3 y 30 MW de potencia instalada en 6 ciudades costeras de Chile (Arica, Antofagasta, Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé).

1.4 Metodología

Recién en septiembre del 2008 ha entrado en funcionamiento la primera central undimotriz que comercializa energía en el mundo¹³. Al igual que el evaluado en el presente trabajo, el dispositivo utilizado para generar electricidad es Pelamis.

Para ello se cuenta con una serie de tiempo con más de 58.000 datos¹⁴ de las potencias de salidas (teóricas) de un dispositivo Pelamis estándar (de 1MW de potencia nominal), por cada uno de los lugares en cuestión, lo cual permitiría realizar una aproximación sobre la cantidad de energía que se podría generar a futuro en cada uno de los sitios escogidos a partir del uso de la tecnología antes mencionada.

En lo que dice relación al trabajo, éste se limitará a desarrollar un estudio de técnico económico respecto a la generación de energía a partir del potencial eléctrico que posee el mar chileno, en particular, sus olas. Para ello, el objetivo es determinar la prefactibilidad económica de instalar una central de tipo undimotriz con tecnología Pelamis en seis lugares distintos de Chile. El proyecto será analizado bajo tres perspectivas o estudios: Comercial, Legal/Medioambiental y Técnico/Económico.

1.4.1 Estudio Comercial

Este estudio corresponde al análisis del mercado donde se concretará el proyecto, en particular, el mercado eléctrico chileno. Para llevarlo a cabo se desarrollarán las siguientes actividades:

- Investigación del sector eléctrico chileno (composición, marco regulatorio, política de precios y comercialización de la energía).
- Estudio de las características y funcionamiento del sistema eléctrico asociado a la ubicación de la central. Los lugares escogidos son: Arica, Antofagasta, Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé.

¹³ En Aguçadoura, Portugal. Para más detalles visitar ANEXO D, artículo; "Primer Proyecto de Energía undimotriz comercial del mundo cobra vida".

¹⁴ La base de datos fue proporcionada por Baird y corresponde a 8 simulaciones diarias (cada 3 horas) a lo largo de 20 años, para cada una de las ciudades costeras evaluadas.

1.4.2 Estudio Legal/Medioambiental

El presente estudio busca determinar todas aquellas restricciones o beneficios otorgados por las disposiciones legales existentes en el país y que dicen relación con el desarrollo del proyecto. Las actividades pertinentes al presente estudio serán:

- Revisión de disposiciones medioambientales que permiten conocer las obligaciones legales existentes en el país, desarrolladas con la operación de las centrales del tipo undimotriz, en particular, con la tecnología Pelamis.
- Estudio de la normativa legal asociada a la exploración y explotación del potencial eléctrico que posee el mar en el país.
- Estudio de las condiciones especiales entregadas por el gobierno, relacionadas con la generación eléctrica a partir del uso de “energías limpias”, en particular, las que aprovechan la energía mecánica del mar.

1.4.3 Estudio Técnico Económico

La parte técnica de este estudio tiene por finalidad proveer información acerca del oleaje a lo largo de Chile, las tecnologías asociadas al proyecto, costos de inversión, operación y mantención, obras civiles precisadas, etc. Para ello se pretende ejecutar las siguientes actividades:

- Recolección y estudio de información acerca de la energía undimotriz en Chile y el mundo.
- Estudio de zonas tentativas para la instalación de centrales del tipo.
- Determinación del potencial eléctrico de las zonas estudiadas.
- Descripción general de la tecnología que se contemplará en la evaluación de prefactibilidad.

A su vez, en la parte económica se sistematiza toda la información identificada en los tres puntos previos concernientes a inversiones, costos e ingresos, y a partir de ella se genera información financiera que permite determinar la rentabilidad del proyecto. Las actividades que se desarrollarán en éste estudio, serán;

- Establecimiento de la tasa de descuento y del periodo de evaluación del proyecto.
- Determinación de la inversión del proyecto, tanto al inicio como durante su operación.
- Determinación de los ingresos de operación del proyecto dada la normativa eléctrica actual.
- Estimación de costos asociados a cada uno de los componentes de una central del tipo undimotriz.
- Desarrollo del flujo de caja del proyecto
- Realización de la evaluación económica del proyecto y cálculo de los indicadores Valor Presente Neto (VPN o VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Costos de Electricidad (COE¹⁵) y Período de Recuperación del Capital (PRC). Además incluir un análisis de sensibilidad.

1.5 Alcances

El estudio de técnico económico al que se ha hecho mención, estará compuesto principalmente por los siguientes tópicos:

Mercado Eléctrico: Abarcará de modo general todos los aspectos de un estudio de mercado.

Energía de las Olas: Tendrá como objetivo introducir al lector los conceptos relacionados.

Pelamis: Se describirán las características más importantes referentes a éste dispositivo, en especial aquellas que tienen relación con los componentes técnicos, económicos y medioambientales que implicaría su instalación.

Marco Regulatorio: Buscará resumir todos los aspectos relevantes para un proyecto de generación eléctrica del tipo undimotriz, específicamente, que beneficios legales aplican para el desarrollo de éste proyecto a partir de las leyes cortas I y II.

¹⁵ *Cost of Electricity.*

Evaluación Impacto Ambiental: Resumirá los efectos ambientales que, a priori, implicaría el producir electricidad con la tecnología en análisis.

Evaluación de Distintos Sitios: Selección de 6 locaciones con el fin de evaluar cómo operaría un proyecto del tipo a lo largo del país (de Arica a Chiloé). Las variables a estudiar principalmente son el potencial eléctrico de las olas y el precio de energía y potencia que caracteriza en las distintas regiones del país.

Evaluación Técnica: Se mencionarán a nivel general ciertos aspectos de capital, recursos y estratégicos.

Evaluación Económica: Tendrá limitantes de prefactibilidad y sensibilizará algunas variables relevantes como precios de energía y potencia, montos de inversión, producción de energía, eficiencia del convertidor, indisponibilidades de los equipos, etc.

2. Mercado Eléctrico

2.1 Descripción general

La industria eléctrica está compuesta por tres actividades principales; generación, transmisión y distribución. Actualmente el sector eléctrico chileno cuenta con un total de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, cumpliendo sus funciones en 4 sistemas eléctricos independientes que cubren todo el territorio nacional.

A continuación, se detallarán brevemente cada uno de ellos, ordenados de norte a sur.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende a lo largo de las I y II regiones. Sus grandes clientes son las empresas mineras e industriales, las cuales demandan cerca del 90% de lo que genera el sistema anualmente. El SING está formado por 6 empresas de generación, 1 de transmisión y 3 de distribución. El parque generador SING está conformado en más de un 99% por centrales térmicas¹⁶.

El Sistema Interconectado Central (SIC) se extiende desde Tal Tal hasta la isla grande de Chiloé. Éste es el principal sistema eléctrico del país, suministrando energía a más del 90% de la población nacional. Sobre el 60% del abastecimiento va a clientes regulados¹⁷. Este sistema se encuentra constituido por 20 empresas de generación, 4 de transmisión y 31 de distribución. Su parque generador está compuesto en un 60,2% por centrales hidráulicas de embalses y de pasada, y el resto por centrales termoeléctricas convencionales.¹⁸

El Sistema Eléctrico de Aysén sólo opera con la empresa EDELAYSEN S.A, quien se encarga de las 3 actividades de la industria eléctrica en la XI región. El parque generador de este sistema está constituido en un 63,9% por centrales termoeléctricas, un 27,7% de centrales hidroeléctricas y un 8,5% por centrales eólicas¹⁹.

¹⁶ Fuente: CNE, 2006.

¹⁷ El concepto de "cliente regulado" se define en la página 16.

¹⁸ Fuente: CNE, 2006.

¹⁹ Fuente: CNE, 2006.

El Sistema Eléctrico de Magallanes, ubicado en la XII región, es operado únicamente por la empresa EDELMAG S.A., quien genera, transmite y distribuye la energía eléctrica en la zona. A su vez, este sistema está compuesto por tres subsistemas aislados que entregan suministro a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir. El parque generador está completamente constituido por centrales térmicas²⁰.

2.2 Marco Institucional

En Chile es, principalmente, el sector privado el que desarrolla las actividades del negocio eléctrico. El estado actúa como ente regulador y fiscalizador del servicio eléctrico, que asegurando el cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas técnicas y fijando los precios de generación y transmisión eléctrica.

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es un organismo privado que está encargado de coordinar la operación de los sistemas eléctricos con potencia instalada de 100 MW o superior. Está formado por todas las empresas generadoras que posean una capacidad superior al 2% de todo el sistema. También participan las empresas de distribución que operan con líneas de una tensión superior o igual a 23 KV o con tramos de línea de transmisión con longitud superior a 100 KM.

El CDEC regula el funcionamiento de las centrales generadoras y de las líneas de transmisión de cada sistema, garantizando la operación al costo marginal y la seguridad de servicio. Sus principales funciones son determinar los costos marginales del sistema y valorizar las transferencias entre generadoras.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo autónomo del estado cuya función actual es la regulación de precios de la energía. Sus actos jurídicos y administrativos se hacen a través del Ministerio de Minería. Otras funciones son coordinar planes, políticas y normas necesarias para el desarrollo y buen funcionamiento del sector eléctrico.

²⁰ Fuente: CNE, 2006.

Este organismo calcula los precios regulados y actúa como ente técnico del Ministerio de Economía en caso de existir divergencia con los miembros del CDEC.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es un organismo estatal que depende del Ministerio de Economía. Su función es fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, transporte y distribución eléctrica. Además es el responsable técnico de otorgar concesiones provisorias, verificar la calidad de los servicios y de informar al Ministerio de Economía sobre las solicitudes de concesión definitivas relacionadas con la distribución y la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.

2.3 Tarificación y Precios de Generación

2.3.1 Mercados

Las compañías generadoras obtienen ingresos a partir de la venta de dos productos eléctricos independientes: generación de energía y potencia firme.

La generación de energía corresponde al nivel de producción de electricidad en el tiempo, medida en KWH. La potencia firme es el nivel de potencia que la central puede aportar al sistema en las horas punta, con un alto grado de suficiencia.

Las empresas generadoras compran y venden energía y potencia firme en los siguientes mercados:

1. *Mercado de clientes libres*: En éste la venta y compra de energía es por contrato y ambos precios se establecen directamente entre generadora y cliente. Los clientes libres son aquellos que presentan un consumo superior a 2MW.
2. *Mercado regulado*: Compuesto por todas las empresas de distribución que compran energía eléctrica y potencia firme a compañías de generación. Estos precios son fijados por la CNE cada seis meses (abril-octubre).
3. *Mercado "spot"*: En éste las empresas realizan libremente sus transacciones de compra y venta al CDEC al costo marginal del sistema.

2.3.2 Precios de Energía

Se distinguen dos tipos:

1. *Precio “spot” o costo marginal:* Corresponde al costo de la central que aportó la última unidad de energía necesaria para satisfacer el consumo. De esta manera las centrales entran en funcionamiento dentro del sistema, de menor a mayor costo unitario de energía. Estos costos se calculan a cada hora del día por el CDEC del sistema respectivo.
2. *Precio nudo o regulado:* Corresponde a los costos marginales de generación proyectados en los siguientes 24 a 48 meses. El precio nudo se establece mediante una banda de precios que es determinada por el precio promedio. El ancho de la banda no puede superar el 10% de dicho precio. Para llevar a cabo la estimación, se utilizan modelos estocásticos que buscan minimizar el costo de operación y de falla. Para calcular estos precios se toma como referencia una subestación correspondiente al precio de nudo de Quillota. Luego la CNE pondera este precio, para el resto de las subestaciones, por factores de penalización inherentes a cada una de ellas (que buscan reflejar la variación de la producción por efectos de pérdidas de energía).

2.3.3 Precios de Potencia

Se distinguen dos tipos:

1. *Precios libres:* Son aquellos acordados libremente entre una compañía generadora y un cliente, que debe estar de acuerdo con las condiciones de mercado presentes al momento de negociar.
2. *Precio nudo de la potencia:* Corresponde al costo marginal de incrementar la capacidad instalada en el SIC mediante el desarrollo de unidades generadoras con turbinas a gas.

El cálculo de los precios nudo de potencia se realiza de manera similar a los de energía, sin embargo, se toma como referencia el precio correspondiente a una

subestación del SIC (o del sistema interconectado correspondiente). Luego la CNE pondera para cada subestación básica los factores de penalización de potencia correspondiente a cada subestación.

2.4 Energías renovables no convencionales en Chile

Éste tipo de fuentes de energía eléctrica, como se ha expuesto antes en el presente trabajo, responden solamente al 2,4% de la capacidad de generación instalada en Chile. Esto se puede apreciar en las tablas que se exponen a continuación:

Cuadro 1: Fuentes Convencionales versus ERNC (en MW, año 2005)

Fuente	SIC	SING	MAG	Aysén	Total
Hidráulica > 20 MW	4.612,9	0,0	0,0	0,0	4.612,9
Comb. Fósiles	3.422,1	3583,0	64,7	13,88	7.083,7
Total Convencional	8.035,0	3.583,0	64,7	13,9	11.696,6
Hidráulica < 20 MW	82,4	12,8	0,0	17,6	112,8
Biomasa	170,9	0,0	0,0	0,0	170,9
Eólica	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0
Total ERNC	253,3	12,8	0,0	19,6	285,7
Total Nacional	8.288,3	3.595,8	64,7	33,5	11.982,3
ERNC %	3,1%	0,4%	0,0%	58,5%	2,4%

Fuente: CNE, 2005. En la Tabla 2.1 se puede apreciar que el único sistema interconectado cuya matriz está compuesta en gran parte por ERNC es el de Aysén. Las fuentes renovables componen el 58,5% de éste sistema.

3. Energía de las Olas

3.1 Introducción

Las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar. El calentamiento de la superficie terrestre genera viento, y éste a su vez, genera las olas.

Una de las características principales de las olas es su capacidad de desplazarse a grandes distancias con mínimas pérdidas de energía. Por ello la energía generada en cualquier parte del océano acaba en el borde continental.

Las distribuciones geográficas y temporales de los recursos energéticos (ver figura 2) de las olas están controladas por los sistemas de viento que las generan (tormentas, alisios, monzones).

Las tecnologías de conversión de energía mecánica de las olas en energía eléctrica se fundamentan en que la ola incidente crea un movimiento relativo entre un absorbedor (en el caso de Pelamis) y un punto de reacción que impulsa un fluido a través de un generador²¹.

Figura 2: Potencial eléctrico del mar (Kw/m) (fuente: CNE)



Fuente: CNE. La figura 3.1 muestra la distribución de los potenciales eléctricos (por metro lineal de frente de agua) de las olas en los mares del mundo. Se puede apreciar que en el extremo sur de Chile se encuentra uno de los mayores, junto con el sur Nueva Zelanda, el atlántico norte y al sur del mar de Bering (éste último no sale expuesto en la figura 3.1).

²¹ Para obtener más información sobre la clasificación de los distintos dispositivos undimotrices, ver Anexo A.

3.2 Características del Oleaje en Chile

Debido a la gran extensión del Océano Pacífico, el oleaje que incide en sus costas posee variados componentes generados en distintos puntos. Las olas incidentes a la costa chilena son de carácter principalmente bimodal, es decir, provienen de dos direcciones diferentes: NW y SW.

En la actualidad se reconocen cuatro formas de oleaje que llegan a las costas chilenas (Nicolau del Roure, 2004 [19]). Éstas se resumen a continuación.

- *Swell* del hemisferio sur; estas olas son generadas por ciclones extra-tropicales que tienen lugar entre las latitudes 30° S y 70° S, es un fenómeno que está presente todo el año y que se intensifica en los meses de invierno. Las olas que inciden en la costa chilena llegan con una dirección SW y períodos entre 12 y 16 segundos, decreciendo su intensidad de Sur a Norte.
- *Swell* del hemisferio Norte; estas olas son generadas en los alrededores de las Islas Aleutianas, situadas frente a las costas de Alaska, a una distancia de 15.000 kilómetros de las costas de Chile. Las olas que inciden en la costa chilena principalmente en los meses de verano (invierno en el hemisferio Norte) llegan con una dirección NW y períodos entre 18 y 25 segundos, decreciendo su intensidad de Norte a Sur.
- Oleaje de generación local (SEA): estas olas son generadas por vientos locales que se producen en las cercanías de la costa. Estas olas tienen períodos inferiores al *Swell* del hemisferio sur, debido a que no alcanzan a desarrollarse completamente.
- Finalmente, se consideran también las olas generadas por ciclones tropicales, las cuales se manifiestan con mayor frecuencia en las cercanías de las costas de América Central. Estos casos no son frecuentes, pero deben ser considerados como oleaje extremo para cualquier estudio que se lleve a cabo acerca del oleaje.

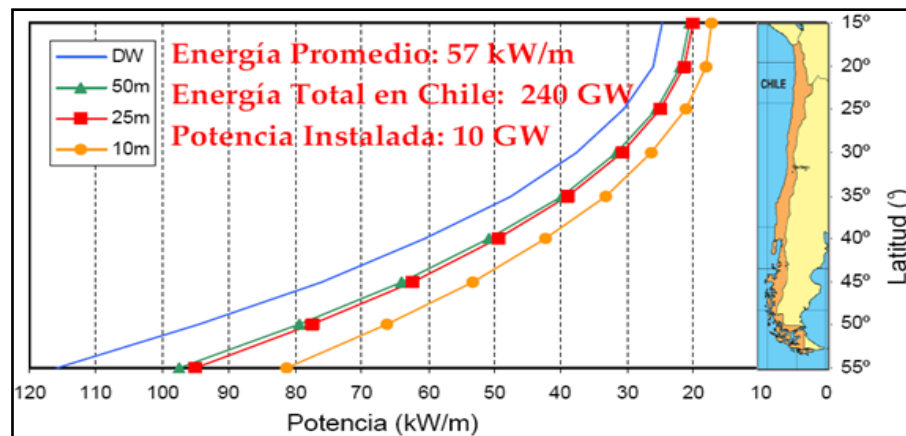
3.3 Evaluación del Potencial de la Energía del Oleaje y su posible aprovechamiento en Chile

De la publicación “*Evaluation of the Potential of Wave Energy in Chile*” (Monárdez, Acuña, Scott, 2008, [18]), se pueden extraer interesantes conclusiones acerca de la factibilidad de generar energía eléctrica a partir del potencial de las olas del mar. Actualmente, esta publicación es uno de los estudios mejor acabados²² sobre el la materia en estudio. Sus alcances y resultados se resumen a continuación.

Las características más notables que se exponen en la publicación antes mencionadas con respecto a la costa chilena son:

- *Alta densidad de energía en las olas (figura 3):*

Figura 3: Distribución de la energía de las olas en Chile (en Kw/metro lineal de agua)



Fuente: Baird & Associates S.A [14]. En la figura se aprecia la distribución del potencial eléctrico de las olas (por metro lineal de frente de agua) en Chile, de norte a sur. DW (línea azul) corresponde al potencial eléctrico que poseen las olas a sobre grandes profundidades. El resto de las líneas exhibe el mismo potencial de las olas sobre 50, 25 y 10 metros de profundidad respectivamente. En definitiva, entre más afuera y al sur se encuentren las olas, más potencial eléctrico poseen.

- *Oleaje regular de toda la cuenca del Pacífico:* Este es un factor vital a considerar, puesto que, en cualquier forma de generación de energía

²² El estudio es reconocido por la CNE y ha sido presentado en conferencias internacionales como la “27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE2008”, que tuvo lugar en junio del 2008 en Estoril, Portugal.

eléctrica se busca que la fuente sea lo menos variable posible. Además, esta cualidad es importante si se pretende vender potencia firme. A partir del decreto 62, de la Ley General de Servicios Eléctricos, del año 2006, se asegura el derecho a vender potencia firme a cualquier generador que opere en algún sistema interconectado de Chile²³. El nivel de variabilidad de las olas chilenas se contrasta en las siguientes dos tablas con la realidad del noreste del Reino Unido, donde actualmente opera una planta piloto del tipo.

Cuadro 2: Altura promedio (Hs, en metros) y periodo de las olas (Tz, en segundos), con una profundidad de aguas de 25 metros.

Sitio	Hs [m]		Tz [s]	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano
NE del Reino Unido (Sinden, 2005)	3.50	1.50	7.2	5.2
Zona Central de Chile	2.42	2.33	10.4	10.6

Fuente: Evaluation of the Potential of Wave Energy in Chile, 2008 [18]. El cuadro 2 expone la altura y periodo promedio de olas que actúan sobre 25 metros de profundidad en el noreste del Reino Unido y la zona central de Chile. El cuadro busca comparar la poca variación de las 2 variables entre estaciones que se presenta en la zona central de Chile con respecto al noreste del Reino Unido donde actualmente existe una planta undimotriz piloto.

La cantidad de energía presente en las olas depende tanto de la altura, como del periodo. La traducción del cuadro anterior en energía se expone en la siguiente tabla.

Cuadro 3: Variación porcentual de energía entre estaciones (verano e invierno)

Sitio	% Energía Anual		Variabilidad Estacional
	Verano	Invierno	
NE del Reino Unido (Sinden, 2005)	7%	42%	140%
Zona Central de Chile	24%	26%	10%

Fuente: Baird & Associates S.A [18]. En el cuadro 3 se observa que la zona central de Chile posee muy buenas propiedades de variabilidad energética estacional si se compara con las existentes en el noreste del Reino Unido. La diferencia de energía disponible en éste último lugar varía en un 140% entre verano e invierno, mientras que en Chile la diferencia es de sólo el 10%.

- *Miles de kilómetros de costa:* Chile cuenta con más de 4.000 kilómetros de costa, factor que aumenta las posibilidades de encontrar más de algún

²³ Para más información sobre la ley, ver capítulo 5, Marco Regulatorio.

lugar que reúna condiciones óptimas para generar energía eléctrica a partir del potencial de las olas del mar.

- *Pendientes del fondo marino son altas:* Este factor implica que los dispositivos estarían ubicados a poca distancia de la costa, y por ende, se reducirían costos de cableados, instalación, mantención, etc.
- *La proximidad de centros de consumo:* Dada la morfología del país, se deduce que la transmisión de energía desde alguna central del tipo estudiado no se realizará a grandes distancias.

Por otra parte, la publicación en cuestión también contrasta el factor de capacidad o de planta óptimo que tendría teóricamente una central undimotriz dada las condiciones del oleaje en la zona central de Chile, con respecto a otras locaciones en el mundo donde actualmente se investiga sobre el tema.

El término «factor de capacidad» se usa para describir la entrega real de energía de la instalación y se expresa como el cociente entre la producción anual de energía y el máximo teórico que podría ser generado. Ahora bien, un índice más riguroso es el factor de capacidad óptimo²⁴, el cual está compuesto por la razón entre el promedio de energía generada y aquel nivel de energía que es superado el 10% del tiempo. La tabla 3.3 expone el factor de capacidad óptimo que tendría teóricamente una central undimotriz instalada en la zona central de Chile. Esto, naturalmente, se deduce de las condiciones del oleaje en la zona central del país.

Cuadro 4: Factor de capacidad óptimo

Sitio	Factor de Capacidad óptimo
Central Chile (Estudio Baird)	57,3%
Mokapu Point, Hawaii	54,4%
Port Kembla, Australia	44,0%
Bilbao, España	43,7%
Vancouver Island, Canadá	43,9%

Fuente: Baird & Associates S.A [18]. En el Cuadro 4 se contrasta el factor de planta óptimo de la zona central de Chile con los que existen en otros lugares del mundo donde se investiga sobre energía undimotriz.

²⁴ Término instaurado por Acuña, Hugo (2008) en su trabajo “Evaluación de la Energía del Oleaje en Chile” [1].

Finalmente, este 57,3% se puede contrastar también con el factor de planta del Parque Eólico Canela²⁵ que actualmente alcanza un 33%. Podemos concluir que desde una perspectiva técnica (sólo en cuanto a las fuentes o el recurso), es factible generar energía a partir de las olas chilenas, pues éstas presentan un mayor potencial que otras fuentes ya desarrolladas y que las de otros lugares del mundo donde se realizan exhaustivas investigaciones sobre el tema.

²⁵ A fines del año 2007 empieza a operar en Chile el Parque Eólico Canela, el cual está ubicado en la IV Región del País. Éste tiene una potencia instalada de más de 18 MW. Se le menciona y compara reiterativamente en el presente trabajo con una planta undimotriz teórica puesto que, primero; el viento es una fuente variable (al igual que las olas). Segundo; la energía eólica está considerada dentro de las ERNC. Tercero, el Parque Canela es el mayor proyecto del tipo (fuente variable, de costo nulo y renovable no convencional) que se ha desarrollado en el país hasta la fecha.

4. Pelamis Wave Power

Pelamis (Figura 4) es un mecanismo atenuador²⁶ que opera semi sumergido. Consta de cuatro secciones tubulares conectadas por tres rótulas llamadas módulos de conversión (Figura 5), cuyo movimiento es inducido por el oleaje a lo largo de su estructura y convertido en energía eléctrica a través de sistemas óleo-hidráulicos a alta presión. Luego, la electricidad producida por los motores hidráulicos (ubicados dentro de los módulos de conversión) es conducida a través de un cable al fondo marino, donde se encuentra el cable principal, el cual es capaz de enviar la energía producida por varios dispositivos a la costa.

Figura 4: Dispositivo Pelamis

A)



A) Dispositivo Pelamis tamaño real

B)



B) Dispositivo Pelamis operando

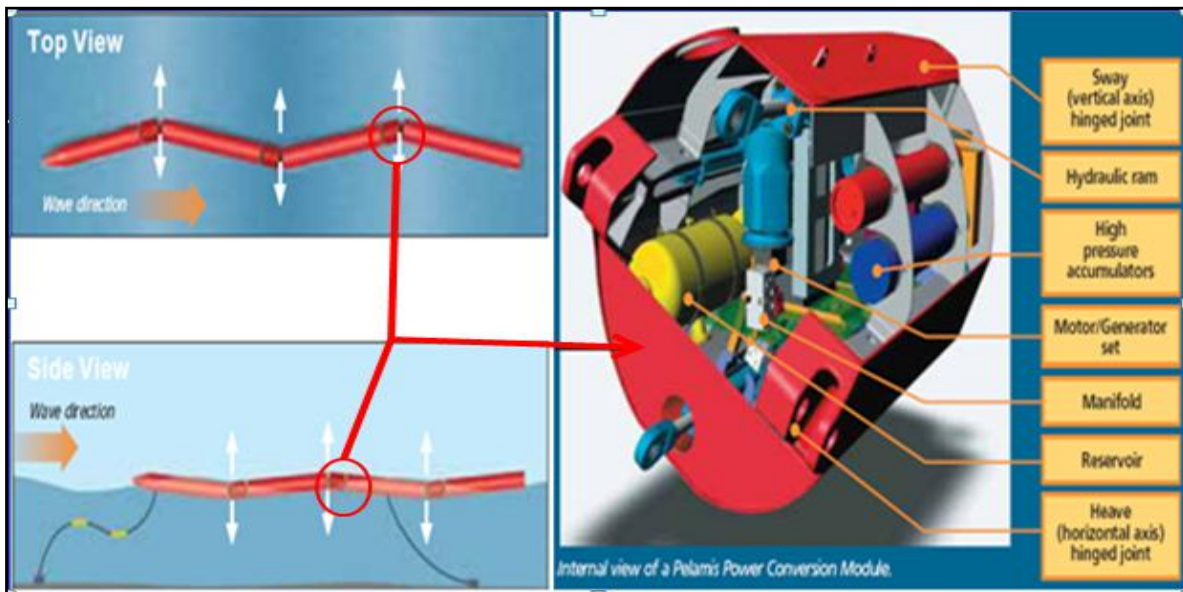
Fuente: Pelamis Wave Power

Cada unidad mide 150 metros de largo y 4,6 de diámetro, con generadores de 250 KW en cada rótula (o módulo de conversión), totalizando una potencia nominal de 750 KW²⁷. Además, este dispositivo fue diseñado para aguantar condiciones extremas del mar, como grandes tormentas. En la Figura 4.2 se puede apreciar un diagrama de su funcionamiento y las piezas que componen su módulo de conversión.

²⁶ Para más información técnica acerca de la clasificación de los dispositivos que aprovechan la energía de las olas, ver Anexo A.

²⁷ En la evaluación económica se consideró un equipo con una potencia nominal de 1 MW dado que el fabricante explicitó que los costos enviados desde Escocia hacían directa referencia a un Pelamis con esta característica principal. Éste se encuentra en la última etapa previa a su lanzamiento al mercado.

Figura 5: Diagramas funcionamiento Pelamis (vista aérea y vista de lado) y partes de un módulo de conversión.



Fuente: Pelamis Wave Power

Actualmente, *Pelamis* posee ventajas comparativas con respecto a los demás dispositivos undimotrices²⁸.

Con su sede en Edimburgo, Escocia, *Pelamis Wave Power* (PWP) ha estado desarrollando la tecnología Pelamis durante los últimos 10 años. El prototipo para las máquinas portuguesas fue lanzado en febrero de 2004 y el primer “KWH” fue suministrado a la red británica en agosto de 2004. La empresa ha trabajado estrechamente con una amplia gama de proveedores portugueses en el desarrollo de este proyecto y con la idea de los futuros avances de la tecnología en Portugal. Algunos aspectos técnicos son detallados a continuación.

4.1 Parque Undimotriz de Pelamis

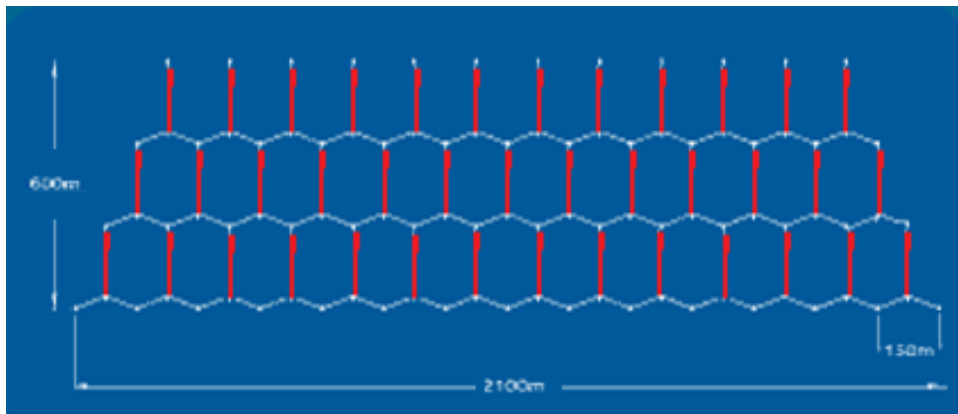
Una instalación típica de parques eólicos “costa afuera” puede constar de 30 aerogeneradores los cuales, en promedio, ocupan un área de 10 Km², generando una potencia nominal de 60MW aproximadamente. En contraste con esto, un parque

²⁸ Ventajas como: eficiencia, generación del KWH undimotriz menos costoso del mercado, las operaciones de mantención no se realizan costa afuera, fácil de trasladar, tecnología 100% disponible, etc. Fuentes: Previsic, M. 2004 [22], Baird & Associates S.A. y Pelamis Wave Power.

undimotriz que ocupe la misma superficie podría producir desde 4 a 5 veces más electricidad que un parque eólico “*offshore*”.

Los proyectos undimotrices contemplados en el mediano plazo están diseñados para abarcar áreas más pequeñas. Por ejemplo, un parque de 1,3 Km² podría constituir un proyecto de 30 MW compuestos por 40 Pelamis en arreglos de 3 equipos, produciendo suficiente electricidad como para satisfacer el consumo de más de 20.000 hogares (ver Figura 6).

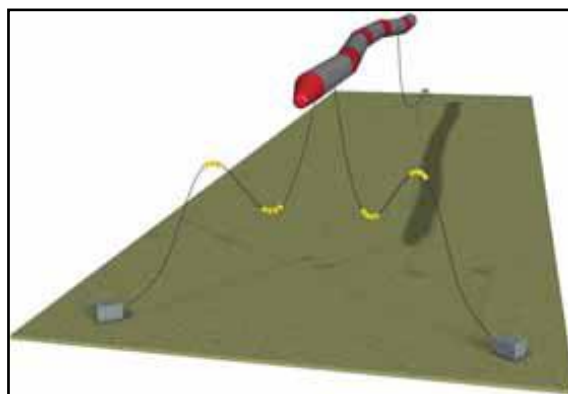
Figura 6: Diagrama Teórico Parque Pelamis de 30MW o 40 dispositivos²⁹.



Fuente: Pelamis Wave Power. En la figura 6 los equipos Pelamis están en rojo y las líneas de anclaje en blanco.

Los parques se deben ubicar a partir de una profundidad de 50m (desde 5 a 15 Km de distancia desde la costa), asegurando el cable principal al lecho marino (ver Figura 7).

Figura 7: Diagrama Pelamis instalado en 3 dimensiones



Fuente: Pelamis Wave Power

Cada unidad puede ser remolcada periódicamente para su mantención y/o chequeo. En resumen, los factores claves para la ubicación de un parque tipo vienen dados por la

²⁹ Dimensiones teóricas de un parque de Pelamis: 600 metros de ancho x 2.100 metros de largo, con una separación de 150 metros cada dispositivo.

cantidad anual de energía de las olas que componen el lugar, la distancia “costa afuera” con profundidades mayores a 50m, la cercanía a los sistemas interconectados, centros de consumo y de un lugar apto para la mantención de los equipos.

4.2 Materiales

La proporción más grande de peso dentro de Pelamis corresponde a la estructura principal, que es hecha de acero suave y lastre, actualmente en forma de arena lavada. Hay cantidades más pequeñas de otros metales y materiales que constituyen la máquina y sus componentes, incluyendo: cobre, acero inoxidable, caucho, portes y plásticos.

4.3 La corrosión y la protección contra incrustantes (“fouling”)

Según las caracterizaciones que entrega el fabricante del dispositivo, a diferencia de un navío, donde el crecimiento de incrustantes causa resistencia al avance y, por ende, aumenta los costos de combustible, Pelamis permanece inmóvil y cualquier arrastre incrementado por el crecimiento “*fouling*” en su estructura es poco considerable, por lo tanto, no se requiere de pesticidas dañinos sobre la estructura sumergida. Se aplica una capa de pintura marítima a las superficies estructurales de acero en la zona atmosférica y de chapoteo y la protección catódica se aplica a las áreas de los componentes estructurales de acero en la zona sumergida usando ánodos expiatorios. Ahora bien, el mar chileno está caracterizado, entre otras cosas, por la abundante proliferación de incrustantes que crecen en la superficies de los barcos, navíos y estructuras en contacto con el mar, en consecuencia, se sugiere que este fenómeno sea estudiado de forma más acabada para la realidad chilena³⁰.

³⁰ Fuente: Patricio Larco, Biólogo Marino.

4.4 Los Líquidos/Agentes contaminantes

Otra de las caracterizaciones que proporciona el fabricante acerca de los Pelamis, es que dentro de éstos, en particular, en los módulos de conversión, hay volúmenes de fluido hidráulico, el cual es biodegradable en el ambiente marítimo. En el acontecimiento improbable que un escape de fluido hidráulico ocurra dentro del módulo de despegue de poder hay dos niveles de protección de salida/ingreso sobre todos los puntos de escape, de los cuales ambos tendrían que fallar para permitir al agua ingresar a un punto donde el fluido podría escaparse al exterior.

4.5 Retribución de Energía

Los análisis iniciales de ciclo de vida que han sido realizados por PWP, teniendo en consideración el uso de energía en la fabricación de la máquina y sus componentes, así como el uso de energía a través de su fase de desmantelamiento y operacional, indican que un generador Pelamis funcionando en un recurso anual de olas bueno (40 kW/m en promedio) tendrá un período de retribución de energía de menos de 20 meses. Bajo estas condiciones, un convertidor Pelamis compensaría la producción de aproximadamente 2,000 toneladas de CO₂ de una central eléctrica de gas convencional de ciclo combinado cada año³¹.

4.6 Aguçadora: Primer Proyecto Undimotriz del Mundo

Emplazado en Leixoes, Portugal, el 23 de septiembre de 2008, el proyecto de Aguçadora comenzó a generar electricidad inicialmente usando 3 Convertidores de Energía undimotriz Pelamis (PWEC³²). En esta primera fase, la inversión total correspondió a aproximadamente 9 millones de euros. La segunda fase del proyecto consistirá en fabricar e instalar veinticinco nuevas máquinas, lo que implicará una

³¹ Fuente: Pelamis Brochure. Disponible en www.pelamiswave.com

³² Pelamis Wave Energy Converter.

capacidad instalada de hasta 21MW. Los generadores están localizados a más de 2 Km de la costa.

Una vez completado el proyecto se espera encontrar una demanda eléctrica media anual de más de 15.000 casas portuguesas mientras se desplazan más de 60.000 toneladas al año de emisiones de dióxido de carbono de una planta de generación convencional³³.

³³ Para más detalles sobre Aguçadora, ver noticia en Anexo D o visitar <http://www.pelamiswave.com/news>

5. Marco Regulatorio

5.1 Regulación e incentivos

En Chile, el estado como ente regulador ha operado tradicionalmente bajo el principio de neutralidad, eso quiere decir que no se privilegia a una fuente de generación sobre otra. No obstante, en el último tiempo se ha intentado dar ciertas garantías e incentivos a las generadoras de pequeñas escala (hasta 20 MW) lo que constituye una oportunidad para las fuentes no tradicionales³⁴.

Concretamente, la ley 19.940 del 2004 conocida como Ley Corta I, la cual modifica a la Ley General de Servicios Eléctricos DFL 1 de 1982 en sus artículos 71-7 y 91 establece lo siguiente:

- Se asegura el derecho a venta de energía y potencia en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.
- Se establecen condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores (menores a 9 MW) que participen en ese mercado, permitiéndoseles un tratamiento comercial simplificado (estabilización de precios).
- Se da certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para evacuar la energía generada por los generadores menores a 9 MW.
- Se libera total o parcialmente del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales menores a 20 MW.

El último punto se desglosa de la siguiente forma; los generadores a partir de fuentes renovables no convencionales con potencia instalada menor a 9MW, no pagan peaje de troncal. Aquellos generadores del mismo tipo, con potencia instalada entre 9MW y 20MW, pagan peaje troncal parcialmente. Finalmente, aquellos con potencia instalada mayor a 20 MW, pagan el peaje completo.

³⁴ Fuente: Herrera, B. 2006, [14].

Además de la Ley Corta I existen otros incentivos económicos que subsidian parcial o totalmente estudios de factibilidad y prefactibilidad de proyectos de generación con energías renovables (siempre menores a 20 MW) distinguiendo los siguientes casos ³⁵

- El subsidio para inversiones iguales o superiores a US\$400.000 e inferiores a US\$2.000.000, será de hasta un 50% del costo de su estudio, con un tope de \$5.000.000.
- Si la inversión es igual o superior a US\$2.000.000, el subsidio será de hasta un 50% del costo del estudio, con un tope máximo de US\$50.000 por empresa.

Otra modificación a la normativa eléctrica es la Ley Corta II (Ley 20.018) que entró en vigencia en mayo del 2005. El principal objetivo de esta ley es enfrentar de mejor manera el efecto de los cortes de gas argentinos, estableciendo mecanismos que permitan asegurar la continuidad del suministro. Los aspectos centrales de la ley son:

- Introducción de un nuevo mecanismo de licitación de contratos de suministro por parte de las distribuidoras, para consumos de clientes regulados a partir del 2009, con condiciones de largo plazo y precio fijo. Para la primera licitación, el precio tendrá un límite máximo de 20% sobre el precio de nudo vigente. Si dicha licitación no es exitosa, el precio máximo puede ampliarse hasta un 35%.
- Cambio de mecanismo de ajuste del precio teórico estimado en el proceso de fijación de precios nudo, ampliando la banda con que se ajusta el precio medio teórico variable, con un máximo de $\pm 30\%$, esperando que con esto el sistema de precios tenga mayor flexibilidad y pueda reflejar los cambios en el mercado.
- Se elimina la falta de abastecimiento de gas natural importado como fuerza mayor y se imponen derechos de compensación.
- Se establece un período de transición, hasta el término del año 2008, durante el cual se compensará a las empresas generadoras que deben abastecer de energía a distribuidoras sin contratos de suministro. Los generadores recibirán pagos valorados a costo marginal, mientras que las distribuidoras seguirán pagando a precio nudo, traspasando a sus clientes la diferencia entre ambos

³⁵ Noticia publicada en la página web CNE: http://www.cne.cl/noticias/electricidad/noti/19_07_05.php

valores en contra o a favor de los clientes finales, dependiendo si el costo marginal está por sobre o bajo el precio de nudo.

- Permite a los generadores tomar medidas para reducir consumos de sus clientes de manera directa o a través de los distribuidores.

La modificación más relevante para las ERNC se encuentra en la Ley Corta II. Ella establece la obligación de las distribuidoras de avalar que el 5% de la energía que suministran proviene de fuentes renovables no convencionales, comprándola al *precio medio de largo plazo*, el cual se obtendrá a partir de las licitaciones, y al que podrán vender la energía los generadores de ERNC. Ésta disposición asegura los ingresos por energía a poco más de 110 MW que provengan de fuentes renovables, de hasta 20 MW cada una.

Se puede concluir de esta sección que no existen incentivos especiales para la inserción de mediana o gran escala (mayor a los 20 MW que establece la ley) de energías renovables no convencionales. Considerando que estas tecnologías se caracterizan por tener altos costos de inversión y bajos costos de operación, convendría estudiar con más detalle la existencia de economías de escala que rentabilizarían la inversión de un parque multi-MW en los sistemas interconectados chilenos³⁶.

5.2 Procedimiento para Obtención de Licencia de una Central

En Chile no existe legislación para todas las actividades que afectan la seguridad de una central, tales como la elección del sitio, construcción, licenciamiento, operación y desmantelamiento.

El proceso de licenciamiento debe incluir las siguientes etapas:

1. Autorización de la construcción en el sitio escogido: El explotador debe documentar los estudios de emplazamiento, el costo de la construcción de la planta y lo que involucra el proyecto completo. En particular, antes del inicio de construcción debe entregar un informe preliminar para la entidad reguladora en seguridad nuclear y radiológica.

³⁶ Para conocer incentivos para el desarrollo de las ERNC en Europa, visitar Anexo C.

2. Construcción: La autoridad reguladora, durante la construcción, deberá realizar de manera periódica verificaciones o comprobaciones en terreno, para velar por el cumplimiento de las normas a las cuales está sujeta la construcción de la planta.
3. Autorización para la explotación: La entidad operadora exigirá al ente explotador un informe final de seguridad. Esto debe dar cuenta del proyecto ya construido y de una secuencia de puesta en marcha y de verificaciones tecnológicas.

5.3 Marco Ambiental

La ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente conjuntamente con otros instrumentos, establece exigencias medio ambientales a todos aquellos proyectos o actividades que sean susceptibles de causar impacto ambiental. Según ésta, los proyectos de generación eléctrica con capacidad superior a 3 MW deben presentar un estudio de impacto ambiental al SEIA³⁷. Éste tipo de estudios debe considerar las siguientes materias:

1. Una descripción del proyecto o actividad.
2. Una descripción pormenorizada de los efectos, características o circunstancias que dan origen a la necesidad de efectuar un Estudio de Impacto Ambiental, descritas en el artículo 11 de la ley.
3. Una predicción y evaluación del impacto ambiental del proyecto o actividad, incluidas las eventuales situaciones de riesgo
4. Las medidas que se adoptarán para eliminar o minimizar los efectos adversos del proyecto o actividad y las acciones de reparación que se realizarán, cuando ello sea procedente.
5. Un plan de seguimiento de las variables ambientales relevantes que dan origen al Estudio de Impacto Ambiental.
6. Un plan de cumplimiento de la legislación ambiental aplicable. Se requiere además, una lista de los permisos ambientales sectoriales, de los requisitos de otorgamiento y de los contenidos técnicos y formales necesarios para acreditar su cumplimiento.

³⁷ Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Otros puntos a considerar, en lo que respecta al marco ambiental, se presentan a continuación:

5.3.1 Política Nacional de Uso de Borde Costero D.S N° 475/94

La política nacional de uso del borde costero busca asegurar la conservación de los recursos costeros y la regulación de los diferentes usos y actividades que se realizan en el borde costero con el fin de mitigar y prevenir conflictos de uso.

El borde costero del litoral se define como aquella franja de territorio nacional que comprende los terrenos de playa fiscales situados en el litoral, la playa, las bahías, golfos, estrechos y canales interiores, y el mar territorial de la república.

Por contemplar bienes bajo la administración del Ministerio de Defensa Nacional, se hace necesario para este proyecto, la respectiva concesión marítima sobre estas áreas.

Este trámite se inicia en la capitanía de puerto del lugar, debiendo cumplir con los requisitos y formalidades establecidas en el Decreto Supremo N° 660 de 1988, Reglamento sobre concesiones marítimas.

5.3.2 Impacto Ambiental

Todas las opciones de generación de energía afectan al medio ambiente. A continuación se exponen los principales impactos ambientales de los distintos tipos de energía.

Cuadro 5: Principales impactos ambientales por distintos tipos de

Fósil	Grandes volúmenes de CO ₂ , Nox, SO ₂ y otros residuos sólidos
Nuclear	Desechos radioactivos
Hídrico	Alteraciones de los cursos naturales del agua y cambios al entorno natural
Geotérmico	Emisión de partículas pesadas
Renovables	Uso de grandes superficies, emisión de ruido (eólicas), posibles cambios al entorno natural (undimotriz)

Fuente: Peirano, B. 2004, [21].

5.3.3 Impacto Medioambiental Producto de la Instalación de un Parque Undimotriz Pelamis³⁸

La energía undimotriz es considerada una de las formas de generación eléctrica más benignas para el medioambiente. Sin embargo, los verdaderos impactos que implicaría la operación de un parque undimotriz se verán reflejados de manera cuantitativa y real después de varios años. A continuación, se detallan algunos componentes medioambientales que, según el fabricante, se verán afectados.

Impacto visual

Las máquinas de Pelamis son lastradas para estar sumergidas aproximadamente, en un 50%, por lo tanto, hay sólo alrededor de 2m de estructura visible encima de la línea de flotación. Las máquinas de Pelamis también son recurrentemente articuladas con luces amarillas destellantes (un destello cada 5 segundos) en el frente y el reverso de las máquinas. Estas luces son visibles a 2 millas náuticas de noche.

El impacto sobre los hábitats costeros

Durante su operación, las máquinas de Pelamis extraerán energía del estado del mar (la energía mecánica de las olas se convertirá en electricidad), lo que causará una reducción de la energía total disponible. Esto implicaría cambios en la costa y en el suelo marino. Ahora bien, el fabricante sostiene que un proyecto undimotriz utilizando su tecnología extraerá un porcentaje muy pequeño de energía en relación con la cantidad total que está disponible en las olas. Esto, puesto que más del 80% de la energía de las olas disponible en un sitio profundo,³⁹ se puede perder naturalmente por efectos de fricción con el mar, antes de llegar al litoral.

El impacto sobre los Hábitats del Fondo del mar

Los componentes conectores y sus instalaciones pueden causar alguna perturbación leve a las especies locales durante la instalación según las técnicas y el equipo específico utilizado. Sin embargo, los componentes usados dentro de extensiones

³⁸ Para ver más información al respecto, visitar Anexo E: Resumen Evaluación Impacto Ambiental (EIA), Pelamis Wave Power, www.pelamiswave.com [33]

³⁹ Una de las condiciones necesarias para el funcionamiento de los dispositivos Pelamis es que estén instalados sobre una profundidad mayor a 50 metros.

conectoras Pelamis han sido diseñados para dejar una huella mínima (por ejemplo cadenas, cables y anclas).

El retiro y desmantelamiento del sistema conector es un proceso relativamente simple. Cuando el equipo sea quitado de las áreas del fondo marino, probablemente habrá una perturbación localizada en la cubierta sedimentaria, aunque esto se restablecerá y probablemente vuelva a su condición original en cuestión de días.

Es factible que durante la vida de un proyecto tipo, los componentes conectores atraigan o se conviertan en el punto focal de cierta especie (por ejemplo moluscos y cangrejos en el fondo del mar o especies de peces en la columna de agua) debido al tamaño mínimo de los componentes. Se esperaría que la cantidad fuera poco considerable, sin embargo, si los organizadores así lo desean, los componentes podrían ser dejados in situ para apoyar estos ecosistemas. Esto no es una apreciación menor, pues, el mar de Chile se caracteriza por poseer una gran biodiversidad.

El impacto sobre los peces

Los peces son conocidos por juntarse alrededor de objetos que están sobre el mar, ya sea filones de roca o estructuras artificiales. Las máquinas de Pelamis y el equipo conector asociado atraerá cardúmenes de peces con mayor probabilidad y, por el refugio que provee producto de la falta de actividades de pesca en la localización del parque, las poblaciones de peces podrían aumentar. Se anticipa que esto no tendrá ningún efecto adverso sobre los peces en sí.

El impacto sobre las aves

La zona local alrededor de un proyecto de Pelamis probablemente experimenta un aumento en el número de peces, lo que, a su vez puede proporcionar una mejor alimentación para las aves locales que se zambullen. Además de esto, las estructuras de las máquinas podrían actuar como balsas que den descanso a grupos de aves locales y transitorias. Los dispositivos no poseen grandes objetos estructurales que les impidan el vuelo. Solamente hay obstrucciones locales a aves que se zambullen. Aquellas que estén de pie sobre las estructuras, o flotando cerca de éstas, constituyen un riesgo mínimo para el movimiento de la máquina, ya que los movimientos rotatorios

entre las secciones son lentos y con excursiones cortas. Por lo tanto, es poco probable que la presencia de las máquinas cause un impacto negativo en el comportamiento de la población de las aves locales.

Impacto en los mamíferos marinos

Los cetáceos y lobos marinos presentes en el lugar donde se emplace el proyecto tendrán que navegar alrededor de las estructuras de la máquina y de los cables eléctricos conectores asociados dentro de la columna de agua. Las estructuras flotantes son similares en dimensiones a otras estructuras marítimas, con la ventaja agregada de que son inmóviles, son lentas moviendo partes sobre excursiones cortas y no hay propulsores. Tanto los cables conectores, como eléctricos, constituyen el equipo estándar marítimo e improbablemente presentan problemas significativos de navegación. Además, el radio de curva para la tensión de los cables será tal que el enredo de mamíferos marinos en éstos, es poco probable.

Conflictos con otros usuarios del espacio marítimo

Barcos e instalaciones costa afuera presentan peligros para la libre navegación, por lo tanto, los dispositivos Pelamis también implican riesgo. Es probable que se requiera de una revisión de tráfico marítimo y de una evaluación de riesgo de navegación para identificar, cuantificar y ayudar a disminuir éste en un proyecto tipo. Por lo tanto, es importante que para la EIA de una central undimotriz, los usuarios del mar (por ejemplo; un embarque comercial, pescadores, industrias agregadas, usuarios recreacionales y militares) sean contemplados dentro de este proceso desde una temprana etapa. Junto con esto, hay muchas opciones disponibles para la disminución de riesgo de colisión que pueden ser empleadas con los proyectos de Pelamis, incluyendo boyas de marcadores cardinales, esquemas de pintura de la máquina, luces intermitentes de colores fuertes, notificar a los marineros, marcas de carta, información del puerto local y sistemas tanto pasivos como activos de radar.

Emisiones de ruido

Con la referencia particular a los mamíferos marítimos, ha habido un interés cada vez mayor en medir los efectos de ruido submarino y el alcance del sonido que cubriría

nuevas áreas. En relación con el despliegue y la operación de máquinas Pelamis, los puntos siguientes se destacan:

- Los navíos usados para remolcar máquinas Pelamis serán la fuente de los mayores niveles de energía (las cavidades alrededor de los propulsores serían la principal causa de ruido). Durante la corta fase del proyecto de instalación de equipo, habrá un nivel razonable de uso de navío, sin embargo, por la operación del proyecto, la intervención de navíos es muy reducida.
- El movimiento operacional del Pelamis es relativamente lento, provocando energía sonora relativamente baja en cualquier momento en particular.
- Los procesos más enérgicos asociados a la máquina, como por ejemplo, el hilado de motores y generadores, producen ruidos con niveles de hasta aproximadamente 70-80dB (1m en el aire). Sin embargo, al igual que en la cantidad de aire que rodea estos componentes dentro de los tubos, la propagación de ruido en el agua es pobre.
- Las máquinas serán puestas en una misma posición la mayor parte del tiempo, permitiendo a la vida de marítima aclimatarse de mejor manera a su presencia.

6. Evaluación Económica

En esta sección se mostrarán los supuestos, el desarrollo y los resultados de la evaluación económica a nivel de prefactibilidad de una central (o planta) de energía del oleaje con tecnología Pelamis. La evaluación consideró seis posibles ubicaciones para la planta; Arica, Antofagasta, Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé.

Baird & Associates S.A proporcionó una base de datos con las potencias de salida teóricas para un dispositivo Pelamis de 1MW, ubicado en las cercanías de los sitios en cuestión. Estas derivan de datos reales de olas en las ciudades costeras analizadas en el citado estudio, cuyas simulaciones fueron realizadas desde el 1 de enero de 1985 hasta el 31 de diciembre de 2004. En total, se cuenta con más de 58.000 registros por ciudad, dado que la base de datos proporcionada está compuesta por el promedio, cada tres horas, de las potencias de salida teóricas durante el periodo antes mencionado.

Dado que los costos de energía que se desprenden de la generación undimotriz aún no son competitivos, es que en esta sección se expondrán cuatro escenarios de evaluación y un análisis de sensibilidad para concluir cuáles son las variables críticas que podrían ser “mejoradas” para que a futuro una central con tecnología Pelamis pudiera ser rentable, o al menos poseer costos de energía competitivos, con el fin de que una posible concreción de una planta de energía del oleaje sea atractiva para un inversionista privado.

Además, se evaluarán dos tamaños de planta, una con tres Pelamis (3MW) y una con treinta (30MW). En este último caso, no se considerarán pagos por peajes de transmisión⁴⁰.

Para evaluar económicamente el proyecto se realizó un flujo de caja puro para cada ciudad en los cuatro escenarios que se exhibirán más adelante, considerando un horizonte de evaluación de veinte años⁴¹, tiempo equivalente a la vida útil de un

⁴⁰ A partir de las leyes cortas, las centrales con potencia instalada menor a 9MW no pagan peajes troncales. Para la central de 30MW de potencia instalada no se considerarán peajes troncales puesto que el cálculo de éstos lo debe realizar un especialista con información que no es pública, la cual no se tiene.

⁴¹ Se considera que la construcción de la central se lleva a cabo en el año cero y empieza operar desde el año 1. El Año 20 la central deja de funcionar. Para ver los flujos, consultar Anexo G.

dispositivo Pelamis. Además, se obtuvieron los indicadores de la evaluación del proyecto VAN, TIR y costo de energía (COE)⁴².

Para este caso se asumió una tasa de descuento del 10% la que fue fijada como referencia para la evaluación de proyectos de ERNC en la Ley de Servicios Eléctricos⁴³. Además, se consideró una tasa de impuesto del 17% y una depreciación lineal de la inversión hasta alcanzar su valor residual.

Otro ítem incluido en el flujo de caja fue el capital de trabajo requerido para operar la central. En el caso de las empresas del rubro eléctrico, la producción es instantánea y no hay almacenamiento de productos. En estos casos el capital de trabajo resultará principalmente de los gastos de operación correspondientes al período inicial de funcionamiento de la central.

Para estimar el capital de trabajo se realizó el flujo de caja del primer año de operación para cada ciudad, en ambos escenarios⁴⁴, considerando un ingreso mensual por concepto de venta de energía y potencia suficiente para cubrir los gastos operacionales del primer año (período cero), donde no se perciben ingresos y recuperando el monto al final del período de evaluación, ya que el pago del último año ocurre una vez que la planta deja de generar y ya no incurre en gastos de operación.

Los ingresos por venta de bonos de carbono no fueron considerados durante el primer año, bajo el supuesto de ser percibidos al final de éste en base a la producción anual de energía.

Finalmente, la comparación con el Parque Eólico Canela, en cuanto a resultados y proyecciones será recurrente en esta sección, puesto que se considera que es la experiencia más cercana en Chile al proyecto que está siendo evaluado en este trabajo, primero; puesto que el viento tiene características similares con las olas, al ser un recurso variable y de costo nulo, y segundo; porque la energía eólica pertenece al grupo de las renovables no convencionales. A continuación, se detallan los ítems de la evaluación económica y los resultados obtenidos.

⁴² En la evaluación no se considerarán préstamos, financiamientos ni amortizaciones.

⁴³ Fuente: Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile, diciembre 2007 [23].

⁴⁴ El capital de trabajo para todos los escenarios se asume igual para todas las ciudades, y se desprende de los costos de operación y mantenimiento del año cero.

6.1 Ingresos de las Centrales

Los ingresos de una central de oleaje se basan principalmente en la cantidad de energía que cada unidad es capaz de producir, influenciada por su eficiencia mecánica, el recurso disponible, y la disponibilidad o porcentaje del tiempo que una central opera de manera normal.

A continuación se detallará cada uno de los ingresos de las centrales en cuestión.

6.1.1 Ingresos por venta de Energía

Para la presente evaluación se consideraron dos tamaños de planta para todos los escenarios, con una potencia instalada de 3MW y 30MW respectivamente. Esto debido a que los fabricantes de Pelamis proveyeron los costos estimados a *Baird & Associates S.A* para ambos tamaños⁴⁵. Si bien, en un principio, la potencia de salida de los Pelamis era de 750 KW, los fabricantes han enviado los costos para los próximos Pelamis que están prontos a su conclusión, los cuales tienen la capacidad nominal de generar 1 MW. En consecuencia, la planta pequeña estará compuesta por tres equipos y la mayor, por treinta.

Las potencias de salida de los dispositivos se obtuvieron gracias a *Baird & Associates S.A*, quienes realizaron la primera cuantificación técnica de la energía undimotriz en Chile. A partir de los resultados de este trabajo, se puede convertir la energía disponible en las olas en la potencia de salida teórica que tendría cualquier dispositivo undimotriz. Dado que las simulaciones se realizaron con datos de olas entre los años 1985 y 2004, para ocho mediciones diarias, es que se cuenta con la misma cantidad de datos⁴⁶ de potencias de salida teórica del equipo Pelamis. Estas potencias se obtienen gracias a la matriz de conversión del equipo (ver Figura 8). Puesto que el potencial eléctrico de las olas depende principalmente de sus alturas y periodos, es que se creó ésta con el fin de calcular directamente la potencia a generar a partir de estas 2 variables.

⁴⁵ Como se ha expuesto anteriormente, en Portugal fueron instalados en un primer momento tres dispositivos, pero en el mediano plazo aumentará la potencia instalada a 30 MW, con la instalación de más Pelamis.

⁴⁶ 20 años de datos, con 8 mediciones diarias, es decir, más de 58.000 datos para cada ciudad considerada en este trabajo.

Figura 8: Matriz de Conversión de Energía, Dispositivo Pelamis

		Power period (T_{pow} , s)																
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0
Significant wave height (H_{sig} , m)	0.5	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle
	1.0	idle	22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21	idle	idle	idle
	1.5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33
	2.0	57	88	115	136	148	153	152	147	138	127	115	104	93	83	74	66	59
	2.5	89	138	180	212	231	238	238	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92
	3.0	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132
	3.5	170	258	335	398	440	460	460	440	415	385	350	326	292	260	230	215	202
	4.0	-	-	462	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213
	4.5	-	-	544	635	642	648	628	590	562	528	473	432	382	356	338	300	266
	5.0	-	-	-	739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328
5.5	-	-	-	750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355	
6.0	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	
6.5	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	
7.0	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	
7.5	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622	593	
8.0	-	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	690	625	

Fuente: Pelamis Wave Power. En la figura 8 se aprecia, a modo de ejemplo, que un Pelamis expuesto a una ola de 3,5 metros y periodo de 10 segundos generaría 326 KW de potencia.

Cabe señalar que la matriz recién expuesta no responde a la realidad de las olas chilenas, por lo que a modo de evitar posible sobrevaloraciones, la energía generada teóricamente se ponderará por tres factores que representan posibles indisponibilidades de los Pelamis. Éstas se encuentran detallados más adelante, en el Cuadro 6.

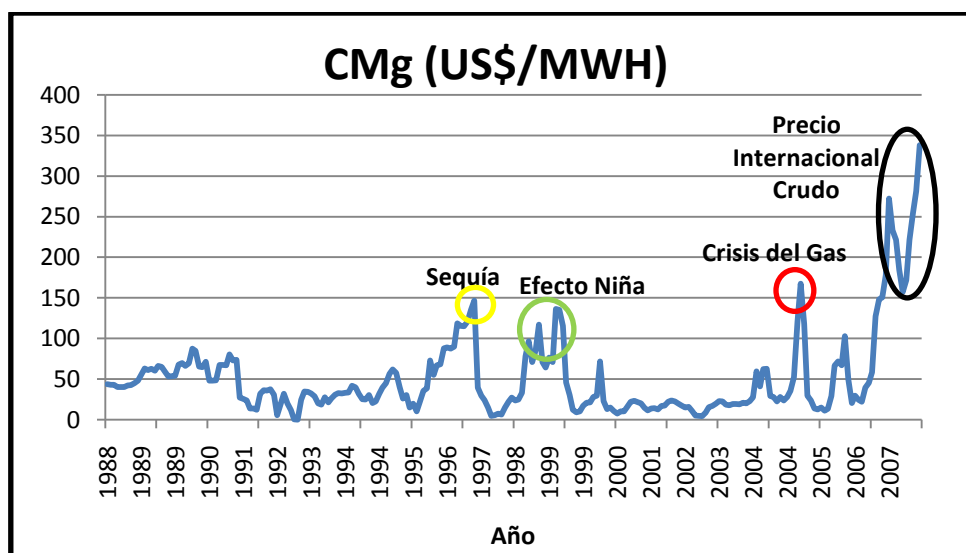
Por otra parte, las unidades generadoras pueden comercializar su energía y potencia en los mercados de los grandes consumidores a precio libremente acordado con las empresas distribuidoras (clientes regulados), a precio de nudo al Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC) o costo marginal horario (CNE 2007). Para fuentes renovables no convencionales lo más conveniente es vender a precio de costo marginal de la subestación troncal pertinente⁴⁷.

Ahora bien, como se verá más adelante en el análisis de sensibilidad, el precio de la energía es la variable más crítica del problema abordado. Lamentablemente, es una variable externa y muy volátil (ver Figura 9). Dado que se cuenta con los costos marginales históricos (mensuales) de energía de la barra Alto Jahuel, desde abril de 1987 a abril de 2008, se realizará una evaluación tomando en cuenta estos últimos 240 meses de precios (20 años) como si fueran los costos marginales futuros. Por otra parte, en los últimos cuatro años se han presentado los costos marginales más altos de

⁴⁷Fuente: Presentación en Universidad de Chile “Desafío del Sector Eléctrico Chileno: Visión de Endesa”, Mario Valarce Durán, 10 de octubre 2008. Por definición, en condiciones óptimas, los ingresos por venta de energía a costo marginal más los ingresos por capacidad instalada a costo de desarrollo en periodo de punta (potencia firme) cubren exactamente el costo de capital más el costo operacional de los generadores.

la historia, principalmente, debido al precio internacional del barril de crudo (del cual Chile es altamente dependiente) y por la crisis del gas proveniente desde Argentina. Es por esto que se realizó una proyección de costos marginales a partir del método de series de tiempo “factor multiplicativo⁴⁸” del programa “*Crystal Ball*”, la cual es más optimista pues toma como base los precios de energía de los últimos 40 meses. A continuación se expone un cuadro con la serie de tiempo de costos marginales históricos de la barra Alto Jahuel.

Figura 9: Costos Marginales de Energía Históricos Barra Alto Jahuel.



Fuente: Baird & Associates (Realización Propia). El promedio de la serie histórica de costos marginales es de 51,08 US\$/MWH, con una desviación estándar de 51,81 US\$/MWH. Los datos de la serie de costos marginales, mes a mes, se encuentran en el Anexo F.

Análisis: Hasta 1995 los precios de energía no presentaban gran volatilidad (desviación estándar menor a US\$20/MWH), incluso, en ningún momento superan los US\$90/MWH. Además, el 57% de la matriz eléctrica nacional dependía de hidroeléctricas⁴⁹ (por cierto, única fuente de generación propia hasta ese momento). Es en este año cuando los costos comienzan a fluctuar abruptamente; empieza un cambio tecnológico importante, principalmente enfocado a centrales de generación a base de gas natural y dada las nuevas condiciones de mercado, existe una incertidumbre normativa (vacíos legales en el mercado eléctrico). A partir de 1997 comienzan las sequías (efecto “Niña”, 1998 y 1999) y, en consecuencia, se genera un riesgo hidrológico de proporciones. Es por ello que aumentan los esfuerzos por fomentar el gas natural, cuya importación el año 1999

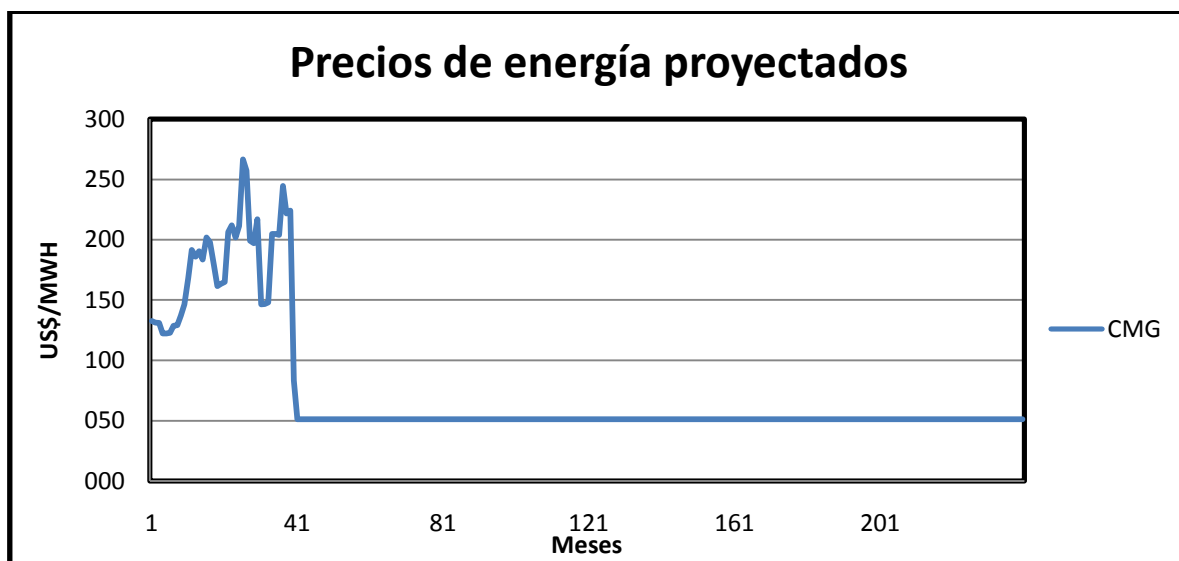
⁴⁸ El método en el programa es nombrado en inglés como “*Seasonal Multiplicative*”.

⁴⁹ Fuente: *Balance Energético 1995 y 2007*, CNE. CDEC-SIC y CDEC-SING.

igualaba a la producción nacional⁵⁰. Lamentablemente, el abastecimiento de gas en Chile empezó a depender principalmente de Argentina y en abril del 2004 comenzaron los cortes de éste. Lo anterior implicó que las centrales térmicas empezaran a generar con Diesel, lo que aumentó los costos de energía, producto del alto precio internacional del combustible y por el déficit hidráulico en el SIC en el 2007. A partir de este año, los costos no han bajado de los US\$150/MWH, y no habrá estabilidad energética hasta, al menos, fines del 2010⁵¹. Por su parte, el “mix” de generación proyectado al 2015 dependerá de un 13% del diesel, al igual que en la actualidad⁵². En consecuencia, se espera que los costos marginales sigan altos hasta por lo menos el 2013.

A partir de esto último, y con el fin de considerar los altos precios de energía que se presentan actualmente, se estimó la tendencia de los últimos 40 meses (comienzos corte de gas argentino) con el método anteriormente descrito (factor multiplicativo), para los próximos 42. Luego, para el resto del horizonte de evaluación, se consideró el precio promedio de la serie histórica (51,08 US\$/MWH). La serie creada se expone gráficamente en la siguiente figura.

Figura 10: Precios de Energía Proyectados para 240 meses (20 años)



Fuente: Realización Propia. La serie de precios de energía estimada, en líneas generales, es más optimista que la serie original (el promedio es de 72,08 US\$/MWH), y al mismo tiempo, similarmente volátil, pues, tiene una desviación estándar de 49,98 US\$/MWH. Los datos mes a mes de esta serie se encuentran en el Anexo F.

⁵⁰ Política Energética, CNE, 2006.

⁵¹ “Políticas de seguridad energética”, Ministra de Minería y Energía, Karen Poniachick, Agosto 2006.

⁵² “Desafío del Sector Eléctrico Chileno: Visión de Endesa.” Mario Valcarce, Octubre 2008.

El promedio de los últimos 20 años sobrepasa por poco los US\$51/MWH, el de los cuatro últimos está por sobre los US\$93/MWH, mientras que el de los últimos dos años sobrepasa los US\$138/MWH. Por su parte, la serie proyectada tiene un promedio de US\$72,08/MWH.

Por otro lado, las plantas que generan a través de fuentes de energía renovables de carácter variable como las centrales eólicas e hidráulicas de pasada, operan en base. Esto significa que despachan toda la energía que producen, debido a que su fuente (en este caso; viento y volumen del cauce) es de carácter variable y tiene costo nulo. Esto es aplicable a las centrales undimotrices, pues las olas son un recurso que responde a estos dos principios.

Finalmente, si bien los precios considerados y/o estimados para la venta de energía provienen de una barra perteneciente al SIC (Alto Jahuel), por facilidades de cálculo (y para no estimar otra serie⁵³), también se tomarán en cuenta para evaluar las centrales en Arica y Antofagasta.

6.1.2 Ingresos por Venta de Potencia

Con el fin de evitar el racionamiento por parte de los generadores y mantener los niveles adecuados de confiabilidad, se introduce en algunos mercados eléctricos el pago por capacidad o por potencia firme. Algunos países como España, Estados Unidos, Gran Bretaña, Colombia y Argentina han desarrollado diversos mecanismos explícitos de pago por capacidad.

A partir del decreto 62 de la Ley de Servicios Eléctricos del año 2006, en Chile se asegura el derecho a vender excedentes de potencia a aquellas empresas que posean medios de generación en sincronismo. Sin embargo, sólo en el SIC⁵⁴ se cuenta con una metodología estándar, la cual se aplica actualmente en el parque eólico Canela. Ésta se define, de forma simplificada⁵⁵, como sigue:

$$PF = PI * FP * IT\% * IF\% \quad (1)$$

⁵³ Además, no se cuenta con la serie de costos marginales históricos del SING.

⁵⁴ El Sistema Interconectado Central genera más del 65% de la Energía Eléctrica en territorio chileno, CNE, año 2005.

⁵⁵ Esta es una aproximación del cálculo de potencia firme de acuerdo al decreto N° 62 de 2006 extraído del informe del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, "Energías renovables y generación eléctrica" [23], 2007.

Donde:

PF = Potencia Firme

PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Planta

$IT\%$ = 1 - Indisponibilidades asociadas a la tecnología (fallas, mantenimiento, etc.)

$IF\%$ = 1 - Indisponibilidades asociadas a las variaciones de la fuente o recurso (olas).

Finalmente, a partir de (1) se tiene que;

Pago potencia firme = PF [kW/mes] * PrecioPotenciaPunta [US\$/kW/mes] (2)

Los precios de potencia punta son fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en abril y octubre de cada año.

Cabe señalar que las indisponibilidades asociadas a las variaciones del oleaje están expuestas con el valor 0 en los datos históricos de potencias de salida. Esto se debe a condiciones extremas del oleaje, ya sea por olas pequeñas o grandes marejadas. Dado que menos del 1% de los datos es igual a 0, se consideró, como un criterio conservador, que la disponibilidad asociada a las variaciones del mar será del 95%. Bajo un criterio similar, se consideró un segundo, disponibilidad de Pelamis, el cual considera posibles fallas o mantención de las máquinas. A continuación, se resumen los factores recién detallados.

Cuadro 6: Factores Considerados en la Generación de Energía

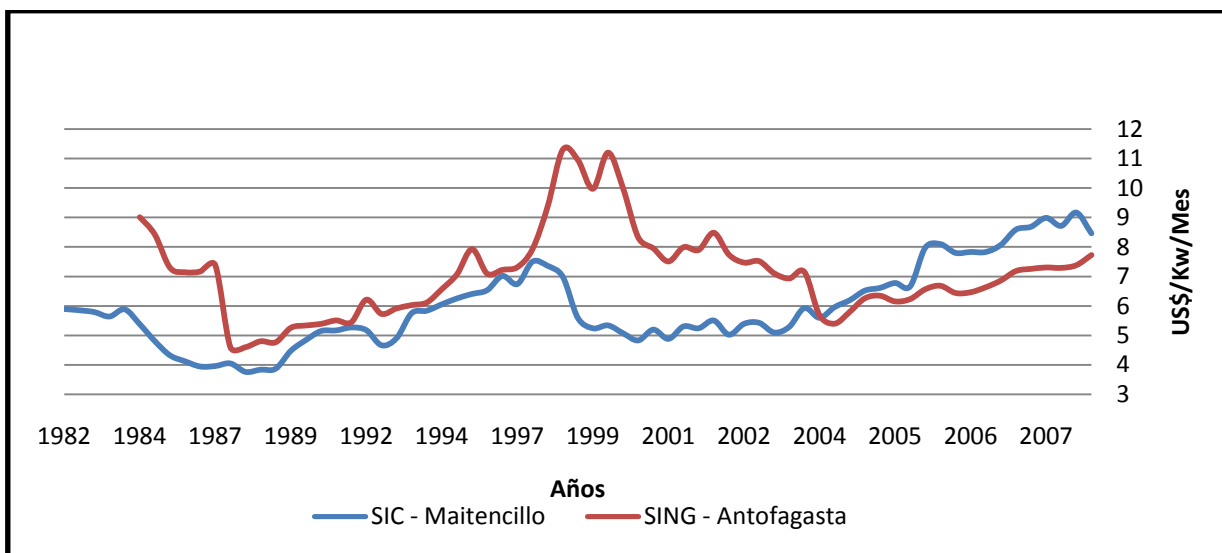
Ítem	Factor	Fuente de información
Disponibilidad Pelamis	85%	Previsic [22]
Disponibilidad olas	95%	Propia

Fuente: Elaboración propia. La energía generada teóricamente por los dispositivos será ponderada por estos tres factores con el fin de mitigar posibles sobrevaloraciones. Éstos supuestos serán incluidos como variables en el análisis de sensibilidad de esta evaluación.

Por otra parte, se consideraron los precios de potencia de nudo históricos mensuales, a partir de abril de 1988 hasta el mismo mes del presente año, tanto del SIC (Subestación Maitencillo) como del SING (Subestación Antofagasta), los cuales se visualizan en la Figura 11. Cabe destacar que la naturaleza de estos precios es mucho menos variable

que los de energía. La varianza de éstos es de US\$1,64/KW/mes y US\$1,23/KW/mes para el SING y el SIC respectivamente.

Figura 11: Precios de Potencia de Nudo Históricos



Fuente: CNE (Elaboración Propia). Ambas series de precios de potencia de nudo históricos se encuentran en Anexo F.

6.1.3 Bonos de Carbono

Otro factor a considerar en los ingresos de una central lo constituyen los Bonos de Carbono o MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), ya que la generación de electricidad a partir de las olas no origina productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes (CONAMA, 2007).

El fabricante expone en la descripción técnica del equipo que un Pelamis con potencia nominal de 750 KW es capaz de generar 2,7 GWH al año, y con ello, desplazar dos toneladas anuales de CO₂. Se asume entonces una relación lineal a partir de estos datos, es decir, 2,7GWH es a 2.000 toneladas de CO₂. Luego, a modo de ejemplo, si un convertidor produce 1,35 GWH en un año, las toneladas de CO₂ desplazadas ese año serán 1.000.

Un precio razonable a pagar por la reducción de una tonelada de dióxido de carbono oscila entre los US\$10 y US\$16, dependiendo del riesgo del proyecto (Saenz, 2006). En esta evaluación se consideró un precio de US\$13 por tonelada CO₂. Ahora bien, el 3 de octubre del 2007, Celulosa Arauco vendió más de 250.000 certificados de Reducción de

Emisiones (CERs) 19,05 Euros⁵⁶. Este precio se expondrá en el análisis de sensibilidad de más adelante.

6.1.4 Valor Residual

Una vez cumplida la vida útil del proyecto, se consideró un ingreso por la venta de los activos depreciados proveniente del reciclaje de las estructuras de acero. Cada dispositivo está compuesto de 380 toneladas de acero (Previsic [22], 2006) que serán liquidadas como chatarra para reciclaje en el último año de evaluación. El precio de la tonelada de chatarra es de US\$200 (Cabrera [50], 2008), totalizando un ingreso de US\$ 228.000 para tres Pelamis y US\$2.280.000 para treinta al final del periodo por este concepto.

6.2 Costos de las Centrales

Existe un conjunto de factores que influyen en los costos de una central de energía del oleaje, entre ellos destaca el emplazamiento de las unidades, que involucra variables como la distancia a la costa, la profundidad, la existencia de accesos y puntos de conexión a la red, la cercanía de puertos, la disponibilidad de insumos, entre otros. Otro factor relevante lo constituye el clima de oleaje extremo, que define el diseño de la estructura y la disponibilidad de tiempo para la construcción y mantención de la central. Los *costos de capital* o inversión de una central de energía del oleaje corresponden al capital requerido para construir la central. Para estimar su valor, se deben evaluar los costos de la estructura, componentes mecánicos y eléctricos, construcción, instalación, anclajes en el caso de dispositivos flotantes, conexión a la red eléctrica, infraestructura de comando y control, obras civiles, estudios de ingeniería y gestión del proyecto. Los *costos de operación y mantención* de una central de energía del oleaje se obtienen a partir de la evaluación de los costos anuales asociados al funcionamiento de la planta, considerando la operación y monitoreo de la central, la mantención planificada de componentes mecánicos y eléctricos, la mantención planificada de la estructura, la mantención no planificada y los seguros asociados.

⁵⁶ Fuente: Diario La Tercera, 3 de octubre de 2008. Esto es equivalente a decir que vendió la misma cantidad en toneladas anuales de CO₂ abatidas.

Además, se debe considerar la reposición de componentes mayores de una central, como los generadores, por ejemplo cada 5, 10 o 15 años, dependiendo del tipo de dispositivo. Dichos ítems son independientes de los costos anuales de operación y mantención y se denominan *costos de reposición*. Para este problema en particular, se asumió una sola reposición en el medio del horizonte de evaluación, es decir, en el año 10.

Finalmente, se deben contemplar los costos de retirar los dispositivos del mar una vez finalizada la vida útil del proyecto por aspectos medioambientales y para eventualmente reciclar los dispositivos. Este ítem debe ser considerado en el último año de la evaluación y se denomina *costo de desmantelamiento*. Todos los costos en cuestión, se asumen como constantes para los 20 periodos de evaluación.

La mayoría de los costos fueron obtenidos de *Baird & Associates*, quienes a su vez los recibieron directamente de los fabricantes de Pelamis. Éstos, están detallados de acuerdo a la realidad europea. Queda fuera del alcance de este trabajo el adaptar los costos a la realidad chilena, aunque sí se describirá aquellos ítems que puedan ser “mejorados” o adaptados en un futuro trabajo.

A continuación, se detallan cada uno de los costos que componen la presente evaluación.

6.2.1 Costos de Inversión o Capital

Las estimaciones de éstos se obtuvieron de Pelamis Wave Power a través de Clare Lavelle⁵⁷. En ellos se entregan los costos de algunos ítems para 2 tamaños; una central con una potencia instalada de 3MW y otra de 30MW (3 y 30 Pelamis respectivamente). Esto sigue la línea del parque instalado en Aguçadora, Portugal, el cual actualmente está compuesto por 3 Pelamis (con una potencia nominal de 750 KW cada uno) y donde se proyecta instalar 30MW. De todas formas el problema se abordará evaluando ambos tamaños por separado considerando un horizonte de 20 años.

⁵⁷ Development Project Manager, Pelamis Wave Power.

Los fabricantes entregaron algunos de los ítems por rango, por lo que se crean 3 casos; Pesimista, Optimista, Promedio (o caso base o más probable). Los costos de los Pelamis se muestran a continuación:

Cuadro 7: Costos de los Dispositivos Pelamis

Costo Pelamis en MMUS\$	Planta 3 MW			Planta 30 MW		
	<i>Caso</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>
<i>Por Pelamis</i>	\$ 4,50	\$ 3,75	\$ 3,00	\$ 3,60	\$ 3,00	\$ 2,40
Total	\$ 13,50	\$ 11,25	\$ 9,00	\$ 108,00	\$ 90,00	\$ 72,00

Fuente: Clare Lavelle, Development Project Manager, Pelamis Wave Power, 2008. Se aprecian ahorros del orden del 20% en este ítem por concepto de economías de escala.

Si los dispositivos se ensamblaran en Chile se podrían reducir los costos producto de un menor costo en mano de obra con respecto a Europa. Al mismo tiempo, se deberán asumir costos adicionales por importar aquellos equipos específicos que no se puedan fabricar en el país.

También se obtuvieron los costos de instalación de los cables submarinos y de la conexión a la red. Éstos fueron enviados en libras esterlinas, y calculados en dólares a partir del tipo de cambio de 15 de diciembre del 2008 (1,5312 US\$/£). El costo de la conexión a la red está completamente basado en la realidad escocesa y portuguesa (según el fabricante es del mismo orden en ambos países). Se detallan los costos recién mencionados en el cuadro 8.

Cuadro 8: Costos de la Conexión Eléctrica y de la Instalación de los Cables Submarinos para ambos Tamaños de Planta.

Costo de Conexión a la Red Eléctrica e Instalación de Cables Submarinos (en Millones)	
<i>Conexión a red</i>	£ 2,10
Total en US\$	\$ 3,22
<i>Cables Submarinos</i>	£ 3,8
Total en US\$	\$ 5,82

Fuente: Clare Lavelle, Development Project Manager, Pelamis Wave Power, 2008. Lamentablemente, no se cuenta con costos de conexión a la red de ningún sistema interconectado de Chile.

Los costos de la conexión eléctrica, como los de la instalación de los cables submarinos, se consideran iguales en ambos tamaños, aunque se sugiere que al menos los de estos últimos podrían ser mayores para el caso de 30MW dado que se precisarían más cables. Ahora bien, podría haber un ahorro importante con respecto a los cables dado que en Chile la plataforma continental cae abruptamente (Acuña, H. 2008), y por ende, las distancias desde la costa hasta el parque undimotriz sería menor que en el caso europeo. Al mismo tiempo, no se manejan los costos de conexión a la red chilena (en el SIC o SING) por lo que se utilizará el expuesto en el Cuadro 9.

En consecuencia, de los costos anteriormente expuestos se obtienen los niveles de inversión final, para ambos tamaños de planta, los cuales se muestran a continuación.

Cuadro 9: Costos de Inversión para las Plantas de 3MW y 30MW

Montos de Inversión en MMUS\$	Planta 3 MW			Planta 30 MW			
	Caso	Pesimista	Promedio	Optimista	Pesimista	Promedio	Optimista
<i>Inversión unitaria (MMUS\$/MW instalado)</i>		\$ 7,51	\$ 6,76	\$ 6,01	\$ 3,90	\$ 3,30	\$ 2,70
Inversión Total		\$ 22,53	\$ 20,28	\$ 18,03	\$ 117,03	\$ 99,03	\$ 81,03

Fuente: Clare Lavelle, Development Project Manager, Pelamis Wave Power, 2008. Los ahorros por concepto de economías de escala son del orden del 47% en el caso pesimista y del 55% en el caso optimista.

En el caso del Parque Eólico Canela, cuya capacidad instalada es de 18,15 MW, la inversión unitaria fue de aproximadamente 1,8 millones de dólares por MW instalado⁵⁸, es decir, prácticamente dos tercios de la que se tendría en el caso de instalar una central undimotriz de 30 MW con tecnología Pelamis en un caso optimista. Finalmente, el fabricante sugiere evaluar los costos de arriendo o compra de los navíos que operarán en la planta con el fin de remolcar los Pelamis desde costa adentro hacia afuera y vice-versa.

⁵⁸ Fuente: Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile, 2007. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo [23].

6.2.2 Depreciación de Activos

Para la presente evaluación, se consideró una depreciación lineal de los activos a través de los 20 años de evaluación. Los montos, que se exponen en el Cuadro 10 se deducen de los montos de inversión y del valor residual.

Cuadro 10: Depreciación de Activos

Montos en MMUS\$	Planta 3 MW			Planta 30 MW			
	Caso	Pesimista	Promedio	Optimista	Pesimista	Promedio	Optimista
Depreciación		\$ 1,12	\$ 1,00	\$ 0,89	\$ 5,74	\$ 4,84	\$ 3,94

Fuente: Elaboración Propia. El valor final a depreciar se desprende de restar el valor residual al monto de inversión. Luego, como se considera una depreciación lineal, se obtiene prorrateando la misma cantidad para cada año. Dado que existen seis escenarios, se calcularon la misma cantidad de depreciaciones.

6.2.3 Costos de Operación y Mantención

En estos costos se aprecian importantes economías de escala, principalmente, debido a los grandes ahorros que existen para la central de 30 MW en los arriendos de los navíos que trasladan los Pelamis, pues, son muchos mejor aprovechados que en una central de 3 MW. Para la central de 30 MW, el fabricante estima que los costos de operación y mantención anual fluctúan entre el 1% y 2% de la inversión total, por año. Es por ello que se considerarán tres casos nuevamente; “Pesimista”, “Promedio” y “Optimista”. Para la planta más pequeña en cambio, se estima que el costo de mantención y operación de cada Pelamis asciende a US\$100.000 anuales. A continuación, se expone un cuadro resumen.

Cuadro 11: Costos de Mantención y Operación para Ambas Plantas

En Miles de Dólares	Planta 3MW	Planta 30MW		
		Pesimista	Promedio	Optimista
Costo por Pelamis/Caso	\$ 100,00			
Costo Total O&M	\$ 300,00	\$ 2.340,68	\$ 1.575,51	\$ 810,34

Fuente: Clare Lavelle, Development Project Manager, Pelamis Wave Power, 2008. Los ahorros por concepto de economías de escala son del orden del 22% en el caso pesimista y del 73% en el caso optimista.

6.2.4 Costos de Reposición año 10.

Éstos se obtienen a partir de la evaluación técnico-económica de instalar una planta de Pelamis en San Francisco, EE.UU. que realiza Mirko Previsic en el año 2004. En su estudio, Previsic estima el costo de una planta undimotriz con una potencia instalada de 300 MW. A continuación, se muestra su estimación de la inversión necesaria para reponer las componentes mayores de un parque undimotriz Pelamis, además de su costo de capital por MW instalado.

Cuadro 12: Costos de Reposición e inversión para una planta undimotriz Pelamis de 300 MW en San Francisco.

Montos en MMUS\$	
Reposición año 10	\$ 28,32
Inversión por MW	\$ 0,87

Fuente: Previsic [22], 2006.

A partir de la Tabla 6.7 se obtienen los costos por MW instalado de reposición de la planta de 300 MW, que se asumen reducidos por efecto de la economía de escala. Dichos valores son ajustados a una central de 3 y 30MW, incrementándolos por un factor que se obtiene del cuociente entre la inversión unitaria de una central de 3MW (y de 30MW) y la inversión unitaria de la central de 300MW, y amplificándolos también por el tamaño de planta (3 y 30). Los resultados se exponen en el Cuadro 13.

Cuadro 13: Reposición Año 10.

Montos en MMUS\$	3 MW			30 MW			
	Caso	Pesimista	Promedio	Optimista	Pesimista	Promedio	Optimista
Inv(promedio)/MW		\$ 7,51	\$ 6,76	\$ 6,01	\$ 3,90	\$ 3,30	\$ 2,70
Cuociente		8,6	7,7	6,9	4,5	3,8	3,1
Reposición Año 10		\$ 2,43	\$ 2,19	\$ 1,95	\$ 12,64	\$ 10,70	\$ 8,76

Fuente: Previsic, 2004 (Elaboración propia). Por ejemplo; para el caso pesimista de la central de 3 MW, el cuociente entre la inversión unitaria de la central de 300 MW y la central en estudio de menor tamaño es 8,6. Luego, se multiplicó este factor por el costo de reposición unitario para la central de 300 MW (que se desprende del Cuadro 12) y por tres (tamaño de la central). Finalmente, se obtuvo el costo de reposición en el año 10 para una central de 3 MW en el caso pesimista, el cual asciende a 2,43 millones de dólares.

6.2.5 Costos de Desmantelamiento

Para ambos escenarios, estos costos se asumieron equivalentes a los costos de retirar una turbina eólica costa afuera (*Offshore*), según lo mencionado en un esquema legal de desmantelamiento de centrales de energía renovables costa afuera elaborado por el gobierno del Reino Unido⁵⁹.

Según este documento, el costo de desmantelamiento de una turbina eólica *offshore* es de US\$ 80000 por MW.

6.2.6 Costos de la Energía

El *costo de la energía (COE)* corresponde al cociente entre el valor presente de los costos totales de la central prorrateado en anualidades y la producción anual de energía (*Previsic et al 2004*), según lo expresado en la ecuación (3):

$$COE = \frac{CC + COM + CR + CD}{PE} \quad (3)$$

Donde:

COE: Costo de la energía en [cUS\$/KWH]

CC: Costo de capital (inversión) prorrateado en anualidades.

COM: Costo anual de operación y mantención.

CR: Valor actual de los costos de reposición prorrateado en anualidades

CD: Valor actual del costo desmantelamiento prorrateado en anualidades

PE: Producción anual de energía.

6.3 Flujo de Caja

A continuación, se detallan cuatro escenarios en evaluación, con sus respectivos resultados obtenidos en sus flujos de caja privados (sin financiamiento ni amortizaciones), tomando en cuenta la serie de precios de energía históricos, la que se proyectó, y los casos (“pesimista”, “promedio” y “optimista”). Se consideró una

⁵⁹ Ingeniero Civil Hugo Acuña, Baird & Associates.

disponibilidad de las olas de un 95%⁶⁰ y una disponibilidad de los equipos de un 85%⁶¹, las cuales ponderarán la cantidad de energía anual.

6.3.1 Escenario 1:

Descripción: Corresponde al caso base, es decir, los dispositivos que serían instalados en los 6 sitios en estudio corresponderían a los Pelamis 1 MW adaptados al clima de olas del Mar del Norte (Reino Unido), con los datos obtenidos a partir de su matriz de conversión por defecto. A su vez, se tomarán en cuenta dos series de tiempo con precios de energía, la histórica (barra Alto Jahuel, Figura 9) y la que fue creada a partir de la tendencia de los últimos cuatro años (ver Figura 10) y que es más optimista. Para los precios de potencia, se considerarán los de nudo históricos de Antofagasta y Maitencillo para las ciudades del SING y SIC respectivamente (ver Figura 11)

Resultados:

Considerando los precios de energía históricos, los resultados del VAN del proyecto serían los siguientes:

Cuadro 14: Resultados Financiero Considerando Costos Marginales Mensuales Históricos, Escenario 1

VAN en MMUS\$	Central 3 MW			Central 30 MW		
	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>
ARICA	-\$ 25,21	-\$ 22,86	-\$ 20,52	-\$ 123,33	-\$ 107,16	-\$ 81,24
ANTOFAGASTA	-\$ 24,52	-\$ 22,18	-\$ 19,83	-\$ 116,47	-\$ 100,30	-\$ 74,39
HUASCO	-\$ 24,88	-\$ 22,53	-\$ 20,19	-\$ 120,01	-\$ 103,85	-\$ 77,93
VALPARAISO	-\$ 23,60	-\$ 21,25	-\$ 18,91	-\$ 107,21	-\$ 91,04	-\$ 65,13
LEBU	-\$ 23,43	-\$ 21,09	-\$ 18,75	-\$ 105,58	-\$ 89,42	-\$ 63,50
CHILOÉ	-\$ 22,46	-\$ 20,11	-\$ 17,77	-\$ 95,82	-\$ 79,66	-\$ 53,87

Fuente: Elaboración propia. En el Anexo H se encuentran, a modo de ejemplo, 12 flujos tipo, los cuales representan los cálculos del VAN para cada escenario y consideración.

Considerando la serie de precios de energía que se creó a partir de los costos marginales de los últimos cuatro años, los resultados serían los siguientes:

⁶⁰ Según las series de potencias facilitadas por Baird & Associates, la disponibilidad del recurso supera el 99% del tiempo. De manera conservadora se asume una indisponibilidad del 5%.

⁶¹ Fuente: Previsic [22], 2004.

**Cuadro 15: Resultados Financieros Considerando Costos Marginales Mensuales
Proyectados, Escenario 1**

VAN en MMUS\$	Central 3 MW			Central 30 MW		
	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>
ARICA	-\$ 24,42	-\$ 22,08	-\$ 19,73	-\$ 115,48	-\$ 99,31	-\$ 73,39
ANTOFAGASTA	-\$ 23,22	-\$ 20,88	-\$ 18,53	-\$ 103,48	-\$ 87,32	-\$ 62,09
HUASCO	-\$ 23,80	-\$ 21,46	-\$ 19,11	-\$ 109,28	-\$ 93,11	-\$ 67,42
VALPARAISO	-\$ 21,59	-\$ 19,25	-\$ 16,91	-\$ 87,94	-\$ 72,48	-\$ 47,38
LEBU	-\$ 21,30	-\$ 18,95	-\$ 16,61	-\$ 85,25	-\$ 69,79	-\$ 44,69
CHILOÉ	-\$ 19,65	-\$ 17,34	-\$ 15,04	-\$ 70,12	-\$ 54,81	-\$ 29,88
Diferencia Promedio Ambos Precios	\$ 1,68			\$ 16,15		

Fuente: Elaboración propia. En el Anexo H se encuentran, a modo de ejemplo, 12 flujos de caja tipo, los cuales representan los cálculos del VAN para cada escenario y consideración.

En la última fila de la tabla anterior se aprecia la diferencia promedio de los resultados financieros (VAN) bajo las dos series de tiempo de los precios de energía que se consideran en esta evaluación. Las dos series de costos marginales de energía difieren, en promedio, US\$20/MWH aproximadamente. Se deduce entonces, que las diferencias de los resultados financieros, producto de una variación US\$ 20/MWH en los precios de energía se manifiestan de forma más notoria en la central de 30MW, la cual no es menor, pues sobrepasa los dieciséis millones de dólares.

Con respecto a los ingresos por potencia firme, estos juegan un papel importante cuando los precios de energía están bajos. A un precio de energía bajo⁶² (US\$50/MWH), los ingresos por potencia firme componen en promedio el 12,5% de los ingresos totales (para ambos tamaños de planta). En cambio, para precios de energía altos (US\$200/MWH), los ingresos por potencia firme explican, en promedio, el 3,8% de los ingresos totales.

Por otra parte, se deduce de la ecuación (3) (página 51) que el COE no depende de los precios de energía. En consecuencia, ambas consideraciones de costos marginales poseen el mismo COE, el cual se muestra en el siguiente cuadro.

⁶² Bajo con respecto a los costos de energía actuales. El promedio histórico supera por poco los US\$50/MWH.

Cuadro 16: Estimación de Costos de Energía Para Cada Sitio, Escenario 1

COE en US\$/KWH	Central 3 MW			Central 30 MW		
	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>
ARICA	\$ 139,87	\$ 127,29	\$ 114,71	\$ 71,08	\$ 62,75	\$ 49,19
ANTOFAGASTA	\$ 86,84	\$ 79,03	\$ 71,22	\$ 44,13	\$ 38,96	\$ 30,54
HUASCO	\$ 105,81	\$ 96,30	\$ 86,78	\$ 53,77	\$ 47,47	\$ 37,22
VALPARAISO	\$ 55,09	\$ 50,13	\$ 45,18	\$ 27,99	\$ 24,71	\$ 19,37
LEBU	\$ 51,54	\$ 46,90	\$ 42,27	\$ 26,19	\$ 23,12	\$ 18,13
CHILOÉ	\$ 38,45	\$ 34,99	\$ 31,53	\$ 19,54	\$ 17,25	\$ 13,52

Fuente: Elaboración propia. Para cuantificar el COE se calculó el pago anual del valor presente de los costos más la inversión. Luego, este monto fue dividido por la cantidad promedio de energía generada en un año. Ver ecuación (3), página 51.

Se aprecia que a pesar de los niveles de pérdida más altos que poseen las centrales de 30 MW con respecto a las de 3, sus costos de energía son más bajos. Esto se deduce de las economías de escala que poseen los costos y los mayores niveles de energía generados.

Por su parte, el COE también refleja el precio de energía promedio que debería presentarse a lo largo de todo el horizonte de evaluación con el fin de que el proyecto sea rentable ($VAN \geq 0$). Por ejemplo, si el promedio del costo marginal de energía de los últimos dos años (US\$138/MWH) se presentara en los 20 años de operación de la central, emplazar una planta undimotriz de 30 MW en Chiloé sería rentable en el caso optimista.

La primera comparación de estos resultados sería en relación a la experiencia más cercana a la evaluación que se aborda en este trabajo, es decir, Parque Eólico Canela. Para ello se cuenta con los costos anuales de operación y mantenimiento, y los de capital⁶³. Estos se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro 17: Costos Parque Eólico Canela

<i>Costos Canela</i>	Montos en MUS\$
Operación y Mantenimiento (anual)	\$ 487,77
Inversión	\$ 32.380

Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo [23], “Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile”, 2007. Los costos de operación y mantenimiento se consideraron constantes para todo el horizonte (20 años) en la evaluación del Parque Eólico Canela.

⁶³ Fuente: Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile, 2007. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo [23].

A partir de los datos del Cuadro 17 se calculó, bajo un procedimiento análogo al aplicado en esta evaluación, el costo de energía del parque eólico⁶⁴. El resultado del COE para Canela es de ¢US\$9,13/KWH, tomado como base los datos que se extraen de la evaluación del proyecto, el año 2007. Este costo está a más de ¢US\$4/KWH del escenario más optimista en Chiloé.

Con el fin de contrastar los resultados obtenidos en los costos de energía con otras tecnologías, se expone a continuación un cuadro resumen con aproximaciones de costos de energía para distintas tecnologías de generación eléctrica.

Cuadro 18: Costo promedio de energía e inversión por tecnología de generación eléctrica.

Fuente ERNC	Tipo de Central (Tecnología)	Rango Potencia	Rango Valores	Potencia igual a 30 MW (relación lineal)
		MW	¢US\$/KWH	¢US\$/KWH
Energía Hidráulica	Central de Pasada	5-30	3,7-6,9	3,7
Energía Geotérmica	Flash, Doble Flash	10-80	3,3-13,41	10,5
Energía Eólica	Centrales Eje Horizontal	2-100	4,0-10,2	8,4
Energía Biomasa	Biogás, Gasificación, Cogen, Ciclo Comb.	2-75	4,8-6,1	5,6
Energía Solar	Concentrador, FV	Sin información	>15	Sin información

Fuente: Aporte potencial de Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008 – 2025 [2], junio 2008. Los valores estimados del Costo de la Energía (COE) consideraron las planillas de evaluación económica, para VAN = 0, aplicando una tasa de descuento de 10%, en un horizonte de 20 años. Los valores de la última columna fueron calculados aplicando una regresión lineal entre los rangos de potencia instalada y los de costos de energía, interceptando la curva en 30 MW⁶⁵, y considerando además, que a mayor potencia instalada, menor costo de energía. Con el fin de comprobar si la regresión lineal es una buena aproximación, se aplicó, para el caso eólico una intercepción con el punto 18,15 MW, para así, comparar con el COE calculado para Canela. El resultado fue de ¢US\$9,18 /KWH, es decir, menos de 0,1 centavos de diferencia con los ¢US\$9,13/KWH que se obtuvieron al aplicar el método corriente descrito en la ecuación (3).

De la última columna del Cuadro 18 se desprende que, hasta el momento, la energía undimotriz presenta un mejor resultado sólo con respecto a la energía solar, tomando

⁶⁴ En la evaluación del Parque Eólico Canela se consideró una generación anual de 47 GWH. Este dato es necesario para calcular el COE. Ver ecuación (3), página 51.

⁶⁵ No se realizó una comparación con la central de 3MW primero; porque su COE es menos competitivo, y segundo; porque 3 MW se encuentra fuera del rango de potencia instalada para dos tecnologías.

en consideración el COE. En el caso más optimista, se está a más de $\text{C}\$3/\text{KWH}$ de ser igual de competitivo que la energía geotérmica, y bastante más lejos de las demás tecnologías.

Cabe señalar que en el transcurso de este trabajo se seguirá citando el Cuadro 18.

A su vez, dado que los niveles de pérdida son altos, sólo se cuenta con una TIR mayor a cero para la central de 30MW instalada en Chiloé, en el caso optimista y considerando la serie de precios de energía que se proyectó. Para este caso, se tiene que la TIR alcanza un valor de 1,3%.

Finalmente, un Pelamis emplazado entre Arica y Chiloé sería capaz de desplazar entre 635 a 2.300 toneladas de CO_2 anuales.⁶⁶

6.3.2 Escenario 2:

Descripción: Este caso corresponde a evaluar dispositivos con una potencia nominal igual al nivel de excedencia de potencia del oleaje del 10%. Esto consiste en bajar la potencia nominal de los equipos con el fin de que el 10% del tiempo (o de los datos) se genere energía al máximo nominal del equipo. La consecuencia principal de aplicar esta técnica, es que el factor de planta aumentaría considerablemente y se incurrirían a menores costos de inversión, principalmente, producto de menores costos de equipos y de transmisión. Ésta ha sido propuesta en algunas publicaciones⁶⁷, sobre todo en trabajos referentes a energía eólica y a centrales de pasada. Teóricamente, este escenario se concreta calculando el nivel de potencia de salida que es superada por un 10% de los datos (o en un 10% del tiempo). Por ejemplo, en el caso de Arica, se determinó que 153,9 KW era el límite de potencia sobrepasado (o igualado) un 10% del tiempo (o por el 10% de los datos). Luego de calcular este nivel, se procede a truncar el 10% mayor a 153,9 KW a este mismo límite. A continuación, se detalla la potencia nominal de un Pelamis, para cada ciudad, con el fin de que sea alcanzada el 10% del tiempo.

⁶⁶ Para el cálculo se aplicó la misma relación asumida en la página 44 para calcular la cantidad de toneladas CO_2 desplazadas anualmente por un dispositivo Pelamis.

⁶⁷ Tom Dennis, Comparing the Variability of Wind Speed and Wave Height Data [12].

Cuadro 19: Potencias Nominales de Pelamis en el escenario 2, para cada una de las ciudades (en KW)

ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
153,9	260,1	218,7	402,8	443,4	593,5

Fuente: Cálculo Propio.

En la realidad, esto se logra adecuando las instalaciones de la central para producir a una potencia más baja, lo que implica menores costos de equipos, operación y mantención. Por otra parte, dado que se truncó el 10% de los datos, la cantidad de energía producida disminuye (por lo tanto, disminuyen los ingresos por este concepto), pero aumenta considerablemente el factor de planta. A continuación, se expone un cuadro resumen (y comparativo) de los dos escenarios y sus consecuencias (excedencias y mermas asociadas).

Cuadro 20: Resumen y Comparación Escenario 1 y 2 (un Pelamis)

Escenario 1 Versus 2	ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
Escenario 1						
Energía 20 años (GWH)	17,2	27,7	22,7	43,6	46,6	62,4
Eficiencia Equipo	7,8%	6,8%	7,1%	7,3%	8,1%	7,6%
Factor de Planta (*)	10%	16%	13%	24%	26%	35%
Escenario 2						
Energía 20 años (GWH)	16,7	26,9	21,9	42,3	44,7	60,1
Eficiencia Equipo	7,6%	6,6%	6,9%	7,1%	7,8%	7,3%
Factor de Planta (*)	62%	60%	58%	60%	57%	58%
Merma Energética	2,88%	2,84%	3,56%	2,94%	3,97%	3,73%

Fuente: Baird & Associates S.A. El factor de planta fue calculado en las horas "peak", es decir, entre abril y octubre de cada año, entre las 18 y 24 horas, tal como señala el CDEC-SIC. En cuanto a la energía, ésta es la que se habría generado en los 20 años (total entre 1985 y 2004).

La eficiencia de los equipos se define como $\eta = \frac{PG}{PD}$, con PG = potencia generada y PD= potencia disponible en las olas.

Se puede apreciar que la ganancia en factor de planta es sustancial, sobre todo en los sitios menos energéticos (más al norte), y que la merma energética no es muy considerable en ninguno de los casos, pues no supera el 4%.

Resultados:

A priori, no se cuenta con la cantidad de información precisada para cuantificar la reducción de costos asociada a la aplicación de la técnica descrita en este escenario,

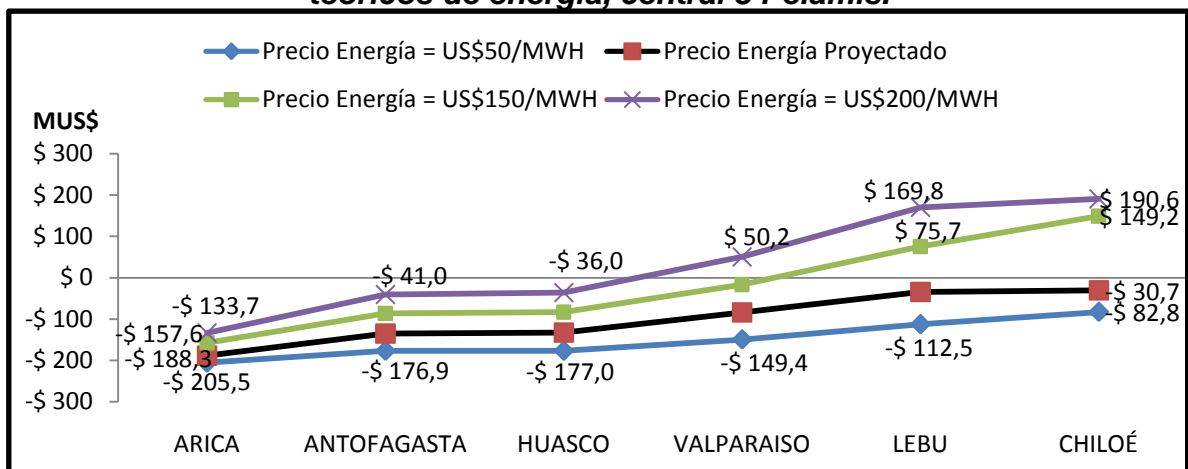
por lo tanto, dado las mermas energéticas, y por ende, en los ingresos por energía y potencia, es que el resultado financiero y del COE es peor en comparación al escenario 1. A su vez, las tasas internas de retorno son menores a cero en todos los casos. Sin embargo, se realizó una sensibilización simple al ahorro en la inversión para validar el presente escenario.

La sensibilización en cuestión se hizo sólo contando con el caso promedio para ambos tamaños de la planta y considerando un ahorro de un 1% en la inversión. Se consideró este nivel de ahorro en particular, como criterio conservador para evitar sobrevaloraciones. Esto se sustenta en que el rango de los costos de inversión es bastante ancho. Para la central de 3MW, el costo de capital en el caso pesimista es aproximadamente un 25% mayor que para el optimista. Con respecto a la central de 30 MW el monto de inversión en el caso pesimista es aproximadamente 44% mayor con respecto al optimista.

En definitiva, este análisis apunta a comparar el presente escenario (bajo un **supuesto** ahorro de un 1% en el costo de capital) con los resultados obtenidos en el caso base.

Ahora bien, esta situación cambia dependiendo del precio. A continuación, se exponen las diferencias de VAN entre el escenario base y el escenario 2 con un 1% de ahorro en la inversión, para una central de 3 Pelamis en cada sitio, considerando 3 distintos niveles de precios de energía constantes (50, 150 y 200) para el horizonte de 20 años, además de la serie proyectada de costos marginales de energía.

Figura 12: Diferencias de VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 2 (con 1% de reducción en la inversión para el segundo escenario) en función de precios teóricos de energía, central 3 Pelamis.



Fuente (Figura 12): Elaboración propia. Notar que el delta considerado se define como; $VAN(\text{escenario1}) - VAN(\text{escenario2})$, tomando en cuenta para el escenario 2 un 1% de ahorro en los costos de capital. Además, considerar que el promedio de los veinte años para el precio de energía en la serie de tiempo proyectada es de $\text{C}\text{US}\$72,08 / \text{MWH}$.

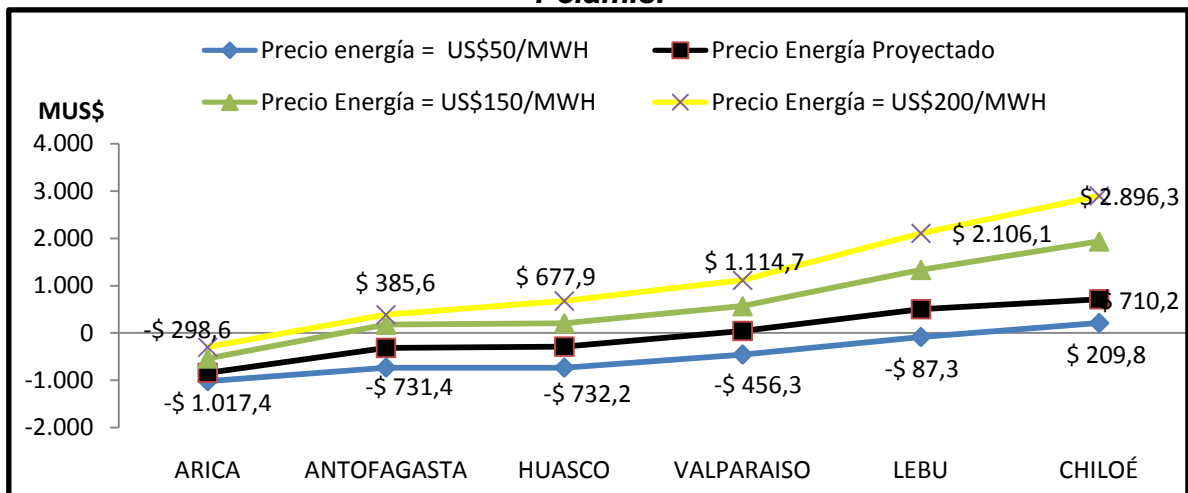
Del gráfico anterior se deduce que entre menos energético (más al norte) es el lugar de instalación de una central de 3 Pelamis, más consideración se le debe dar al presente escenario. Esto, puesto que sin importar el nivel de precios de energía, el segundo escenario tiene mejor VAN que el primero. Esta tónica se manifiesta de Arica a Huasco. De todas maneras, se puede apreciar también que a bajos costos marginales de energía, este escenario también resulta interesante en el sur.

Por el contrario, a precios altos, incluso un 1% de ahorro en la inversión no mejora el resultado del presente escenario con respecto al primero en aquellos lugares más energéticos (Lebu y Chiloé).

Con respecto al COE, el escenario 1 sigue siendo más atractivo, puesto que los costos de energía están entre $\text{C}\text{US}\$1/\text{KWH}$ y $\text{C}\text{US}\$3/\text{KWH}$ por debajo del segundo, considerando el caso promedio.

A continuación, se exponen la diferencias de VAN entre el escenario base y el escenario 2 con un 1% de ahorro en la inversión, para una central compuesta por 30 Pelamis en cada sitio, considerando 3 distintos niveles de precios de energía constantes (50, 150 y 200) para el horizonte de 20 años, además de la serie proyectada de costos marginales de energía.

Figura 13: Diferencia en el VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 2 (con 1% de reducción en la inversión) en función de precios teóricos de energía, central 30 Pelamis.



Fuente (Figura 13): Elaboración propia. Notar que el delta considerado se define como; $VAN(\text{escenario1}) - VAN(\text{escenario2})$, tomando en cuenta en el escenario 2 un 1% de ahorro en los costos de capital. Además, considerar que el promedio de los veinte años para el precio de energía en la serie de tiempo proyectada es de $\text{C}\$US\$72,08 /\text{MWH}$.

Se aprecia en el gráfico anterior que este escenario se hace menos atractivo en el caso de instalar una central undimotriz de 30 MW. Sólo en el caso de Arica convendría concretar este escenario independiente del precio de energía. De la Figura 6.6 además se desprende que en Chiloé no convendría llevar a cabo el segundo escenario ni siquiera a bajos precios de energía.

Ya que en el análisis de este escenario se asumió un 1% de ahorro, es que a continuación se muestra los porcentajes de éste en que se debiera incurrir en el monto de inversión, para el caso promedio, para que este escenario fuera igual de atractivo que el primero ($VAN(\text{escenario1}) = VAN(\text{escenario2})$), para cada ciudad y ambos tamaños de planta (considerando la serie proyectada de precios de energía).

Cuadro 21: Porcentaje de ahorro precisado en la inversión del escenario 2 para que su resultado financiero sea igual al del primero (considerando serie proyectada de precios de energía)

Ciudad	Ahorro (%) en la inversión, planta 3MW	Ahorro (%) en la inversión, planta 30MW
ARICA	0,1%	0,1%
ANTOFAGASTA	0,3%	0,7%
HUASCO	0,3%	0,7%
VALPARAISO	0,6%	1,0%
LEBU	0,8%	1,5%
CHILOÉ	0,8%	1,7%

Fuente: Elaboración propia. Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

Al nivel de precios de energía proyectado, en las plantas de 3 Pelamis, se precisa menos de un 1% de ahorro en los montos de inversión para que este escenario sea más atractivo, desde un punto de vista financiero, que el primero. Para las plantas de 30MW, esta tónica se repite hasta Huasco (lugares menos energéticos).

Con respecto a los COE, en ningún sitio se mejora, aunque la diferencia no supera los $\text{C}\$US\$1,5/\text{KWH}$ con respecto al primer escenario. Ahora bien, observando la ecuación (3) (página 51), se deduce que al existir ahorros en los costos de capital, se incurriría en un menor costo de energía (dependiendo también de la cantidad de energía generada).

A continuación, se expone un cuadro con el ahorro porcentual que se necesitaría para que los COE de este escenario fueran iguales a los del escenario 1.

Cuadro 22: Porcentaje de ahorro en la inversión precisado en el escenario 2 para que el costo de energía sea igual que el del primero.

Ciudad	Ahorro (%) en la inversión, planta 3MW	Ahorro (%) en la inversión, planta 30MW
ARICA	3,22%	3,09%
ANTOFAGASTA	3,19%	3,08%
HUASCO	4,02%	3,92%
VALPARAISO	3,33%	3,26%
LEBU	4,55%	4,49%
CHILOÉ	4,29%	4,26%

Fuente: Elaboración propia. Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

Al observar el Cuadro 22 se deduce que de poder incurrir en tales ahorros en la inversión, podrían obtenerse mejores costos de energía que en el escenario 1. Bajo esta perspectiva resulta aún más interesante este escenario, puesto que podría ser muy útil aplicar esta técnica en plantas piloto o de menor escala. Esto, dado a que antes de emplazar una central con el fin de vender energía, sería bueno construir plantas pilotos para lograr un diseño tal en los equipos, que permita un máximo nivel de eficiencia bajo las condiciones de oleaje en Chile.

6.3.3 Escenario 3

Descripción: Éste es análogo al anterior, sólo que se calcula la potencia nominal igual al nivel de excedencia de potencia del oleaje del 5%. A pesar de que en el escenario anterior el factor de planta aumenta sustancialmente, no tiene grandes implicancias, pues la potencia instalada en cada sitio baja considerablemente con respecto al escenario 1.

El presente caso de evaluación tiene 2 justificaciones principales:

- Hay una ganancia considerable en el factor de planta con respecto al escenario 1 y la merma energética sería menor que la del escenario 2.

- Hay pérdida también en la potencia instalada de la central, pero sería menor que en el escenario 2.
- Los 2 puntos anteriores se solventan en que al reducir la potencia nominal de los equipos se incurre a menores costos de equipos y de transmisión, y en consecuencia, en ahorros en la inversión.

A continuación, se exhiben las potencias nominales de los dispositivos que éstos deberían tener para que en el 5% del tiempo se alcance su valor máximo.

Cuadro 23: Potencias Nominales de Pelamis en el escenario 3, para cada una de las ciudades (en KW)

ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
174,3	291,4	251,6	451,7	508,6	697,9

Fuente: Cálculo propio.

A su vez, se expone un cuadro comparativo con respecto al escenario base.

Cuadro 24: Resumen y Comparación Escenario 1 y 3 (un Pelamis)

Escenario 1 Versus 3	ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
Escenario 1						
Energía 20 años (GWH)	17,2	27,7	22,7	43,6	46,6	62,4
Eficiencia Equipo	7,8%	6,8%	7,1%	7,3%	8,1%	7,6%
Factor de Planta (*)	10%	16%	13%	24%	26%	35%
Escenario 3						
Energía 20 años (GWH)	16,9	27,3	22,3	42,9	45,6	61,5
Eficiencia Equipo	7,7%	6,7%	7,0%	7,2%	7,9%	7,5%
Factor de Planta (*)	55%	55%	51%	54%	51%	50%
Merma Energética	1,36%	1,37%	1,71%	1,50%	2,22%	1,59%

Fuente: Cálculo propio. () El factor de planta fue calculado en las horas "peak", es decir, entre abril y octubre de cada año, entre las 18 y 24 horas. En cuanto a la energía, esta es la que se habría generado teóricamente, en los 20 años (total entre 1985 y 2004).*

La eficiencia de los equipos se define como $\eta = \frac{PG}{PD}$, con PG = potencia generada y PD= potencia disponible en las olas.

Se puede apreciar que la merma energética (con respecto al escenario 1) es menos considerable que en el caso del escenario anterior y que, además, la ganancia en el factor de planta también es notable (por sobre el 50% en todos los sitios de estudio).

Resultados:

Salvo por Lebu, en este caso efectivamente se mejoran los ingresos por pago por potencia firme (siempre con respecto al escenario 1) gracias al aumento en el factor de planta de las centrales y de que la merma en la potencia instalada es poco significativa. A continuación, se muestra un cuadro con las diferencias en ingresos por potencia firme entre el primer y tercer escenario⁶⁸

Cuadro 25: Diferencias promedio entre ingresos anuales por potencia firme entre escenario 1 y 3, para ambos tamaños de planta.

Diferencias promedio en ingresos anuales por pago de potencia firme, en dólares		
Tamaño de Planta	3 MW	30 MW
ARICA	-\$ 108	-\$ 1.079
ANTOFAGASTA	-\$ 107	-\$ 1.070
HUASCO	-\$ 85	-\$ 850
VALPARAISO	-\$ 235	-\$ 2.345
LEBU	\$ 184	\$ 1.837
CHILOÉ	-\$ 173	-\$ 1.725

Fuente: Cálculo Propio. Este cálculo se desprende del flujo de caja en ambos escenarios. Para ver la forma de los flujos de caja, visitar anexo H.

Se aprecia en el cuadro anterior que sólo en Lebu no hay ganancias en los ingresos por potencia firme con respecto al escenario 1.

El Cuadro que se exhibe en seguida, muestra las diferencias de VAN entre el primer y tercer⁶⁹ escenario, en miles de dólares, para 2 precios de energía; US\$50/MWH y US\$200/MWH.

Cuadro 26: Diferencia de VAN entre escenario 1 y 3, para ambos tamaños de planta, y considerando como precio de energía 50 US\$/MWH y 200 US\$/MWH (diferencia de VAN en miles de dólares)

Precio de Energía	US\$50/MWH		US\$200/MWH		
	Tamaño de Planta	3 MW	30 MW	3 MW	30 MW
ARICA		-\$ 18	-\$ 180	\$ 16	\$ 163
ANTOFAGASTA		-\$ 1	-\$ 15	\$ 67	\$ 569
HUASCO		-\$ 2	-\$ 19	\$ 69	\$ 689
VALPARAISO		\$ 16	\$ 160	\$ 120	\$ 999
LEBU		\$ 41	\$ 410	\$ 200	\$ 1.659
CHILOÉ		\$ 40	\$ 404	\$ 157	\$ 1.546

Fuente (Cuadro 26): Cálculo propio. En el Anexo H se encuentran, a modo de ejemplo, 12 flujos tipo, los cuales representan los cálculos del VAN para cada escenario y consideración.

⁶⁸ PF(escenario 1) – PF(escenario 3)

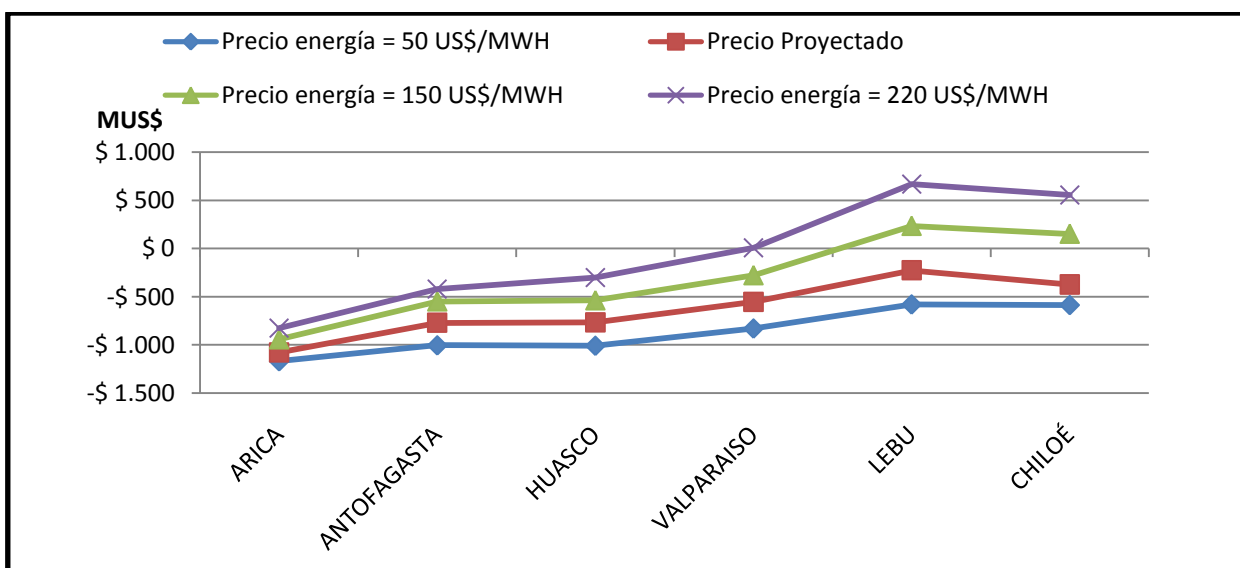
⁶⁹ VAN (escenario 1) – VAN (escenario 3)

Se puede apreciar que para los 3 lugares menos energéticos, a bajos precios de energía, este escenario se presenta más atractivo que el primero (del punto de vista del VAN), puesto que, se obtiene un VAN mayor, para ambos tamaños de planta, sin incurrir a ningún tipo de ahorro en la inversión. El aumento del VAN se explica a partir de los mayores ingresos por potencia firme, y de la implicancia de estos en los ingresos totales cuando los precios de energía están bajos.

Al igual que en el caso anterior, a la hora de disminuir la potencia nominal de los equipos se incurriría en menores costos de instalación. Es por ello que se realizará un análisis análogo al que se hizo en el escenario 2. Para facilitar los cálculos se volverá a asumir que se incurre en una reducción en los costos de inversión del 1%.

En el caso de una central compuesta por 3 convertidores Pelamis, el problema se comporta de la misma forma que en el escenario anterior; entre menos energético sea el lugar, más atractivo es poner en práctica esta alternativa. Ahora bien, al observar la Figura 14 se puede apreciar que, incluso, a grandes niveles de precios de energía y en los sitios con más energía disponible en sus olas, convendría concretar esta alternativa de instalación en vez del problema base (o escenario 1).

Figura 14: Diferencia en el VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 3 (con 1% de reducción en la inversión) versus precios de energía, central de 3 Pelamis.

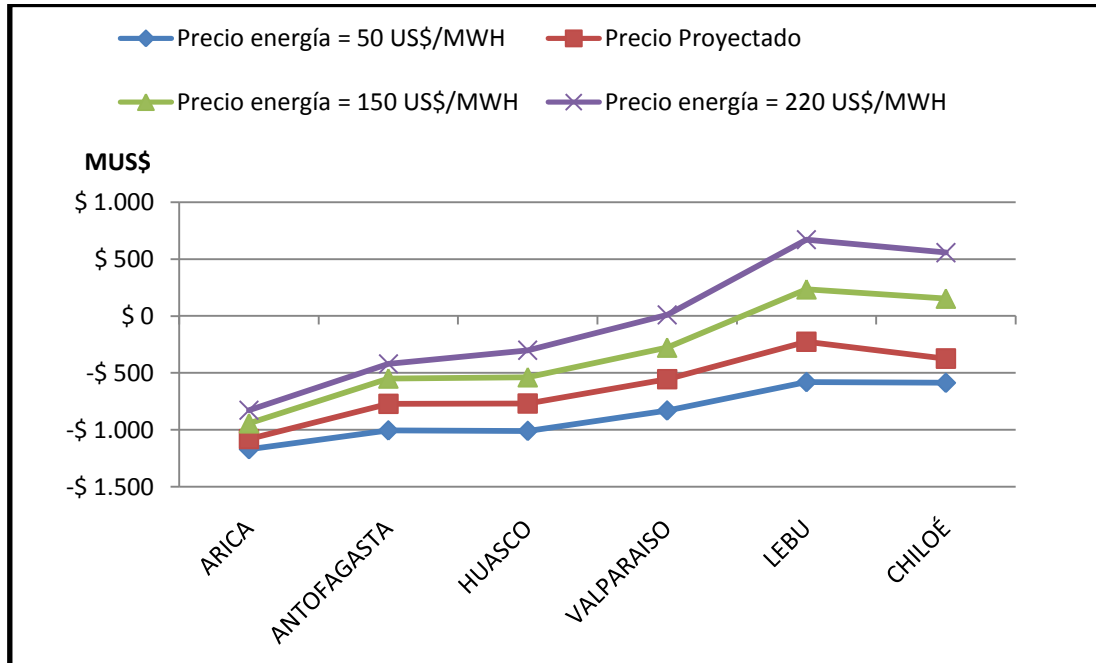


Fuente: Elaboración propia. Notar que el delta considerado se define como; $VAN(\text{escenario1}) - VAN(\text{escenario2})$, considerando en el escenario 2 un 1% de ahorro en los costos de capital. Además, considerar que el promedio de los veinte años para el precio de energía en la serie de tiempo proyectada es de $\text{C}\text{US}\$72,08 / \text{MWH}$.

Se observa también que el sitio que reacciona peor a esta alternativa ya no es Chiloé, sino Lebu. Esto se debe, a que en este escenario no se mejoraría el rendimiento del pago por potencia firme con respecto al 1° escenario como ocurre con los demás sitios.

A continuación, se presenta una figura análoga a la anterior para el caso de una central de 30 Pelamis.

Figura 15: Diferencia en el VAN (en miles de US\$) entre escenario 1 y 3 (con 1% de reducción en la inversión) versus precios de energía, central 30 Pelamis.



Fuente: Elaboración propia. Notar que el delta considerado se define como; $VAN(\text{escenario1}) - VAN(\text{escenario2})$, considerando en el escenario 2 un 1% de ahorro en los costos de capital. Además, considerar que el promedio de los veinte años para el precio de energía en la serie de tiempo proyectada es de $\text{€US\$}72,08 / \text{MWH}$.

Para el caso de la planta de 30 Pelamis se observa la misma tendencia que el caso anterior, es decir, que si se logra incurrir en un ahorro del 1% en la inversión por concepto de reducción de costos en equipos eléctricos de la central, el concretar este escenario podría ser una buena alternativa cuando se presentan bajos precios de energía.

Como no se tiene certeza alguna si se puede alcanzar un ahorro del 1% en la inversión por concepto de reducción de potencia nominal de los equipos, a continuación se muestra un cuadro resumen con el porcentaje de ahorro que se necesitaría en la inversión para que el escenario 3 sea igual de atractivo que el primero ($VAN(\text{escenario1}) = VAN(\text{escenario3})$), considerando la serie proyectada de precios de energía y ambos tamaños de planta.

Cuadro 27: Porcentaje de ahorro en la inversión precisado en el escenario 2 para que sea igual de rentable que el primero (considerando serie proyectada de precios de energía)

Ahorro	Ahorro (%) en la inversión, planta 3MW	Ahorro (%) en la inversión, planta 30MW
ANTOFAGASTA	0,1%	0,2%
HUASCO	0,1%	0,2%
VALPARAISO	0,3%	0,4%
LEBU	0,4%	0,8%
CHILOÉ	0,3%	0,6%

Fuente: Elaboración propia. Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

Arica no aparece en este cuadro puesto que su VAN es mayor al que posee en el escenario base al nivel de precios de energía proyectado. A este mismo nivel de precios, en las plantas de 3 Pelamis, se precisa menos de un 0,5% de ahorro en los montos de inversión para que este escenario sea más atractivo, desde un punto de vista financiero, que el primero. Para las plantas de 30MW, esta tónica se repite hasta Huasco (lugares menos energéticos), sin embargo, en ninguno de los sitios se precisa más del 1%.

Con respecto al COE, este es mayor en todos los sitios en que se incurre en el escenario 1. De todas maneras para la planta de 3 Pelamis, la diferencia entre costos de energía con respecto al escenario 1 no sobrepasa los $\text{C}\$2/\text{KWH}$ en ningún lugar, y considerando la planta compuesta por 30 Pelamis, la diferencia de COE no sobrepasa $\text{C}\$1/\text{KWH}$. A continuación, se expone un cuadro con el ahorro porcentual que se necesitaría para que los COE de este escenario fueran iguales a los del escenario 1.

Cuadro 28: Porcentaje de ahorro en la inversión precisado en el escenario 3 para que el costo de energía sea igual que el del primero.

Ciudad	Ahorro (%) en la inversión, planta 3MW	Ahorro (%) en la inversión, planta 30MW
ARICA	1,45%	1,31%
ANTOFAGASTA	1,47%	1,36%
HUASCO	1,87%	1,75%
VALPARAISO	1,65%	1,57%
LEBU	2,51%	2,44%
CHILOÉ	1,81%	1,77%

Fuente (Cuadro 28): Elaboración propia. Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

Al igual que en el escenario 2, de poder concretar tales los niveles de ahorro, esta alternativa se podría aplicar en plantas piloto o de menor escala. Ahora bien, a priori, se vislumbra como mejor alternativa este escenario que el segundo, producto del rendimiento de los VAN y COE, sin embargo, tal aseveración podría ser no cierta si no es posible alcanzar los ahorros porcentuales en los costos de capital. En consecuencia, se precisa cuantificar los ahorros en la inversión al bajar la potencia nominal de los equipos a un nivel de excedencia del 5% y del 10% y así, ver la factibilidad de concretar el segundo o el tercer escenario.

6.3.4 Escenario 4

Descripción: Los Pelamis estándar considerados para la presente evaluación, particularmente para el caso base o escenario 1, están acondicionados para rendir de forma óptima bajo condiciones naturales del oleaje en Escocia. De éstos es que se cuenta con la información técnica y financiera expuesta en el presente trabajo de tesis. A partir de lo anterior, es que se justifica el evaluar el problema mejorando el rendimiento de los dispositivos dada la naturaleza del oleaje chileno. Esto se logra, **teóricamente**, desplazando la matriz de conversión hasta hacer calzar su período óptimo de funcionamiento con el período más frecuente de las olas en Chile.

En la práctica, esto sería posible si se aumenta el largo del Pelamis hasta que coincida con la longitud de onda más frecuente en Chile, y además incrementando el tamaño de pistones y generadores, ya que en un Pelamis más grande las fuerzas hidrodinámicas serían mayores⁷⁰.

Como no se cuenta con los costos asociados al mejoramiento y adecuación de los Pelamis para su rendimiento óptimo en Chile, es que el objetivo de este escenario es calcular el nivel máximo de inversión que hace rentable modificar el Pelamis, es decir, que haga que la diferencia entre los VAN entre el presente escenario con el primero sea igual a cero.

⁷⁰ Fuente: Ingeniero Civil Hugo Acuña, Baird & Associates.

La serie de tiempo teórica de potencia generada en los últimos veinte años con esta configuración mejorada también fue facilitada por Baird & Associates.

A continuación se muestra una tabla comparativa entre los escenarios 1 y 4.

Cuadro 29: Resumen y Comparación Entre Escenarios 1 y 4 (un Pelamis).

Escenario 1 versus 4	ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
Escenario 1						
Energía 20 años (GWH)	17,2	27,7	22,7	43,6	46,6	62,4
Eficiencia Equipo	7,8%	6,8%	7,1%	7,3%	8,1%	7,6%
Factor de Planta (*)	10%	16%	13%	24%	26%	35%
Escenario 4						
Energía 20 años (GWH)	26,9	42,6	34,8	59,5	59,6	76,8
Eficiencia Equipo	12,2%	10,5%	11,0%	10,0%	10,3%	9,3%
Factor de Planta (*)	15%	25%	20%	34%	34%	44%
Ganancia Energética	36,26%	35,06%	34,86%	26,79%	21,88%	18,72%

Fuente: Cálculo propio. () El factor de planta fue calculado en las horas "peak", es decir, entre abril y octubre de cada año, entre las 18 y 24 horas. En cuanto a la energía, esta es la que se habría generado en los 20 años (total entre 1985 y 2004)*

La eficiencia de los equipos se define como $\eta = \frac{PG}{PD}$, con PG = potencia generada y PD= potencia disponible en las olas.

En la tabla anterior se aprecia una ganancia considerable en el factor de planta y mayor aún en energía, sobre todo en los lugares menos energéticos. Si se mantuvieran los mismos costos por KW instalado, se puede anticipar que se obtendrán mejores resultados que en el escenario base, tanto financieramente, como en COE. Además se aprecia que hay un aumento considerable en todos los sitios del factor de planta, sin variar su potencia nominal, y por ende, su potencia instalada, por lo que se anticipa que también habrá mayores ganancias por concepto de pago por potencia firme. También se desprende que hay una mejoría en la eficiencia de los equipos.

Resultados:

Los resultados del VAN para este escenario, considerando el precio de energía proyectado, se exponen a continuación:

Cuadro 30: Resumen Resultados Financieros Considerando Costos Marginales Mensuales Proyectados, Escenario 4

VAN en MMUS\$	Central 3 MW			Central 30 MW		
	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>
ARICA	-\$ 23,41	-\$ 21,07	-\$ 18,73	-\$ 105,39	-\$ 89,23	-\$ 63,78
ANTOFAGASTA	-\$ 21,62	-\$ 19,28	-\$ 16,93	-\$ 88,10	-\$ 72,64	-\$ 47,56
HUASCO	-\$ 22,51	-\$ 20,17	-\$ 17,82	-\$ 96,36	-\$ 80,84	-\$ 55,62
VALPARAISO	-\$ 19,97	-\$ 17,63	-\$ 15,33	-\$ 73,02	-\$ 57,73	-\$ 32,76
LEBU	-\$ 19,97	-\$ 17,63	-\$ 15,33	-\$ 73,06	-\$ 57,74	-\$ 32,77
CHILOÉ	-\$ 18,25	-\$ 15,95	-\$ 13,65	-\$ 56,49	-\$ 41,25	-\$ 17,00
Diferencia Promedio entre escenario 1 y escenario 4	\$ 1,37			\$ 12,88		

Fuente: Elaboración propia. En el Anexo H se encuentran, a modo de ejemplo, 12 flujos de caja tipo, los cuales representan los cálculos del VAN para cada escenario y consideración.

La última fila del cuadro anterior exhibe la diferencia promedio entre el VAN del escenario 1 y el escenario 4. Para el caso de la central de 30 MW, considerando la serie de precios de energía proyectada, los mismos costos que en el caso de un Pelamis estándar y, suponiendo que pudiera materializarse esta configuración mejorada, se puede apreciar que se obtienen más de 12 millones de dólares menos de pérdidas que en el escenario 1.

A continuación, se exhiben los costos de energía.

Cuadro 31: Estimación de Costos de Energía Para Cada Sitio, Escenario 4

COE en ¢US\$/KW	Central 3 MW			Central 30 MW		
	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Promedio</i>	<i>Optimista</i>
ARICA	\$ 89,16	\$ 81,14	\$ 73,12	\$ 45,31	\$ 40,00	\$ 31,36
ANTOFAGASTA	\$ 56,39	\$ 51,32	\$ 46,25	\$ 28,65	\$ 25,30	\$ 19,83
HUASCO	\$ 68,92	\$ 62,72	\$ 56,53	\$ 35,02	\$ 30,92	\$ 24,24
VALPARAISO	\$ 40,33	\$ 36,70	\$ 33,08	\$ 20,49	\$ 18,09	\$ 14,18
LEBU	\$ 40,26	\$ 36,64	\$ 33,02	\$ 20,46	\$ 18,06	\$ 14,16
CHILOÉ	\$ 31,25	\$ 28,44	\$ 25,63	\$ 15,88	\$ 14,02	\$ 10,99
Diferencia Promedio entre escenario 1 y escenario 4	\$ 22,95			\$ 11,31		

Fuente: Elaboración propia. Para cuantificar el COE se calculó el pago anual del valor presente de los costos más la inversión. Luego, este monto fue dividido por la cantidad promedio de energía generada en un año. Ver ecuación (3), página 51.

Si se considera el caso más optimista, el cual corresponde a instalar una central de 30MW en Chiloé, se puede apreciar que de poder concretarse esta configuración sin incurrir en costos mayores a los que entregó el fabricante para un Pelamis estándar, se está a ¢US\$0,4/KWH de poseer costos de energía igual de competitivos que la energía geotérmica, y a casi ¢US\$1,6/KWH de los costos de la energía eólica en Chile.

Ahora bien, con respecto a las tasas internas de retorno TIR, éstas mejoran un poco, siempre tomando en cuenta la serie de precios de energía proyectada, aunque aún se presentan indefinidas en la mayoría de los casos. Para el caso de la central de 30 MW, a partir de Valparaíso se supera el nivel de 0%. En Chiloé, en el caso optimista, la TIR asciende al 5,9%. El resto de estas tasas son menores a la recientemente expuesta. Destacan los casos optimistas de Valparaíso y Lebu para una central de 30 MW, cuyas TIR no alcanzan el 2%.

Por otra parte, dado que se están considerando los mismos costos unitarios que en el escenario base (lo cual es un supuesto que puede no ser cierto), es que se calculó aquel nivel de inversión máximo que hace preferible modificar la configuración de Pelamis en vez de instalar uno estándar. En otras palabras, aquel costo máximo de capital que implica que la diferencia de VAN entre este escenario y el primero, sea igual a 0.

A continuación se muestran las tablas con estas diferencias, para el caso promedio y ambos tamaños de planta.

Cuadro 32: Nivel de inversión máxima (por KW) que hace más rentable (mejor VAN) la nueva configuración de los dispositivos por sobre el escenario base, considerando la serie de precios de energía proyectada y el caso promedio para ambos tamaños de planta.

Montos en US\$/KW	Central 3MW	Central 30MW
Inversión original	\$ 6.761	\$ 3.301
ARICA	\$ 7.097	\$ 3.637
ANTOFAGASTA	\$ 7.295	\$ 3.791
HUASCO	\$ 7.192	\$ 3.710
VALPARAISO	\$ 7.301	\$ 3.793
LEBU	\$ 7.202	\$ 3.703
CHILOÉ	\$ 7.224	\$ 3.753
Promedio	\$ 7.219	\$ 3.731

Fuente (Cuadro 32): Elaboración propia. Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

Se deduce entonces, que en la planta de 3MW habría que invertir como máximo un 6,8% más por KW para que la nueva configuración del dispositivo siguiera siendo mejor opción que la del escenario base. En el caso de la planta de 30MW, habría que invertir un 13% más por KW para que el cuarto escenario continuara siendo mejor opción que el primero. Todo esto, considerando la serie proyectada de costos marginales.

Por otra parte, se realizó el mismo análisis para el costo de energía. El cuadro siguiente muestra los niveles de inversión máxima (por ciudad) que hace preferible modificar la configuración de Pelamis en vez de instalar uno estándar desde el punto de vista del COE.

Cuadro 33: Nivel de inversión máxima (por KW) que hace preferible la nueva configuración de los dispositivos por sobre el escenario base, con respecto al COE, considerando la serie de precios de energía proyectada y el caso promedio para ambos tamaños de planta.

Montos en US\$/KW	Central 3MW	Central 30MW
Inversión original	\$ 6.761	\$ 3.301
ARICA	\$ 11.258	\$ 5.518
ANTOFAGASTA	\$ 11.031	\$ 5.406
HUASCO	\$ 10.993	\$ 5.387
VALPARAISO	\$ 9.655	\$ 4.727
LEBU	\$ 8.976	\$ 4.393
CHILOÉ	\$ 8.582	\$ 4.199
Promedio	\$ 10.082	\$ 4.938

Fuente (Cuadro 32): Elaboración propia. Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

Se puede apreciar que bajo el criterio del COE, la inversión debiera ser mucho más alta que en el caso del VAN para que un central con Pelamis estándar fuera más conveniente que adaptar la configuración de los dispositivos. Del Cuadro 33 se deduce que para ambos tamaños de planta se debiera invertir, en promedio, un 49% más que en el caso base para que éste la generación de energía fuera más barata.

Comparando los dos últimos cuadros se deduce que habría que mayores probabilidades de obtener mejores resultados en el COE que en el VAN por efectos de adaptar la configuración de los Pelamis a la naturaleza del oleaje chileno.

Finalmente, dada la nueva configuración supuesta en este escenario para los dispositivos, se estima que un Pelamis emplazado entre Arica y Chiloé sería capaz de desplazar entre 997 y 2.846 toneladas de CO₂ anuales⁷¹. Esto, se traduce en un aumento porcentual de entre el 23% y el 57% con respecto al escenario 1.

6.4 Análisis de Sensibilidad

El presente análisis comienza a partir del escenario base, pues es en éste donde se tiene la mayor cantidad de información, y como se aclaró al principio de la evaluación económica, los escenarios 2, 3 y 4 se exponen con el objetivo de buscar alternativas técnicas y económicas con el fin de que la instalación de una central undimotriz con tecnología Pelamis tenga mayores chances de ser viable de un punto de vista económico.

Ahora bien, como el problema abordado está condicionado por el rendimiento de diversas variables, las cuales a su vez están sujetas a incertidumbre, es que se hará este análisis, con el objetivo de estimar de manera más adecuada la incertidumbre en el VAN y COE.

La sensibilización del problema se realizó a partir de una simulación de Montecarlo, con el programa “*Crystal Ball*”, considerando, para cada ciudad y tamaños de planta, todas las variables en cuestión como aleatorias, cuyas distribuciones de probabilidad se definen a continuación.

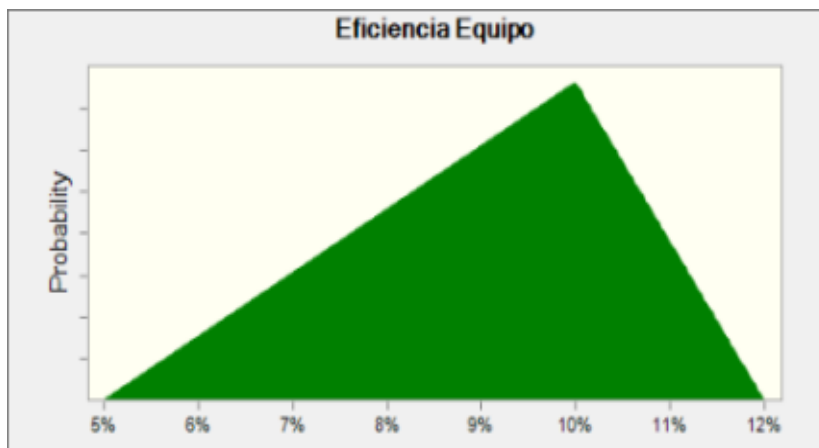
Ingresos: En primer lugar, se quiso sensibilizar el problema con respecto a la eficiencia de los equipos. Para ello se contó con la serie de tiempo de la potencia eléctrica disponible en las olas de los sitios en estudio. Luego, se procedió a calcular la eficiencia⁷² para los Pelamis estándar y se concluyó que ésta no sobrepasa el 7% en ningún sitio. Este nivel de eficiencia se consideró como mínimo para el análisis. Luego, se procedió a calcular la eficiencia para el escenario 4 (configuración de Pelamis

⁷¹ Para el cálculo se aplicó la misma relación asumida en la página 44 para calcular la cantidad de toneladas CO₂ desplazadas anualmente por un dispositivo Pelamis.

⁷²
$$Eficiencia = \frac{Potencia\ de\ Salida\ (teórica)\ del\ equipo}{Potencia\ Disponible\ en\ las\ olas}$$

acondicionado al periodo de ola en Chile). Este nivel se consideró como base. Finalmente, la cota superior de eficiencia se fijó en aquel nivel que permitiera a los equipos alcanzar en el factor de planta⁷³ hasta un 50%, dada la sugerencia del fabricante. Calculados estos tres niveles de eficiencia para cada sitio, se les asignó una función de probabilidad triangular⁷⁴, como la que se muestra como ejemplo a continuación.

Figura 16: Distribución de probabilidad, eficiencia Huasco.



Fuente: Elaboración propia. Interfaz programa “Crystal Ball”

Los parámetros (o niveles de eficiencia) para cada lugar en estudio, se exponen a continuación:

Cuadro 34: Parámetros considerados en las distribuciones triangulares asignadas a las eficiencias de los equipos en cada sitio en estudio

Eficiencia Equipo	Mínimo	Base	Máximo
ARICA	5,0%	12,0%	18,0%
ANTOFAGASTA	5,0%	10,0%	12,0%
HUASCO	5,0%	10,0%	12,0%
VALPARAISO	5,0%	10,0%	12,0%
LEBU	6,0%	10,0%	12,5%
CHILOÉ	6,0%	9,0%	9,2%

Fuente: Elaboración propia. Los cálculos de las cotas de eficiencia de los convertidores, son detallados a partir de la página 72.

⁷³ Naturalmente, si aumenta la eficiencia, se genera más energía y, por ende, el factor de planta sube.

⁷⁴ Se asignó esta distribución puesto que no se cuenta con información respecto a otra que se ajustara mejor a la variable.

Luego, se fijaron distribuciones de probabilidad para otras variables, las que se muestran el cuadro que sigue.

Cuadro 35: Distribuciones de probabilidad asignadas a las variables en la simulación de Montecarlo⁷⁵.

Ítem	Distribución	Mínimo	Más Probable	Máximo
Disponibilidad Olas (1)	Triangular	93%	95%	99%
Disponibilidad Pelamis (2)	Uniforme	85%	-	95%
Precios de Bonos (US\$/Ton) (3)	Triangular	\$ 11,30	\$ 13,00	\$ 27,45

Fuente: Elaboración Propia. Los cálculos y/o supuestos están detallados a continuación.

- (1) Dado que teóricamente la disponibilidad de las olas no baja del 99% en ninguno de los sitios, se tomó este nivel como máximo. A su vez, como se realizaron los flujos de caja a partir de un nivel de disponibilidad del 95%, se tomó éste como el más probable. Finalmente, con el fin de no subvalorar la disponibilidad de las olas dado los resultados teóricos que se extraen de la serie de potencias de salida teórica de los dispositivos, se asumió una disponibilidad del 93% como mínima.
- (2) A esta variable se le asignó una función de probabilidad uniforme y se tomaron como cotas inferior y superior los valores expuestos por Previsic, (2004, [22]) en su evaluación técnico económica para una central del oleaje con tecnología Pelamis en San Francisco, California.
- (3) Los primeros 2 valores se obtienen del rango de precios expuesto por Saenz (2006, [24]) en su trabajo. La cota superior corresponde a lo que celulosa Arauco vendió sus bonos en octubre del presente año. Esta cifra ascendió a 19,05 Euros, los que al tipo de cambio del 17 de diciembre de 2008 corresponde a US\$27,45⁷⁶.

Por su parte, para los precios de energía y potencia se consideró lo siguiente:

⁷⁵ Se asignaron estas distribuciones puesto que no se cuenta con información respecto a otras que se ajustaran mejor a las variables.

⁷⁶ Tipo de cambio 17 de diciembre 2008: €1= US\$1,4412.

Cuadro 36: Precios de Energía y Potencia considerados en el análisis de sensibilidad.

Ítem	Distribución	Parámetro 1	Parámetro 2
Precio Energía (5)	Lognormal	63,81	73,34
Precio Potencia SIC (6)	Logistic	10,16	0,69
Precio Potencia SING (7)	Lognormal	7,08	1,46

Fuente: Elaboración propia. Las distribuciones que se asignaron a las series de precios se ajustaron gracias a “Crystal Ball” y su herramienta “Batch Fit”.

- (4) Se ajustó una distribución de probabilidad a los costos marginales mensuales históricos de Alto Jahuel⁷⁷ a partir de julio de 1999 con el fin de que la distribución de precios reflejara la crisis pluviométrica de fines de los 90’ y la del gas a partir de 2004. La distribución que mejor se ajustó, a partir del criterio de Anderson-Darling, fue una LogNormal de media 63,81 con desviación estándar de 73,34.
- (5) Para los precios de potencia del SIC se ajustó una distribución de probabilidad a los precios de potencia de nudo mensuales históricos a partir de abril de 1982. La distribución que mejor se ajustó, a partir del criterio de Anderson-Darling, fue una Logistic de media 10,16 y escala 0,69.
- (6) Para los precios de potencia del SING se ajustó una distribución de probabilidad a los precios de potencia de nudo mensuales históricos a partir de abril de 1987. La distribución que mejor se ajustó, a partir del criterio de Anderson-Darling, fue una LogNormal de media 7,08 con desviación estándar 1,46.

A continuación, se expondrán las consideraciones asociadas a los costos.

Costos: Para todos los costos se asignó una distribución triangular, dado que se conocen sus rangos (detallados en la sección 6.2). El valor promedio de éstos se tomó como el valor más probable o base. A continuación, se expone una tabla resumen con las consideraciones para los costos, los cuales son genéricos para todos los sitios en estudio, y cuyos valores se extraen de la información entregada por el fabricante a Baird & Associates.

⁷⁷ A pesar de que Arica y Antofagasta pertenecen a otro sistema interconectado (SING), se consideró el mismo precio de energía (o costo marginal) que para las centrales del SIC.

Cuadro 37: Parámetros distribución de probabilidad triangular asignada a cada tipo de costo⁷⁸.

Costos en Millones de US\$	Central 3 MW			Central 30 MW		
	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
Depreciación Equipos	-\$ 1,12	-\$ 1,00	-\$ 0,89	-\$ 5,74	-\$ 4,84	-\$ 3,94
Inversión	-\$ 22,53	-\$ 20,28	-\$ 18,03	-\$ 17,03	-\$99,03	-\$ 81,03
Reposición Año 10	-\$ 2,43	-\$ 2,19	-\$ 1,95	-\$ 12,64	-\$ 10,70	-\$ 8,76
Operación y Mantenimiento (*)	-	-	-	-\$ 2,34	-\$ 1,58	-\$ 0,81

(*) El fabricante entregó un costo fijo de operación y mantención para cada Pelamis, el cual se traduce para una central de 3MW en US\$300.000, es por ello que se decidió no “mover” ese valor en el análisis de sensibilidad para una central de 3MW, pues, no se alcanza a percibir economías de escala a este nivel. El resto de los cálculos o supuestos se detallan en la sección 6.2, costos de las centrales, a partir de la página 45.

Finalmente, la simulación se realizó sobre el Valor Presente Neto y el COE. Los resultados obtenidos, se muestran a continuación.

Resultados Centrales de 3MW:

Los estadígrafos de la simulación para una central de 3MW para cada una de las ciudades en estudio, se exponen sigue en un cuadro resumen.

Cuadro 38: Estadígrafo simulación del VAN para centrales de 3MW.

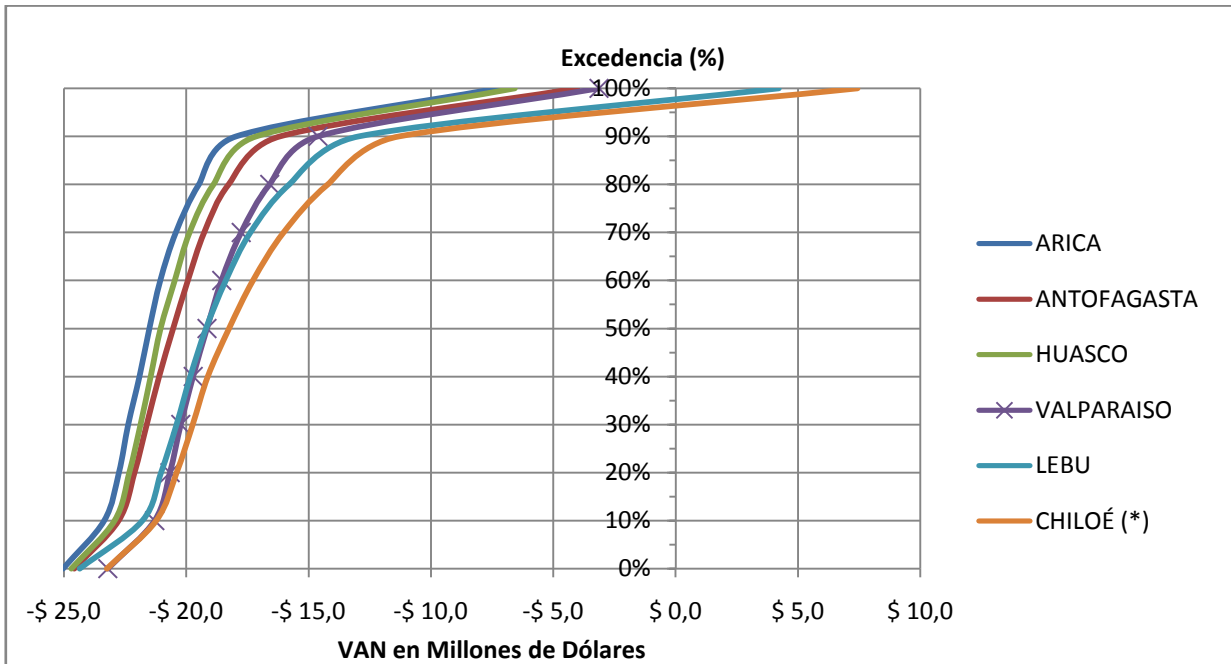
VAN en miles de Dólares	ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
Iteraciones	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Media	-\$ 20.959	-\$ 19.844	-\$ 20.384	-\$ 18.441	-\$ 18.017	-\$ 17.013
Mediana	-\$ 21.506	-\$ 20.534	-\$ 21.049	-\$ 19.150	-\$ 19.192	-\$ 18.245
Desviación Standard	\$ 2.471	\$ 3.117	\$ 2.637	\$ 2.917	\$ 4.147	\$ 4.549
Mínimo	-\$ 25.037	-\$ 24.582	-\$ 24.702	-\$ 23.201	-\$ 24.355	-\$ 23.245
Máximo	-\$ 7.269	-\$ 4.022	-\$ 6.578	-\$ 3.142	\$ 4.216	\$ 7.436
Ancho del Rango	\$ 17.769	\$ 20.559	\$ 18.124	\$ 20.059	\$ 28.570	\$ 30.681
Error Estándar	\$ 78	\$ 99	\$ 83	\$ 92	\$ 131	\$ 144

Fuente: Elaboración propia. Después de realizar la simulación de Montecarlo, “Crystal Ball” entrega un estadígrafo de ésta. En este cuadro se exponen aquellos parámetros estadísticos más relevantes.

⁷⁸ Se asignaron estas distribuciones puesto que no se cuenta con información respecto a otras que se ajustaran mejor a las variables.

Se aprecia que las medias del VAN se presentan desde los -MMUS\$20,9 hasta los -MMUS\$17 de extremo a extremo. Además, se puede apreciar que el VAN de una central del oleaje de 3MW en Chile fluctúa entre -MMUS\$25 (mínimo en Arica) hasta MMUS\$7,4 (máximo en Chiloé). Ahora bien, entre más energético es el lugar, mayor es el rango entre el cual se mueve el VAN. A continuación, se muestran las curvas de excedencia del VAN para cada sitio en estudio.

Figura 17: Curvas excedencia de la simulación del VAN para centrales de 3MW.



Fuente: Elaboración propia. "Crystal Ball" entrega los resultados de la simulación de Montecarlo distribuidos en deciles. A partir de éstos se grafican las curvas de excedencia.

De las curvas de excedencia del VAN para las centrales de 3MW se puede deducir que la probabilidad de que el VAN sea mayor a 0 es menor al 5% en Lebu y Chiloé. En el resto de los sitios es nula.

A continuación, se exponen las principales variables que explican la varianza total del VAN con su respectiva contribución a ésta.

Cuadro 39: Contribución a la varianza del VAN de las variables sensibilizadas⁷⁹ para una central de 3MW.

Contribución a la varianza	Precio Energía	Eficiencia Equipo	Inversión	TOTAL
ARICA	60%	9%	30%	98,0%
ANTOFAGASTA	74%	5%	19%	98,0%
HUASCO	69%	5%	25%	98,6%
VALPARAISO	78%	4%	15%	97,1%
LEBU	82%	2%	16%	99,4%
CHILOÉ	91%	0,6%	8%	99,0%

Fuente: Elaboración propia. “Crystal Ball” hace un ranking de las variables que más repercuten en la sensibilización del VAN. Las más importantes se exponen en este cuadro.

En el cuadro anterior se observa que sólo 3 variables explican más del 97% de la varianza del VAN. Se puede apreciar que la variable que más la afecta en una central de 3MW es el precio de la energía, cuyo aporte refleja más del 60% de la varianza. Este efecto es mayor en los lugares con mayor energía disponible en las olas. Ahora bien, esta variable es externa, por lo cual el análisis se enfocará en el resto de los parámetros.

La segunda variable que más influye en la varianza del valor actual neto es la inversión. Si bien la contribución de ésta a la varianza del VAN no es menor, es muy difícil reducirla a un nivel tal que el valor presente neto sea igual a cero. Sin ir más lejos, considerando el caso optimista para la instalación de una central de 3MW en Chiloé y la serie de precios de energía proyectada, se precisaría una reducción del 83%⁸⁰ en los costos de capital para que la concreción de una planta del oleaje fuera rentable.

Del punto de vista práctico, la eficiencia del equipo tiene mucha mayor influencia en los resultados que la calculada, pues de ella depende, además del recurso disponible en las olas, la generación de mayor energía. Ésta no se ve reflejada como debiera producto de que fue acotada al nivel máximo de factor planta. En consecuencia, si mejora la eficiencia de los equipos, la energía generada aumenta y, por ende, el factor

⁷⁹ Las contribuciones a las varianzas, tanto en el presente caso, como en los que siguen de éste, se exponen en cuanto a magnitud, puesto que algunas contribuyen positiva y otras negativamente.

⁸⁰ Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

de planta crece. Sin embargo, físicamente esta relación no es tan directa y, lamentablemente, no se tienen más antecedentes sobre este fenómeno, por lo que el análisis más detallado sobre esta relación escapa a los alcances de este trabajo. En consecuencia, se decidió acotar la eficiencia de los equipos a un nivel bajo con el fin de no caer en sobrevaloraciones y/o propagar posibles errores.

A continuación se muestran los resultados referentes al COE.

Cuadro 40: Estadígrafo simulación del COE para centrales de 3MW.

Costos en C\$US\$/KWH	ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
Iteraciones	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Media	\$ 65,6	\$ 45,4	\$ 57,6	\$ 42,7	\$ 32,5	\$ 27,7
Mediana	\$ 61,4	\$ 43,3	\$ 54,9	\$ 40,8	\$ 31,8	\$ 27,3
Desviación Standard	\$ 17	\$ 9	\$ 11	\$ 7	\$ 5	\$ 3
Minimo	\$ 38,6	\$ 31,1	\$ 39,1	\$ 30,4	\$ 24,0	\$ 21,7
Máximo	\$ 129,0	\$ 79,6	\$ 100,5	\$ 72,3	\$ 49,5	\$ 36,0
Ancho del Rango	\$ 90,4	\$ 48,5	\$ 61,4	\$ 42,0	\$ 25,5	\$ 14,3
Error Estándar	\$ 0,5	\$ 0,3	\$ 0,3	\$ 0,2	\$ 0,1	\$ 0,1

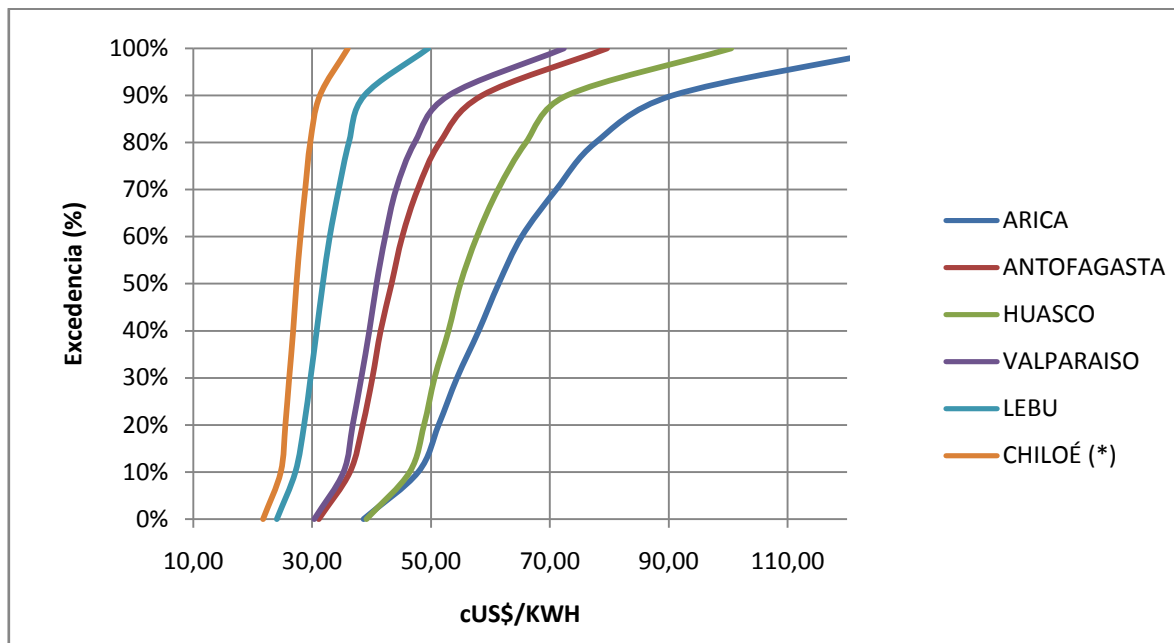
Fuente: Elaboración propia. Después de realizar la simulación de Montecarlo, "Crystal Ball" entrega un estadígrafo de ésta. En este cuadro se exponen aquellos parámetros más relevantes en la sensibilización del COE para una central de 3 MW.

Al contrario del análisis sobre el VAN, en el caso del COE éste fluctúa en un rango menor a medida que el lugar es más energético, lo cual es lógico, pues, los costos son aplacados por la mayor cantidad de energía.

De la sensibilización del COE para una central de 3MW se puede concluir que los costos de energía para una central del oleaje con tecnología Pelamis de 3MW en Chile fluctúan en un rango de **CUS\$129/KWH** a **CUS\$21,7/KWH**, con más de un 99% de certeza⁸¹. A continuación, se muestran las curvas de excedencia del COE.

⁸¹ El nivel de certeza lo entrega "Crystal Ball" después de terminada la simulación.

Figura 18: Curvas excedencia de la simulación del COE para centrales de 3MW



Fuente: Elaboración propia. “Crystal Ball” entrega los resultados de la simulación de Montecarlo distribuidos en deciles. A partir de éstos, se grafican las curvas de excedencia.

De las curvas de excedencia se deduce que sólo Lebu y Chiloé tienen probabilidad de que sus costos de energía sean menores a cUS\$30/KWH. Para el primer sitio es de aproximadamente el 30%. Para Chiloé en cambio, supera el 80%.

A continuación, se exponen las principales variables que explican la varianza total del COE con su respectiva contribución a ésta.

Cuadro 41: Contribución a la varianza del COE de las variables sensibilizadas para una central de 3MW.

Contribución a la varianza	Eficiencia Equipo	Inversión	TOTAL
ARICA	93,8%	4,3%	98,1%
ANTOFAGASTA	86,4%	6,4%	92,8%
HUASCO	91,2%	3,0%	94,2%
VALPARAISO	89,3%	6,8%	96,1%
LEBU	85,3%	8,1%	93,4%
CHILOÉ	68,3%	20,0%	86,1%

Fuente: Elaboración propia. “Crystal Ball” hace un ranking de las variables que más repercuten en la sensibilización del COE. Las más importantes se exponen en este cuadro.

Este problema en particular depende principalmente de dos variables, la eficiencia del equipo y, en un factor bastante menor, de la inversión. Tanto la eficiencia, como los costos de capital, dependen en algún grado de los avances en tecnología⁸².

A continuación, se expondrán los resultados obtenidos en la simulación de Montecarlo para las centrales de 30MW.

Resultados Centrales de 30MW:

Los estadígrafos de la simulación para el VAN de una central de 30MW para cada una de las ciudades en estudio, se exponen a continuación en un cuadro resumen.

Cuadro 42: Estadígrafo simulación del VAN para centrales de 30MW.

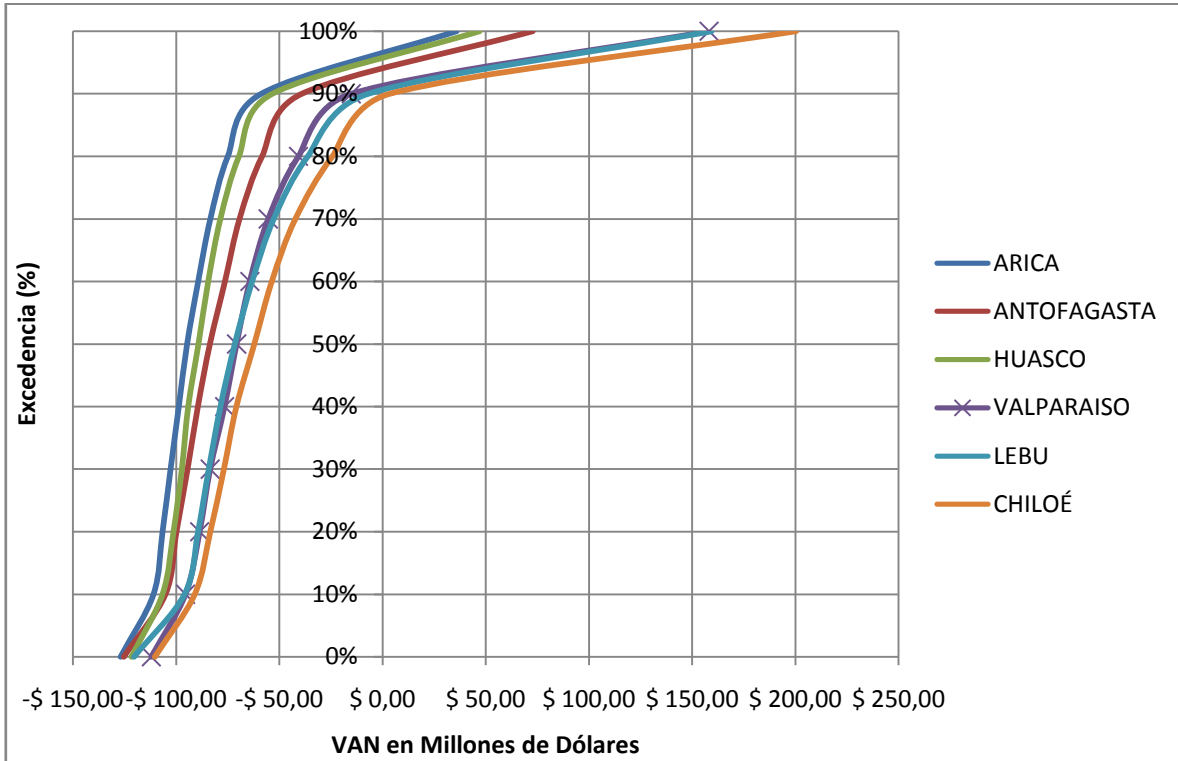
VAN en miles de Dólares	ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
Iteraciones	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Media	-\$ 81.461	-\$ 88.623	-\$ 83.857	-\$ 61.283	-\$ 59.964	-\$ 50.496
Mediana	-\$ 83.633	-\$ 94.617	-\$ 89.281	-\$ 70.738	-\$ 71.498	-\$ 62.149
Desviación Standard	\$ 14.169	\$ 23.881	\$ 23.708	\$ 37.627	\$ 39.514	\$ 44.404
Mínimo	-\$ 108.879	-\$ 126.895	-\$ 121.739	-\$ 112.066	-\$ 120.382	-\$ 110.390
Máximo	-\$ 10.640	\$ 35.914	\$ 46.973	\$ 158.218	\$ 159.422	\$ 200.321
Ancho del Rango	\$ 98.239	\$ 162.808	\$ 168.712	\$ 270.285	\$ 279.804	\$ 310.711
Error Estándar	\$ 448	\$ 755	\$ 750	\$ 1.190	\$ 1.250	\$ 1.404

Fuente: Elaboración propia. Después de realizar la simulación de Montecarlo, "Crystal Ball" entrega un estadígrafo ésta. En este cuadro se exponen aquellos parámetros más relevantes en la sensibilización del VAN para una central de 30 MW.

Se aprecia que las medias del VAN se presentan desde los -MMUS\$81,4 hasta los -MMUS\$50,4 de extremo a extremo. Además, se puede apreciar que el VAN de una central del oleaje de 30MW en Chile fluctúa entre los -MMUS\$108,9 (mínimo en Arica) hasta MMUS\$200,3 (máximo en Chiloé). Ahora bien, entre más energético es el lugar, mayor es el rango entre el cual se mueve el VAN. Se puede ver además que la mayor incertidumbre con respecto al valor presente neto se presenta en Chiloé, pues su desviación estándar asciende a más de MMUS\$44. A continuación, se muestran las curvas de excedencia del VAN para cada sitio en estudio.

⁸² Las mejoras tecnológicas de los dispositivos implican, entre otras cosas, menores costes de materiales y mayor eficiencia en la captura de la energía disponible en las olas.

Figura 19: Curvas excedencia de la simulación del VAN para centrales de 30MW



Fuente: Elaboración propia. “Crystal Ball” entrega los resultados de la simulación de Montecarlo distribuidos en deciles. A partir de éstos se grafican las curvas de excedencia.

De las curvas de excedencia del VAN para las centrales de 30MW se puede deducir que las probabilidades de que los VAN sean mayores a cero son menores al 10%, salvo en Chiloé que asciende al 11,63%⁸³.

Bajo el mismo enfoque, la Tabla 6.36 muestra las principales variables que explican la varianza total del VAN con su respectiva contribución a ésta.

Cuadro 43: Contribución a la varianza del VAN de las variables sensibilizadas.

Contribución a la varianza	Precio Energía	Eficiencia Equipo	Operación y Mantenimiento	Inversión	TOTAL
ARICA	72%	8%	2%	17%	99,2%
ANTOFAGASTA	83%	5%	1%	10%	99,2%
HUASCO	71%	7%	3%	19%	99,4%
VALPARAISO	84%	7%	1%	7%	99,4%
LEBU	87%	4%	1%	8%	99,5%
CHILOÉ	90%	0,4%	0,9%	8%	99,1%

⁸³ En particular, para las 1.000 iteraciones que se realizaron, la probabilidad de que el proyecto evaluado sea rentable en Valparaíso es de 4,14% y en Lebu de 8,73%, todo esto desde el punto de vista de un inversionista privado.

Fuente (Cuadro 43): Elaboración propia. “Crystal Ball” hace un ranking de las variables que más repercuten en la sensibilización del VAN. Las más importantes se exponen en este cuadro.

(*) En el caso de Chiloé, el aporte a la varianza de “Operación y Mantenimiento” es casi irrelevante comparado con el del resto de las variables.

Los aportes a la varianza del VAN para el caso de una central del oleaje de 30MW siguen la misma tendencia que en una de 3MW, sólo que en este caso se sensibilizó una variable más; “Operación y Mantenimiento”, la cual tiene un aporte menor al 2,5% en todos los sitios en estudio.

La altísima dependencia que tiene resultado financiero del precio de la energía refleja empíricamente la necesidad de que el Estado subvencione a los generadores, o bien, obligue a pagar un precio fijo a los distribuidores cuando compren energía renovable con el fin de que el desarrollo de las tecnologías que generan electricidad a partir del oleaje sea viable en el mediano plazo.

A su vez, nuevamente se aprecia que el precio de la energía explica más del 70% de la varianza del VAN en todos los sitios. Este efecto se manifiesta de forma más notoria en sitios con mayor energía disponible en sus olas, llegando a un 90% en el más energético, Chiloé.

Por otra parte, al realizar un análisis análogo al del caso de la central más pequeña, se desprende que se debería incurrir en una reducción del 37%⁸⁴ de la inversión para que la concreción de una central del oleaje de 30MW en Chiloé sea rentable bajo el enfoque de un inversionista privado (considerando también, caso optimista y proyección de precios de energía). Esto equivale a reducir los costos hasta llegar a US\$ 1.705/KW, es decir, US\$80/KW menos de lo que se invirtió en Canela. Esto significa que si se minimizara el costo unitario de inversión al nivel del Parque Eólico Canela⁸⁵, una central del oleaje con tecnología Pelamis, vendiendo energía por veinte años a un precio promedio de US\$72, sería rentable.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos con respecto al COE para las centrales de 30MW.

⁸⁴ Para el cálculo se utilizó la herramienta de datos de Excel, la cual entre sus aplicaciones, es capaz de iterar varios datos simultáneamente hasta encontrar el resultado que se desea.

⁸⁵ La evaluación económica del Parque Eólico Canela, considerando una tasa de descuento del 10%, arrojó más de MMUS\$10,3 de pérdidas a 20 años.

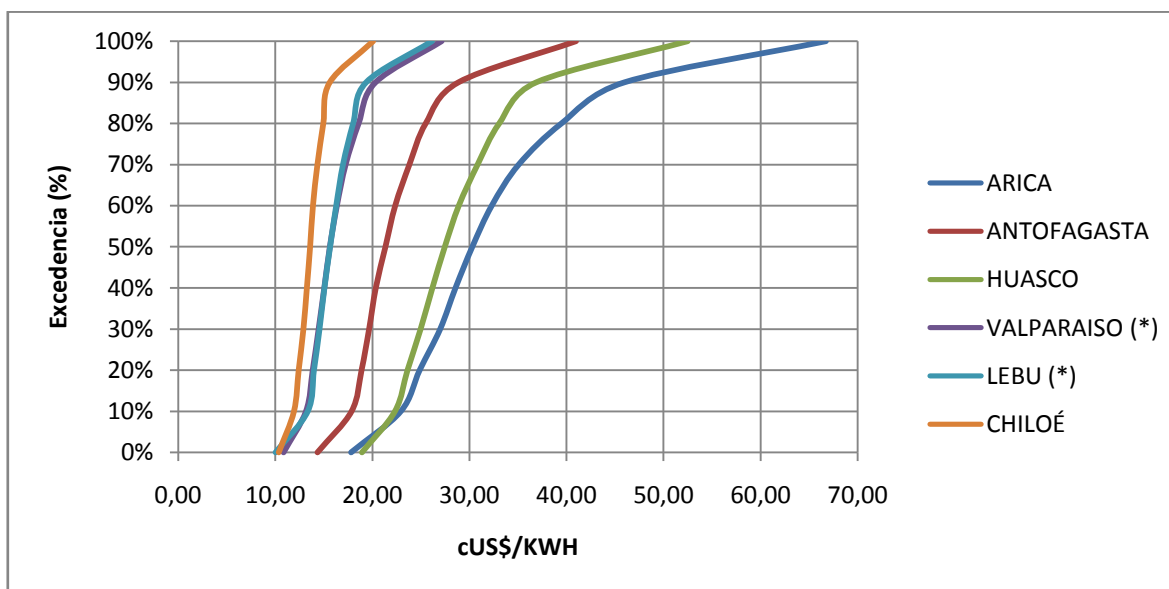
Cuadro 44: Estadígrafo simulación del COE para centrales de 30MW.

Costos en cUS\$/KWH	ARICA	ANTOFAGASTA	HUASCO	VALPARAISO	LEBU	CHILOÉ
Iteraciones	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Media	\$ 33	\$ 22	\$ 29	\$ 16	\$ 16	\$ 14
Mediana	\$ 30	\$ 21	\$ 27	\$ 16	\$ 16	\$ 14
Desviación Standard	\$ 9	\$ 5	\$ 6	\$ 3	\$ 2	\$ 1
Minimo	\$ 18	\$ 14	\$ 19	\$ 11	\$ 10	\$ 10
Máximo	\$ 67	\$ 41	\$ 52	\$ 27	\$ 26	\$ 20
Ancho del Rango	\$ 49	\$ 27	\$ 34	\$ 16	\$ 16	\$ 10
Error Estándar	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Fuente: Elaboración propia. Después de realizar la simulación de Montecarlo, "Crystal Ball" entrega un estadígrafo de ésta. En este cuadro se exponen aquellos parámetros más relevantes en la sensibilización del COE para una central de 30 MW.

De la sensibilización del COE, se puede concluir entonces que los costos de energía para una central del oleaje con tecnología Pelamis de 30MW en Chile fluctúan entre **€US\$66,7/KW** y **€US\$10,3/KW**, con más de un 99% de certeza⁸⁶. A continuación, se muestra las curvas de excedencia del COE.

Figura 20: Curvas excedencia de la simulación del COE para centrales de 30MW



Fuente: Elaboración propia. "Crystal Ball" entrega los resultados de la simulación de Montecarlo distribuidos en deciles. A partir de éstos se grafican las curvas de excedencia.

()Notar que la curva de excedencia de Lebu se sobrepone a la de Valparaíso hasta aproximadamente el nivel del 90%.*

⁸⁶ El nivel de certeza lo entrega "Crystal Ball" después de terminada la simulación.

De estas últimas curvas se aprecia que existe un 90% de probabilidades que el costo de energía sea menor a $\text{C}\text{US}\$20/\text{KW}$ desde Valparaíso al sur. Es más, en sólo en estas tres ciudades existe la probabilidad de poseer costos de energía menores a los de la energía solar. Esta probabilidad es de mayor al 39% para el caso de Valparaíso y Lebu, y de 81% para el caso de Chiloé.

A continuación se exponen las principales variables que explican la varianza total del COE con su respectiva contribución a ésta, para una central de 30MW.

Cuadro 45: Contribución a la varianza del COE de las variables sensibilizadas, para una central de 30MW.

Contribución a la varianza	Eficiencia Equipo	Inversión	Operación y Mantenimiento	TOTAL
ARICA	91%	7%	1%	98,3%
ANTOFAGASTA	80%	14%	2%	95,5%
HUASCO	80%	15%	1%	96,1%
VALPARAISO	77%	17%	3%	96,2%
LEBU	74%	18%	4%	95,7%
CHILOÉ	50%	36%	4%	89,7%

Fuente: Elaboración propia. "Crystal Ball" hace un ranking de las variables que más repercuten en la sensibilización del COE. Las más importantes se exponen en este cuadro.

Al igual que en el caso del VAN, el COE también sigue la tendencia de las centrales más pequeñas salvo por la contribución a la varianza de los costos de operación y mantenimiento, los cuales no fueron sensibilizados para la planta de 3MW. De todas maneras, su contribución no es tan importante, llegando a su máximo en Chiloé y Lebu (4%).

De este último cuadro se desprende que la minimización de los costos de energía depende directamente de la optimización en el diseño de los dispositivos, obteniendo así una mayor eficiencia y reducción en los costos.

Finalmente, bajo las condiciones actuales de la tecnología considerada en este estudio, o del volumen de información que se tiene sobre ésta, se tiene que la probabilidad de que en Chiloé el costo de energía fuera mejor que de la energía geotérmica es 0,36%. En consecuencia, los costos de la energía del oleaje en Chile aún son bastante altos comparados con otras ERNC.

6.5 Análisis de Resultados por Sitio

A partir de los resultados obtenidos (y ubicaciones geográficas), se clasifican los sitios estudiados en 3 grupos:

- 1) Norte: Compuesto por las ciudades de Arica, Antofagasta y Huasco. Para esta zona se descarta la instalación de una central del oleaje con tecnología Pelamis por un periodo considerable, puesto que se requiere de una eficiencia en los equipos varias veces superior a la actual como para contrarrestar el bajo nivel de energía disponible en el oleaje de esta zona.
- 2) Central: Compuesto por las ciudades de Valparaíso y Lebu. Ambos sitios se comportan de forma similar, pues teóricamente generarían casi la misma cantidad de energía. Para ellos se estima que la instalación de una central del oleaje compuesta por dispositivos Pelamis se podría dar en el mediano plazo, puesto que las olas de esta zona poseen en promedio una potencia disponible de aproximadamente $41,2\text{KW/M}^{87}$ para ambos sitios versus los 55KW/M que requiere un Pelamis para su funcionamiento óptimo. Para ello, se debe esperar a que la capacidad de captura de la energía disponible en las olas que tienen los dispositivos, la cual es depende de las eficiencias hidráulica, mecánica y eléctrica de los equipos, mejore sustancialmente.
Otro factor favorable en estos dos sitios es la proximidad a grandes centros de consumo, lo cual es indispensable.
- 3) Chiloé: Al menos en lo que respecta a energía disponible en sus olas (60KW/M), Chiloé sobrepasa los lineamientos requeridos para un buen rendimiento del dispositivo en estudio. Es de esperar que en pocos años más las condiciones de mercado sigan cambiando positivamente, y la optimización del dispositivo, principalmente en su diseño, llegue a tal nivel que sus costos de inversión sean competitivos respecto al de otras tecnologías de generación eléctrica. Sin ir más lejos, teóricamente, su rendimiento energético es tal, que su factor de planta (considerando el funcionamiento del Pelamis estándar) sobrepasaría el del Parque Eólico Canela. Otro factor que lo hace el lugar de Chile que tiene más

⁸⁷ Se define KW/M como kilowatt por metro lineal de frente ola. Esta es la unidad más usada en los estudios del oleaje para cuantificar la cantidad de potencia disponible en éste.

potencial undimotriz (por lo menos para la tecnología Pelamis, y considerando la proximidad a importantes centros de consumo) es que desde hace 6 años que la X región tiene el crecimiento porcentual en la demanda eléctrica más alto del país⁸⁸, y está compuesta por centros de consumo considerables como son las industrias agrícolas y ganaderas junto con el sector salmonero.

⁸⁸ CNE, 2007.

7. Conclusiones y Recomendaciones

En este capítulo se presentan las conclusiones del estudio realizado, junto con un conjunto de recomendaciones para continuar con el desarrollo de la energía del oleaje en Chile.

Actualmente, la generación eléctrica a partir de las olas conlleva grandes montos de inversión versus una baja eficiencia. Sin embargo, la curva de aprendizaje se ve auspiciosa si se compara con los aerogeneradores eólicos, cuyos costos de energía e inversión a principios de los 90' daban para pensar que nunca alcanzarían competitividad con respecto a las otras formas de generación, y hoy en día son casi tan competitivos como los del carbón y la energía nuclear. Siguiendo la misma línea, la energía del oleaje presenta ciertas ventajas sobre la eólica tales como; menor variabilidad del recurso y, Pelamis en particular, incurre en un bajo efecto visual y utiliza de 4 a 5 veces menor superficie para un mismo nivel de generación que un parque eólico mar afuera.

En cuanto a los efectos negativos en el medio ambiente estos son considerados mucho menores que los que poseen otras tecnologías de generación, sin embargo, se observan dos principales: La reducción de la energía mecánica que llega a las costas y la producción de ruido submarino, los cuales se acentúan con los años de operación y tamaño de planta. Aún falta una cuantificación de tales efectos.

Un desafío importante de la energía del oleaje es la optimización de la eficiencia de captura de los dispositivos, lo que se traduciría en un aumento significativo de los ingresos. Ello requiere de un estudio acabado del comportamiento hidrodinámico, mecánico y eléctrico de cada unidad para poder aprovechar de mejor manera la gran densidad de energía que contienen las olas.

Por otra parte, de los resultados obtenidos en la evaluación económica se deduce, en primer lugar, que la concreción de una central del oleaje con tecnología Pelamis, tanto para una capacidad instalada 3 MW, como para una de 30MW, está lejos de ser rentable desde el punto de vista financiero, pues los niveles de pérdida que reflejan los valores presentes netos en los 6 sitios estudiados son considerables. Desde otra

perspectiva, la mayoría de las tasas internas de retorno calculadas son menores a cero, lo que se traduce en que nunca se recuperará el costo de capital.

Al igual que en otras ERNC, el factor crítico del problema es el precio de la energía. Esto se refleja aún más en la simulación del VAN, puesto que la eficiencia de los equipos fue sensibilizada de forma conservadora. Otra variable importante en el problema son los costos de capital. Para que el VAN del proyecto en Chiloé, en el caso optimista, fuera igual a cero, se deberían reducir los costos unitarios de inversión en un 37%. Esto equivale a US\$1.700/KW, cifra del orden de lo que se invirtió (por KW) en el Parque Eólico Canela.

Las ganancias que se percibirían por concepto de potencia firme a precios bajos de energía constituirían más del 10% de los ingresos totales. Por el contrario, con costos marginales de energía altos, no contribuirían con más del 5% de las ganancias totales. El mercado de los bonos de carbono se vislumbra con un futuro muy auspicioso en el corto plazo. La contribución de éstos, a un buen precio de transacción, podría implicar un aporte más considerable que la potencia firme en los ingresos totales. Esto toma mayor importancia si se considera que por la generación de bonos de carbono no se incurren a costos adicionales.

El disminuir la potencia nominal de los equipos al nivel de excedencia de potencia del oleaje del 10% y el 5% implicaría ciertos ahorros en la inversión de la central, producto de la reducción en el costo de equipos eléctricos y, a su vez, un aumento considerable en el factor de planta. De incurrir a un nivel de ahorro mayor al 3% en los costos de capital, esta alternativa resulta atractiva para plantas pilotos o de menor escala, sobre todo a bajos precios de energía.

Ahora bien, resulta indispensable modificar la configuración de los convertidores con el fin de que éstos tengan un mejor rendimiento en función de la naturaleza del oleaje chileno. Sólo adecuando la matriz de conversión de un convertidor Pelamis estándar, a la del periodo de olas promedio que existe en Chile, se tiene, al menos, una ganancia en la generación de energía que asciende a más del 18% con respecto a un convertidor estándar. Se precisa de todas formas, cuantificar los costos asociados a tales modificaciones en los dispositivos.

Por su parte, los costos considerados en este trabajo son derivados de la realidad europea. Esto implica que puede haber un ahorro sustancial de estos, debido a una serie de factores, los cuales se detallan a continuación:

- Costo de mano de obra
- La plataforma continental chilena en general, es muy abrupta, lo que conlleva a que el emplazamiento de los dispositivos no se ubique muy lejos de la costa. Esto implica potenciales disminuciones en costos de cables submarinos y de operación y mantenimiento producto de las distancias más cortas al parque undimotriz.
- Costo sobre materias primas como el cobre (principal conductor eléctrico).
- Costos de arriendo de navíos que remolquen los dispositivos, ya sea para su mantención o por cualquier eventualidad.

Como una central del oleaje con tecnología Pelamis en Chile está lejos de ser rentable del punto de vista del VAN, el problema también se abordó desde la perspectiva de los costos de energía (COE). Éstos no dependen del precio de energía, por lo que podría ser más atractivo evaluar los proyectos de este tipo poniendo mayor énfasis en este indicador, puesto que depende sólo de variables que pueden ser mejoradas en el tiempo gracias a avances tecnológicos e investigación.

Actualmente, los costos de energía en una central del oleaje en Chile tienen posibilidades de ser sólo más competitivos que los de la energía solar. Este resultado se presenta sólo desde Valparaíso hacia el sur.

En el caso más optimista para una central undimotriz de 30 MW en Chiloé, se tiene que el COE es del orden de los $\text{C}\$13,5/\text{KWH}$, es decir, $\text{C}\$3/\text{KWH}$ más de lo que se estima para una central geotérmica con la misma potencia instalada.

La sensibilización del COE arroja como resultado principal que éste depende en más de un 50% de la eficiencia del equipo, es decir, de la capacidad de capturar la energía disponible en las olas. Al igual que el VAN, los costos de energía dependen en una medida importante, de los costos de inversión. Si al modificar la configuración de los equipos con tal de lograr una mejor adaptación de éstos a la naturaleza del oleaje chileno no se incurre en mayores costos de inversión de los que se tienen para un

Pelamis estándar, el costo de energía para una central de 30 MW en Chiloé, en el caso optimista, podría ser inferior a los €US\$11/KWH.

Finalmente, poner énfasis en que las tecnologías involucradas en la captura de la energía del oleaje, salvo Pelamis en Portugal, aún no poseen un nivel de desarrollo tal que les permita comercializar su energía. Sin embargo, y a pesar de la poca competitividad que tienen hoy en día con respecto a otras formas de generación, el futuro se observa promisorio para este tipo de tecnologías, puesto que las olas son un recurso inagotable que asegura una producción autónoma y continua de electricidad con escaso impacto ambiental. Más aún, si se considera el hecho que el potencial eléctrico de las olas en Chile es de los mayores del mundo. A través de los más de 4.000 Km de línea de costa que tiene el territorio chileno continental, se calcula que hay aproximadamente 240 GW de potencia disponible, esto equivale a más de 24 veces la capacidad instalada del país.

Recomendaciones:

- La evaluación técnico económica se realizó en base a datos del oleaje sobre una profundidad de 25 metros (fueron a los que se tuvo acceso) en los 6 sitios estudiados. Si bien la diferencia entre la potencia del oleaje entre 25 y 50 metros sobre el suelo submarino no es significativa, Pelamis Wave Power recomiendan la instalación de sus dispositivos sobre una profundidad mayor a 50 metros, pues, a mayor profundidad, menor es la carga “*peak*” de los anclajes. Este tema es crítico en la instalación de los dispositivos. En consecuencia, se recomienda de todas maneras realizar la evaluación considerando datos de olas a 50 metros de profundidad.
- Se sugiere también considerar en un próximo estudio financiamiento, amortizaciones y posibles subsidios al menos a la investigación del proyecto. También sería de gran utilidad calcular los pagos de peajes troncales, costos de conexión a la red eléctrica y aspectos más técnicos, como cuantificar las pérdidas de energía asociadas al desgaste del conductor eléctrico.
- Dado que los costos utilizados en el presente trabajo están adecuados a la realidad europea, se precisa cuantificar estos a la situación del mercado chileno, considerando todas las reducciones inherentes a éste.

- En un principio la evaluación se iba a realizar sobre un Pelamis con potencia nominal de 750KW. Sin embargo, cuando los costos asociados a los proyectos de una central con potencia instalada de 3MW y una de 30MW llegaron desde Escocia, venían con instrucciones explícitas que hacían referencia a un dispositivo con una potencia nominal de 1 MW (el cual está en su última fase previa a salir al mercado). A partir de esto, se realizó la evaluación para un convertidor de 1.000 KW de potencia nominal, pero no se cambiaron las toneladas de acero (por no tener más información al respecto) del equipo, lo que da paso al cálculo del valor residual, y en consecuencia, a la depreciación lineal de los equipos.
- Por otra parte, se asumió una relación lineal entre la cantidad de toneladas anuales de CO₂ desplazadas a partir del funcionamiento nominal de un Pelamis y la cantidad real de energía generada por el dispositivo. Es necesario ahondar con más rigurosidad sobre este ítem pues, el mercado de los bonos de carbono está creciendo de manera tal que se conocen casos donde el nivel de transacción ha superado los €19 la tonelada de CO₂ desplazada.
- Además del marco regulatorio, una de las falencias principales que posee Chile frente al tema del desarrollo de energías renovables no convencionales es la falta de experiencia y conocimiento técnico al respecto. Es por ello que se recomienda que el paso previo a instalar una central sea emplazar una planta piloto del tipo undimotriz (a menor escala que las evaluadas y a mayor cercanía desde la línea de costa), para así efectuar un análisis acabado de la hidrodinámica de un convertidor de energía del oleaje y estudiar la influencia relativa de cada una de las variables mencionadas en la captura de la energía hidráulica de las olas. Este paso es importante para lograr un diseño que permita un máximo nivel de eficiencia bajo las condiciones de oleaje en Chile. Sólo la instalación de las mismas puede suplir la falta de experiencia al respecto y acelerar la curva de aprendizaje (“Learning-by-doing”).
- Se prevé que otra variable técnica a considerar es la proliferación altamente probable dada la naturaleza del mar chileno de especies incrustantes en los dispositivos.

8. Bibliografía y Fuentes de información

8.1 Documentos Consultados

[1] ACUÑA, H. **Evaluación del Potencial de la Energía del Oleaje en Chile.** Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, 2008.

[2] **Aporte potencial de Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008 – 2025,** Trabajo en conjunto entre la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María, junio 2008.

[3] Atria Baird Consultores S.A. 2001. Project SHOA Olas Chile, **Report on the Results of Hindcasting and Submittal of Database. Technical report submitted to the Hydrographic and Oceanographic Department of the Chilean Navy, Santiago.**

[4] Bedard R. et al. **Final Summary Report, Project Definition Study, Offshore Wave Power Feasibility Demonstration Project,** 2005.

[5] BOUD 2006. **Cost Estimation Methodology. The Marine Energy Challenge approach to estimating the cost of energy produced by marine energy systems.** Documento elaborado para The Carbon Trust por ENTEC, UK.

[6] CABRERA, M. 2008. **Escasez de chatarra: déficit del material que logra aumentar la producción de acero en Chile.** Universidad Técnica Federico Santa María. Valparaíso.

[7] CALVO, G. **Estudio Exploratorio de una Central Nuclear en el Sistema Interconectado Central.** Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial, 2007.

[8] CNE, **Energía disponible – potencia del oleaje,** 2008.

[9] CNE, **Informe técnico fijación de precios nudo, SIC,** Abril 2004.

[10] CONAMA, **guía operativa para la evaluación y revisión de estudios y**

declaraciones de impacto ambiental de proyectos de generación y transmisión eléctrica, Abril 2002.

[11] CORREA, T. **Estudio Exploratorio de la Producción de Etanol en Chile a Partir de Residuos Forestales**. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial, 2008.

[12] Dennis, T. **Comparing the Variability of Wind Speed and Wave Height Data**

[13] Fernández Díez, Pedro. DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA, UNIVERSIDAD DE CANTABRIA, **Energía de las olas**.

[14] HERRERA V., B. **Pago por Potencia Firme a Centrales de Generación Eólica**. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial, 2006.

[15] JIMÉNEZ, A. **Diseño conceptual y Evaluación Técnico Económica de una Central Geotérmica en Chillán**. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial – Ingeniero Civil Mecánico, 2004.

[16] Leão Rodrigues, **Wave power conversion systems for electrical energy production**, Department of Electrical Engineering, Faculty of Science and Technology Nova University of Lisbon.

[17] Ley General de Servicios Eléctricos, DFL 1/1982.

[18] MSc. MONÁRDEZ, PATRICIO. ACUÑA, HUGO. PhD. SCOTT, DOUG. DRAFT: **Evaluation of the Potential of Wave Energy in Chile**, 2008.

[19] NICOLAU DEL ROURE O., F. J. 2004. **Evaluación de metodologías de transferencia de oleaje desde aguas profundas hacia aguas someras**. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. pp 6-7.

[20] OCEAN POWER TECHNOLOGIES INC., **Hearing before the comité on environmental and public Works**, United State Senate, Mayo 2001.

[21] PEIRANO, B. **Evaluación y Diseño de una Central de Generación Eléctrica con Tecnología Power Buoy**. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil

Industrial – Ingeniero Civil Mecánico, 2004.

[22] Previsic, M. et al. System level design, **performance and cost for San Francisco California Pelamis offshore wave power plant, 2004.**

[23] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. **ENERGÍAS RENOVABLES Y GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE**, Diciembre 2007, Santiago de Chile.

[24] SAENZ, Fernando. 2006. **Sustainable Energy in Chile; Presents and Future Prospects for Wave Power.** Reporte solicitado como requisito parcial para optar al grado de MSc. Operations Management, University of Nottingham.

[25] U.S DEPARTAMENT OF ENERGY AND EPRI. **Renewable Energy Technology Characterization.** Reportes de Tópicos, Diciembre 1997.

[26] ULLOA, N. **Estudio Exploratorio del Uso de Hidrógeno en el Transporte Público de Santiago.** Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial, 2004.

8.2 Sitios Web

[27] AQUA ENERGY GROUP Ltd., www.energygroup.com

[28] ARCHIMIDES WAVE SWING, www.waveswing.com

[29] ENERGETECH, www.energetech.com.au

[30] HAMMERFEST STROM AS, www.e-tidevannsenergi.com

[31] MARINE CURRENTS TURBINE, www.marineturbines.com

[32] OCEAN POWER DELIVERY Ltd., www.oceanpd.com

[33] PELAMIS WAVE POWER, www.pelamiswave.com

[34] THE ENGINEERING BUSINESS Ltd., www.engb.com

[35] WAVE DRAGON ApS., www.wavedragon.net

[36] WAVEGEN, www.wavegen.co.uk

[37] www.cdec-sic.cl

[38] www.cdec-sing.cl

[39] www.cne.cl

ANEXOS

ANEXO.A: Dispositivos Convertidores de la Energía del Oleaje

Los convertidores de la energía del oleaje son dispositivos que transforman la energía mecánica de las olas en energía útil, que deben ser capaces de resistir las condiciones extremas del mar y de funcionar eficientemente para las amplias gamas de frecuencia y amplitud de las olas. Existen varios tipos de dispositivos patentados, de los cuales Pelamis presenta grandes ventajas sobre las demás [7].

En el mundo se han patentado alrededor de 1000 dispositivos que convierten la energía de las olas (Saenz, 2006) en energía útil, donde cada uno de ellos aprovecha de una determinada manera las formas en que la energía se presenta en las olas. Una descripción de los conceptos básicos de la energía del oleaje se presenta en el Anexo A.

Existen dispositivos que aprovechan de mejor manera la energía potencial asociada a la elevación instantánea de la superficie del mar, mientras que otros aprovechan la energía cinética asociada a la velocidad orbital de las partículas del fluido.

También existen unidades de amplio espectro, cuya tasa de captura no se ve influenciada mayormente por el período de las olas, mientras que hay otros diseñados para operar eficientemente dentro de un rango específico de períodos o sintonizados que aprovechan el fenómeno de resonancia de un oscilador.

Además existen dispositivos que aprovechan sólo la energía del frente de ola incidente, mientras que hay otros que capturan energía de un frente de ola de ancho mayor que el ancho del dispositivo. Dicho fenómeno se denomina Efecto Antena (Fernández [s.a.]).

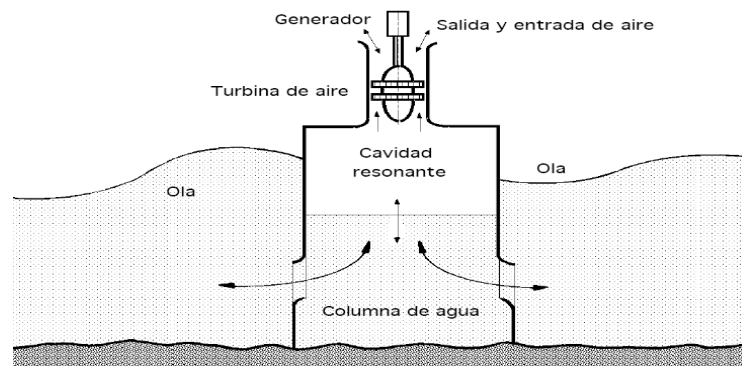
Se han definido algunos principios básicos que permiten agrupar a los convertidores de la energía del oleaje, entre ellos su operación, su orientación respecto al oleaje incidente y su ubicación relativa a la costa (Carter, 2005).

A.1 Clasificación según su operación

Los principios de operación de un dispositivo capaz de convertir la energía de las olas se pueden resumir en tres grandes grupos: columna oscilante de agua, sobrepaso y mecanismo.

- a) *Dispositivos de Columna Oscilante de Agua:* Consisten en cámaras que aprovechan el movimiento vertical de las olas para inducir la oscilación de una columna de agua, que expande y comprime el aire al interior de la cámara, impulsando una turbina de aire (Figura 21). El diseño geométrico de la cámara es importante para lograr una sintonización entre su período natural y el período del oleaje, para que la columna entre en resonancia. El éxito de este principio radica en el desarrollo de la turbina Wells, que aprovecha el flujo bidireccional de aire rotando siempre en el mismo sentido.

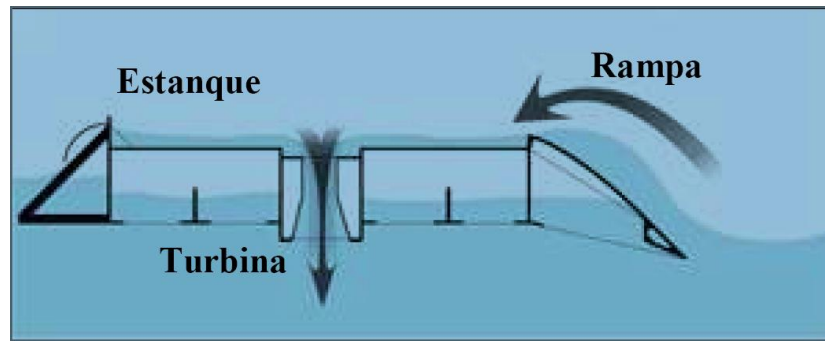
Figura 21. Columna Oscilante de Agua



Fuente: Fernández, P [13].

- b) *Dispositivos de Sobrepaso:* Este tipo de dispositivo consiste en un estanque de acumulación de agua, que posee rampas o canales que son sobrepasados por las olas (Figura 22). El agua acumulada, que se encuentra por sobre el nivel del mar, es aprovechada por una turbina hidráulica convencional de baja carga. La ventaja de estos sistemas es que ya han sido utilizados durante mucho tiempo en centrales hidráulicas convencionales. La innovación está en la captura del oleaje, lo que ha impulsado el diseño de rampas más eficientes.

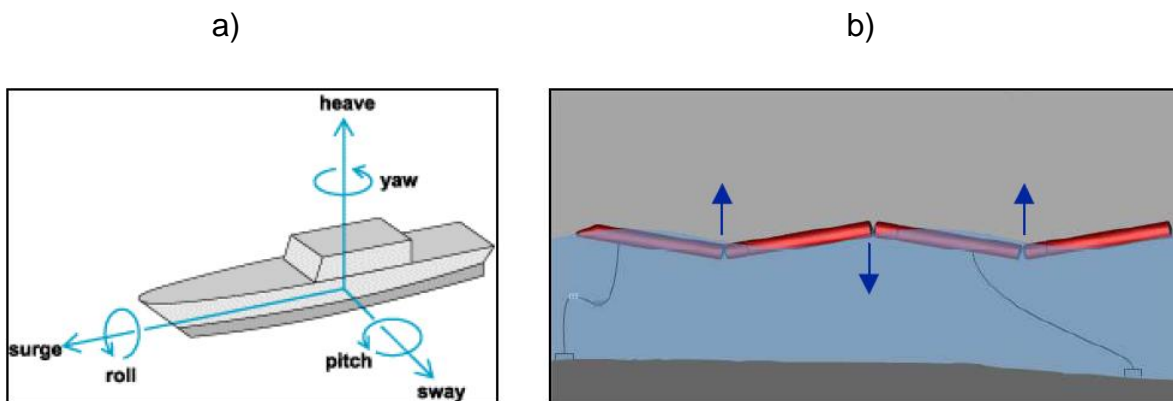
Figura 22. Dispositivo de Sobrepaso



Fuente: Wave Dragon 2007.

c) *Sistemas Activos (Mecanismos Oscilantes)*: Un sistema activo es un conjunto de estructuras fijas y móviles, cuyo movimiento relativo impulsado por el oleaje es aprovechado para la generación de electricidad. El movimiento de las estructuras flotantes de un dispositivo se sustenta en las fuerzas hidrostáticas restitutivas asociadas a los grados de libertad verticales del cuerpo flotante (heave, pitch, roll), mientras que los grados de libertad horizontales (surge, sway, yaw) generalmente son de baja importancia para el aprovechamiento de la energía. Varios de estos dispositivos utilizan sistemas oleohidráulicos para transferir el movimiento a los generadores. Los grados de libertad de un cuerpo flotante se muestran en la Figura 23a, mientras que la Figura 6b esquematiza un sistema activo.

Figura 23 a) Grados de libertad de un cuerpo flotante. B) Esquema de un sistema activo.

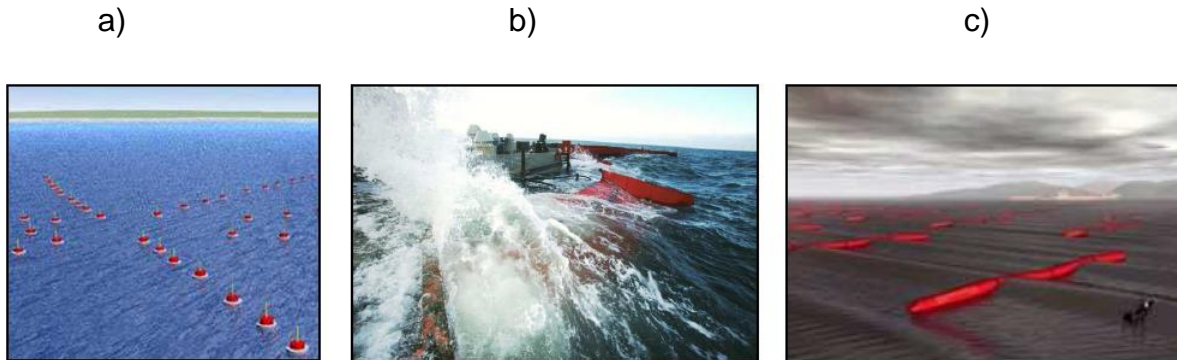


Fuentes: a) Sci-Tech, 2005. b) OPD 2007.

A.2 Clasificación según su orientación

La orientación de un dispositivo respecto de la dirección del oleaje incidente se resume en tres clases: absorbedores puntuales, atenuadores y terminadores (Figura 24).

Figura 24 a) Parque de absorbedores puntuales, b) Dispositivo terminador y c) Parque de atenuadores



Fuentes: a) Finavera 2007, b) Wave Dragon 2007, c) OPD 2007.

a) *Absorbedores Puntuales*: Corresponden a aquellos dispositivos cuyas dimensiones son pequeñas relativas a la longitud de onda incidente. La ventaja de ellos es que pueden aprovechar de igual manera el oleaje proveniente de todas las direcciones. Estos dispositivos capturan energía de un frente de ola de ancho mayor que el ancho del dispositivo (efecto antena).

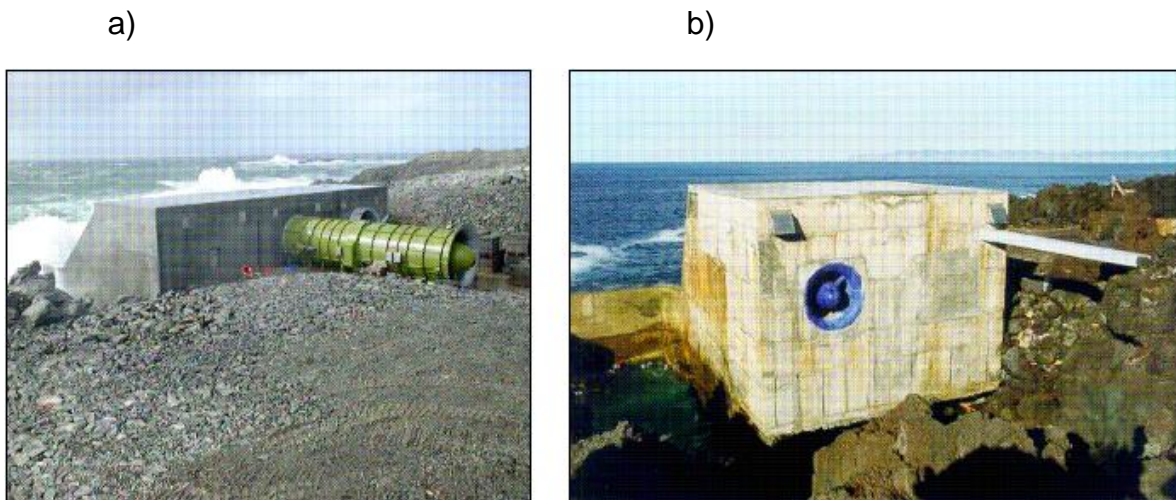
b) *Terminadores*: Corresponden a aquellos dispositivos cuyo eje principal se alinea en forma perpendicular a la dirección de propagación del oleaje. En esencia “termina” la acción de la ola. Un terminador eficiente debe ser capaz de reducir la reflexión y transmisión del oleaje.

c) *Atenuadores*: Dispositivos cuyo eje principal se alinea en forma paralela a la dirección de propagación del oleaje. En esencia “atenúa” la acción de la ola, reduciendo su amplitud. De la misma manera que los absorbedores puntuales, estos dispositivos capturan energía de un frente de ola de ancho mayor que el ancho del dispositivo. Tanto el largo de un atenuador como el de un terminador puede ser igual o mayor a una longitud de ola y en ambos casos la eficiencia de captura es dependiente de la dispersión direccional del oleaje. Dada su orientación respecto a las olas, los esfuerzos que se producen en un atenuador son más reducidos que en el caso de un terminador.

A.3 Clasificación según su ubicación relativa a la costa

La primera generación de convertidores de energía del oleaje fue desarrollada en sitios sobre la costa (onshore). Posteriormente se desarrolló una segunda generación de dispositivos ubicados en zonas cercanas a la costa (nearshore), cuyas estructuras pueden ser fijas al fondo marino o flotantes. Utilizando los conceptos de ambos desarrollos, surgió una tercera generación de dispositivos localizados en sitios de mayor profundidad (offshore). La Figura 25 muestra dos centrales “onshore” instaladas en el Reino Unido y Portugal respectivamente.

Figura 25. a) Limpet 500, b) Central Isla de Pico



Fuentes: a) Wavegen 2007, b) Falcão 2000.

A.4 Dispositivos Undimotrices

El presente estudio se centrará en dispositivos de costa afuera u *offshore*, motivado principalmente por la mayor disponibilidad de energía en comparación con la costa, la reducción de conflictos con otros usuarios del espacio marítimo, mayor disponibilidad de superficie para su emplazamiento y la disminución del impacto visual, todas ellas razones que facilitan el aprovechamiento a gran escala de la energía de las olas⁸⁹.

⁸⁹ Fuente: Baird, Hugo Acuña.

Según un estudio realizado por Previsic (2004a) de la agencia estadounidense *EPR* (*Electric Power Research Institute*), existe un grupo de dispositivos *offshore* cuya fase de investigación y desarrollo está cercana a su conclusión, luego de años de investigación y la instalación de plantas piloto a escala real. En este estudio se clasifica un conjunto de dispositivos en tres grupos según su grado de desarrollo:

Grupo 1: Desarrollo próximo a su conclusión y unidades a escala real probadas en el océano.

Grupo 2: Desarrollo próximo a su conclusión, sólo falta validar algunos aspectos relativos a su instalación, retiro y anclajes. Construcción de plantas a escala real sólo en algunos casos.

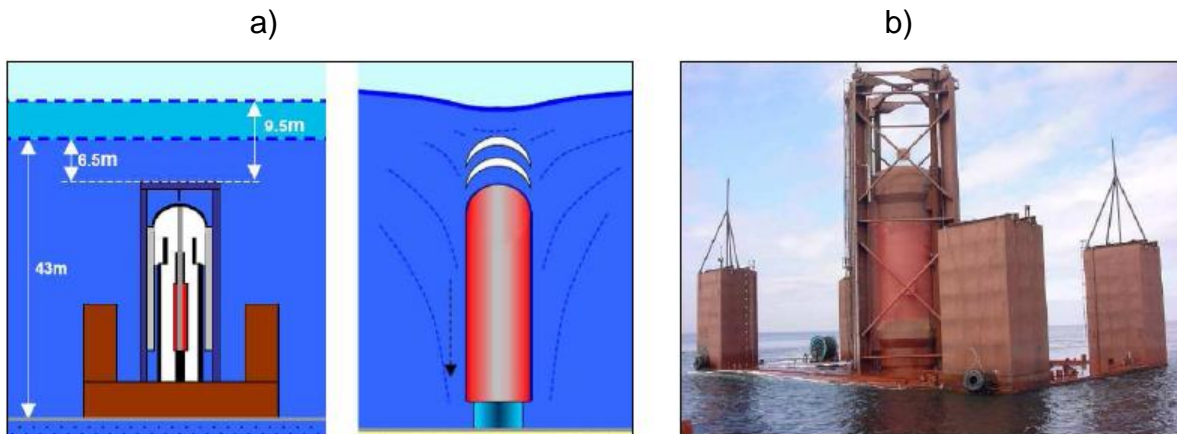
Grupo 3: Existen aspectos críticos en la investigación y el desarrollo de los dispositivos que aún no han sido resueltos. Se requieren modelos físicos y numéricos previos al desarrollo de una planta a escala real.

En base a este estudio y a la información existente, fueron seleccionados cuatro dispositivos para analizar la generación eléctrica a partir de las olas. En el estudio antes mencionado sólo un dispositivo clasificó en el primer grupo: *Pelamis*. Dicho dispositivo fue escogido en conjunto con *AWS*, *Energetech* y *Wave Dragon*, que clasifican dentro del Grupo 2. A continuación se describen estos dispositivos.

A.4.1 Archimedes Wave Swing (AWS)

Archimedes Wave Swing (Figura 26) es un mecanismo absorbedor puntual cuya estructura se apoya en el fondo marino, completamente sumergida, con un generador lineal que convierte el movimiento oscilatorio en electricidad. La estructura móvil de este mecanismo es un flotador con aire en su interior, que constituye un sistema de resorte. Las diferencias de presión causadas por el oleaje producen la oscilación del flotador.

Figura 26. a) Esquema y dimensiones AWS, b) Instalación de planta piloto AWS

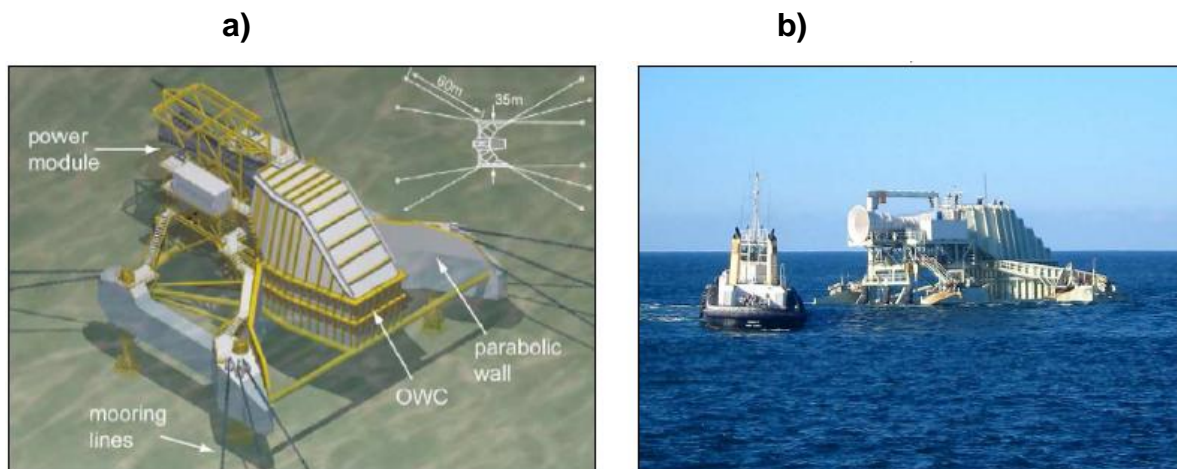


Fuente: AWS 2007.

A.4.2 Energetech

Energetech (Figura 27) es un dispositivo terminador de columna oscilante de agua. Posee muros parabólicos que focalizan las olas hacia una cámara resonante, que induce la oscilación de la columna de agua en su interior. Cada unidad posee una turbina de aire *Dennys-Auld* desarrollada por *Energetech*, que alcanza mayores niveles de eficiencia que las turbinas *Wells*. Originalmente *Energetech* se enfocó en el desarrollo de unidades *onshore*, para luego elaborar una configuración de anclaje que permite instalar los dispositivos a profundidades en torno a los 50 metros.

Figura 27 a) Esquema y dimensiones Energetech b) Planta piloto Energetech

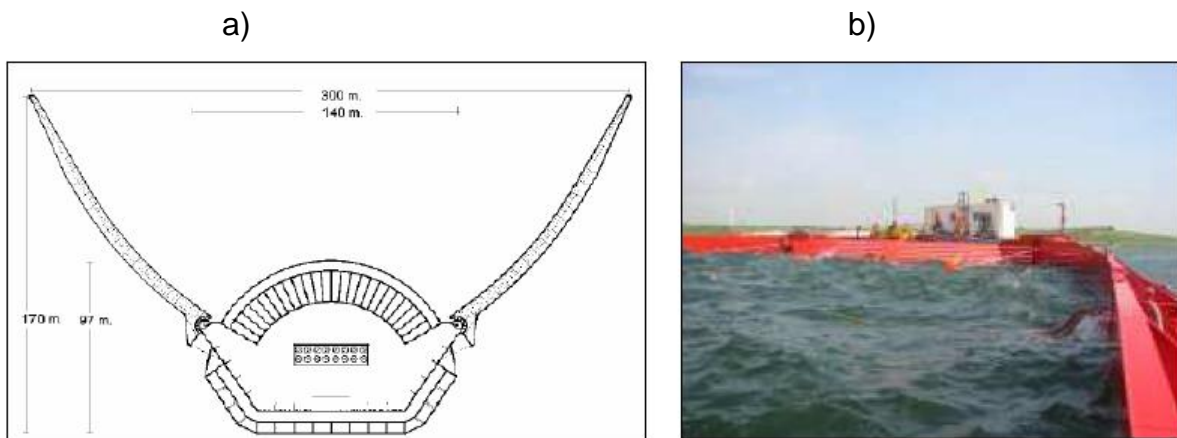


Fuentes (Figura 27): a) Previsic 2004, Energetech 2007.

A.4.3 Wave Dragon

Wave Dragon (Figura 12) es un terminador de sobrepaso, que combina una rampa de doble curvatura y dos brazos reflectores que focalizan las olas hacia un estanque de acumulación. Este dispositivo posee múltiples turbinas *Kaplan* conectadas a generadores, que transforman la carga del reservorio en energía eléctrica. La potencia nominal de este dispositivo varía entre 4 a 7 [MW] según su tamaño.

Figura 28 a) Vista en planta de Wave Dragon. b) Prototipo de Wave Dragon.



Fuente: Wave Dragon 2007

A continuación se muestra un cuadro resumen con los aspectos más relevantes de cada dispositivo obtenidos del estudio de Previsic (2004).

Cuadro 46. Cuadro resumen de dispositivos seleccionados.

Dispositivo	Nivel de desarrollo	Potencia nominal [MW]	Costo Estimado [MMUS]
AWS	Grupo2	Hasta 4,0	4,0-6,0
Energetech	Grupo2	0,5-2,0	2,5-3,0
Pelamis	Grupo 1	0,7	2,0-3,0
Wave Dragon	Grupo2	4,0-7,0	10,0-12,0

Fuente: Hugo Acuña [7]

ANEXO B: Análisis de beneficios y barreras para la generación eléctrica con ERNC con posterioridad a la ley corta (aplicado específicamente al parque eólico Canela)⁹⁰.

El foco principal de este estudio era valuar escenarios económicos con y sin leyes cortas I y II para el parque eólico Canela, además de identificar las barreras técnicas, económicas, legales y/o comerciales que aun puedan existir en el mercado chileno para la concreción de proyectos de ERNC.

B.1 Modificaciones a la Ley Aplicables a ERNC

De acuerdo a la LEY 19.940 del 13 de marzo de 2004 (Ley Corta I) se establece lo siguiente:

- Se asegura el derecho a la venta de energía y potencia en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.
- Se establecen condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores (menores a 9 MW) que participen en ese mercado, permitiéndoles un tratamiento comercial simplificado (estabilización de precios).
- Se da certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para evacuar la energía generada para generadores menores a 9MW.
- Se libera total o parcialmente del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales menores a 20MW.

B.2 Información Base y Supuestos de Modelación Parque Eólico Canela

Situación Sin Modificaciones

⁹⁰ Informe realizado por Valgesta S.A

- Pago por Peaje Troncal US\$ 29.571
- Factor de Planta 33%
- Potencia Firme 0%
- Potencia Firme = 0 MW/mes
- Venta de Energía CMg x 0,9
- Capacidad 18,15 MW
- Pago por representación 2% RO

Situación Con Modificaciones

- Pago por Peaje Troncal US\$ 24.598
- Factor de Planta 33%
- Potencia Firme $PF=FP*95\%*70\%*CI$
- Potencia Firme = 3,98 MW/mes
- Venta de Energía CMg Instantáneo
- Capacidad 18,15 MW
- Pago por representación 0% RO

B.3 Resultados Parque Eólico Canela

Generación Anual = 51.900 MWh/año

Cuadro 47 Indicadores de la Evaluación en los Escenarios con y sin Ley

EVALUACIÓN	S/Ley	C/Ley	Diferencia
VAN (MU\$)	-\$ 15.021,37	-\$ 10.319,59	\$ 4.701,78
TIR	2,27%	4,99%	2,72%

Impactos del Reconocimiento por Potencia

EVALUACIÓN	S/Ley	Sólo Potencia	Diferencia
VAN (MU\$)	-\$ 15.021,37	-\$ 12.363,52	\$ 2.657,85
TIR	2,27%	3,83%	1,56%

Impactos de la Venta de Energía a CMg Instantáneo

EVALUACIÓN	S/Ley	Sólo Energía	Diferencia
VAN (MU\$)	-\$ 15.021,37	-\$ 13.089,11	\$ 1.932,26
TIR	2,27%	3,41%	1,14%

Adicionalidad de la Venta de CER's

EVALUACIÓN	S/bonos	C/bonos	Diferencia
VAN (MU\$)	-\$ 11.974,16	-\$ 10.319,59	\$ 1.654,57
TIR	4,12%	4,99%	0,87%

Fuente: Valgesta S.A

B.4 Conclusiones Modelación Eólica

- Las modificaciones realizadas permiten mejoras en el desempeño económico del proyecto
- Dicho efecto es consecuencia de:
 - Venta de energía a CMg instantáneo o mediante un precio estabilizado.
 - Reconocimiento por potencia firme para este tipo de Proyectos.
 - Venta de bonos de carbono mejora las condiciones de este tipo de proyectos sin costos adicionales por la generación de ellos
 - En menor medida pero de igual importancia, la reducción en el pago por peaje y el no pago por representación en los CDEC.
- La cuantificación de los resultados a través de la TIR de los proyectos indica que ésta se ve mejorada en torno al 2,72% con respecto a la situación sin leyes cortas
- El análisis de impacto de la venta de CER´s alcanza un 0,87%

B.5 Conclusiones Globales

- Las modificaciones legales tienen un impacto positivo en el desempeño económico del proyecto.
- Aumento de los Ingresos Esperados por venta de energía
- Aumento de Ingresos por Venta de potencia firme (caso eólico)
- Reducción de los costos por concepto de peaje de transmisión troncal
- Reducción en los costos por concepto de representación en el CDEC
- Todos los impactos mencionados corresponden a mejoras en las condiciones económicas de los proyectos desarrollados con ERNC y no tienen impacto a nivel ambiental, regulatorio y/o técnico.
- En general, el impacto de las modificaciones legales, para los casos
- Evaluados, mejora los indicadores de rentabilidad entre 2% y 3% aproximadamente

B.6 Otras Barreras para el desarrollo de las ERNC

Si bien las modificaciones legales mejoran las condiciones económicas de los proyectos, aún persisten algunas barreras que impiden un mayor desarrollo de este tipo de proyectos. Algunas de éstas son:

- Falta de Capacidad técnica para el correcto desarrollo de los proyectos
- Falta de conocimiento detallado de los recursos primarios
- Dificultades de Acceso a la Tecnología y a Condiciones de Mercado Favorables
- Riesgo en la comercialización de energía y potencia
- Desconocimiento de funcionamiento del mercado eléctrico
- Localización del recurso no necesariamente coincide con los puntos de mayor demanda (altos costos de Transmisión)
- Altos costos por falta de capacidad de transmisión

ANEXO C: Incentivos Europeos para la Generación de ERNC

A continuación se resumen los principales incentivos económicos utilizados en Europa con el fin de incentivar el desarrollo de las ERNC.

C.1 Feed in Tarifs

Las distribuidoras son obligadas a comprar toda la energía generada por fuentes renovables a un precio fijado por el gobierno (éste depende de la tecnología)

- Precursores: Dinamarca y Alemania. Los siguen con variantes; España, Holanda, Bélgica, Irlanda, Grecia y Finlandia.

C.2 Obligación de compra (UK)

Se le obliga a las distribuidoras a comprar un porcentaje de ERNC, sin fijar precio pero con una multa en caso de no cumplimiento (48 Euros/MWh).

C.3 Impuestos específicos

En UK y Dinamarca se ha agregado un impuesto a todas las tecnologías de generación. Éste se le descuenta a todos los compradores que obtienen energía de fuentes renovables.

- Dinamarca = 1.3 €/kWh

- UK= 0,08 pen/kWh (1.03 €/kwh)

C.4 Reducción de intereses (España)

Subsidia tasas de interés para créditos orientados a realizar inversiones en proyectos del tipo. De acuerdo a sus características, los proyectos pueden optar desde un 1% a 5% de reducción de interés anual.

ANEXO D: Primer Proyecto de Energía undimotriz comercial del mundo cobra vida

Babcock*Brown, EDP, y EFACEC se unen en el desarrollo de energía undimotriz

Leixoes, Portugal, 23 de septiembre de 2008

El primer proyecto comercial de energía undimotriz del mundo será inaugurado hoy en una ceremonia en Aguçadoura, sobre la costa portuguesa.

El proyecto, es una empresa en conjunto con el 77% perteneciente a un grupo de tres promotores que comprenden al gerente activo especialista global, Babcock y Brown (ASX: BNB), Energías de Portugal (EDP PL / EDP.LS) y EFACEC y la energía undimotriz Pelamis Limitada (Pelamis), quienes sostienen el 23% restante. El anuncio es un significativo paso hacia adelante en los esfuerzos para preparar la energía undimotriz como una fuente de electricidad comercialmente viable. Babcock y Brown conservará el 46.2% en el proyecto mientras EDP conservará un interés del 15.4%, con una opción de adquirir un poco más allá del 15.4% de Babcock y Brown. EFACEC conservará un interés del 15.4 % sobre el proyecto. La inversión total de proyecto está alrededor de los 9 millones de euros.

Este proyecto es parte de una sociedad más amplia que Babcock y Brown, EDP y EFACEC han puesto de acuerdo hoy, el consorcio Ondas de Portugal (*del inglés Waves of Portugal*), el cual se enfocará en el desarrollo de proyectos de energía undimotriz experimentales. El proyecto de Aguçadoura será el primero de una serie de proyectos emprendidos por la sociedad. EDP tendrá un interés del 45% en el consorcio, mientras Enersis conservará el 35% y EFACEC el 20% restante. La asociación entre dos promotores del proyecto y EFACEC, un fabricante industrial, permitirá el desarrollo de un racimo de energía undimotriz portugués, que será capaz de promover proyectos de producción de electricidad con el desarrollo de equipo complementario y unidades de fabricación.

Este racimo portugués mantendrá y desarrollará una conexión cercana con los centros de conocimiento locales sobre el campo, apoyando así la creación de empleos como el conocimiento guía y el entendimiento del sector.

El proyecto de Aguçadora generará inicialmente el poder usando 3 Convertidores de Energía undimotriz Pelamis (PWEC) los cuales son estructuras semisumergidas y articuladas compuestas de secciones cilíndricas unidas por bisagras. En esta primera fase la inversión total corresponde a aproximadamente 9 millones de euros. La segunda fase del proyecto será fabricar e instalar las veinticinco máquinas y traerá a la capacidad instalada de hasta 21MW. Los generadores están localizados aproximadamente a 3 millas de la costa.

Una vez completado el proyecto se espera encontrar la demanda eléctrica media anual de más de 15,000 casas portuguesas mientras se desplazan más de 60,000 toneladas al año de emisiones de dióxido de carbono de la planta de generación convencional.

El proyecto se beneficia de la legislación del gobierno portugués y la puesta en práctica de una retribución a largo plazo en la tarifa para la electricidad generada por el proyecto. Este incentivo en el futuro va a permitir la financiación del proyecto de estas iniciativas y proporcionará un incentivo para la inversión en la tecnología naciente por los financieros de proyecto y proveedores de la tecnología como Babcock y Brown, EDP, EFACEC y Pelamis.

Antonino Lo Bianco, el Jefe europeo de la Infraestructura en Babcock y Brown, dijo: “Hoy estoy muy contento de estar anunciando el principio de este proyecto. La energía undimotriz ofrece un enorme potencial no solamente para Portugal, sino también para muchos países en el mundo entero donde la preparación de un suministro inagotable de energía undimotriz producirá una energía limpia y libre de carbón a nivel doméstico. Esperamos que la energía undimotriz se haga una tecnología de energía renovable extendida y esperemos los beneficios que traerá la inversión en esta temprana etapa”.

António Mexia, presidente de EDP, dijo: “Este proyecto y el consorcio Ondas de Portugal que estamos lanzando aquí hoy es otro paso en la estrategia de EDP para mantener y reforzar una posición de liderazgo global en la producción de energía renovable; creemos que la innovación y la ejecución son claves en el negocio de la energía, permitiendo a EDP maximizar la entrega del valor accionista”.

Luis Filipe Pereira, presidente de EFACEC, dijo: “EFACEC ha estado presente a partir del primer momento en muchas formas diferentes de energías renovables, como un

contratista principal, el instalador o el proveedor de tecnología. Creemos en el potencial del desarrollo de tecnología de energía undimotriz y tenemos la intención de estar involucrados desde el principio en un proyecto tan interesante. El valor agregado y la diferenciación ofrecida por EFACEC consiste en su fuerte capacidad de dirección e integración de varias tecnologías en proyectos complejos”.

Phil Metcalf, presidente de Pelamis Wave Power dijo: “Nosotros vemos este proyecto como un paso estratégico importante para sostener el crecimiento continuado comercial y el desarrollo tecnológico. Seguramente podemos predecir que Portugal se beneficiará considerablemente al tomar a este guía visionario que desarrolla sus recursos de energía undimotriz”.

ANEXO E: Evaluación de Impacto Ambiental

A continuación se exponen 3 cuadros resumen sobre las principales consideraciones en las 3 etapas principales de un proyecto undimotriz con tecnología Pelamis: Construcción, Operación y Fin de Operación.

Impactos medioambientales Durante la Construcción del Parque Undimotriz

Actividad	Cambio ambiental	Potencial impacto a...	Medidas de mitigación (o de reducción de impacto)
Tendido cable submarino (desde el fondo hasta la costa)	Desprendimiento del cieno o limo del fondo marino	Industria pesquera: Daño al habitat de los peces	Identificar las áreas más importantes (en cuanto a biodiversidad) y evitar tender los cables por éstas
		Ecología Marina: Daño a especies marinas	Evitar tender los cables por zonas sensibles
		Arqueología: Daño a sitios arqueológicos	Identificar los sitios arqueológicos submarinos y tender los cables a una distancia considerable de éstos
Construcción de las instalaciones de la central en la costa	Cambios (temporales) visuales y acústicos	Miradores o características visuales: reducción del valor estético de la zona costera en cuestión	Restituir los sitios completamente después de la construcción.
		Ruidos molestos: Posibles molestias en la población	Emplear las mejores prácticas posibles con el fin de minimizar los ruidos molestos asociados a la construcción siguiendo una adecuada guía
		Población de aves: cambios en la alimentación, reproducción y habitat de las aves	Ubicar la central en zonas alejadas de poblaciones importantes de aves, y si es necesario, construir durante temporadas de éxodo.
Producción e instalación de estructuras de concreto	potenciales cambios a la calidad del agua y emisiones de gases en la costa debido a la producción de concreto	Ecología Marina: Contaminación del agua con efectos en la vida marina	Control de los químicos utilizados en la fabricación del concreto y seguimiento rigurosos de las normas medioambientales del uso costero
Instalación parque undimotriz	Obstrucción temporal a la navegación	Industria pesquera: Paralización temporal (y tal vez parcial) de la actividad pesquera	Negociación con gente relacionada con la industria pesquera para minimizar los impactos en la actividad y estudiar posibles compensaciones
		Interrupción temporal de la navegación en la zona en cuestión, tanto comercial como privada.	Negociación con los usuarios de transportes acuáticos, con el fin de establecer protocolos de acuerdo que aseguren la navegación sin riesgos durante la construcción del parque.

Impactos medioambientales Durante la Operación del Parque Undimotriz			
Actividad	Cambio ambiental	Potencial impacto a...	Medidas de mitigación (o de reducción de impacto)
Presencia del parque undimotriz puede ocupar un kilómetro cuadrado	Cambios en el régimen hidrofísico debido a la extracción de energía de las olas cercanas a la costa	Ecología Marina: Cambios en los habitats costeros debido a los cambios hidrofísicos	Localizar el parque al menos 2Km costa afuera
		"Procesos Costeros": Los convertidores pueden reducir el promedio de energía en la costa, posiblemente, erosionando y afectando el transporte natural de sedimentos	Instalar los generadores a un espacio de 150m uno del otro
	Reducción del área de acceso de embarcaciones	Industria pesquera: Área de mar ocupada por parque no estará disponible para la pesca	Negociación con pescadores o representantes de la industria pesquera. Evitar localización del parque en áreas importantes de pesca
		Recreación: Área de mar ocupada por parque no estará disponible para su utilización recreacional.	Negociación con clubes o usuarios de embarcaciones. Evitar localización del parque en áreas importantes recreación.
		Navegación: La presencia del parque undimotriz interferirá con rutas de navegación para todo tipo de embarcaciones	Estipular de la mejor manera los límites y las rutas con los organismos pertinentes
	Cambios en la vista del mar	Miradores o características visuales: El valor estético de la zona costera en cuestión puede cambiar	minimizar elementos de altura sobre la superficie del mar.
Funcionamiento de los motores hidráulicos que contienen las máquinas	Cambios en el nivel del ruido bajo la superficie	Ecología Marina: Ruido puede afectar a los mamíferos marinos cuya comunicación depende de los sonidos.	Evitar la localización del parque en zonas donde abunden los cetáceos. La mantención regular de los equipos reducirá el ruido.
	Pérdidas de Fluido	Contaminación del agua, con efectos negativos en la vida submarina	Usar fluidos hidráulicos biodegradables o que no sean tóxicos
Presencia de concreto y/o acero para asegurar cada generador	Cambios en la naturaleza del fondo marino	Ecología Marina: Cambios locales en la fauna y flora del fondo marino	seleccionar localizaciones para la instalación cuyos impactos sean mínimos, y con el fin de maximizar los beneficios para el nuevo habitat que proveerán las estructuras
Cables aéreos o instalaciones en la costa que conecten el parque con el sistema interconectado	Cambios en las propiedades estéticas de la zona costera	Miradores o características visuales: Se puede reducir el valor estético de la zona costera en cuestión	La evaluación de impacto ambiental debe identificar la ruta y la localización óptima para las estructuras. Utilizar cables subterráneos si es necesario.
Mantención de generadores (cada máquina es acarriada hacia la costa)	Cambios en la ecología marina	Ecología Marina: medidas de mantención como traslado de los equipos puede tener un efecto en la vida marina de una zona específica.	Asegurarse que los anti-encrustantes utilizados no sean tóxicos. Asegurarse que las actividades de mantención no contaminen. Cualquier efecto acumulativo debería ser evaluado

Impactos medioambientales Durante el fin de operación del Parque Undimotriz			
Actividad	Cambio ambiental	Potencial impacto a...	Medidas de mitigación (o de reducción de impacto)
Retiro de las máquinas del sitio	Cambio en las propiedades estéticas del área costera	Miradores o características visuales: posible reducción del valor estético de la zona costera en cuestión	asegurarse que la bodegas de las máquinas en desuso sea temporal y evitar la ubicación de ésta sea en zonas con alto valor estético
Retiro de todos los cables y estructuras instalados costa afuera	Cambios en la flora y fauna del fondo marino	Ecología marina: cambios locales en habitats del fondo marino	Evitar dejar escombros y retirar cables viejos

ANEXO F: Series de Precios de Potencia y Energía

F.1 Serie de Precios Históricos de Energía (CMg en US\$/MWH)

AÑO	MES	CMg	AÑO	MES	CMg	AÑO	MES	CMg	AÑO	MES	CMg	AÑO	MES	CMg	AÑO	MES	CMg
1988	4	43,64	1991	12	12,42	1995	8	30,22	1999	4	136,26	2002	12	8,75	2006	8	29,74
1988	5	43,19	1992	1	32,16	1995	9	14,83	1999	5	135,10	2003	1	15,29	2006	9	24,43
1988	6	43,06	1992	2	36,13	1995	10	19,74	1999	6	115,68	2003	2	17,16	2006	10	22,26
1988	7	40,16	1992	3	35,76	1995	11	10,42	1999	7	45,82	2003	3	19,75	2006	11	39,31
1988	8	40,17	1992	4	37,32	1995	12	22,08	1999	8	30,34	2003	4	22,82	2006	12	45,40
1988	9	40,40	1992	5	30,82	1996	1	35,51	1999	9	12,33	2003	5	22,52	2007	1	58,34
1988	10	42,27	1992	6	5,44	1996	2	38,73	1999	10	9,22	2003	6	18,69	2007	2	127,28
1988	11	42,49	1992	7	19,25	1996	3	73,09	1999	11	10,10	2003	7	17,74	2007	3	148,38
1988	12	45,11	1992	8	31,89	1996	4	55,41	1999	12	17,09	2003	8	19,24	2007	4	150,52
1989	1	48,20	1992	9	20,23	1996	5	66,97	2000	1	20,75	2003	9	19,24	2007	5	178,36
1989	2	55,34	1992	10	11,77	1996	6	68,34	2000	2	21,17	2003	10	18,87	2007	6	272,40
1989	3	63,08	1992	11	0,60	1996	7	88,12	2000	3	27,85	2003	11	21,12	2007	7	233,31
1989	4	61,22	1992	12	0,04	1996	8	89,31	2000	4	29,52	2003	12	20,02	2007	8	221,73
1989	5	62,67	1993	1	24,64	1996	9	87,58	2000	5	71,99	2004	1	23,07	2007	9	184,66
1989	6	60,43	1993	2	34,72	1996	10	89,79	2000	6	22,87	2004	2	27,73	2007	10	157,28
1989	7	66,40	1993	3	34,36	1996	11	118,76	2000	7	13,20	2004	3	59,72	2007	11	172,10
1989	8	65,15	1993	4	32,40	1996	12	115,38	2000	8	15,05	2004	4	41,03	2007	12	221,62
1989	9	58,95	1993	5	28,65	1997	1	115,07	2000	9	10,60	2004	5	62,31	2008	1	254,62
1989	10	53,12	1993	6	20,20	1997	2	121,10	2000	10	7,40	2004	6	62,84	2008	2	281,42
1989	11	53,72	1993	7	18,57	1997	3	135,58	2000	11	10,37	2004	7	29,26	2008	3	338,30
1989	12	54,24	1993	8	27,47	1997	4	146,65	2000	12	10,16	2004	8	27,88			
1990	1	67,84	1993	9	21,14	1997	5	39,40	2001	1	15,83	2004	9	22,63			
1990	2	69,74	1993	10	26,60	1997	6	29,61	2001	2	22,09	2004	10	28,23			
1990	3	66,38	1993	11	30,79	1997	7	24,27	2001	3	23,11	2004	11	23,56			
1990	4	69,47	1993	12	32,60	1997	8	15,18	2001	4	21,68	2004	12	27,96			
1990	5	87,68	1994	1	32,32	1997	9	4,83	2001	5	20,08	2005	1	35,53			
1990	6	84,64	1994	2	33,16	1997	10	5,43	2001	6	14,66	2005	2	52,35			
1990	7	65,49	1994	3	33,55	1997	11	7,58	2001	7	11,63	2005	3	120,56			
1990	8	64,71	1994	4	41,80	1997	12	6,43	2001	8	13,69	2005	4	167,64			
1990	9	71,40	1994	5	39,82	1998	1	14,96	2001	9	14,24	2005	5	117,77			
1990	10	48,15	1994	6	31,94	1998	2	22,06	2001	10	12,52	2005	6	29,61			
1990	11	48,27	1994	7	25,31	1998	3	27,22	2001	11	16,86	2005	7	23,71			
1990	12	48,69	1994	8	24,76	1998	4	23,71	2001	12	17,21	2005	8	13,88			
1991	1	67,41	1994	9	30,44	1998	5	24,72	2002	1	22,24	2005	9	12,52			
1991	2	67,40	1994	10	20,70	1998	6	33,25	2002	2	23,64	2005	10	14,98			
1991	3	67,15	1994	11	22,63	1998	7	78,24	2002	3	22,53	2005	11	11,13			
1991	4	80,49	1994	12	31,99	1998	8	96,61	2002	4	19,81	2005	12	13,64			
1991	5	72,97	1995	1	39,33	1998	9	70,85	2002	5	17,30	2006	1	29,23			
1991	6	73,79	1995	2	45,00	1998	10	86,16	2002	6	14,90	2006	2	66,50			
1991	7	27,34	1995	3	56,52	1998	11	117,01	2002	7	15,68	2006	3	71,65			
1991	8	25,79	1995	4	61,96	1998	12	70,82	2002	8	11,02	2006	4	67,01			
1991	9	23,60	1995	5	57,61	1999	1	64,26	2002	9	4,97	2006	5	103,13			
1991	10	13,93	1995	6	39,83	1999	2	76,60	2002	10	4,78	2006	6	49,28			
1991	11	14,02	1995	7	26,20	1999	3	71,06	2002	11	4,30	2006	7	20,56			

F.2 Serie Projectada de Precios de Energía (CMg en US\$/MWH)

AÑO	MES	CMg
1	1	132,5
1	2	131,2
1	3	130,8
1	4	122,0
1	5	122,1
1	6	122,8
1	7	128,4
1	8	129,0
1	9	137,0
1	10	146,3
1	11	168,0
1	12	191,4
2	1	185,8
2	2	190,3
2	3	183,5
2	4	201,7
2	5	197,8
2	6	179,1
2	7	161,4
2	8	163,3
2	9	164,9
2	10	206,1
2	11	211,9
2	12	201,8
3	1	211,2
3	2	266,4
3	3	257,2
3	4	199,1
3	5	196,8
3	6	216,8
3	7	146,2
3	8	146,6
3	9	147,9
3	10	204,7
3	11	204,6
3	12	203,8
4	1	244,3
4	2	221,5
4	3	224,0
4	4	83,1
4	5	51,1
4	6	51,1
4	7	51,1
4	8	51,1

AÑO	MES	CMg
4	9	51,1
4	10	51,1
4	11	51,1
4	12	51,1
5	1	51,1
5	2	51,1
5	3	51,1
5	4	51,1
5	5	51,1
5	6	51,1
5	7	51,1
5	8	51,1
5	9	51,1
5	10	51,1
5	11	51,1
5	12	51,1
6	1	51,1
6	2	51,1
6	3	51,1
6	4	51,1
6	5	51,1
6	6	51,1
6	7	51,1
6	8	51,1
6	9	51,1
6	10	51,1
6	11	51,1
6	12	51,1
7	1	51,1
7	2	51,1
7	3	51,1
7	4	51,1
7	5	51,1
7	6	51,1
7	7	51,1
7	8	51,1
7	9	51,1
7	10	51,1
7	11	51,1
7	12	51,1
8	1	51,1
8	2	51,1
8	3	51,1
8	4	51,1

AÑO	MES	CMg
8	5	51,1
8	6	51,1
8	7	51,1
8	8	51,1
8	9	51,1
8	10	51,1
8	11	51,1
8	12	51,1
9	1	51,1
9	2	51,1
9	3	51,1
9	4	51,1
9	5	51,1
9	6	51,1
9	7	51,1
9	8	51,1
9	9	51,1
9	10	51,1
9	11	51,1
9	12	51,1
10	1	51,1
10	2	51,1
10	3	51,1
10	4	51,1
10	5	51,1
10	6	51,1
10	7	51,1
10	8	51,1
10	9	51,1
10	10	51,1
10	11	51,1
10	12	51,1
11	1	51,1
11	2	51,1
11	3	51,1
11	4	51,1
11	5	51,1
11	6	51,1
11	7	51,1
11	8	51,1
11	9	51,1
11	10	51,1
11	11	51,1
11	12	51,1

AÑO	MES	CMg
12	1	51,1
12	2	51,1
12	3	51,1
12	4	51,1
12	5	51,1
12	6	51,1
12	7	51,1
12	8	51,1
12	9	51,1
12	10	51,1
12	11	51,1
12	12	51,1
13	1	51,1
13	2	51,1
13	3	51,1
13	4	51,1
13	5	51,1
13	6	51,1
13	7	51,1
13	8	51,1
13	9	51,1
13	10	51,1
13	11	51,1
13	12	51,1
14	1	51,1
14	2	51,1
14	3	51,1
14	4	51,1
14	5	51,1
14	6	51,1
14	7	51,1
14	8	51,1
14	9	51,1
14	10	51,1
14	11	51,1
14	12	51,1
15	1	51,1
15	2	51,1
15	3	51,1
15	4	51,1
15	5	51,1
15	6	51,1
15	7	51,1
15	8	51,1

AÑO	MES	CMg
15	9	51,1
15	10	51,1
15	11	51,1
15	12	51,1
16	1	51,1
16	2	51,1
16	3	51,1
16	4	51,1
16	5	51,1
16	6	51,1
16	7	51,1
16	8	51,1
16	9	51,1
16	10	51,1
16	11	51,1
16	12	51,1
17	1	51,1
17	2	51,1
17	3	51,1
17	4	51,1
17	5	51,1
17	6	51,1
17	7	51,1
17	8	51,1
17	9	51,1
17	10	51,1
17	11	51,1
17	12	51,1
18	1	51,1
18	2	51,1
18	3	51,1
18	4	51,1
18	5	51,1
18	6	51,1
18	7	51,1
18	8	51,1
18	9	51,1
18	10	51,1
18	11	51,1
18	12	51,1
19	1	51,1
19	2	51,1
19	3	51,1
19	4	51,1

AÑO	MES	CMg
19	5	51,1
19	6	51,1
19	7	51,1
19	8	51,1
19	9	51,1
19	10	51,1
19	11	51,1
19	12	51,1
20	1	51,1
20	2	51,1
20	3	51,1
20	4	51,1
20	5	51,1
20	6	51,1
20	7	51,1
20	8	51,1
20	9	51,1
20	10	51,1
20	11	51,1
20	12	51,1

F.3 Serie de Precios Históricos de Potencia de Nudo (SING y SIC, precios en US\$/KW/mes)

AÑO	MES	SIC	SING
1	1	4,80	3,83
1	2	4,80	3,83
1	3	4,80	3,83
1	4	4,80	3,83
1	5	4,80	3,83
1	6	4,80	3,83
1	7	4,76	3,87
1	8	4,76	3,87
1	9	4,76	3,87
1	10	4,76	3,87
1	11	4,76	3,87
1	12	4,76	3,87
2	1	5,25	4,47
2	2	5,25	4,47
2	3	5,25	4,47
2	4	5,25	4,47
2	5	5,25	4,47
2	6	5,25	4,47
2	7	5,33	4,84
2	8	5,33	4,84
2	9	5,33	4,84
2	10	5,33	4,84
2	11	5,33	4,84
2	12	5,33	4,84
3	1	5,39	5,15
3	2	5,39	5,15
3	3	5,39	5,15
3	4	5,39	5,15
3	5	5,39	5,15
3	6	5,39	5,15
3	7	5,50	5,17
3	8	5,50	5,17
3	9	5,50	5,17
3	10	5,50	5,17
3	11	5,50	5,17
3	12	5,50	5,17
4	1	5,44	5,27
4	2	5,44	5,27
4	3	5,44	5,27
4	4	5,44	5,27
4	5	5,44	5,27
4	6	5,44	5,27
4	7	6,21	5,17
4	8	6,21	5,17

AÑO	MES	SIC	SING
4	9	6,21	5,17
4	10	6,21	5,17
4	11	6,21	5,17
4	12	6,21	5,17
5	1	5,72	4,66
5	2	5,72	4,66
5	3	5,72	4,66
5	4	5,72	4,66
5	5	5,72	4,66
5	6	5,72	4,66
5	7	5,91	4,90
5	8	5,91	4,90
5	9	5,91	4,90
5	10	5,91	4,90
5	11	5,91	4,90
5	12	5,91	4,90
6	1	6,02	5,75
6	2	6,02	5,75
6	3	6,02	5,75
6	4	6,02	5,75
6	5	6,02	5,75
6	6	6,02	5,75
6	7	6,11	5,83
6	8	6,11	5,83
6	9	6,11	5,83
6	10	6,11	5,83
6	11	6,11	5,83
6	12	6,11	5,83
7	1	6,56	6,05
7	2	6,56	6,05
7	3	6,56	6,05
7	4	6,56	6,05
7	5	6,56	6,05
7	6	6,56	6,05
7	7	7,07	6,25
7	8	7,07	6,25
7	9	7,07	6,25
7	10	7,07	6,25
7	11	7,07	6,25
7	12	7,07	6,25
8	1	7,92	6,40
8	2	7,92	6,40
8	3	7,92	6,40
8	4	7,92	6,40

AÑO	MES	SIC	SING
8	5	7,92	6,40
8	6	7,92	6,40
8	7	7,09	6,53
8	8	7,09	6,53
8	9	7,09	6,53
8	10	7,09	6,53
8	11	7,09	6,53
8	12	7,09	6,53
9	1	7,22	7,01
9	2	7,22	7,01
9	3	7,22	7,01
9	4	7,22	7,01
9	5	7,22	7,01
9	6	7,22	7,01
9	7	7,31	6,74
9	8	7,31	6,74
9	9	7,31	6,74
9	10	7,31	6,74
9	11	7,31	6,74
9	12	7,31	6,74
10	1	7,92	7,50
10	2	7,92	7,50
10	3	7,92	7,50
10	4	7,92	7,50
10	5	7,92	7,50
10	6	7,92	7,50
10	7	9,36	7,36
10	8	9,36	7,36
10	9	9,36	7,36
10	10	9,36	7,36
10	11	9,36	7,36
10	12	9,36	7,36
11	1	11,29	6,99
11	2	11,29	6,99
11	3	11,29	6,99
11	4	11,29	6,99
11	5	11,29	6,99
11	6	11,29	6,99
11	7	10,95	5,59
11	8	10,95	5,59
11	9	10,95	5,59
11	10	10,95	5,59
11	11	10,95	5,59
11	12	10,95	5,59

AÑO	MES	SIC	SING
12	1	9,97	5,24
12	2	9,97	5,24
12	3	9,97	5,24
12	4	9,97	5,24
12	5	9,97	5,24
12	6	9,97	5,24
12	7	11,19	5,34
12	8	11,19	5,34
12	9	11,19	5,34
12	10	11,19	5,34
12	11	11,19	5,34
12	12	11,19	5,34
13	1	8,32	4,83
13	2	8,32	4,83
13	3	8,32	4,83
13	4	8,32	4,83
13	5	8,32	4,83
13	6	8,32	4,83
13	7	7,95	5,19
13	8	7,95	5,19
13	9	7,95	5,19
13	10	7,95	5,19
13	11	7,95	5,19
13	12	7,95	5,19
14	1	7,99	5,30
14	2	7,99	5,30
14	3	7,99	5,30
14	4	7,99	5,30
14	5	7,99	5,30
14	6	7,99	5,30
14	7	8,48	5,50
14	8	8,48	5,50
14	9	8,48	5,50
14	10	8,48	5,50
14	11	8,48	5,50
14	12	8,48	5,50
15	1	7,46	5,39
15	2	7,46	5,39
15	3	7,46	5,39
15	4	7,46	5,39
15	5	7,46	5,39
15	6	7,46	5,39
15	7	7,10	5,10
15	8	7,10	5,10

AÑO	MES	SIC	SING
15	9	7,10	5,10
15	10	7,10	5,10
15	11	7,10	5,10
15	12	7,10	5,10
16	1	6,93	5,29
16	2	6,93	5,29
16	3	6,93	5,29
16	4	6,93	5,29
16	5	6,93	5,29
16	6	6,93	5,29
16	7	5,68	5,59
16	8	5,68	5,59
16	9	5,68	5,59
16	10	5,68	5,59
16	11	5,68	5,59
16	12	5,68	5,59
17	1	5,79	6,19
17	2	5,79	6,19
17	3	5,79	6,19
17	4	5,79	6,19
17	5	5,79	6,19
17	6	5,79	6,19
17	7	6,25	6,51
17	8	6,25	6,51
17	9	6,25	6,51
17	10	6,25	6,51
17	11	6,25	6,51
17	12	6,25	6,51
18	1	6,15	6,77
18	2	6,15	6,77
18	3	6,15	6,77
18	4	6,15	6,77
18	5	6,15	6,77
18	6	6,15	6,77
18	7	6,56	7,97
18	8	6,56	7,97
18	9	6,56	7,97
18	10	6,56	7,97
18	11	6,56	7,97
18	12	6,56	7,97
19	1	6,85	8,07
19	2	6,85	8,07
19	3	6,85	8,07
19	4	6,85	8,07

AÑO	MES	SIC	SING
19	5	6,85	8,07
19	6	6,85	8,07
19	7	7,18	8,58
19	8	7,18	8,58
19	9	7,18	8,58
19	10	7,18	8,58
19	11	7,18	8,58
19	12	7,18	8,58
20	1	7,28	8,71
20	2	7,28	8,71
20	3	7,28	8,71
20	4	7,28	8,71
20	5	7,28	8,71
20	6	7,28	8,71
20	7	7,72	8,46
20	8	7,72	8,46
20	9	7,72	8,46
20	10	7,72	8,46
20	11	7,72	8,46
20	12	7,72	8,46

Anexo H. Flujos de Caja

En éste capítulo se expondrán los flujos de caja para cada sitio, considerando el caso promedio para los tamaños de planta y a partir de la proyección de precios que se realizó. Esto, para disminuir la carga el informe, dado que en total se realizaron 144 flujos de caja (6 sitios* 4 escenarios* 6 casos (3 para planta de 3MW y 3 para la de 30MW)). En total se exponen 12 flujos representativos (6 sitios*2 casos (promedio tanto para la central de 3MW como para la de 30MW)).

Finalmente, todos los montos están expresados en Dólares estadounidenses.