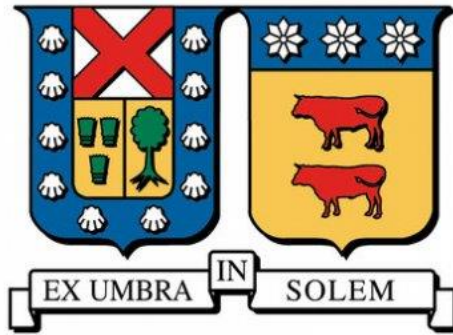




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA TECNOLOGÍA
UNDIMOTRIZ WAVE DRAGON COMO ALTERNATIVA DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA SUSTENTABLE EN CHILE CONTINENTAL**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL**

AUTOR

MARIO ANDRÉS GONZÁLEZ POZO

PROFESOR GUÍA

RODRIGO DEMARCO BULL

VALPARAÍSO, 03 DE DICIEMBRE, 2019

Dedicado a mi mentor, mi *mami*.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mi familia; a mi madre, mi motivación, y a mi hermano, quienes me han acompañado en este proceso. Gracias a mi padre y a mi *mami* por su cariño y guía, aún presentes.

Gracias a mis amigos que me han apoyado, y a mi profesor guía por su comprensión y consejos.

Mención especial a mis gatos.

TABLA DE CONTENIDOS

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	1
2.	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
3.	OBJETIVOS.....	7
	2.1. Objetivo General.....	7
	2.2. Objetivos Específicos	7
3.	MARCO TEÓRICO	8
	3.1. Energía, Medio Ambiente y Sociedad: Cambio Climático.....	8
	3.1.1. Entendiendo el problema.	8
	3.1.2. Origen del cambio climático.	9
	3.1.3. Evolución del cambio climático.	12
	3.1.4. Evidencias del cambio climático.....	15
	3.1.5. Expectativas sobre el cambio climático.	16
	3.2. Energía en el Marco de un Desarrollo Sustentable.....	17
	3.2.1. Energía como motor de la sociedad.....	17
	3.2.2. Clasificación de las fuentes de energía.....	18
	3.2.2.1. Fuentes primarias.....	19
	3.2.2.2. Fuentes secundarias.....	19
	3.2.3. “Low-carbon economies” como meta.....	19
	3.2.4. Energía renovable.....	22
	3.2.4.1. Tendencias actuales.....	24
	3.3. Energía en Chile.....	28
	3.3.1. Matriz energética.....	29
	3.3.1.1. Matriz generadora eléctrica.	31
	3.3.1.2. Visión a futuro de la matriz.....	32
	3.3.2. Organización del sistema eléctrico.	33
	3.3.2.1. Industria y mercado eléctrico.....	34
	3.3.3. Contaminación del aire.	36
	3.3.3.1. Cambio climático a nivel local.	39
	3.3.4. ERNC en Chile.....	41
	3.3.4.1. Medidas de fomento de ERNC.	41
	3.3.4.2. Generación eléctrica renovable a largo plazo.	43
	3.4. Energía Marina	44
	3.4.1. Subclasificación de energías.....	45
	3.4.1.1. Undimotriz o de las olas.	45
	3.4.1.2. Corrientes de marea.	45
	3.4.1.3. Amplitud de marea.	46
	3.4.1.4. Corrientes oceánicas.....	46
	3.4.1.5. Conversión térmica (OTEC) o gradiente de temperatura oceánico. ..	47
	3.4.1.6. Gradiente salino.....	47

3.4.2. Tecnologías de conversión de energía.....	48
3.4.2.1. Tecnología undimotriz o de las olas.....	51
3.4.2.2. Tecnología de corrientes de marea.	53
3.4.3. Capacidad instalada y potencial proyectado.....	54
3.4.3.1. Energía de las olas.....	57
3.4.4. Barreras de la industria y desafíos tecnológicos.	58
3.4.5. Impacto ambiental.....	63
3.4.6. Energía marina en Chile.	65
3.4.6.1. Potencial por zonas.....	66
3.4.6.2. Realidad política.	67
3.4.6.3. Marco regulatorio.....	69
3.4.6.4. Estudios similares o relacionados.	71
3.5. Costos de la Tecnología Marina.....	72
3.5.1. Vías de reducción.....	72
3.5.3. Beneficios económicos potenciales.....	78
3.6. Prefactibilidad Económica y Estudios Complementarios	79
4. METODOLOGÍA	81
4.1. Selección de la Tecnología	81
4.2. Selección de Sitios de Estudio	82
4.3. Medición del Recurso – Modelo WW3.....	84
4.4. Cálculo de la Energía Generada	85
4.4.1. Matriz de potencia.	86
4.4.2. Teoría lineal de olas.....	87
4.5. Transporte de la Energía: Línea Eléctrica	89
4.6. Pérdidas de Potencia en Conductores	91
4.7. Indicadores de Rendimiento	92
4.8. Evaluación Económica.....	93
4.8.1. Ingresos y costos.....	93
4.8.2. Flujo de caja neto.....	93
4.8.3. Indicadores económicos.....	93
4.8.4. Análisis de sensibilidad.....	94
4.9. Comparación entre Tecnologías Generadoras.	95
5. RESULTADOS.....	96
5.1. Tecnología Seleccionada	96
5.2. Características de los Cables Eléctricos.....	99
5.3. Construcción de Línea Aérea.....	100
5.3.1. Supuestos y aproximaciones.	101
5.4. Análisis de Potenciales Emplazamientos.....	101
5.5. Matriz de Potencia WD	103

5.6. Costos Estimados	105
5.6.1. Gastos de capital.	105
5.6.2. Gastos de operación.....	107
5.7. Flujo de Caja: Consideraciones Generales	109
5.7.1. Ingresos del proyecto.....	109
5.7.2. Otras consideraciones.....	110
5.8. Estudio de los Lugares Seleccionados	111
5.8.1. Caracterización del recurso undimotriz.....	111
5.8.2. Rendimiento del dispositivo.....	114
5.8.3. Cálculo de costos “variables”.....	116
5.8.4. Evaluación económica.....	117
5.9. Análisis de Sensibilidad Económico	120
5.9.1. Sensibilidad univariada.....	120
5.9.2. Sensibilidad de varias variables.....	122
5.10. Análisis Comparativo de Fuentes Generadoras	125
6. CONCLUSIONES.....	129
7. LIMITACIONES Y RECOMENDACIONES.....	132
8. REFERENCIAS	135
9. APÉNDICES.....	150
9.1. Apéndice A: Efectos del Calentamiento Global	150
9.2. Apéndice B: Medidas de Mitigación Internacionales para el Cambio Climático ..	152
9.3. Apéndice C: Normas Chilenas Primarias de Calidad del Aire	154
9.4. Apéndice D: Resumen del Modelo para el Pago de Peajes Según Ley Corta I	155
9.5. Apéndice E: Resumen de los Niveles de Preparación Tecnológica (TRL).....	156
9.6. Apéndice F: Capacidad y Potencial de Tecnologías de Corrientes de Marea	157
9.7. Apéndice G: Sinergias Potenciales para el Desarrollo de la Energía Marina	159
9.8. Apéndice H: Políticas Nacionales para el Fomento de la Energía Marina	160
9.9. Apéndice I: Potencial Undimotriz para Desarrollo de Proyectos y Mercados	161
9.10. Apéndice J: Etapas para la Obtención de una Concesión Marítima	162
9.11. Apéndice K: Curvas de Aprendizaje para Tecnologías Generadoras	163
9.12. Apéndice L: Modelos de Simulación del Espectro de Olas	164
9.13. Apéndice M: Correlación de la Altura Significativa del Modelo WWIII.....	166
9.14. Apéndice N: Resumen de la Teoría Lineal de Ondas Regulares	169
9.15. Apéndice O: Especificaciones de Dispositivos WD	170
9.16. Apéndice P: Matrices de Transformación de Potencia para WD.....	171
9.17. Apéndice Q: Comportamiento de la Altura Significativa en Ubicaciones 4 y 7...	172
9.18. Apéndice R: Comportamiento de las Olas en Base a su Dirección.....	173

9.19. Apéndice S: Energía Generada en los 3 Sitios Elegidos	174
9.20. Apéndice T: Flujos de Caja de los 3 Sitios Elegidos	175
9.21. Apéndice U: Impacto Ambiental de Tecnología de Generación Eólica	177
9.22. Apéndice V: Impacto de las Energías Renovables en la Generación de Trabajo	178

1. RESUMEN EJECUTIVO

En Chile más de la mitad de la energía eléctrica ofrecida proviene de fuentes termoeléctricas, cuyo principal perjuicio es la contaminación del aire, ya sea por gases de efecto invernadero o precursores de smog fotoquímico y lluvia ácida, así como también relativamente bajas emisiones de material particulado. La energía undimotriz, como la mayoría de las tecnologías renovables, tiene bajos impactos negativos, especialmente en lo que respecta a la contaminación del aire. Además, las energías renovables contribuyen a la independencia de economías externas en generación eléctrica, razones por las cuales se propone estudiar el uso de dispositivos undimotrices en Chile, aprovechando el excelente recurso que presenta sus costas.

Como una energía que es relativamente nueva, los estudios existentes son escasos y las tecnologías se encuentran mayormente en desarrollo, sin alcanzar la comercialización. El estudio se enfoca en la evaluación económica de la instalación de una planta de este tipo en Chile, previo análisis del recurso de distintas ubicaciones en el mar chileno. Se considera también ciertos aspectos legales, ambientales y sociales del proyecto, mientras que el dispositivo debe cumplir con estar vigente y en un grado de desarrollo avanzado.

Una vez elegida la tecnología a evaluar, se estudiarán las ubicaciones y su recurso mediante el explorador de energía marina, el cual hace uso del modelo WaveWatchIII, entregando datos de las variables más importantes, es decir, la altura significativa, el periodo de las olas y la dirección de las olas, cada una medida de forma horaria. Estos datos permiten caracterizar el recurso para cada ubicación elegida y filtrar aquellos sitios con mayor potencial, para finalmente obtener una buena estimación de la energía que generaría el dispositivo a través del uso de su matriz de potencia, y tomando en cuenta las pérdidas correspondientes.

Con más de 20 años de desarrollo y un nivel de preparación tecnológico avanzado, se elige la tecnología Wave Dragon de 7 MW para el proyecto, consistente en una plataforma flotante que acumula el agua sobre el nivel del mar para que luego esta fluya de regreso, generando la rotación de turbinas. Dado un buen recurso, el dispositivo logra un factor de capacidad de 36%, generando más de 20 GWh por unidad, que si bien es relativamente bueno, no logra un rendimiento económico atractivo, principalmente por la alta inversión inicial. Luego de sensibilizar las variables relevantes del flujo de caja, para casos muy particulares, se logra que el proyecto sea viable, aunque como primera impresión el proyecto no sería rentable actualmente.

En general, y hasta donde se ha estudiado, Wave Dragon sería mejor que tecnologías solares fotovoltaicas y eólicas en términos de impacto ambiental/social, generando un impacto neto positivo. La factibilidad de esta clase de proyectos no es atractiva actualmente como tecnología de uso masivo, pero, podría serlo en casos específicos, como por ejemplo la instalación cerca de islas, cuyo costo de la energía es mucho mayor. El desarrollo de un proyecto así, con conexión a la red central, requeriría de una gran subvención del estado, tal como se realiza en otros países con proyectos de menor magnitud. Por otra parte, esto solo sería sostenible con el fin de que la industria logre un mayor desarrollo y una reducción significativa de sus costos, puesto que actualmente solo estaría apuntando a un pequeño nicho de mercado, considerando la alta competitividad de la industria de generación eléctrica.

2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La capacidad de los seres humanos para utilizar la energía a voluntad para la satisfacción de sus necesidades, ha permitido un desarrollo de la sociedad hasta el punto en que se encuentra hoy en día, brindando comodidades y en general una mejor calidad de vida. Actualmente la generación de energía es un tema primario a nivel mundial, debido a que las aplicaciones que tiene son inmensas, desde la iluminación en un hogar, hasta el desarrollo de nuevas industrias, formando parte del día a día de gran parte de la población. Es por esto que la investigación y desarrollo (I+D) de proyectos energéticos cobra importancia, estudiando factores como la sustentabilidad y eficiencia.

La energía permite mover la economía, siendo una entrada esencial para el desarrollo de esta, por lo que es posible afirmar que sin energía, no hay crecimiento en el país, como plantea el Ministerio de Energía (2015) en el contexto nacional. Lo anterior se ve reflejado en la relación positiva que existe entre el consumo de energía y el desarrollo económico (PIB; Sathaye et al., 2011), notando que las tendencias de ambas variables con respecto al tiempo son similares en países menos desarrollados, mientras que, en aquellos con mayor desarrollo, la economía crece a una tasa mayor que el consumo. La diferencia entre ambas categorías de desarrollo se le atribuye principalmente a una mayor eficiencia energética, lo cual se puede apreciar a nivel nacional en la creciente brecha entre el PIB y el consumo de energía entre los años 2000 y 2014. A pesar de lo anterior, un mayor PIB relativo al consumo, o mayor eficiencia energética, no implica necesariamente mejor calidad de vida, requiriendo de un análisis que incorpore otras variables, como el impacto a nivel social y ambiental de la generación de energía.

Si bien la energía permite avances tecnológicos, y estos a su vez la retroalimentación en la gestión energética, gracias a nuevas formas de generación y procesos más eficientes, se deben considerar los efectos secundarios que tiene el uso de esta, lo cual depende del origen de la energía utilizada. En el caso de Chile, con la información disponible al año 2014, la matriz energética está relativamente diversificada, y debido a la gran cantidad de termoeléctricas instaladas, un 61% del consumo de energía está asociado al uso de hidrocarburos. Este tipo de combustible destaca por ser una de las fuentes más contaminantes en cuanto a gases de efecto invernadero (González, 2017a), principalmente dióxido de carbono (CO_2), gas metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). A estos últimos se les atribuye en gran parte la causa del calentamiento global, cuyo impacto ya se comienza a observar, quedando en evidencia, por ejemplo, en regiones con temperatura fuera de los rangos históricos, derretimiento de hielos polares, cambios en la composición de los océanos y alteración de ecosistemas (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2014).

En términos absolutos, la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero en Chile no es tan relevante en la causa del calentamiento global, sin embargo, al considerar una emisión per cápita, adquiere un mayor peso. “Chile con urgencia debe abandonar el selecto ranking de países con mayor crecimiento per-cápita de emisión de CO_2 , lo que incide directamente en los niveles de contaminación local y salud de la población” (González, 2017b). Según cifras del Banco Mundial, durante el año 2013 se estimaron 4,7 toneladas métricas per cápita de emisiones de CO_2 a nivel nacional, estando muy cercano al promedio mundial, y entre los más contaminantes a nivel sudamericano. ¿Cómo mitigar la emisión de contaminantes? Una de las formas de reducir los contaminantes es optar por una fuente alternativa y sustentable de energía, haciéndola parte de la matriz energética con el fin de reemplazar parte de las fuentes más

contaminantes, es decir, las centrales termoeléctricas, que además de producir gases de efecto invernadero, emiten monóxido de carbono (CO), material particulado (PM 2,5 y PM 10) y otros metales pesados que son perjudiciales para el medio ambiente y la salud de las personas.

El uso de energías renovables no convencionales (ERNC), tales como la energía solar, eólica, marina y geotérmica, en la actualidad está siendo considerado seriamente, buscando pasar desde un 11,43% de generación eléctrica proveniente de estas, a un 60% para el año 2035 y 70% para el 2050, según las metas propuestas para Chile (Ministerio de Energía, 2015), teniendo como uno de sus pilares, que la energía sea compatible con el medio ambiente. Es necesario entonces elegir una línea de acción, pudiendo acotar que “la utilización de energía oceánica es una de las estrategias para lograr el desarrollo sustentable económico y social en estados costeros” (Zhu, Jia, Duan, Sun & Guo, 2015). En otros países como China, Noruega y Reino Unido, esta alternativa ya es una realidad, con proyectos de distintas escalas que forman parte de su matriz energética. A partir de lo anterior surge la siguiente pregunta: ¿Cuál es el potencial energético de la energía marina en Chile?

La energía marina se manifiesta en varias formas, como energía de las olas, de las mareas, por gradiente de temperatura y gradiente de salinidad. La primera tiene un gran potencial a escala global a lo largo de toda la costa chilena, mientras que para la segunda es posible que haya un potencial solamente a un nivel local (Errázuriz & Asociados Ingenieros [E&A], Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012), pudiendo descartar un análisis más a fondo de las dos últimas formas de energía debido al bajo potencial local.

El equilibrio entre costos, ingresos, condiciones comerciales y alternativas competitivas determinará la viabilidad comercial de una tecnología en una determinada ubicación. Existen condiciones particulares en Chile que vale la pena considerar para mantener este equilibrio.

Tanto el costo de la tecnología undimotriz y mareomotriz, como las condiciones comerciales, pueden ser muy diferentes en Chile, e incluso en cada región, en comparación a otros países (Aquatera Limited, 2014). Por lo tanto, será necesaria la evaluación de los distintos factores involucrados, no solo económicos, sino que también sociales y ambientales, debiendo responder la siguiente interrogante: ¿Cuáles son los costos y beneficios de reemplazar tecnologías de generación termoeléctrica por tecnologías que utilizan la fuerza del mar para generar electricidad para el país?

3. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Cuantificar el potencial para generar rentablemente energía eléctrica a partir de energía undimotriz en Chile continental mediante un estudio de prefactibilidad económica, apoyando el desarrollo sustentable del país.

2.2. Objetivos Específicos

- Proyectar los resultados de un proyecto de generación eléctrica undimotriz, mediante la selección y estudio de una tecnología relativamente desarrollada, que permita dar una idea del atractivo económico de este tipo de energía.
- Evaluar al menos 3 lugares con distintas características para extraer energía del mar, usando indicadores económicos que permita su comparación, con el fin de obtener una visión más representativa del recurso energético undimotriz en Chile.
- Identificar aquellas variables que son críticas a la hora de evaluar un proyecto de energía undimotriz, mediante el modelado de los distintos costos y sensibilidad de las variables, para obtener un análisis más completo frente a cambios en las condiciones.
- Comparar los distintos pro y contra del uso de una tecnología undimotriz específica asociado al potencial de Chile, mediante revisión de la literatura, que permita justificar la construcción de la planta frente a otros tipos de generación de energía.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Energía, Medio Ambiente y Sociedad: Cambio Climático

3.1.1. Entendiendo el problema. Los fenómenos de enfriamiento y calentamiento del planeta datan de millones de años atrás en el tiempo, y son atribuidos por algunos autores a ciclos de variación naturales. Hace 55 millones de años, por ejemplo, hubo un cambio drástico de la temperatura global promedio de 5 °C, que se estima duró 100.000 años, y fue causada por el cambio en la composición de la atmósfera con un aumento de gases de efecto invernadero (Rodríguez, 2007).

El efecto invernadero, según Çengel y Ghajar (2011), se explica como un fenómeno de acumulación del calor en la Tierra, ya que, debido a las propiedades de ciertos gases en la atmósfera, la energía proveniente del sol queda atrapada en la atmósfera, transmitiendo los rayos solares entrantes, pero absorbiendo la radiación infrarroja re-emitida por la superficie terrestre. El mismo vapor de agua actúa como barrera ante la radiación infrarroja de la superficie, lo cual retarda la pérdida de calor hacia el espacio, manteniendo dentro de límites más acotados la temperatura durante el transcurso de un día.

Los gases de efecto invernadero (GEI) se pueden clasificar según cambian o no, física o químicamente con los cambios de temperatura. Aquellos gases que cambian son vistos como retroalimentadores, como es el caso del vapor de agua. Por otra parte, aquellos gases que se mantienen estables se describen como aquellos que fuerzan el cambio climático, formados principalmente por clorofluorocarbonos (CFCs), N₂O, CO₂ y CH₄ (Global Climate Change, 2017a; Rodríguez, 2007).

El efecto invernadero ocurre naturalmente en la Tierra, permitiendo mantener su temperatura media en 15 °C, lo cual la hace apta para el desarrollo de múltiples formas de vida, puesto que, de no existir este fenómeno, la temperatura media rondaría los -18 °C (Rodríguez, 2007). Además, esto facilita la evaporación del agua superficial debido al calor, con la consecuente formación de nubes que reparten de forma uniforme el agua requerida para el crecimiento de la flora. Esto es fundamental, ya que las plantas cumplen un rol purificador del aire, absorbiendo y transformando el CO₂ atmosférico mediante la fotosíntesis (Rodríguez, 2007), además de otros gases nocivos para el ser humano.

El verdadero problema que se le adjudica al efecto invernadero radica en la cantidad de GEI en la atmósfera, cuya concentración ha aumentado en los últimos años. Esto trae consigo un aumento del calor absorbido por la atmósfera, y por ende una menor pérdida de calor hacia el espacio, reteniendo la energía y causando el aumento de la temperatura media global (Global Climate Change, 2017a).

3.1.2. Origen del cambio climático. La tendencia al aumento de la temperatura media del planeta, denominada calentamiento global, forma solo una parte del cambio climático, el cual se crea predominantemente por la quema de combustibles fósiles de causa antrópica, añadiendo gases que atrapan el calor en la atmósfera (Global Climate Change, 2017d; Australian Academy of Science, 2015).

Los factores a los cuales se les atribuyen el calentamiento global pueden dividirse en antrópicas y naturales. En el caso de los factores antrópicos, la mayoría de estos corresponde a emisiones de distintos gases, que a su vez se pueden clasificar como GEI bien mezclados, gases de vida corta, y aerosoles. Cada uno de estos gases, una vez en la atmósfera, pueden o no, reaccionar con el aire, constituyendo las moléculas que finalmente alteran la temperatura global

mediante cambios en la irradiación que entra y sale del planeta, es decir, el forzamiento de radiación (Ver Figura 1). El factor más importante en la causa del calentamiento global corresponde, con gran certeza, al CO₂ que es emitido directamente hacia la atmósfera (IPCC, 2013).

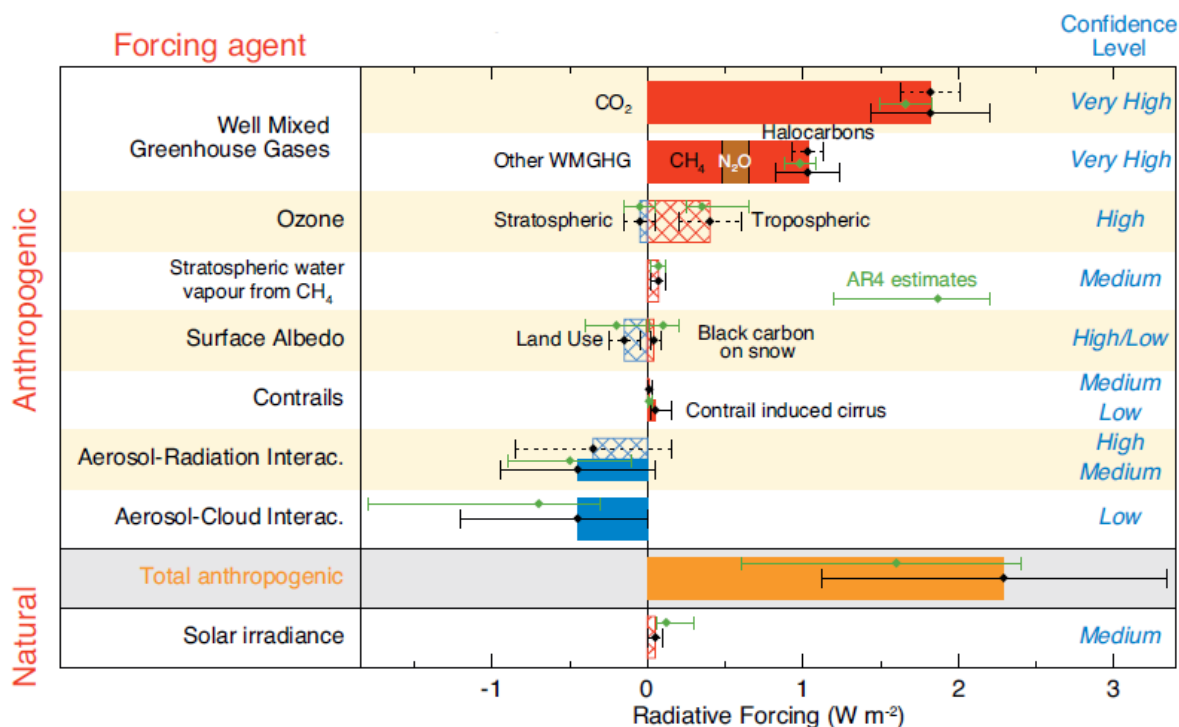


Figura 1. Forzamiento de radiación (Wm⁻²) entre años 1750 y 2011, según factor e impulsores asociados. Se muestran intervalos de confianza de 90%, en negro para resultados recientes y en verde resultados anteriores.

(Fuente: IPCC, 2013)

Si bien existen factores externos que pueden perturbar la temperatura media del planeta, como erupciones volcánicas y cambios en la irradiación solar (Ring, Lindner, Cross & Schelesinger, 2012), estas variables no son capaces de explicar la tendencia de aumento en la temperatura.

El uso de combustibles fósiles que liberan CO₂ directamente hacia la atmósfera (Global Climate Change, 2017a; Hossain, 2016; Ring et al., 2012; Massawe, 2012); las actividades industriales que generan distintos GEI, 2007; Massawe, 2012), el cambio en el uso de la tierra

debido a la agricultura (IPCC, 2013) y la desertificación (Hossain, 2016), que aumentan la luz reflejada por la superficie (Rial et al., 2004), son todas causas en mayor o menor grado del cambio climático. A lo anterior, se le debe agregar el crecimiento de la población, que por consecuencia lógica implica una mayor demanda energética a nivel mundial, y un mayor uso de los recursos.

Para confirmar la causa del calentamiento global se han realizado estudios mediante modelos estadísticos, como propone Ring et al. (2012), implementando 2 métodos; *Singular Spectrum Analysis* (SSA) y *Simple Climate Model* (SCM), los cuales tienen como entrada los datos de temperatura desde el siglo XIX. Ambos métodos entregan una tendencia de 0,8 °C, correspondiente al aumento de la temperatura media desde el periodo preindustrial, notando que la simulación del método SCM no muestra tal tendencia al quitar la intervención de las actividades humanas, es decir, al considerar solo causas naturales, concluyendo que la causa de la tendencia al menos desde el año 1976, se debe a cambios de origen humano.

Múltiples entidades científicas a nivel internacional han llegado a un consenso¹, aceptando que el calentamiento global es un problema real, contando con al menos un 97% de apoyo de las publicaciones de científicos que publican activamente sobre el tema climático, quienes afirman que es extremadamente probable que el calentamiento global se deba, en su mayor parte a actividades humanas (IPCC, 2013; Global Climate Change, 2017b).

El estudio de las distintas variables involucradas en el cambio climático a lo largo de los años, ha sido fundamental para llegar a resultados y conclusiones que de alguna forma permiten conocer cómo es que este fenómeno se ha desarrollado, motivo por el cual es necesario analizar la evolución del cambio en el tiempo.

¹ La lista con las asociaciones científicas que forman parte del consenso pueden encontrarse en la siguiente página: https://www.opr.ca.gov/s_listoforganizations.php

3.1.3. Evolución del cambio climático. El clima de la Tierra ha cambiado a lo largo de la historia, pudiendo afirmar que en los últimos 650.000 años han ocurrido 7 ciclos de avance y retroceso glacial, con el fin del último ciclo hace 7.000 años. La mayoría de estas variaciones climáticas son atribuidas a pequeños cambios en la órbita del planeta, cambiando la irradiación proveniente del sol (Global Climate Change, 2017c). Sin embargo, el actual incremento de la temperatura tiene su origen en la revolución industrial, con el descubrimiento y uso de combustibles fósiles, así como la explotación intensiva de recursos minerales (Rodríguez, 2007).

Es entre los años 1970 (Jones & Wigley, 1990) y 1980 (Rodríguez, 2007) que la temperatura media comienza a mostrar una tendencia de aumento constante a través de los años. Esto va de la mano con el aumento de GEI, especialmente el CO_2 , cuya concentración atmosférica antes de la revolución industrial no superaban los 280 ppm, llegando hasta los 400 ppm en el 2015 (Ver Figura 2), año en que se emitieron 35,9 Gt CO_2 (Hossain, 2016).

Aun así, existen autores que señalan que el efecto de la quema de combustibles fósiles es despreciable en el aumento de los niveles de CO_2 atmosféricos, comparado con factores como la respiración y descomposición de los seres vivos, además del carbono presente en el suelo, la actividad volcánica, y otros procesos químicos que producen CO_2 (Nelson & Nelson, 2016).

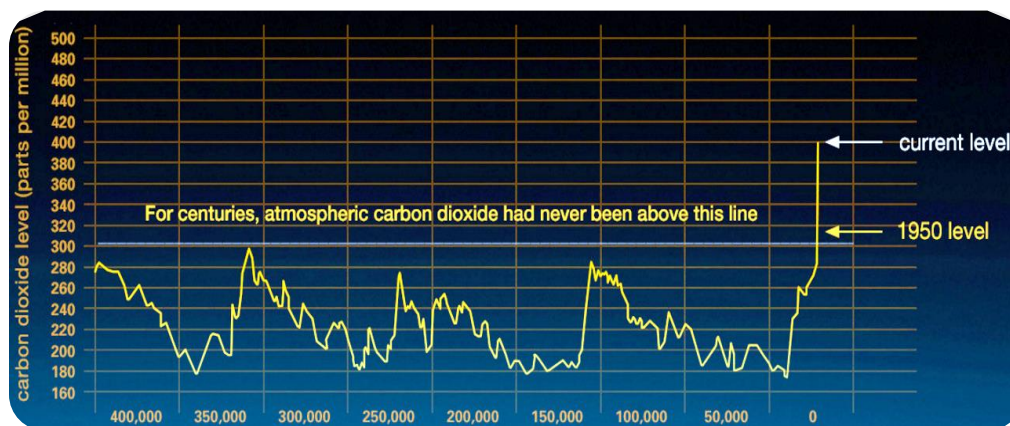


Figura 2. Concentración de CO_2 (ppm) en la atmósfera, a lo largo del tiempo (años).

(Fuente: Global Climate Change, 2017c)

El consumo de energía a nivel mundial tiene un gran impacto en la generación de CO₂ y por ende en el cambio climático, al menos desde la revolución industrial. Durante el año 2016, aproximadamente el 82% de la energía se obtuvo desde fuentes contaminantes (Watson et al., 2016), con baja variación en la tendencia en el tiempo (Ver Figura 3).

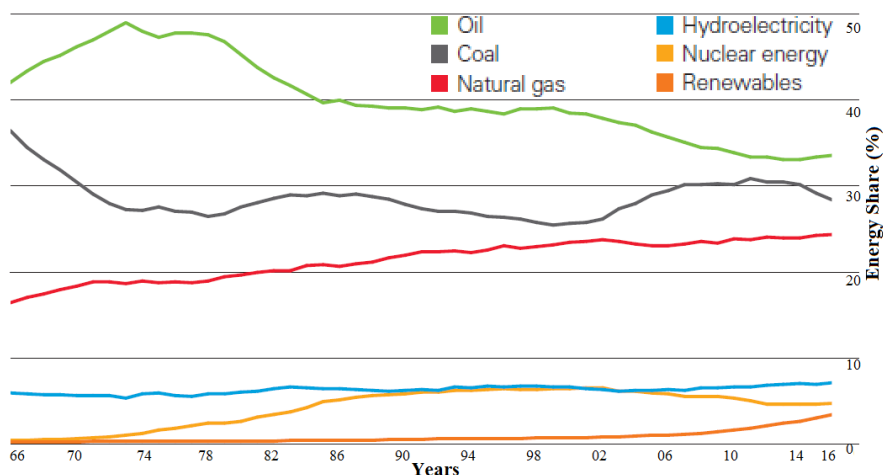


Figura 3. Participación de las distintas fuentes de energía de consumo primario entre los años 1966 y 2016.

(Fuente: BP p.l.c., 2017)

Se estima que el 65% de las emisiones de dióxido de carbono se debe a la quema de combustibles fósiles (Watson et al., 2016), siendo el carbón y el petróleo aquellas con mayor contribución en los últimos 50 años (Ver Figura 4). Por otro lado, el uso de fuentes renovables y energía nuclear se le asocia una muy baja emisión de GEI.

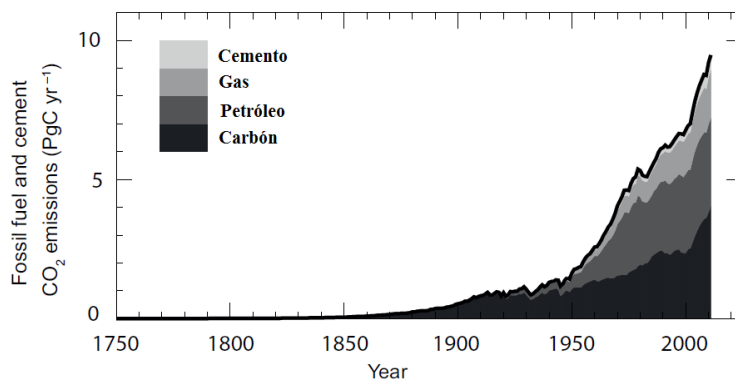


Figura 4. Emisiones antrópicas mundiales de CO₂ (PgC/año) en el tiempo (años) según origen.

(Fuente: IPCC, 2013)

Además de los combustibles fósiles, la producción de cemento también tiene un impacto significativo en la emisión de GEI, aumentando alarmantemente en los últimos 100 años. Se debe tener en cuenta, además, que el CO_2 que es emitido hacia la atmósfera no permanece inmóvil en esta, acumulándose gran parte en el mar y otra parte que es depositada en el suelo (Ver Figura 5), en donde puede reaccionar químicamente con otros compuestos (IPCC, 2013).

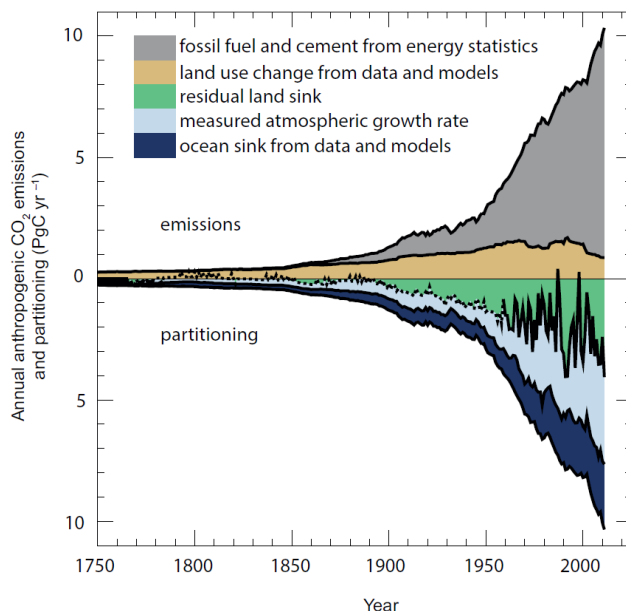


Figura 5. Emisiones antrópicas mundiales de CO_2 (PgC/año), según fuente de origen, y acumulación en los distintos medios a partir del año 1750, medido en el tiempo (años)

(Fuente: IPCC, 2013)

Alrededor del 50% del CO_2 de origen antrópico es almacenado en océanos y plantas (Watson et al., 2016), mientras que el resto permanece en la atmósfera. Si bien la temperatura no se encuentra constantemente en alza, observando variaciones aleatorias, esta ha demostrado una tendencia desde la mitad del siglo XX a la actualidad, aumentado entre 0,8 y 1 °C (Ver Figura 6), tal como plantea Global Climate Change (2017d) y Watson et al. (2016). Por otra parte, el cambio entre 1904 y 1944 y posterior enfriamiento hasta 1976, tiene una causa predominante de origen natural, debido a variaciones dentro del sistema (Hossain, 2016; Ring et al., 2012).

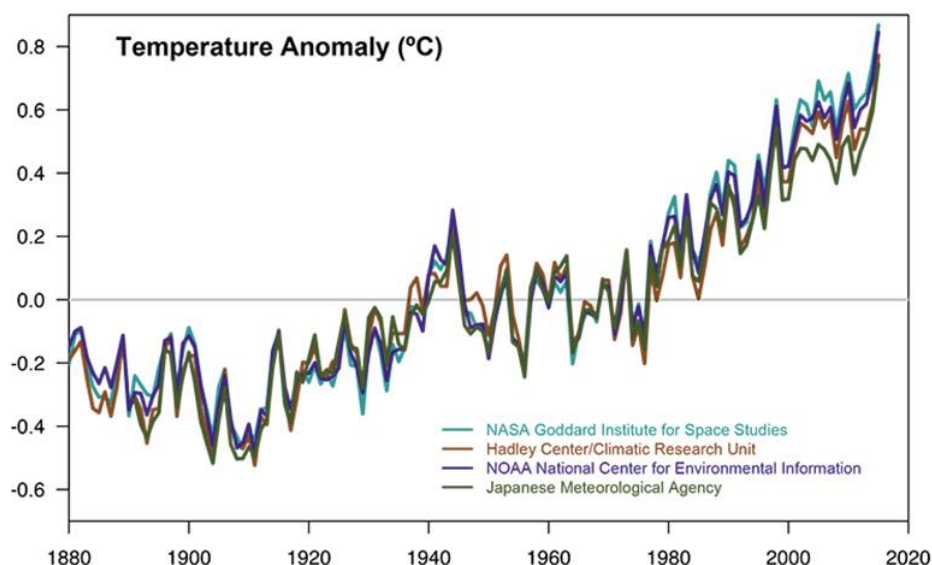


Figura 6. Variación de la temperatura promedio (°C) de la Tierra en el tiempo (años).

(Fuente: Global Climate Change, 2017b)

3.1.4. Evidencias del cambio climático. Se propone entonces que el calentamiento global es un problema que se origina con el aumento excesivo de GEI muy probablemente por intervención humana. Debido a la falta de conciencia y omisión de los efectos a largo plazo, es que las consecuencias, es decir, el cambio climático, ya se han comenzado a observar, afectando a personas y ecosistemas (Moncel, Joffe, McCall, Levin & WRI, 2011), doblando el número de eventos climáticos con respecto al año 1990 (Watson et al., 2016; Ver Apéndice A para mayor información de los efectos/evidencias). Evidencias recientes sugieren que tales cambios podrían tornarse más rápidos y en algunos casos ser irreversibles (Adedeji, Reuben & Olatoye, 2014).

El cambio climático también tiene repercusiones en el ámbito económico, representando un costo significativo a nivel mundial, incluyendo aspectos como la productividad laboral, agricultura y pesca. Para el año 2010 se calcula que las pérdidas correspondían aproximadamente al 1% del PIB mundial, es decir, alrededor de 700 billones de dólares considerando paridad del poder adquisitivo (PPP) respecto al mismo año. Independientemente del cambio climático, en el mismo año la economía basada en el uso intensivo de carbono tuvo un costo de 0,7% del PIB,

principalmente por efectos negativos que afectan la biodiversidad (DARA & Climate Vulnerable Forum [CVF], 2012).

3.1.5. Expectativas sobre el cambio climático. Al ser identificado en la década de los 80 el calentamiento global como un riesgo ambiental a nivel mundial, en conjunto con la extinción de especies y otros problemas, es que el tema ambiental tomó verdadera relevancia internacional, según afirma Carrizosa, como es citado en (Rodríguez, 2007).

Algunas consecuencias ambientales del cambio climático a largo plazo, asociadas a la situación actual de contaminación, además de empeorar aquellas ya evidenciadas, según Global Climate Change (2017e), se nombran a continuación:

- Cambios en los periodos de florecimiento de plantas, afectando la agricultura.
- Cambio de las condiciones climáticas en todo el mundo, presentando sequías y patrones de lluvia históricamente inéditos.
- Levantamiento del nivel del mar notablemente, hasta 4 pies para el año 2100.

Para el año 2030, se prevé que la economía mundial enfrente costos asociados al cambio climático que superen el doble del costo calculado para el año 2010 (Ver Tabla 1). Por otra parte, de continuar con la tendencia y hábitos actuales en cuanto al uso de carbono para la generación de energía, y la inestabilidad climática, se estima que esto provocará alrededor de 6 millones de muertes humanas, lo cual corresponde a un aumento de un 20% para el año 2030 con respecto al 2010 (DARA & CVF, 2012).

El grado actual del cambio climático permite afirmar que el mundo está comprometido a un aumento sustancial de la temperatura media en al menos 0,5°C respecto al año 2012, debido a una combinación de la inercia de los océanos, una respuesta lenta del ciclo de carbono ante una reducción de las emisiones de CO₂, y limitaciones sobre su reducción (DARA & CVF, 2012).

Tabla 1. *Costos de la economía basada en carbono. (Fuente: DARA & CVF, 2012)*

<i>Origen</i>	<i>Pérdidas, 2010</i>			<i>Pérdidas, 2030</i>
	<i>Billion PPP corrected USD</i>	<i>% PIB</i>	<i>Netas, % PIB</i>	<i>Netas, % PIB</i>
Cambio climático	696	0,9%	0,8%	2,1%
Carbono	542	0,7%	0,7%	1,2%
Total	1238	1,7%	1,6%	3,2%

Nota. PPP corrected USD = Dólares corregidos según paridad del poder adquisitivo.

Según advierten las Naciones Unidas en un informe reciente, los esfuerzos internacionales para mitigar el cambio climático en esta etapa son insuficientes para alcanzar el objetivo de mantener el calentamiento global por debajo de los 2,0 °C sobre los niveles preindustriales (Moncel et al., 2011). Este escenario es pronosticado para el año 2050, aun cuando las medidas propuestas en el Acuerdo de París se cumplan en su totalidad, bajo la premisa de que las emisiones de GEI para el año 2030 estarían por sobre el 33% de su valor límite (Watson et al., 2016; Ver Apéndice B para mayor información de las consecuencias y medidas de mitigación).

3.2. Energía en el Marco de un Desarrollo Sustentable

3.2.1. Energía como motor de la sociedad. Toda sociedad requiere servicios de energía para satisfacer las necesidades humanas básicas, tal como iluminación, calefacción, comodidad, movilidad y comunicación, siendo clave en los procesos productivos. La energía se ha convertido en la fuerza impulsora del crecimiento económico a partir de la revolución industrial, dada la automatización de los procesos, cambiando la energía humana por máquinas energizadas a partir de carbón, lo cual facilitó la producción en masa y mejoró la calidad de vida (Rashid, 2015).

Desde el año 2011 la demanda mundial de energía primaria ha aumentado en promedio alrededor de 1,8%, aunque el ritmo de crecimiento se ha desacelerado en los últimos años, con

grandes variaciones entre países. El crecimiento en la demanda se atribuye en gran parte a los países vías de desarrollo, mientras que en los países desarrollados crece lentamente o incluso ha disminuido (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN21], 2017).

La energía demandada se puede descomponer a grandes rasgos, según 3 sectores en los cuales es utilizada: sector industrial, transporte, y edificaciones comerciales y residenciales. A nivel mundial, las actividades industriales constituyen un 54% de la energía demandada, mientras que el porcentaje restante corresponde al transporte, con un 25%, y los sectores comercial y residencial con el restante 20% de forma aproximada (U.S. Energy Information Administration [EIA], 2016).

La electricidad, cuya participación como consumo final es de un 18%, es la forma de consumo de energía para uso final de mayor crecimiento, y lo ha sido durante décadas, puesto que los sistemas de energía han evolucionado desde pequeñas redes aisladas hasta mercados nacionales integrados e incluso mercados internacionales (U.S. EIA, 2016).

Las políticas han sido el principal impulsor de mejoras en eficiencia energética, con innovaciones tecnológicas y financieras que también juegan un rol importante. Un creciente número de países está fijando nuevas metas de eficiencia energética, adoptando nuevas políticas y estándares, actualizando las ya existentes e introduciendo nuevos incentivos financieros para reunir fondos adicionales. Muchas de las políticas buscan aprovechar la sinergia entre la eficiencia energética y las energías renovables (REN21, 2017).

3.2.2. Clasificación de las fuentes de energía. Antes de profundizar en el estudio de la energía, es pertinente definir y clasificar mediante ciertos criterios las fuentes de energía que se utilizan para satisfacer la demanda a nivel mundial. Según el grado de transformación de la

fuelle, se distinguen 2 tipos: primarias y secundarias (Fundación Chile & Ministerio de Energía, s.f.).

3.2.2.1. Fuentes primarias. Las fuentes primarias son aquellas que pueden ser utilizadas directamente a partir del estado en el cual se presentan en la naturaleza, sin necesidad de pasar por un proceso de transformación o conversión. Entre las fuentes primarias se encuentran el petróleo crudo, gas natural, carbón mineral, leña, biomasa, el sol, los vientos, las olas, los ríos y el calor geotérmico.

Una fuente primaria puede subclasificarse según sea o no renovable. Que sea renovable implica que el recurso que origina la energía pueda perdurar en el tiempo, es decir, que prácticamente no se agotan durante su proceso de transformación. Se consideran como fuentes renovables la energía solar, hídrica, eólica, geotérmica, marina, la biomasa y la combustión de hidrógeno (REN21, 2017; National Renewable Energy Laboratory, s.f.). Entre las fuentes no renovables se encuentran los combustibles fósiles y la energía nuclear.

3.2.2.2. Fuentes secundarias. Las fuentes secundarias abarcan aquellas que derivan de la transformación de fuentes primarias para su consumo. Algunas de estas son la electricidad generada, por ejemplo, en centrales termoeléctricas o hidroeléctricas, los combustibles derivados del petróleo obtenidos mediante destilación, y derivados del carbón mineral como coque y carbón vegetal.

3.2.3. “Low-carbon economies” como meta. La explotación del carbono es un hecho, y está asociada con los siguientes problemas: el agotamiento de los recursos a largo plazo, debido a su naturaleza limitada, y en segundo lugar la contaminación del ambiente. El problema que debe abordarse con mayor urgencia actualmente es el segundo.

Para el año 2016, por tercer año consecutivo las emisiones globales de CO₂ originadas por el uso de combustibles fósiles y la industria tuvieron un alza de 0,2%, encontrándose bajo la tendencia de crecimiento promedio de 2,2% anual observada durante la década pasada. Esta ralentización del crecimiento se debe en gran parte a la reducción del uso del carbón, así como también a los avances en eficiencia energética y el incremento en el uso de energía renovable (REN21, 2017).

A pesar de la reciente reducción en la producción de carbón, los precios globales relativamente bajos del petróleo y gas natural, así como los subsidios a combustibles fósiles, representan un reto para el crecimiento y consolidación de la energía renovable. Es por esto que a nivel internacional se ha acordado la reducción gradual de tales subsidios, compromiso al cual se han sumado más de 50 países para fines del año 2016 (REN21, 2017).

“El cambio a una sociedad de bajo uso de carbono puede ayudar la reducción de GEI, mejoría en las condiciones para la salud de las personas y la creación de empleos verdes” (Adedeji et al., 2014). Es reconocido a nivel mundial que la eficiencia energética, al igual que una correcta implementación de energías renovables, juegan un rol clave en la reducción de contaminantes, mejorando incluso la seguridad del suministro (IPCC, 2013).

Una economía baja en carbono se basa en una tecnología homónima, que según Lv y Qin (2016) puede clasificarse en 5 tipos: de reducción, remoción, administración del carbono, conservación y reciclaje de recursos, y tecnología libre de carbono. Esta última clasificación incluye tecnologías asociadas a la obtención de energía de fuentes renovables. La adopción de estas tecnologías pretende lograr un desarrollo equilibrado entre la naturaleza, las personas y el crecimiento económico.

El impacto que tienen las emisiones de GEI causadas por la generación de electricidad es de gran magnitud, puesto que los combustibles fósiles constituyen más de la mitad de las fuentes en términos de potencia (Ver Figura 7).

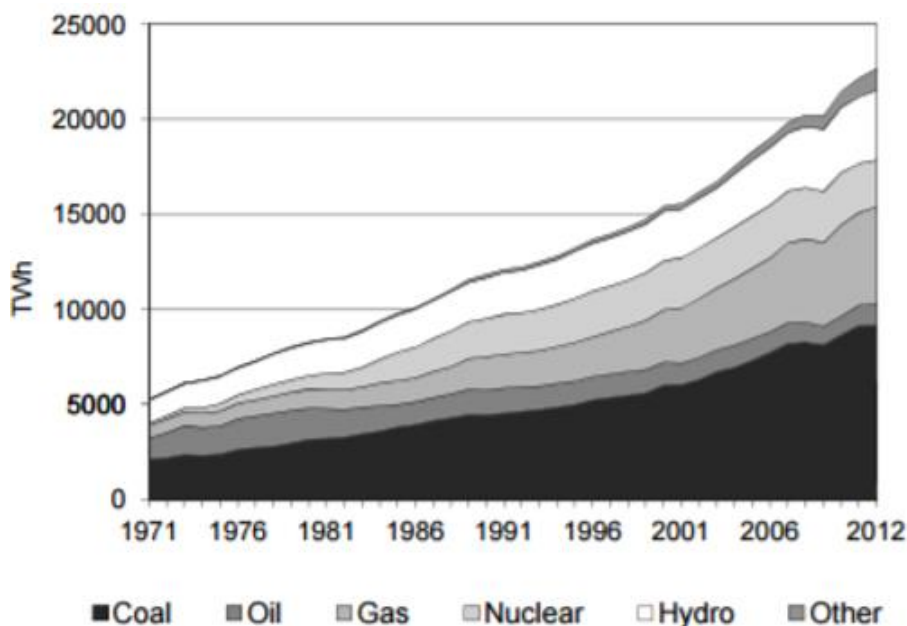


Figura 7. Generación de electricidad (TWh) mundial según fuente en el tiempo (años).

(Fuente: International Energy Agency [IEA], 2016a)

A menudo se ha indicado que la eliminación del carbono del sector de generación de electricidad es una opción atractiva de mitigación, en términos de potencial de mitigación de CO₂ y rentabilidad, debiendo adaptar las estrategias según las capacidades y recursos de los cuales dispone cada región (Takeshita, 2013).

Los frentes de batalla para una mayor reducción de las emisiones se encuentran por ende en el sector eléctrico, a través del desarrollo de las energías renovables, de la energía nuclear (donde sea políticamente aceptable) y de la captura y el almacenamiento de CO₂; un fuerte impulso para una mayor electrificación y para mejorar la eficiencia energética de todos los sectores de uso final; y un esfuerzo de investigación y desarrollo en materia de energía limpia por parte de los gobiernos y las empresas (IEA, 2016b).

De acuerdo al IPCC, se emiten mundialmente 27 Gt CO_{2e} al año, y 32,5 Gt durante el 2017 (IEA, 2018), tal que el 37% de estas corresponde a generación eléctrica, la cual se espera que aumente en 43% en los próximos 20 años. Para satisfacer tal demanda se requerirán nuevas plantas generadoras, lo cual representa una oportunidad para limitar las emisiones de GEI (World Nuclear Association [WNA], 2011).

La organización IEA, como es citado en Ministerio de Energía (2015), propone distintos escenarios de calentamiento global hacia el 2050, distinguiéndolos según la composición de la matriz eléctrica mundial (Ver Figura 8). Un primer escenario se basa en seguir generando energía como es de costumbre, para lo cual habría un aumento de 6°C sobre el periodo preindustrial al año 2050. Por otra parte, el mejor escenario supone el aumento de 2°C, para lo cual se reduce significativamente el uso de carbón a 8% de la potencia total, aumentando la potencia nuclear a un 17%, y las energías renovables con al menos un 53% de participación.

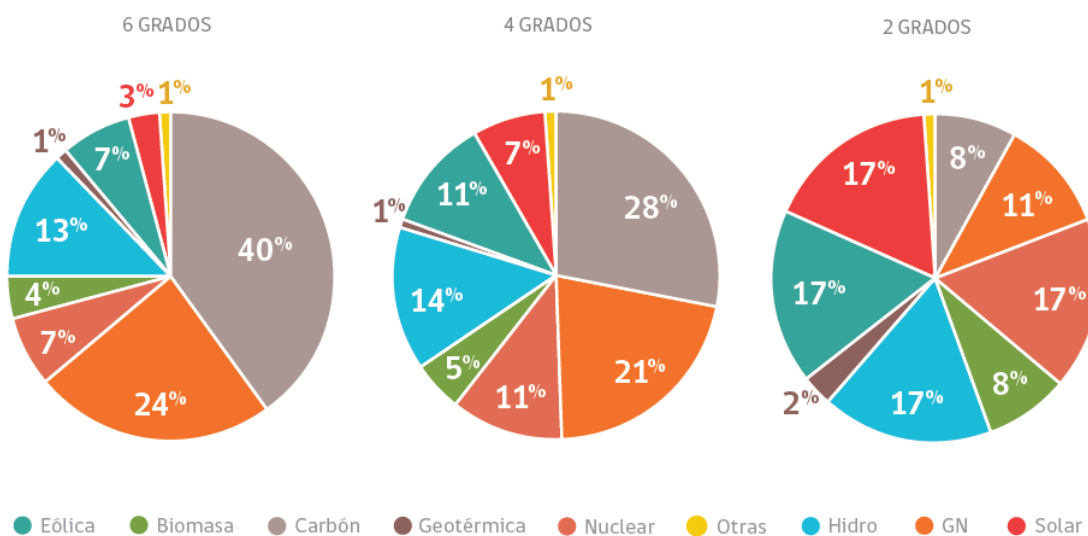


Figura 8. Escenarios de matrices eléctricas en el mundo al 2050.

(Fuente: Ministerio de Energía, 2015)

3.2.4. Energía renovable. Es ampliamente conocido que hoy en día, la mejor opción (en cuanto a costos y emisiones) para hacer frente a la creciente demanda de energía, es la energía

nuclear. Sin embargo, el desastre ocurrido en Fukushima en el año 2011 sorprendió al mundo. El impacto catastrófico de la radiación dañó una gran área, de tal forma que podría tomar entre 30 y 40 años para eliminar los efectos, lo cual lleva a los gobiernos a reconsiderar el uso de esta debido a los riesgos que presenta (Rashid, 2015).

Por otra parte, las energías renovables son una alternativa relativamente limpia y atractiva de acuerdo al potencial de cada territorio y el nivel de desarrollo de la tecnología. “Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales (ERNC), dependiendo del grado de desarrollo tecnológico que presenten para su aprovechamiento y su participación en los mercados energéticos” (Ugalde, 2012).

Todas las energías renovables son de baja emisión de carbono, teniendo un menor impacto ambiental que los combustibles fósiles (Ver Tabla 2), siguen estando sujetas a cambios en el entorno y contaminación de distinta índole, los cuales se deben reconocer al momento de evaluarlas como alternativas para así mitigar sus efectos (Rashid, 2015).

Tabla 2. *Ciclo de vida de intensidad de las emisiones de GEI según fuente, medido en t CO₂e/GWh. (Fuente: WNA, 2011)*

<i>Tecnología</i>	<i>Media</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>
Lignito	1054	790	1372
Carbón	888	756	1310
Petróleo	733	547	935
Gas natural	499	362	891
Solar fotovoltaica	85	13	731
Biomasa	45	10	101
Nuclear	29	2	130
Hidroeléctrica	26	2	237
Eólica	26	6	124

Nota. Los valores son solo representativos, pudiendo variar por distintos factores como, por ejemplo, la ubicación de la planta.

Dentro de las energías renovables convencionales, la energía hidráulica a gran escala es la que tiene mayor difusión, y se debe principalmente a que representa un potencial conocido,

existiendo capacidades y experiencia en esta tecnología, con una rentabilidad relativamente alta, dado los bajos costos respecto a otras fuentes para la generación de electricidad (Ver Figura 9).

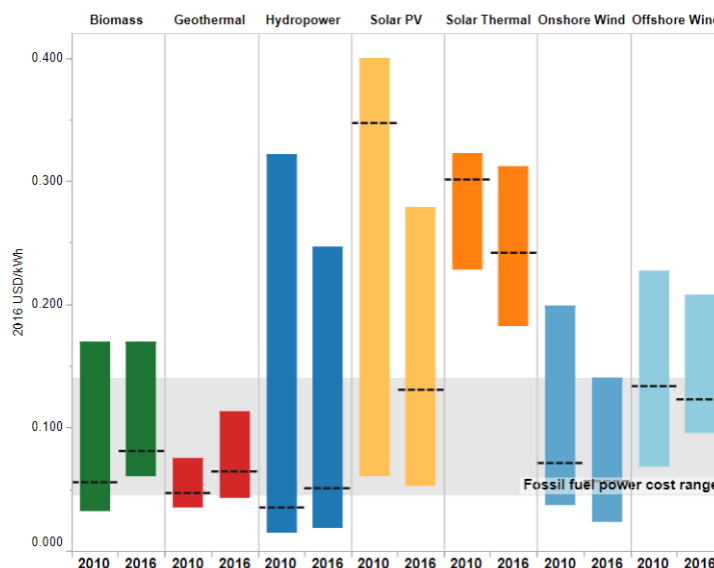


Figura 9. Costo nivelado eléctrico (USD/kWh) según fuentes de energía, en los años 2010 y 2016.

(Fuente: International Renewable Energy Agency [IRENA], 2016)

Las ERNC son aquellas que aún no forman un estándar en las tecnologías generadoras, dentro de este tipo se consideran energías: geotérmica, eólica, solar, marina y proveniente de la biomasa. También entra en esta calificación el aprovechamiento de la energía hidráulica en pequeña escala (Ugalde, 2012).

Dado que los recursos utilizados para el aprovechamiento de las ERNC le pertenecen al país y que éstos tienen un bajo impacto ambiental en comparación a las fuentes convencionales, es que las ERNC son una alternativa viable para aumentar la autonomía, seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental en las nuevas políticas energéticas del país (Ugalde, 2012), además de crear nuevos empleos y ofrecer una oportunidad para participar en una nueva industria (Goldemberg & Teixeira, 2004).

3.2.4.1. Tendencias actuales. Para el año 2015 la energía renovable representó un estimado de 19,3% de la energía final consumida a nivel mundial, con un 9,1% correspondiente a

la combustión de biomasa tradicional, y el resto a otras tecnologías renovables modernas (Ver Figura 10).

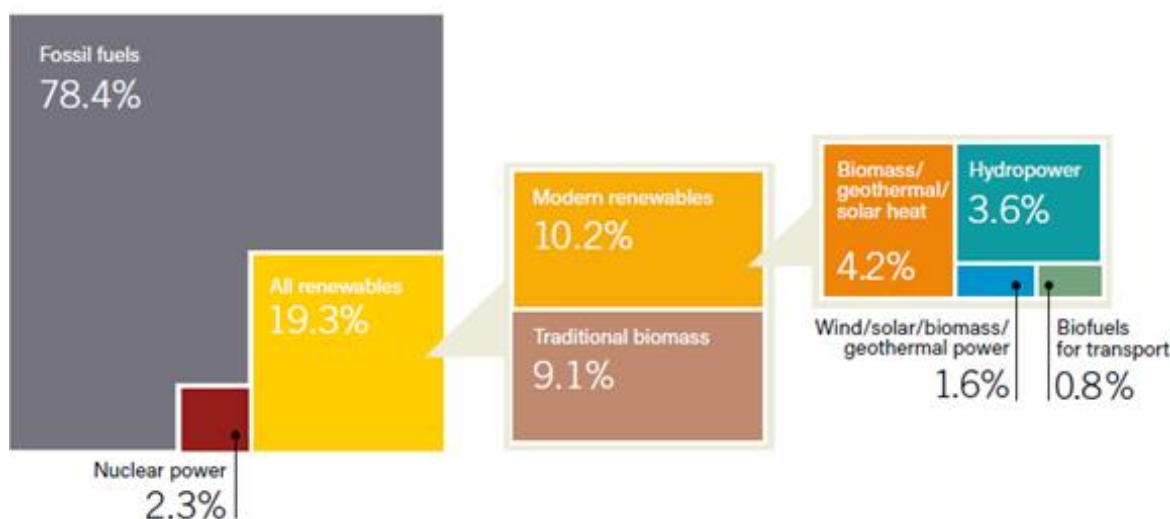


Figura 10. Cuota estimada del consumo total final de energía renovable en el año 2015.

(Fuente: REN21, 2017)

El año 2016 está marcado por la menor inversión global en energía renovable (nuevas inversiones) desde el 2013, excluyendo la hídrica a gran escala. Esto representa una baja del 23%, no obstante, la capacidad eléctrica renovable instalada compone el 55% del aumento de la capacidad anual, una proporción récord para las energías renovables (Frankfurt School of Finance & Management gGmbH, 2017).

A pesar de que el sector de energía renovable ha crecido de forma significativa en los últimos años, particularmente la energía solar fotovoltaica y eólica, su participación relativa en la demanda total ha estado entre el 16,5% y 18,5% desde hace más de 2 décadas (Ver Figura 11).

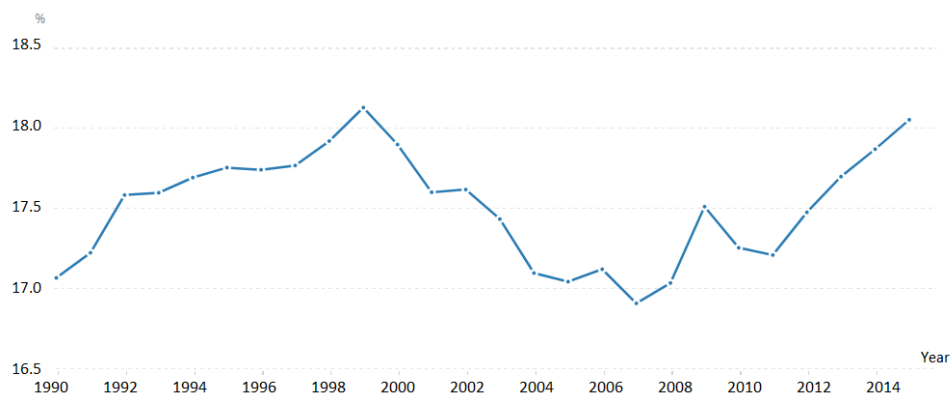


Figura 11. Porcentaje del consumo de energía final para la energía renovable, en el tiempo.

(Fuente: The World Bank Group, 2018)

El esfuerzo en el desarrollo de energías renovables en los últimos años ha estado enfocado primariamente en la energía solar y eólica, de modo que las nuevas inversiones en ambas componen aproximadamente un 95% de un total de US\$279,8 billones, sin considerar la hidráulica a gran escala (Ver Figura 12). Esto explica su creciente participación, así como también la disminución en el costo de generación por unidad de energía (Frankfurt School of Finance & Management gGmbH, 2017; REN21, 2017).

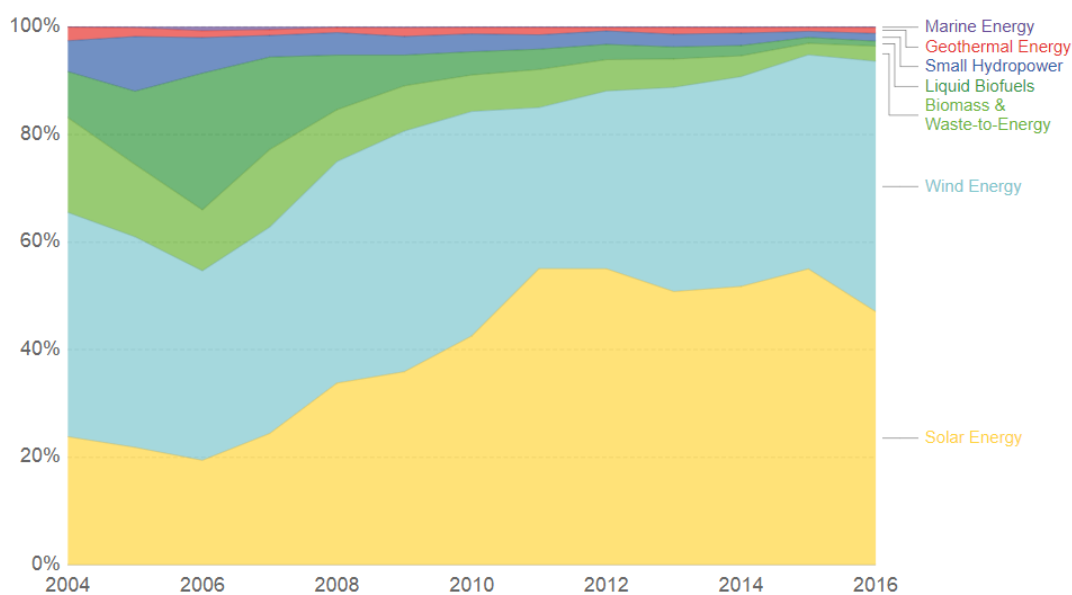


Figura 12. Porcentaje de inversión en energías renovables en el tiempo

(Fuente: Ritchie & Roser, 2018)

Si bien la energía renovable ha crecido, no ha sido capaz de obtener una participación relativa significativamente mayor, ya que las demás fuentes de energía también han crecido en conjunto con la demanda energética (Ver Figura 13).

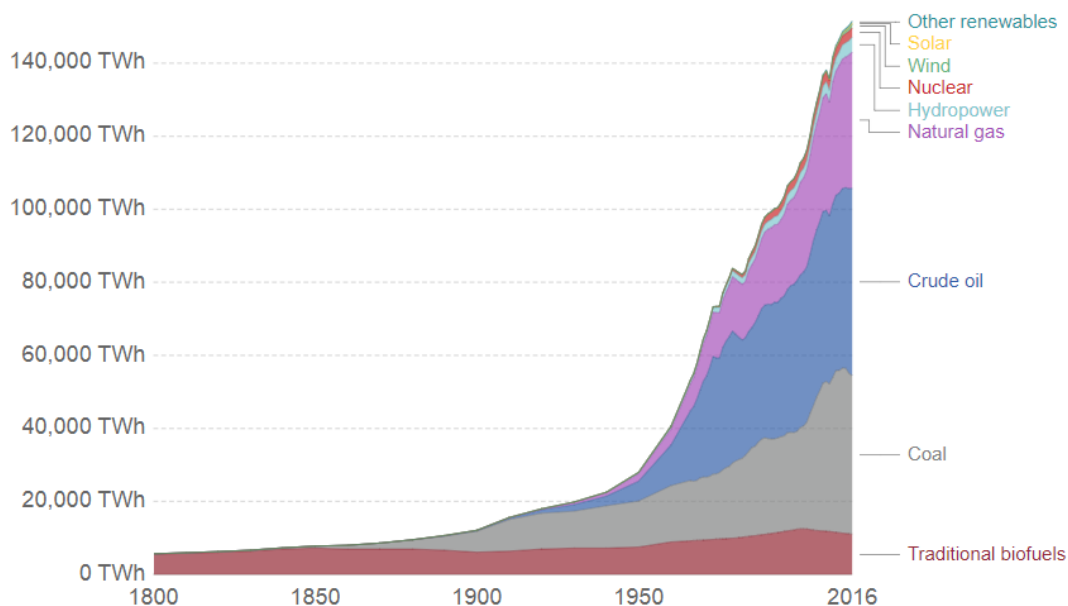


Figura 13. Energía primaria consumida total (TWh) en el mundo, entre años 1800 y 2016.

(Fuente: Ritchie & Roser, 2018)

En la actualidad existen tecnologías capaces de convertir en energía eléctrica cualquier tipo de energía renovable (Center for Climate and Energy Solutions [C2ES], s.f.), aunque estas corresponden a una parte pequeña de la matriz mundial, exceptuando la energía hídrica.

Impulsado por la reducción de los costos de las tecnologías, políticas de seguridad y sostenibilidad energética, y la mejora de la calidad del aire, durante el año 2016 ocurre el mayor aumento en capacidad eléctrica renovable, llegando a un 24,5% del total, siendo 16,6% proveniente de energía hídrica, y menor al 0,4% en el caso de la oceánica (Ver Figura 14). Este aumento se da especialmente en países en desarrollo y China, siendo este último el desarrollador más grande de energía eléctrica y calor renovables, durante los últimos 8 años (REN21, 2017).

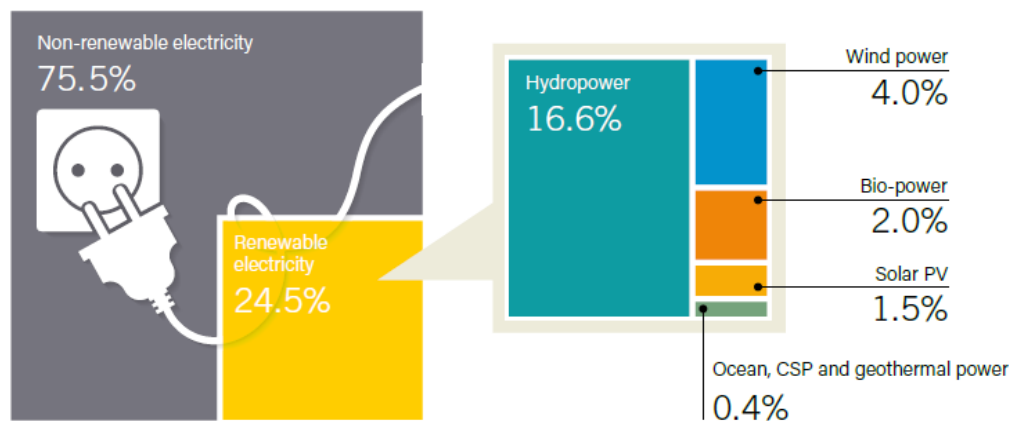


Figura 14. Cuota estimada de energía eléctrica total producida, a fin del año 2016.

(Fuente: REN21, 2017)

El sector eléctrico tiene el mayor impacto en el crecimiento de energía baja en carbono, aumentando su capacidad en 6,3% anual en el 2017, llegando a un 25% de participación renovable (IEA, 2018).

3.3. Energía en Chile

La demanda energética per cápita en Chile presenta una tendencia al alza desde finales de la década de los 80, sobrepasando la tasa de crecimiento de otros países perteneciente a la OCDE, de Sudamérica y Caribe (Ver Figura 15). Además, al menos hasta el año 2014, posee el mayor consumo eléctrico per cápita de Latinoamérica (Banco Mundial, s.f.). Lo anterior se le atribuye al proceso de desarrollo en el cual se encuentra el país, requiriendo una mayor cantidad de energía y teniendo como consecuencias presiones y riesgos al aprovisionamiento de la energía que se requerirá en el futuro (Ministerio de Energía, 2015).

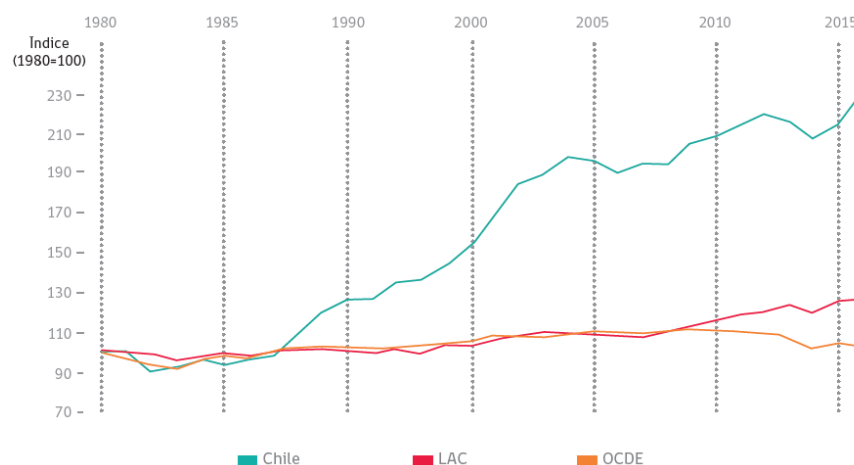


Figura 15. Tasa de crecimiento del consumo energético per cápita para diferentes países.

(Fuente: Ministerio de Energía, 2015)

3.3.1. Matriz energética. Para conocer en detalle la oferta y demanda de energía en Chile es de utilidad analizar la matriz energética, la cual representa la composición de la energía utilizada en Chile, y para su estudio se consideran 2 tipos, una matriz primaria y otra secundaria.

La matriz primaria corresponde a la energía suministrada en el país, considerando la producción de recursos energéticos en Chile y también los flujos de importación y exportación. Esta ha crecido en 13% desde el año 2006 hasta el 2016, con alzas y bajas en el transcurso, notando un alza de 7,0% entre el 2015 y 2016 (Comisión Nacional de Energía [CNE], 2017a).

Desde el año 2006, se ha modificado la composición de la matriz energética siendo los cambios más notables con respecto al 2016: un aumento de 64% en el uso de biomasa; una disminución en el uso de gas natural y petróleo crudo de entre 22 y 23 % en cada uno; un aumento absoluto de 1,5 veces en el uso de carbón, y la inclusión de biogás, energía solar y eólica (anteriormente ≈ 5 Tcal) a la matriz (Ver Figura 16).

En los últimos años la matriz primaria ha estado compuesta por alrededor de un 70% de combustibles fósiles (CNE, 2017a), de los cuales una gran parte son importados, por ejemplo, para el año 2014 el porcentaje de combustibles importados es de 95% para el petróleo, 83% del

carbón y 81% del gas natural (Deloitte, 2016a). Lo anterior vuelve al país altamente dependiente del mercado externo, siendo vulnerable ante la volatilidad de los precios de estos combustibles (Deloitte, 2016a).

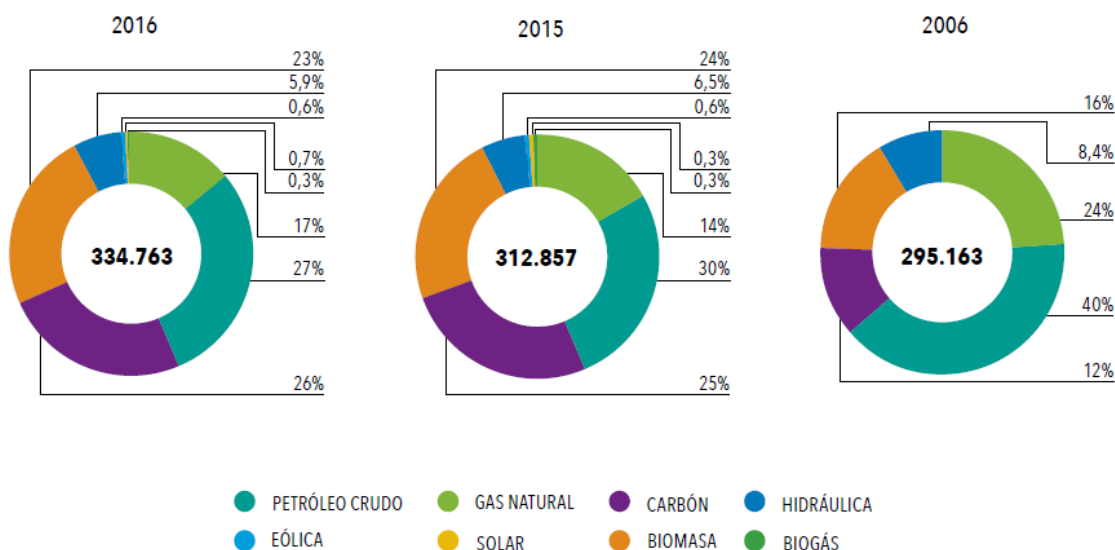


Figura 16. Energía primaria total suministrada en Chile (Tcal) y composición.

(Fuente: CNE, 2017a)

La matriz secundaria o de consumo final, obtenida desde el balance nacional de energía, representa el comportamiento del consumidor. En este caso existe un aumento del 18% entre los años 2006 y 2016, con una clara tendencia desde el 2010 (Ver Figura 17).

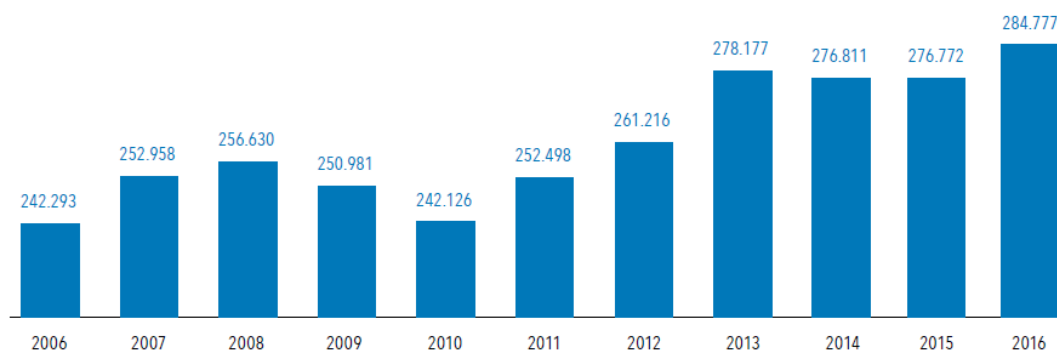


Figura 17. Evolución del consumo final de energía (Tcal) en el tiempo (años).

(Fuente: CNE, 2017a)

Entre el 2006 y 2016 no hay grandes cambios en la composición de la matriz de consumo final, siendo lo más notable el aumento en el uso de petróleo diésel en 7 puntos porcentuales, reduciendo en igual proporción el uso de sus derivados. Por otra parte, se observa un aumento de 3 puntos en el consumo eléctrico, equivalente a 17.567,9 Tcal (20,4 TWh; Ver Figura 18).

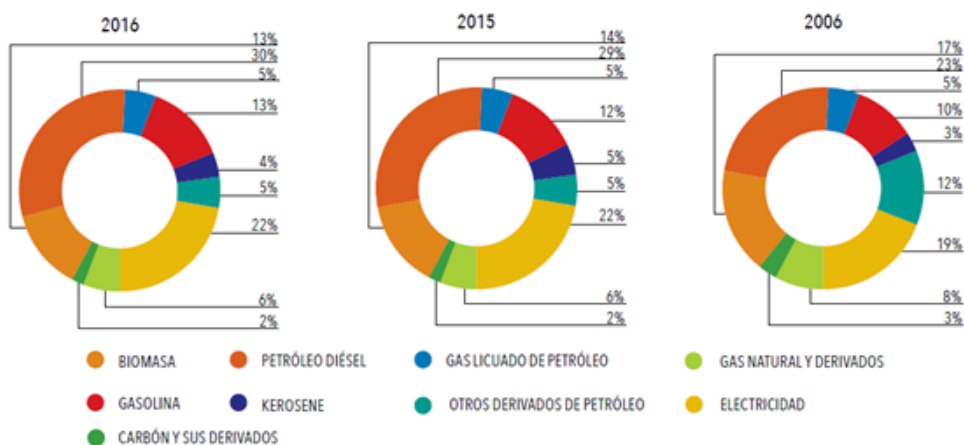


Figura 18. Energía de consumo final total en Chile (Tcal) y composición.

(Fuente: CNE, 2017a)

3.3.1.1. Matriz generadora eléctrica. Para abril del año 2018, la matriz eléctrica del SEN está compuesta, en términos de potencia, por un 46,3% de tecnología de generación basada en recursos renovables, y el restante 53,7% corresponde a centrales termoeléctricas en base a carbón, gas natural y derivados del petróleo (Ver Figura 19), una baja comparado con un 58,1% durante el año 2016. Un 17,35% de la capacidad total corresponde a ERNC, siendo las energías solar y eólica las que tienen mayor participación.

Además, se encuentran en construcción 33 centrales, las cuales suman una potencia de 1.839 MW de energía renovable, con un 55,6% de ERNC (Generadoras de Chile, 2018a).

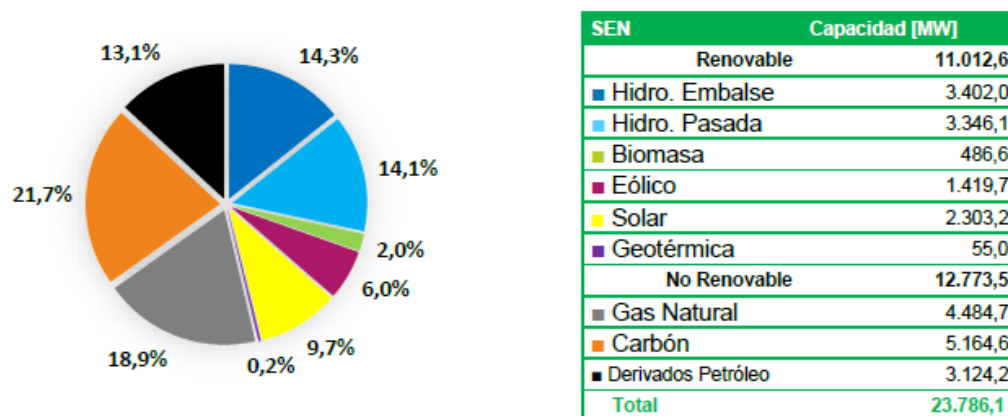


Figura 19. Composición matriz generadora chilena para abril del 2018.

(Fuente: Generadoras de Chile, 2018a)

3.3.1.2. Visión a futuro de la matriz. Hoy más que nunca, Chile requiere de un sector energético en donde se consideren, junto con los aspectos tecnológicos y técnico-económicos, la visión y expectativas de las comunidades locales en torno al medio ambiente y al desarrollo. Esta nueva realidad hace necesario crear y consensuar nuevas formas de colaboración entre las comunidades; las empresas y el Estado, con el fin de asegurar que el desarrollo de nuevos proyectos vaya de la mano también con un mayor desarrollo en directo beneficio de las comunidades locales (Ministerio de Energía, 2015).

Entre las metas para la energía en Chile en el año 2035 se encuentran (Ministerio de Energía, 2015):

- El total de los proyectos energéticos desarrollados en el país cuenta con mecanismos de asociación comunidad/empresa, que contribuyen al desarrollo local y un mejor desempeño del proyecto.
- Al menos el 60% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.
- Al 2030, el país reduce al menos un 30% la intensidad de sus emisiones de GEI respecto al año 2007.

- Estar entre los 5 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico, a nivel residencial e industrial.

El gobierno de Chile propone que los atributos más importantes para avanzar hacia una energía sustentable son la confiabilidad del sistema energético, la inclusividad y competitividad de la economía, e igualmente importante la sostenibilidad ambiental. Para lograr los objetivos y metas propuestos, se consideran los siguientes pilares que sustentan la visión a largo plazo (Ministerio de Energía, 2015):

- Seguridad y calidad del suministro, contando con un sistema energético robusto, que es capaz de gestionar los riesgos, enfrentando contingencias y externalidades de gran magnitud. Incorporación de nuevas tecnologías, permitiéndole una mayor flexibilidad.
- Energía como motor de desarrollo, generando oportunidades de desarrollo económico y logrando precios de energía competitivos. Por otra parte, el sector energético está abierto a aplicar nuevas tecnologías de producción y consumo eficiente, y desarrollo de capital humano.
- Energía compatible con el medio ambiente, contando con infraestructura y procesos que tienen bajo impacto en los ecosistemas, evitando, mitigando y compensándolos, cumpliendo los límites internacionales establecidos para un futuro climático seguro.
- Eficiencia y educación energética, difundiendo hábitos y una cultura energética responsable, en donde los usuarios tienen conciencia del uso eficiente de la energía.

3.3.2. Organización del sistema eléctrico. El territorio continental de Chile posee 3 sistemas eléctricos independientes, los cuales abastecen a distintas zonas. De sur a norte, se tienen los siguientes: Sistema de Magallanes (SEM), el cual provee electricidad para la Región de Magallanes y la Antártica Chilena; el Sistema de Aysén (SEA), que abastece la Región de

Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y entre la Isla de Chiloé y Arica se encuentra el Sistema Eléctrico Nacional ([SEN]; Generadoras de Chile, s.f.). Adicionalmente se encuentran los sistemas medianos de Los Lagos, Cochamó y Hornopirén, y otros sistemas aislados (Ministerio de Energía, 2105).

El SEN se forma en el año 2017 dada la unificación de los antiguos sistemas del Norte Grande e Interconectado Central, abarcando 3.100 km de longitud, con una capacidad eléctrica instalada de 24.000 MW, correspondiente a más del 99% del total (Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.).

La máxima autoridad, encargada del diseño de las políticas, planificación y disposiciones legales y reglamentarias es el Ministerio de Energía, mientras que la administración y coordinación de los servicios públicos de energía está a cargo de la Subsecretaría de Energía.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía (CNE), servicio público independiente, se encarga de la regulación técnica y económica del sector de energía, mientras que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) tiene un rol fiscalizador, supervisando y controlando el cumplimiento del marco legal. Tanto la CNE como la SEC apoyan al Ministerio de Energía, debiendo informar a este con respecto a los temas que a cada uno le conciernen (International Atomic Energy Agency [IAEA], 2017).

3.3.2.1. Industria y mercado eléctrico. La industria eléctrica es completamente privada y es regulada por políticas energéticas estatales que velan por la seguridad y sustentabilidad de la energía, sin dejar de lado la competitividad (IAEA, 2017). La industria es de carácter abierto y competitivo, debiendo permitir el acceso a terceros, y conexión a cualquier generador que cumpla con las leyes de medio ambiente, de corriente eléctrica, de construcción y estándares técnicos (IAEA, 2017). Lo anterior se conoce como principio de acceso abierto, y es aplicado

sobre líneas de transmisión, distribución y subtransmisión dentro del área de concesión del proyecto generador (León, Vasquez, Vasquez, Dharmawidjaja & Jiménez, 2014).

Un proyecto de generación debe cumplir con la norma técnica de conexión y operación en media tensión (NTCO) si se conecta a la red de distribución, y la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSCS) de conectarse directamente a transmisión, debiendo tramitar los permisos en la SEC en ambos casos (Ministerio de Energía, en Versalovic, 2011). En caso de conectarse a distribución, la empresa generadora debe cubrir con el costo de los equipos eléctricos adicionales requeridos, siendo la empresa distribuidora la que debe ejecutar las obras. Mientras que, de conectarse a transmisión, los costos de conexión se integran en el cobro del peaje por uso de la red (Versalovic, 2011).

En cuanto al precio final al consumidor, contempla un precio de nudo, fijado por la CNE de forma semestral, y cargos por distribución y transmisión de energía. Aquellos clientes con una potencia contratada mayor a 500 kW pueden optar al pago de una tarifa a elección (IAEA, 2017).

Una empresa generadora de electricidad puede comercializar su energía dentro de los siguientes mercados (IAEA, 2017):

- Mercado de grandes consumidores (potencia mayor a 5.000 kW), acordando un precio con clientes libres (no regulados).
- Mercado de empresas distribuidoras, vendiendo la energía a precio de nudo, la cual será entregada finalmente a consumidores regulados.
- Centro de Despacho Económico de Carga, el cual supone un costo marginal horario fijado por el mismo organismo. Este mercado se basa en la transacción entre generadores con excedente y déficit de energía.

En los últimos años el precio de la energía eléctrica ha sido sostenidamente alto, lo cual se le atribuye principalmente a la sustitución no planificada del gas natural proveniente desde Argentina por diésel, y posterior interrupción del suministro de gas; la volatilidad de los precios de combustibles fósiles importados por Chile; problemas para concretar proyectos de generación, y períodos de sequía prolongados que afectan la generación hidroeléctrica (Ministerio de Energía, 2015).

3.3.3. Contaminación del aire. El aire es capaz de retener y transportar gases y partículas que son perjudiciales para los seres vivos, lo cual podría ser evitado o mitigado para mantener tales concentraciones en un nivel seguro. Este es el caso de los conocidos GEI, y aún más importante en territorio nacional, las partículas en suspensión (“material particulado” o MP).

Las emisiones *netas* nacionales totales de GEI para el año 2013 se estimaron en 70.054,4 Gg CO₂eq, equivalente al 63,7% de las emisiones brutas, tal que el sector de energía contribuye con el 69,6% del balance. Esto debido al uso de combustibles fósiles principalmente para la generación de electricidad (Ver Figura 20), cuya cuota es del 45,3%, seguido del transporte con 28,9% (Ministerio del Medio Ambiente, 2017a).

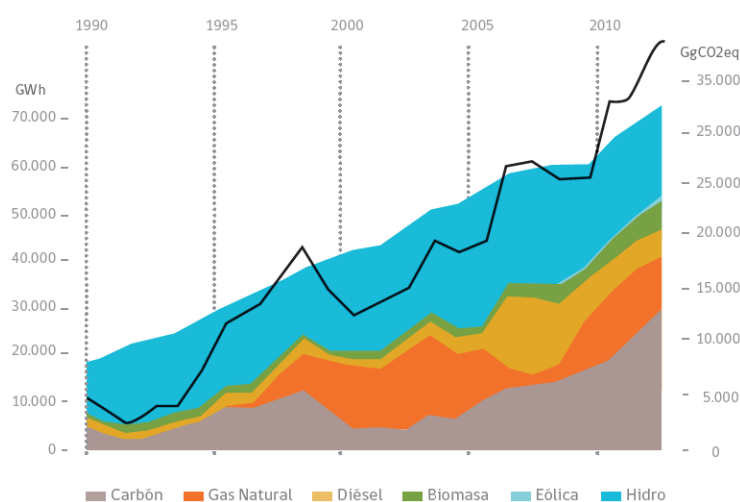


Figura 20. Generación eléctrica por fuente, y emisiones de GEI serie 1990-2013.

(Fuente: Ministerio de Energía, 2015)

En cuanto a emisiones netas per cápita, Chile está cercano al promedio mundial, con 4,0 t CO₂eq/habitante (año 2013), emitiendo 6,2 t CO₂eq/habitante sin considerar los sumideros de absorción de estos gases, como lo son las tierras forestales. Ambos indicadores muestran una tendencia creciente en el periodo 1990-2013 (Ver Figura 21).

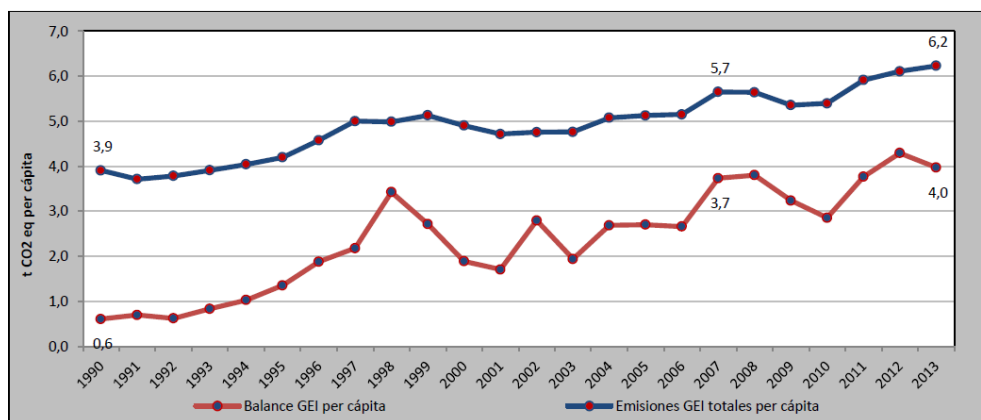


Figura 21. Balance y emisiones totales de GEI per cápita (t CO₂eq/habitante), serie 1990-2013

(Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, 2017a)

Dentro del país, las fuentes de emisión de MP_{2,5} corresponden principalmente al uso de calefacción a leña, con una participación relativamente baja de centrales termoeléctricas y fundiciones de cobre, dependiendo de la región (Ministerio del Medio Ambiente, 2017b).

La Organización Mundial de la Salud (OMS) propone que los límites de MP_{2,5} y MP₁₀ presentes en el aire, medidos de forma anual, no deberían sobrepasar los 10 y 20 µg/m³ respectivamente, sin descartar que fuese favorable mantener estos límites lo más bajo posible para la salud humana (OMS, 2005). Por su parte, la legislación nacional declara norma de calidad primaria que la concentración de MP_{2,5} promedio en 3 años consecutivos no debe superar los 20 µg/m³ (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile [BCN], 2012). Análogamente, la concentración de MP₁₀ no puede superar los 50 µg/m³ (BCN, 2015a).

La contaminación por partículas en suspensión representa el mayor desafío ambiental en Chile, destacando aquellas partículas con un diámetro de 2,5 µm o menor, siendo las más

dañinas para la salud de la población, y estando presentes en mayor concentración en las zonas central y sur (Ver Figura 22). Al no cumplir los estándares de calidad del aire, se estima que al menos 10 millones de personas están expuestas a concentraciones de MP2,5 superiores a los 20 μg por periodos prolongados, resultando en la muerte prematura de más de 4.000 personas a causa del desarrollo de enfermedades cardiopulmonares (Ministerio del Medio Ambiente, 2016).

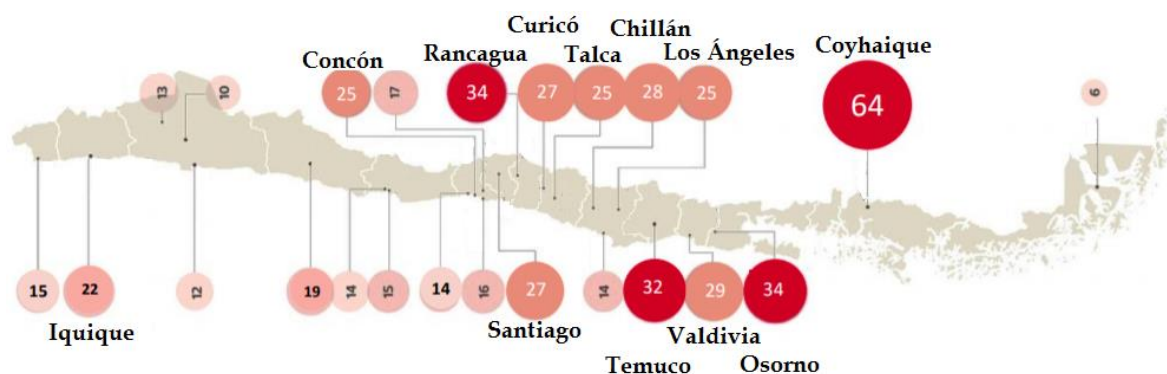


Figura 22. Promedio anual de partículas en suspensión MP2,5 en Chile, medido en $\mu\text{g}/\text{m}^3$. (Cifras son solo representativas de la actualidad, ya que no se menciona el año específico de cada medición)

(Fuente: Generadoras de Chile, 2018c)

El problema es similar en cuanto al MP10, debido a que para el año 2016, alrededor del 50% de las estaciones de monitoreo de MP10 detectaron mediciones que anualmente sobrepasan la norma chilena, obteniendo las mayores concentraciones en el valle central y el extremo sur (Ministerio del Medio Ambiente, 2017b; Ver Apéndice C para información sobre normas de calidad primarias).

Existen además otros contaminantes, como los NO_x y el SO_2 . El primero es precursor del smog fotoquímico y la lluvia ácida, originándose en su mayor parte, en generadoras termoeléctricas, móviles y ciertos procesos industriales, presentando las mayores concentraciones en las regiones de Antofagasta, Bio Bío y Metropolitana. El SO_2 también es precursor de lluvia ácida, y proviene principalmente de plantas termoeléctricas y fundiciones,

presentando altas concentraciones en Antofagasta, Atacama y Valparaíso (Ministerio del Medio Ambiente, 2017b).

3.3.3.1. Cambio climático a nivel local. Si bien las emisiones de GEI nacionales son relativamente bajas, 4,7% a nivel latinoamericano y 0,25% del total mundial para el año 2012 (Gobierno de Chile, 2015), Chile es un país altamente vulnerable a los impactos del cambio climático, cumpliendo con 7 de los 9 criterios enunciados por la CMNUCC. Estos 7 criterios son: áreas costeras de baja altura, zonas áridas y semiáridas, zonas de bosques, territorio susceptible a desastres naturales, áreas propensas a sequía y desertificación, zonas urbanas con problemas de contaminación atmosférica, y ecosistemas montañosos (Gobierno de Chile, s.f.).

Como consecuencias del cambio climático se proyecta una disminución de las precipitaciones en el país, especialmente en la zona central, acompañado de un alza en la temperatura en gran parte del territorio. Además, aumentaría la frecuencia y magnitud de eventos extremos, y los caudales de ríos se verían disminuidos, siendo un problema para la generación hidroeléctrica (Ministerio del Medio Ambiente, 2016).

Los cambios repercutirán directa o indirectamente en las ciudades, modos de vida, ecosistemas y en las actividades productivas. Tomando en cuenta lo anterior, y en cierto grado, la inevitabilidad de estos cambios, es que se identifica la “adaptación” como uno de los ejes fundamentales de la estrategia nacional para afrontar el cambio climático, analizando los riesgos/vulnerabilidades y monitoreando de forma periódica; desarrollando medidas que permitan minimizar las amenazas en el desarrollo social y económico (Gobierno de Chile, 2015).

“Chile se ha comprometido voluntariamente a reducir las emisiones de GEI para avanzar hacia el desarrollo sustentable y una economía baja en carbono” (Ministerio de Energía & Fundación Chile, s.f.). El compromiso fue adquirido durante la Convención Marco de las

Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) en el año 1994, adhiriéndose a su Protocolo de Kioto (Ministerio de Energía & Fundación Chile, s.f). Durante el año 2008, el Gobierno de Chile aprueba el Plan de Acción Nacional de Cambio Climático, estableciendo los lineamientos de política a adoptar por los organismos públicos en cuanto al cambio climático hasta el año 2012.

En conjunto con la adaptación, se propone el eje de “mitigación”, cuyo objetivo es crear las condiciones habilitantes para la implementación, cumplimiento y seguimiento de los compromisos de emisiones de GEI de Chile, contribuyendo al desarrollo sustentable y a un crecimiento bajo en emisiones de carbono (Gobierno de Chile, s.f.). En el año 2010, voluntariamente se fija la meta de reducir las emisiones de GEI en 20% respecto a aquellas proyectadas como referencia para el periodo 2007-2020 (Ministerio del Medio Ambiente, 2011). Chile se ha convertido en un país pionero en el uso de instrumentos para la mitigación de GEI, incluyendo en su reforma tributaria aprobada en el año 2014, el primer impuesto sobre las emisiones de CO₂ procedente de fuentes fijas. De la misma forma se implementó un impuesto a la emisión de contaminantes locales, es decir, SO_x, NO_x y MP (Gobierno de Chile, 2015).

Además, como medida del Acuerdo Climático de París, se compromete a cumplir una “contribución nacional determinada (NDC)”, que en términos de mitigación, se divide en 2 compromisos: reducción de sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% con respecto a la cifra del año 2007, siempre y cuando el crecimiento económico le permita la implementación de las medidas necesarias; y en segundo lugar, el manejo sustentable y recuperación de 100.000 hectáreas de bosque, con la forestación de otras 100.000 [ha], ambas con especies principalmente nativas y a partir del año 2030, lo cual tendría como efecto una reducción de GEI de entre 1,5 y 1,8 Mt CO₂eq/año (Gobierno de Chile, s.f.).

El hecho de implementar acciones que mitiguen las emisiones de GEI permitirá, además de avanzar hacia un futuro más sustentable, asegurar en sus interacciones económicas y políticas su compromiso con el cambio climático, adaptándose a exigencias como, por ejemplo, una baja huella de carbono, lo cual podría ser requisito para llevar a cabo negociaciones entre organizaciones (IAEA, 2017).

3.3.4. ERNC en Chile. Para cumplir con los desafíos en materia de sustentabilidad, y transición hacia una matriz energética acorde a una economía baja en carbono, se plantean líneas de acción como una mayor penetración de energías renovables, mejoras en eficiencia energética, desarrollo de estándares de sustentabilidad, y uso de combustibles de baja emisión de GEI.

En el año 2008, la Universidad de Chile y la Universidad Federico Santa María realizaron un estudio donde se estimó el potencial bruto de las ERNC en Chile en unos 191.000 MW, en base a la disponibilidad física de estas fuentes en el territorio nacional. De este, el potencial técnico y económicamente factible de instalar en el SIC al año 2025 se calculó entre 4.400 y 5.700 MW, suponiendo un precio de la energía de 102 US\$/MWh con 1% y 3,5% de inflación anual respectivamente (Ugalde, 2012).

En el año 2015, Chile se posicionó en el lugar 10 entre los países con mayor inversión en ERNC. Esto condicionado a que el país posee variedad de ecosistemas con gran potencial en bioenergía, energía eólica, solar, geotérmica y marina, aunque estas dos últimas no se han explotado (Deloitte, 2016b). El potencial solar es de los más atractivos a nivel de ERNC nacional, destacando la obtención de un precio récord de 30 US\$/MWh, asociado a una planta fotovoltaica (Frankfurt School of Finance & Management gGmbH, 2017).

3.3.4.1. Medidas de fomento de ERNC. Dado los desafíos que plantean las necesidades energéticas nacionales, así como también las relativas al entorno, se han implementado diversas

medidas para promover el desarrollo de las ERNC y la eficiencia energética. De esta manera se busca aumentar la sustentabilidad de la matriz energética, diversificar las fuentes de generación, reducir la dependencia externa y velar por la accesibilidad energética (IAEA, 2017).

Una de las medidas de apoyo a las ERNC es la promulgación de la ley 20.257, estableciendo en parte, que la energía comercializada para los contratos celebrados por empresas eléctricas (generadoras) y clientes entre el 31 de agosto del año 2007 y el 1 julio de año 2013, debe tener al menos un 5% de generación proveniente de fuentes renovables no convencionales, porcentaje que aumenta linealmente entre los años 2015 y 2024, alcanzando un tope de 10%. Además, para aquellos contratos celebrados de forma posterior al 2 de julio del 2013, estarán obligados a ofrecer un 5% de ERNC como fuentes de la electricidad retirada para el año 2013, aumentando gradualmente (no lineal) hasta llegar a un 20% en el año 2025 (BCN, 2013).

Otra de las medidas, es la reducción total o parcial del peaje relativo al sistema de transmisión para las inyecciones de potencia al sistema de hasta 20MW, según se declara en la Ley 19.940/Ley Corta I, otorgando además el derecho a la venta de energía evacuada al sistema a costo marginal, y de excedentes a precio nudo (BCN, 2015b; Ver Apéndice D para detalles sobre la formulación del pago de estos peajes).

Gracias a la suscripción del país al Protocolo de Kioto, Chile puede participar en la “industria” de bonos de carbono (reducciones certificadas de emisiones), que pueden obtenerse a través del desarrollo de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). De esta forma, los bonos se adquieren mediante el desarrollo de ciertos proyectos que impliquen la reducción de emisiones de GEI comparado con una línea base, o bien un escenario en el cual no se llevase a cabo tal proyecto (escenario *business as usual*; CMNUCC, s.f.).

La utilidad de los bonos de carbono es que equivalen a la acción de reducir las emisiones de CO₂ por parte de la persona u organización que los posee. Se cuenta con 2 tipos de mercado para estos bonos: un mercado regulado, en el cual participan empresas y gobiernos para cumplir con los límites exigidos de emisiones de GEI; y el mercado voluntario, correspondiente a aquellos que buscan reducir su huella de carbono sin tener la obligación de hacerlo (Servicio de Impuestos Internos [SII], 2012), por ejemplo, por razones de responsabilidad social empresarial.

3.3.4.2. Generación eléctrica renovable a largo plazo. La Asociación Gremial Generadoras de Chile, quienes aportan alrededor del 80% de la generación eléctrica al país, encargó una investigación adjudicada por PSR y Moray Energy, en donde se analiza la inclusión de fuentes de energía renovable variable (ERV) al sistema actual de generación. Lo anterior, basado en un sistema que otorgue flexibilidad en cuanto a la disposición de energía eléctrica, buscando satisfacer la demanda y su variabilidad de forma eficiente y sustentable.

Dado un escenario en el cual los costos de tecnologías ERV siguen con una tendencia a la baja, la opción de una expansión masiva de este tipo es una opción atractiva para los próximos 10 años, aunque existiría una dificultad al optar por estas tecnologías, siendo esta la variabilidad en la cantidad de energía que se puede generar en el tiempo (ya sea horas, o periodos más largos), requiriendo de un sistema eléctrico lo suficientemente flexible (Moray & PSR, 2018).

Las fuentes ERV son la opción más competitiva para la expansión a largo plazo del sistema eléctrico, por lo cual se analizaron diversos escenarios que proponen una expansión principalmente de fuentes solar y eólica, estimando entre 9 y 16 GW de potencia adicional al sistema actual proyectado hacia el año 2030 (Generadoras de Chile, 2018b). Si bien aumentarían los costos de flexibilidad, la disminución en costos de emisiones y operación sería mayor (Moray & PSR, 2018).

Las energías eólica y solar permiten una generación de energía más uniforme debido a la complementariedad a nivel horario en ciertas regiones, esto es, la energía eólica por lo general tiene un mayor potencial en la noche, y este es mínimo en horas de la tarde cuando el potencial solar es alto (Moray & PSR, 2018).

En un escenario promedio, la matriz generadora del año 2030 estaría compuesta por un 75% de energías renovables, incluyendo un 29% de energía hídrica. Esto implica una reducción de emisiones de GEI totales de entre un 1 y 14% entre los años 2021 y 2030 (Moray & PSR, 2018).

3.4. Energía Marina

El mar es una enorme fuente de energía limpia, hasta ahora explotada sólo mínimamente. En general el recurso global de energía oceánica teórica es enorme, superando ampliamente la demanda mundial. La energía marina u oceánica ofrece un potencial para la obtención de electricidad, calefacción y refrigeración, agua potable y otros productos para mercados costeros (Huckerby, Jeffrey, de Andres & Finlay, 2016).

La conversión de energía marina en electricidad podría jugar un rol importante en el cumplimiento de las metas de satisfacción de la demanda energética, mitigación del cambio climático (Lewis et al., 2011), diversificación del suministro energético y fortalecimiento de las actividades económicas (WEC, 2016; Huckerby et al., 2016). Lo anterior, bajo un escenario de tecnologías ya consolidadas, dado que actualmente los proyectos reflejan la inmadurez y altos costos de la tecnología usada, así como también de la competitividad del mercado en que operan (WEC, 2016). Si bien “algunas tecnologías han afirmado estar en una fase comercial con dispositivos conectados a la red eléctrica, solo unos pocos desarrolladores han desplegado una

primera planta, ..., y muy pocos proyectos han alcanzado una escala industrial” (Huckerby et al., 2016).

3.4.1. Subclasificación de energías. La energía marina corresponde a la energía que almacena el agua de los océanos, la cual se puede dividir en distintos tipos según la forma en la cual se presenta, y como es extraída desde el mar.

3.4.1.1. Undimotriz o de las olas. La energía undimotriz es básicamente energía cinética y potencial gravitatoria que es transportada por las olas. El flujo de aire sobre la superficie de los océanos le transfiere parte de su energía cinética convirtiéndose en energía undimotriz. Por su parte, el flujo de aire se genera por diferencias de presión, y temperatura en el planeta, debido a la distribución de la energía solar (World Energy Council [WEC], 2016).

Se considera que la energía de las olas es un recurso estocástico, ya que no puede ser pronosticado certeramente para periodos largos de tiempo, en este caso, periodos que involucren más de una semana (WEC, 2016), aunque según Reikard, como es citado en Uihlein & Magagna (2015a), el pronóstico sería más preciso que aquellos requeridos para la energía solar y eólica. La variabilidad también es un factor a considerar, siendo relativamente baja para periodos de pocas horas, pero, pudiendo variar mucho respecto a periodos anuales o estacionales (WEC, 2016).

La altura de las olas y, por lo tanto, su energía es mayor en latitudes mayores a 40° desde el ecuador, donde los vientos alisios soplan a través de grandes extensiones de mar abierto. Las costas orientadas hacia el oeste de los continentes tienden a tener un mayor potencial energético de oleaje (Huckerby et al., 2016). El potencial teórico mundial de la energía undimotriz es estima en 29.500 TWh/año (Mork, Barstow, Pontes & Kabuth, en Huckerby et al., 2016).

3.4.1.2. Corrientes de marea. Las mareas, es decir, el movimiento alternado del nivel de los océanos, dependen de las fuerzas gravitatorias ejercidas por la luna y el sol, y sus variaciones

entre un punto y otro del planeta, dada la diferencia de distancias y la rotación terrestre. Según Mofor et al., como es citado en (WEC, 2016), las mareas vienen acompañadas de un flujo horizontal de agua entrante o saliente en las bahías, puertos, estuarios y estrechos, el cual se conoce como corriente de marea.

3.4.1.3. Amplitud de marea. La amplitud de marea se refiere a la diferencia del nivel marino alcanzado en sus puntos más alto y bajo. En la mayoría de las zonas costeras, las mareas alta y baja ocurren 2 veces al día (mareas semidiurnas), aunque también ocurre que solamente se de 1 vez (mareas diurnas), o bien una combinación de oscilaciones diurnas y semidiurnas. Debido a que las mareas se han estudiado por siglos, esta es una forma predecible y consistente de energía, al menos en el largo plazo, pudiendo variar significativamente en un intervalo horario (WEC, 2016).

La amplitud de marea no es visible en el mar abierto, sin embargo, se amplifica cerca de la costa. El rango de mareas puede alcanzar en sitios específicos los 17 m de amplitud, donde la componente lunar semidiurna es amplificada por la geomorfología local (Huckerby et al., 2016). El potencial mareomotriz teórico total (amplitud y corrientes) se ha estimado en torno a 1.200 TWh/año (WEC, en Huckerby et al., 2016).

3.4.1.4. Corrientes oceánicas. Este tipo de corrientes fluyen en patrones complejos en los océanos del mundo, impulsadas por el viento y el calor del sol sobre la superficie del agua cerca del ecuador, mientras que otras son el resultado de variaciones de densidad y salinidad, lo que se conoce como circulación termohalina, produciendo la convección de las masas de agua. A diferencia de las corrientes costeras, estas son relativamente superficiales, estacionales, de baja velocidad y unidireccionales (Huckerby et al., 2016). El potencial teórico se ha estimado en 1.650 TWh/año (Skråmestø, Skilhagen & Nielsen, en Huckerby et al., 2016)

3.4.1.5. Conversión térmica (OTEC) o gradiente de temperatura oceánico.

Aproximadamente un 15% de la energía solar que llega al océano es almacenada como calor en las capas más superficiales de este dado su alta capacidad calórica y baja conductividad térmica del agua, que hace el calor disminuya de forma exponencial según la profundidad (WEC, 2016). Al llevar agua fría a la superficie se establece un intercambio de calor con el agua superficial a mayor temperatura, desde el cual se puede aprovechar la energía (Huckerby et al., 2016).

La diferencia de temperatura en los trópicos puede superar los 25°C entre profundidades de 20 m y 1 km, requiriendo típicamente un diferencial de 20°C para que una planta funcione efectivamente. Si bien la energía está disponible todo el año, con pequeñas variaciones estacionales, se considera que tiene una densidad de potencia relativamente baja (WEC, 2016). El potencial se distribuye geográficamente de forma complementaria a la energía undimotriz, siendo mayor cerca del ecuador, estimando que la energía teórica es de 44.000 TWh/año (Nihous, en Huckerby et al., 2016).

3.4.1.6. Gradiente salino. El principio detrás de la energía proveniente del gradiente salino es la existencia de una diferencia de entropía entre el agua salada y el agua dulce (AQUARET, s.f.). La salinidad del agua salada varía entre 0,03-0,05 ppm, mientras que en el agua dulce es menor a $0,5 \times 10^{-3}$ ppm, estableciendo un potencial de presión (Huckerby et al., 2016). Un gradiente salino importante se da naturalmente en desembocaduras de agua dulce hacia el mar, por lo que su potencial es mayor en zonas donde grandes ríos fluyen hacia este (AQUARET, s.f.).

Dos de los métodos en desarrollo se describen brevemente a continuación: electrodiálisis inversa (RED), basado en el movimiento de iones de sal por osmosis, lo cual crea una corriente de bajo voltaje; osmosis por presión retardada (PRO), consistente en el uso de una membrana

semipermeable, dando paso al agua dulce a otra cámara con agua salada por osmosis, aumentando la presión hidrostática en la zona del agua salada (AQUARET, s.f.).

3.4.2. Tecnologías de conversión de energía. En los últimos 10 años se ha tenido un incremento en el interés en desarrollar tecnologías que utilicen las corrientes de marea, y de forma ligeramente menor, la energía de las olas. Por su parte, la tecnología relativa a la amplitud de marea se considera madura (Ver Figura 23), aprovechando tecnologías previamente desarrolladas. En tanto las tecnologías relativas a corrientes oceánicas y gradientes térmico y salino, requieren del desarrollo de nuevas tecnologías, por lo que han estado sujetas activamente a proyectos de investigación y desarrollo (Huckerby et al., 2016).

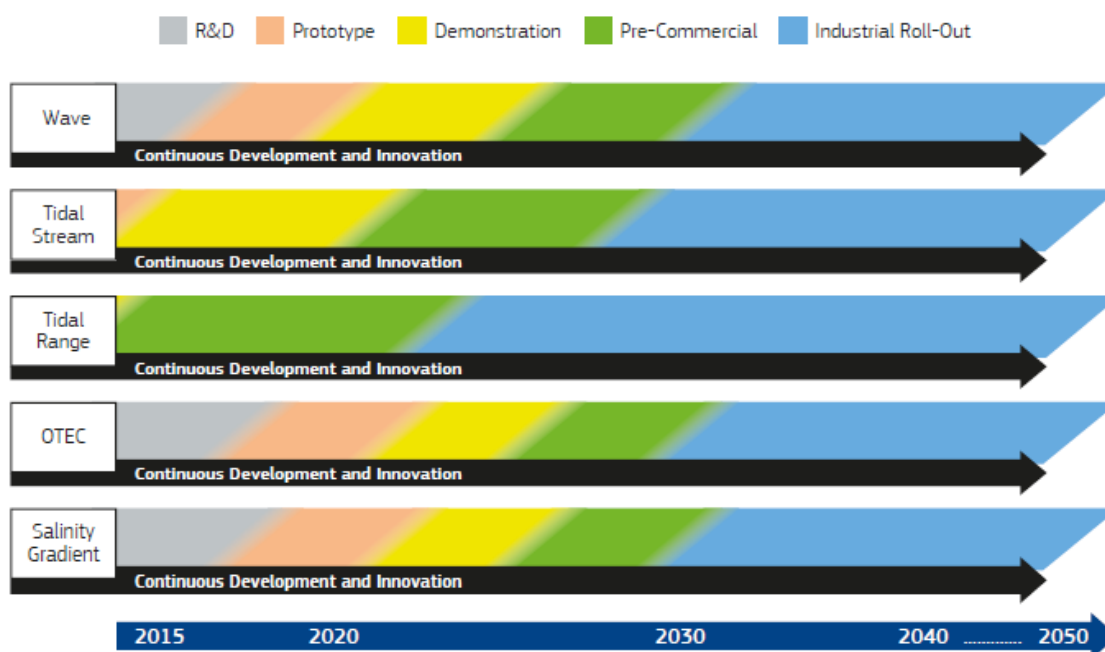


Figura 23. Línea de tiempo para las fases de desarrollo de las tecnologías marinas.

(Fuente: Ocean Energy Forum, 2016)

Al año 2015 existen cerca de 30 empresas dedicadas al rubro mareomotriz y 45 undimotriz, cuyos estados de desarrollo tecnológico son avanzados, con algunas acercándose a la demostración de un parque pre comercial, y otras implementando prototipos a escala y ambiente

reales (Uihlein & Magagna, 2015b). Si bien se registraron avances notables durante el 2017, el desarrollo de estas tecnologías ha sido más lento de lo esperado. (REN21, 2018).

La creación de centros de I+D e instalaciones de prueba en mar abierto ubicadas en puntos de interés habilitados son clave para permitir la generación de experiencia práctica en la instalación, operación y mantención de los proyectos de energía marina (Ocean Energy Systems [OES], 2018). Actualmente se cuenta con múltiples centros de I+D a nivel mundial, como son el Fundy Ocean Research Center for Energy (FORCE) en Canadá, Wave Environment Research Center (WERC) en Australia, National Renewable Energy Laboratory (NREL) en Estados Unidos (OES, 2017), Mexican Centre on Ocean Energy (CEMIE-Océano) en México y Southeast Asian Collaboration for Ocean Renewable Energy (SEAcORE). Este último, “preparado para convertirse en una plataforma de intercambio entre *stakeholders* (academia, industria y gobierno) para facilitar la adopción del océano” (OES, 2018).

Los centros de prueba para tecnología marina, esenciales para las demostraciones de los equipos y avance en estas tecnologías, están presente en distintos países, teniendo una mayor concentración en Europa y Estados Unidos, país que cuenta con más de 10 centros. Algunos de estos centros son: European Marine Energy Centre (EMEC) y WaveHub, ambos pertenecientes al Reino Unido; el Center for Ocean Renewable Energy en EE.UU.; la Estación Puerto Morales en México, y el Zhoushan tidal energy full scale test site ubicado en China (OES, 2018).

“Las energías provenientes de las corrientes de marea y olas, son los 2 tipos de energía oceánica que están más avanzadas y se espera que contribuyan significativamente a la oferta de energía en el futuro” (Lewis et al., en Uihlein & Magagna, 2015a). Dicho esto, y dadas las condiciones marinas de Chile conocidas a priori, el enfoque del estudio se basa en tecnologías de

tipo undimotriz. Los dispositivos de tecnologías undimotriz (también corrientes de marea) constan de 6 dimensiones claves para su funcionamiento (WEC, 2016):

- **Estructura y motor principal:** Estructura física del dispositivo que captura la energía y principal interfaz entre el recurso y el equipo de toma de fuerza dentro del conversor de energía marina.
- **Fundaciones y amarras:** El método mediante el cual se asegura el dispositivo al suelo marino. Incluye cimientos permanentes como aquellos basados en la gravedad o a base de pilares, o bien consistente en sistemas ajustados o sueltos de amarras.
- **Toma de fuerza:** Medio por el cual la energía mecánica extraída por el rotor se transforma en energía eléctrica. Estas pueden ser de tipo hidráulico, mecánico, o directamente conectados dado el uso de imanes permanentes.
- **Control:** Sistemas y software para proteger el dispositivo y optimizar su rendimiento dadas ciertas condiciones de operación. Los sistemas permiten ajustar ciertos parámetros del dispositivo de forma autónoma para asegurar una operación favorable.
- **Instalación:** Método para ubicar la estructura y dispositivo en el lugar de generación. Esto incluye las embarcaciones y equipos auxiliares para desplegar completamente un dispositivo de energía marina.
- **Conexión:** El cableado e infraestructura eléctrica para conectar la salida de energía desde el dispositivo a la red. Alternativamente, el agua es bombeada a tierra (orilla del mar) para conversión eléctrica y/o desalinización del agua. Luego, sistemas de energía acondicionadores y transformadores son necesarios para entregar una salida de corriente adecuada a la red.

3.4.2.1. Tecnología undimotriz o de las olas. Al año 2017 hay más de 200 compañías desarrollando diferentes dispositivos para obtener la energía de las olas, siendo el enfoque más común el de “absorbedores puntuales” [point absorbers] (EMEC, en REN21, 2018). La mayoría de las tecnologías en la cuales se basan los dispositivos se encuentran en desarrollo precomercial, existiendo escasa información acerca de estas, siendo una de las tecnologías más avanzadas al año 2012, el dispositivo Pelamis Wave Power, del cual se han instalado prototipos a escala real en Portugal (Ugalde, 2012), aunque actualmente la empresa desarrolladora fue disuelta y cerrada.

En una escala de *Technology readiness levels* ([TRL]; Ver Apéndice E para información sobre criterios TRL), en general, las tecnologías se sitúan levemente sobre el nivel 6, etapa en la cual es importante la ingeniería y el desarrollo de pilotos a escala, con el sistema prototipo o modelo demostrado en un ambiente de trabajo real. Muchos de los diseños líderes de conversores de energía se han estancado en este nivel por un tiempo, debido a que el enfoque en demostraciones a escala real ha sido prematuro, con énfasis en el dispositivo en vez de la innovación en los subcomponentes, creando así múltiples dispositivos (WEC, 2016).

Los dispositivos undimotrices se pueden clasificar según su ubicación con respecto a la costa, pudiendo ubicarse en la orilla costera, cercanos a esta o alejados. Por lo general, la cercanía a la costa implica una pérdida de energía debido al arrastre con el suelo marino, aunque la instalación es más sencilla y de menor costo, siendo más accesibles y cercanos a la red eléctrica. Los dispositivos alejados de la costa están expuestos a una mayor densidad de energía, debiendo ser lo suficientemente resistentes para sobrevivir tales condiciones (WEC, 2016).

Se han desarrollado variados métodos para convertir la energía undimotriz en electricidad (Ver Figura 24), los cuales se incorporan en los dispositivos generadores. Algunas de las tecnologías generadoras conocidas se describen a continuación:

- Atenuadores, que usan la energía de las olas para generar un movimiento oscilatorio entre componentes estructurales adyacentes, bombeando fluidos a alta presión a través de un motor u operando directamente con generador (WEC, 2016).
- Columnas de agua oscilantes (OWC), que funcionan al mover un pistón de forma vertical con la fuerza ejercida por el paso de las olas, comprimiendo una columna de aire e impulsando así una turbina (Huckerby et al., 2016).
- “Point absorbers”, que aprovechan el movimiento producto de las olas con respecto a un cuerpo o componente fijo, por lo cual no es afectado por la dirección de las olas (WEC, 2016).
- Convertidores de olas de oscilación horizontal, que poseen una especie de tapa o compuerta que oscila con el movimiento horizontal de las olas (WEC, 2016).
- “Bulge wave device”, que utilizan la presión que inducen las olas generando deformación en un tubo de material flexible, el cual contiene un fluido que transporta la energía cinética a una turbina ubicada al final de este (WEC, 2016).

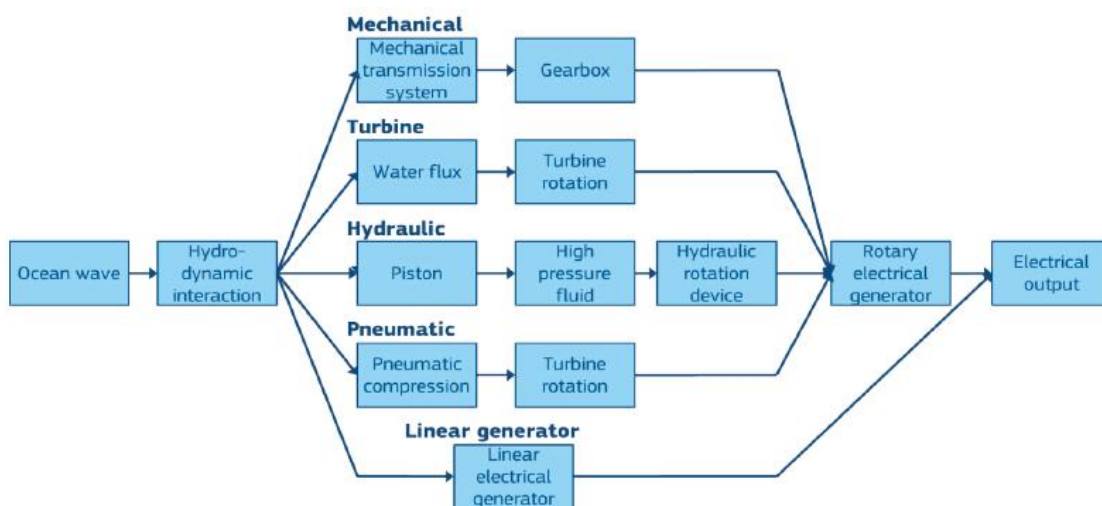


Figura 24. Métodos de conversión de energía undimotriz en electricidad.

(Fuente: Uihlein & Magagna, 2015b)

“Una de las debilidades o fracasos de mercado de la situación actual es la fragmentación, duplicación y la falta de concentración en las tecnologías más prometedoras” (European Ocean Energy Association, s.f.). El consenso sobre el diseño del dispositivo es clave para la comercialización, sin embargo, no ha sido posible, por lo que los fondos destinados a I+D se han repartido. Las tecnologías que han contado con mayor presupuesto son los *point absorbers* con un 40% del total (Ver Figura 25), seguido de los atenuadores y OSWC (WEC, 2016).

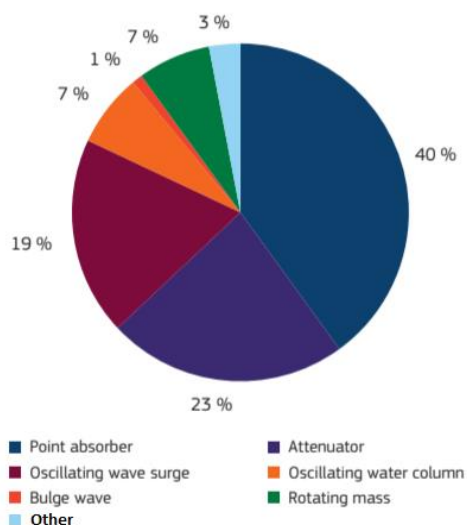


Figura 25. Distribución de los esfuerzos en I+D según tecnología undimotriz.

(Fuente: WEC, 2016)

3.4.2.2. Tecnología de corrientes de marea. Los dispositivos de corrientes de marea convierten la energía cinética que proviene del flujo de agua, en energía mecánica. Estos por lo general son de potencia menor a 1MW, modulares y destinados al uso en parques de múltiples unidades para la generación de energía a gran escala, pudiendo estar fijados al fondo del mar, o bien flotando. Las principales diferencias entre los dispositivos se relacionan con el método de fijación de la turbina in situ, el número de álabes y la forma de controlar el cabeceo de estos (Huckerby et al., 2016).

Este tipo de tecnologías se encuentra más desarrolladas que la undimotriz, aunque en un nivel anterior al de amplitud de marea, ubicándose entre TRL7 y TRL8. Los desarrolladores líderes aún se encuentran probando prototipos individuales y generando electricidad con conexión a la red en lugares con potencial para una instalación de planta comercial. Aun así, se considera que faltan demostraciones en conjuntos de dispositivos interconectados, por lo cual los sistemas no están calificados para ser implementados (WEC, 2016).

Existen, para el año 2017, más de 90 desarrolladores de tecnología de corrientes de marea en el mundo desarrollando distintos dispositivos, con alrededor de la mitad enfocados en las turbinas de eje horizontal (EMEC, en REN21, 2018). Estas turbinas funcionan según principios de ingeniería similares a las utilizadas en la industria eólica, lo cual permite cierta transferencia de conocimientos. Esta tecnología cuenta con alrededor del 75% de las inversiones de I+D, siendo un claro signo de convergencia tecnológica (Huckerby et al., 2016).

Entre los dispositivos existentes se encuentran: turbinas de eje horizontal, cuyo rotor de 2 o 3 álabes se monta sobre un eje horizontal, de modo que las corrientes inducen una fuerza de sustentación sobre estas, haciendo girar el rotor e impulsando un generador eléctrico; turbinas de eje vertical, similar al de eje horizontal, aunque la fuerza de la corriente esta vez actúa de forma paralela al movimiento de los álabes; turbinas de flujo cruzado, que consisten en un rotor de múltiples álabes, generalmente horizontal, con un eje central transversal a la dirección de la corriente; dispositivos en desarrollo con perfil hidrodinámico oscilante o hélices helicoidales (Huckerby et al., 2016).

3.4.3. Capacidad instalada y potencial proyectado. A fines del año 2017 se estima una capacidad aproximada de 529 MW de energía oceánica en operación, de los cuales al menos el 90% corresponde a energía de amplitud de mareas, en su mayoría proveniente de las plantas

Sihwa (254 MW), ubicada en Corea, y *La Rance*, ubicada en Francia (240 MW; REN21, 2018). Alrededor de 25 MW corresponden a la capacidad de otros subtipos de energía marina, notando que desde el año 2016 esta aumentó a más del doble (Ver Figura 26), con muy baja participación de OTEC y gradiente salino. Más del 90% de la capacidad se ubica principalmente en Europa y Asia (OES, 2017), “mientras que los líderes tradicionales de este sector, a saber, Reino Unido y EE.UU. continúan desarrollando proyectos emblemáticos, encontramos que otros países como Corea del Sur, Irlanda, los Países Bajos y China están desafiando su dominio” (OES, 2017).

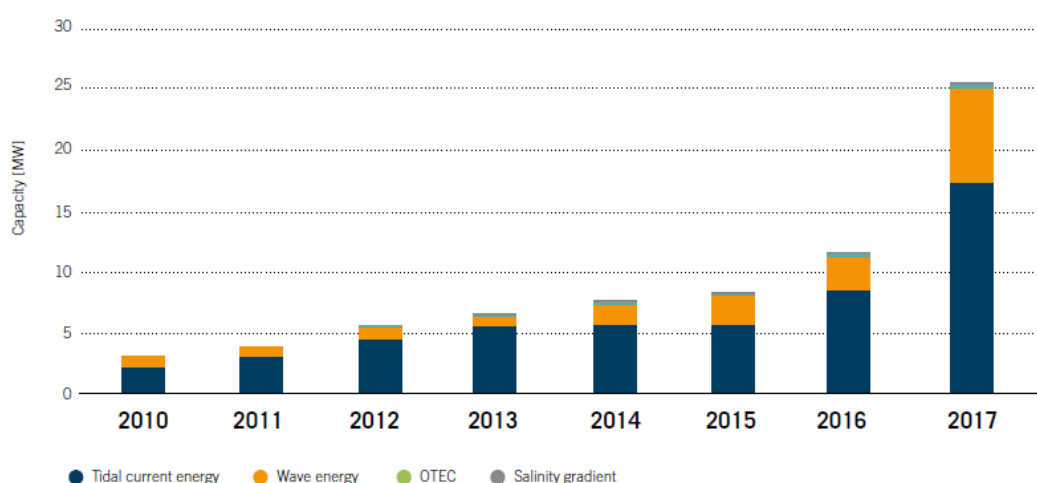


Figura 26. Capacidad de energía marina acumulada (MW) según fuente, entre años 2010-2017.

(Fuente: OES, 2017)

La energía marina se encuentra en los planes de varios países, razón por la cual han invertido proyectos de distintos tipos (Ver Tabla 3) y la han considerado en su matriz energética futura. “En la actualidad estos proyectos son financiados mediante una combinación de subvención y capital privado” (Smart & Noonan, 2018).

Algunos ejemplos de inclusión de energía marina son: la planificación de construir 1,5 GW hacia el año 2030, y la promoción de nuevas industrias en el sector por parte de Corea, habiendo invertido un total de USD\$200 millones en proyectos de energía marina entre los años 2000 y 2017; México estima que la contribución a la capacidad eléctrica al año 2030 puede estar

entre los 500 y 1000 MW; el gobierno Vasco aprobó en su estrategia energética para el 2030, iniciativas para acelerar el desarrollo económico y comercial de la energía marina, fijándose una meta de 60 MW; la Administración Estatal Oceánica China, como es citado en (REN21, 2018), tiene como objetivos energéticos el desarrollo de nuevas instalaciones de demostración y prueba, la construcción de proyectos en islas, y alcanzar los 50 MW de potencia de origen marino al 2020; la Unión Europea se propone una meta para la instalación de 100 GW de capacidad en energía marina al 2050, con lo cual generaría más de 400.000 empleos (OES, 2017).

Tabla 3. Información de algunos proyectos de conversión energética marina. (Fuente: OES, 2018; Ocean Energy Europe, 2017)

<i>País</i>	<i>Nombre (o ubicación)</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>Tipo de energía</i>	<i>Fecha de término (año)</i>
Corea	Sihwa Tidal Power Plant	254	Amplitud marea	2011
Canadá	- (Bay of Fundy)	9	Corrientes de marea	2018
Japón	- (Naru Strait)	2	Corrientes de marea	2019
Francia	Paimpol Bréhat	1	Corrientes de marea	2016
Escocia	MeyGen	398	Corrientes de marea	-
Holanda	Eastern Scheldt barrier	1,2	Corrientes de marea	2016
China	LHD Tidal Current Energy Demonstration Project	3,4	Corrientes de marea	-
Canadá	Cape Sharp Tidal Project	4	Corrientes de marea	-
Francia	SABELLA D10 Tidal Turbine	1	Corrientes de marea	2015
Italia	GEM "the Ocean's Kite"	0,02	Corrientes de marea	2018
UK	Scotrenewables floating tidal system	2	Corrientes de marea	2016
UK	Shetland Tidal Array	0,3	Corrientes de marea	2017
Canadá	Water Wall Turbine	1	Corrientes de marea	2016
Escocia	CEFOW project	3	Undimotriz	2020
Italia	- (Sicily and Western Sardinia)	0,2	Undimotriz	2016
Bélgica	Laminaria Wave Energy Converter	0,2	Undimotriz	2018
Irlanda	OcenEnergy O35 Buoy	0,5 - 1	Undimotriz	-
Portugal	Waveroller	0,35	Undimotriz	2014
España	Oceantec MARMOK A-5 Project	0,03	Undimotriz	2016
Suecia	Seabased Sotenäs Project	1	Undimotriz	2016
USA	Columbia Power Technologies Wave Energy Generator	0,5	Undimotriz	-
India	Wave Power Navigational Buoy	0,1	Undimotriz	2017
Holanda	Blue Energy RED Project	0,05	Gradiente salino	2014
Japón	Okinawa OTEC plant	0,1	OTEC	2017

La tecnología marina ha avanzado significativamente y su desarrollo sigue una línea de tiempo similar a la de otras industrias energéticas. En el caso de la tecnología eólica marina, su despliegue comercial comenzó a mediados de 1970, pasando por la creación de múltiples diseños de turbina (con ayuda del gobierno y la industria), consolidándose con un diseño dominante en el mercado (concepto danés de turbina), así como también variaciones que permiten una implementación óptima en diferentes condiciones, obteniendo una participación de 12 GW (432 GW de energía eólica en general) a fines del año 2015. Un comportamiento similar es el que espera Ocean Energy Europe en cuanto a la penetración de mercado de las tecnologías marinas para el año 2050, es decir, 50 años después de la primera prueba en el mar para tecnología undimotriz, y 40 años para el caso de las corrientes de marea (Ocean Energy Forum, 2016; Ver Apéndice F para mayor información relativa las corrientes de marea).

3.4.3.1. Energía de las olas. Se estima, durante el año 2016, un total de 838 MW de proyectos undimotrices en distintas etapas de desarrollo, aunque solamente 20 MW de estos han sido autorizados, correspondiente a un proyecto en Bélgica. Además, 94MW se encuentran en una etapa de planificación temprana, y 725 MW en etapa conceptual temprana (Ver Figura 27). Igualmente, en Suecia, Ghana y Portugal se encuentran proyectos en planificación cuya capacidad será de 9,5 MW, 14 MW y 5,6 MW respectivamente, todos estos requiriendo del uso de grandes conjuntos de dispositivos (WEC, 2016). Con una adición de 4 MW operacionales, la capacidad instalada aumentó hasta 8 MW durante el 2017 (OES, 2017).

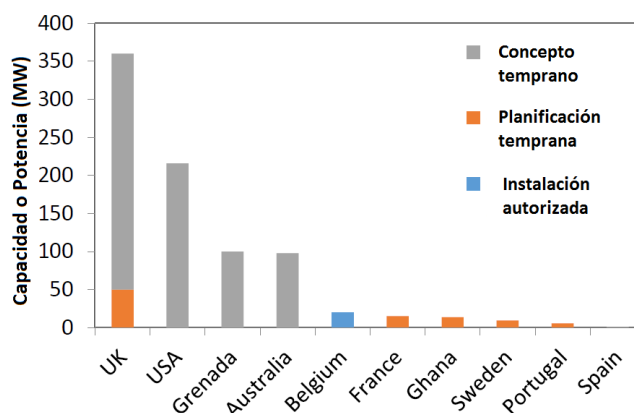


Figura 27. Capacidad undimotriz (MW) según países y etapa de desarrollo al año 2016

(Fuente: WEC, 2016)

Los principales impulsores del aumento en la capacidad son el proyecto Sotenäs en Suecia, que hasta ahora ha desplegado al menos 36 generadores de energía undimotriz, y el prototipo Wello's Penguin desplegado en el EMEC. Otro de los proyectos importantes que ha alcanzado un récord por producción de electricidad de origen undimotriz, es la planta Mutriku ubicada en el País Vasco, completando 6 años de operación continua y proveyendo a la red 1,5 GWh de energía (OES, 2017).

3.4.4. Barreras de la industria y desafíos tecnológicos. A comparación de otras tecnologías más consolidadas, la energía marina necesita superar un amplio rango de desafíos de ingeniería antes de que los costos disminuyan lo suficiente para aprovechar un despliegue a gran escala (WEC, 2016). Los altos costos, provenientes entre un 60-80% de inversiones en activos fijos y gastos relacionados implican un gran riesgo para los inversionistas, y por ende altos costos de capital. Esto, junto a la falta de visión de mercado e indicadores riesgo/retorno inadecuados ha resultado en que algunos inversionistas abandonen el sector (Ocean Energy Forum, 2016).

Dada las dificultades para el progreso de estas tecnologías emergentes, se han desarrollado planes y hojas de ruta que apoyan el avance en la industria en varias partes del

mundo, a menudo mediante colaboraciones entre el gobierno y la industria (REN21, 2017). La provisión de un soporte estable de ingresos es un medio efectivo de impulsar el desarrollo de tecnologías renovables, como fue probado por el éxito de las energías solar y eólica, cuyos costos disminuyeron rápidamente (UNEP Collaborating Centre & BNEF, en European Commission, 2014). Sin embargo, las riesgosas condiciones de inversión implican la necesidad de nuevos e innovadores modelos de financiamiento. El apoyo público, para las nuevas tecnologías, primeros parques y plantas, ya sea económico u de otro ámbito, será crítico para el éxito del sector (Ocean Energy Forum, 2016).

En el caso europeo, la agenda central del Foro de Energía Oceánica de la Comisión Europea se completó en el 2016, con la publicación del *Ocean Energy Strategic Roadmap*. La finalidad de este documento es establecer un camino hacia un próspero mercado europeo de energía marina, estableciendo 4 planes de acción diseñados para establecer: un proceso de desarrollo para una tecnología común, minimizando el riesgo y desperdicios de los proyectos; un fondo europeo de inversión para instalaciones de energía marina; un fondo de seguro y garantía como respaldo del riesgo de los proyectos; y una planificación integrada y programa de permisos asociados a los proyectos (REN21, 2017).

El desarrollo de las actividades para mejorar las tecnologías de energía marina sigue dos temáticas claves: la identificación de las mejores tecnologías bajo investigación, y la reducción de los costos de estas, tanto de capital como operacionales, con énfasis en el mantenimiento, buscando mejorar la fiabilidad y el rendimiento de los equipos (Huckerby et al., 2016). A continuación, se describen ciertos desafíos transversales a la tecnología marina (OTEC, mareomotriz y undimotriz), que permitirían un avance en su nivel de desarrollo tecnológico:

- **Materiales avanzados:** Desarrollo y utilización de materiales distintos del acero para la estructura y motor de los dispositivos, tales como concreto reforzado con acero, caucho o polímero reforzado con fibras, buscando ventajas como ahorro en el peso de los equipos (SI Ocean, en WEC, 2016). Revestimientos innovadores para los dispositivos ayudarían a proteger los materiales de la corrosión, absorción de agua y cavitación, entre otras, como por ejemplo *Ceramax*, fabricado por Bosh Rexroth (Drew et al.; Lewis et al., en WEC, 2016).
- **Sistemas de control:** Sistemas de control y software que aumenten el rendimiento, mejorando la forma en que los dispositivos interactúan con el mar, por ejemplo, mediante el ajuste de sus partes u orientación (SI Ocean, en WEC, 2016).
- **Infraestructura eléctrica:** Soluciones innovadoras que permitan reducir el costo de la instalación de cables y operación, específicamente soluciones que entreguen un mayor rango de seguridad para las condiciones de trabajo en la instalación y excavación relativa a los cables. Mejorar la durabilidad de los cables y capacidad de cables dinámicos que permitan administrar el movimiento del dispositivo (ORE Catapult, en WEC, 2016).
- **Monitoreo del entorno:** Soluciones sensoriales remotas para evaluar de mejor forma las condiciones y rendimiento de los dispositivos dada la interacción con el entorno, por ejemplo, turbulencias, interacciones con mamíferos y bioincrustación [biofouling] (LCICG; ORE Catapult, en WEC, 2016).
- **Fundaciones y amarras:** Métodos innovadores como “pin pile foundations” desde vehículos submarinos operados remotamente para reducir el costo de instalar múltiples dispositivos. El uso de múltiples rotores/dispositivos por fundación o amarra también ayudaría a reducir los costos (ORE Catapult, en WEC, 2016).

- **Instalación:** Soluciones innovadoras que mejoren la rapidez de instalación y reducción de los costos de instalar las fundaciones con técnicas adecuadas al suelo marino. Análogamente para el retiro y desconexión de equipos (ORE Catapult, en WEC, 2016).
- **Diseño integrado de la matriz:** Desarrollo de herramientas digitales y modelos que optimicen el rendimiento de los conjuntos de dispositivos (Hannon et al., en WEC, 2016).
- **Operación y mantenimiento:** Reducir el tiempo y costo del retiro de dispositivos e infraestructura con soluciones como uso de vehículos remotos y uso de sensores en el lugar. Reducir el requerimiento de mantenimiento o retiro de equipos, por ejemplo, mediante optimización de los sistemas de amarras y anclaje (ORE Catapult; Lewis et al., en WEC, 2016).
- **Caracterización de los recursos:** Soluciones que ofrezcan una imagen más detallada y certera de las condiciones para los recursos oceánicos, como velocidad del viento, temperatura atmosférica, altura de las olas y flujo de mareas, entre otros (ORE Catapult; Hannon et al., en WEC, 2016).

Adicionalmente a los desafíos directamente relacionados con la innovación e ingeniería, existen varias barreras de índole socioeconómicas, infraestructurales y ambientales que deben abordarse. Entre los desafíos están: el desarrollo de condiciones que apoyen el mercado de esta energía, la disposición de infraestructura que facilite el desarrollo, infraestructura portuaria necesaria para los servicios de operaciones y mantención, el suministro de conexión a la red eléctrica, el crecimiento de la cadena de suministro, y la mitigación de los impactos sobre el entorno (OES, 2017).

Actualmente la cadena de suministro se encuentra subdesarrollada, careciendo de la capacidad para el despliegue a gran escala de tecnología marina, y en consecuencia no es posible

el aprovechamiento de las economías de escala necesario para disminuir el costo de la energía (Mofor et al., en WEC, 2016). La tecnología undimotriz requerirá de cadenas de suministro similares a la utilizada por la eólica marina, y la del petróleo y gas. Afortunadamente grandes firmas de ingeniería e industria pesada han comenzado a mostrar interés por este emergente sector (Kempener & Neumann, 2014; Ver Apéndice G para mayor información de la cadena de suministros).

Los asuntos legales y regulatorios son una barrera para el surgimiento de la energía marina; aparentemente una de las barreras no técnicas más importantes de la industria según Leary & Esteban como es citado en (Uihlein & Magagna, 2015a). Existe un consenso de que es necesario simplificar y acelerar los procesos de consentimiento/permiso reduciendo la burocracia existente y los costos asociados. Esto puede lograrse con la ayuda de políticas, y marcos regulatorios y administrativos, mediante la aprobación de procedimientos de impacto ambiental y de planificación, lo cual simplificaría los procesos de despliegue de tecnología instruyendo claramente a los desarrolladores en cuanto al cómo asegurar la obtención del permiso para un proyecto (Huckerby et al., 2016).

Algunas de las políticas que se han implementado para reducir las barreras administrativas son las siguientes: el enfoque “one-stop-shop”, e.g. una agencia autorizada responsable de actuar como un único punto de contacto para el tema de los permisos; la planificación espacial marina (MSP) para coordinar decisiones en el uso de los recursos marinos; asesoramiento y orientación en los procesos de consentimiento para el despliegue de dispositivos de energía marina; instalaciones de prueba marinas en distintas escalas, suministrando infraestructura de red eléctrica y equipos para medir el recurso (OES, 2018). Asimismo, “los gobiernos nacionales de los países miembros de OES están utilizando una serie de instrumentos

de políticas para promover y acelerar la energía oceánica en sus aguas nacionales” (Huckerby et al., 2016; Ver Apéndice H para mayor información sobre las políticas marinas).

3.4.5. Impacto ambiental. Entre las tecnologías marinas, la que generalmente se considera que tiene el mayor potencial de impacto ambiental son las represas que utilizan la energía de amplitud de mareas. Estas pueden ralentizar el flujo del agua y por ende la cantidad de sedimentos suspendidos, resultando en la pérdida del hábitat intermareal. Además, una represa puede aumentar la mortalidad de los peces debido a depredación, enfermedades e interrupción del movimiento (Wentworth, en WEC, 2016). A pesar de que la tecnología está desarrollada y es rentable, es poco probable la creación de otros proyectos de represas que aprovechen la amplitud de marea en un futuro cercano para Europa (Uihlein & Magagna, 2015b).

Los principales impactos ambientales esperados de las actuales tecnologías undimotriz y corrientes mareomotrices incluyen los siguientes tópicos: la fauna y flora bentónica, debido a la alteración del patrón de los flujos, estructura de las olas y dinámica de los sedimentos; algunos hábitats que se verían alterados, provocando reacciones en ciertas especies; animales que puedan quedar atrapados o enredados (Frid et al., en Uihlein & Magagna, 2015a). En Reino Unido, otras consecuencias potenciales que se evalúan son el riesgo de colisión de la vida salvaje con los dispositivos, bloqueo de rutas migratorias, y consecuencias adversas en la fauna debido al ruido y vibraciones provenientes de la construcción de una planta (House of Commons, 2012).

“Dado que las tecnologías de energía undimotriz y mareomotriz están en una etapa de desarrollo temprana, no hay datos disponibles sobre los efectos en el entorno sobre un parque generador” (Uihlein & Magagna, 2015a). Es por esto que la significancia de los impactos ambientales para tecnologías en etapa comercial no se puede estimar por ahora (Uihlein & Magagna, 2015a).

Basado en el nivel de entendimiento actual de las interacciones entre el entorno marino y los dispositivos de corrientes de marea y olas, los riesgos de instalación y operación de unidades y conjuntos muy pequeños de estos son aparentemente bajos (Ver Tabla 4), existiendo incertezas acerca de los efectos de un parque comercial (Copping, 2018). En general el impacto ambiental dependerá fuertemente de la instalación y la localización elegida (Equimar, Uihlein & Magagna, 2015a).

Tabla 4. Factores estresantes relativos a la energía marina y potenciales grados de riesgo que representan para el entorno marino. (Fuente: Copping et al., 2016)

<i>Factor estresante</i>	<i>Instalación unitaria de dispositivo</i>	<i>Parque comercial a pequeña escala</i>	<i>Parque comercial a gran escala</i>
Dispositivo estático	Bajo	Bajo	Medio
Dispositivo dinámico (olas)	Medio	Medio	Alto
Dispositivo dinámico (mareas)	Bajo	Bajo	Medio
Acústica	Bajo	Medio	Medio
Remoción de energía	Bajo	Bajo	Medio
Campos electromagnéticos	Bajo	Bajo	Medio
Lixiviación de sustancias químicas	Bajo	Bajo	Bajo

Nota. El riesgo considera tanto el impacto como la probabilidad de ocurrencia.

Algunos estudiosos enfatizan los beneficios al entorno que podrían plantear las tecnologías de energía marina. Los dispositivos podrían atraer animales marinos otorgándoles un hábitat artificial o arrecife que actúa como un dispositivo agregador de peces y un refugio seguro de la pesca (Copping et al., en WEC, 2016).

En el contexto de las emisiones de GEI, Lewis et al., como es citado en (WEC, 2016), realizó una revisión de estudios publicados desde 1980 los cuales abarcan el problema con una perspectiva de evaluación del ciclo de vida (LCA), encontrando que estas emisiones relativas a sistemas de energía undimotriz y mareomotriz son menores a 23 g CO₂eq/kWh, con una mediana estimada de 8 g CO₂eq/kWh para la primera, concluyendo que las emisiones son bajas en relación al uso de combustibles fósiles.

3.4.6. Energía marina en Chile. Chile posee una franja costera de más de 4.000 km de longitud en la cual se ha estimado un potencial cercano a los 240 GW, de acuerdo a Baird & Associates, como se cita en Deloitte (2016b), y según datos provenientes de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) WaveWatchIII (Ver Figura 28). El potencial de generación se debe principalmente a la energía undimotriz, y en menor parte a la energía de las mareas, siendo el primero el recurso renovable más importante de Chile, con la capacidad de producir energía en toda la costa del Pacífico (Aquatera Limited, 2014).

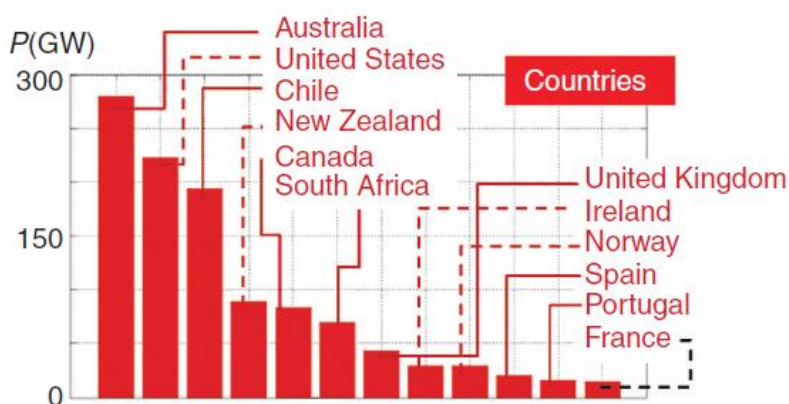


Figura 28. Potencia undimotriz promedio anual en algunos países.

(Fuente: Gunn & Stock-Williams, en Rusu & Onea, 2018)

En general, se considera que las costas ubicadas al sur y oeste, bajo el trópico de Capricornio, se caracterizan por una potencia de oleaje media y alta, baja variación estacional, y bajo ratio de máxima y media altura significativa de olas en 100 años (Pecher & Kofoed, 2017).

El recurso undimotriz nacional es excelente, similar al de países como Australia, Irlanda y EE.UU., calculando una densidad energética promedio de entre 40 y 60 kW/m (Kempener & Neumann, 2014), y alcanzando un factor de capacidad de 50% debido a la baja variabilidad, situando a nuestro país como uno de los territorios con mayor potencial en este recurso (Aquatera Limited, 2014). Otra ventaja del territorio nacional es que la mayoría de la demanda se encuentra cerca de la costa (Deloitte, 2016b).

Las condiciones del territorio nacional podrían facilitar el desarrollo de esta nueva industria de energía marina, contando con gran experiencia en el rubro marino y buenas instalaciones portuarias en conjunto con ciudades que poseen gran capacidad industrial. Se puede destacar que se cuenta con grandes compañías en la industria del acero, construcción naval y fabricación de galpones, lo que facilitaría la fabricación de partes de dispositivos que aprovechan la energía marina (E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012). Actualmente existen al menos 3 dispositivos de tecnología undimotriz en desarrollo a en el país: Wilefko, Cifuncho y Etymol.

Basado en un estudio comparativo entre Chile y Reino Unido, se estima que el costo de la energía mareomotriz puede ser un 16% menor en Chile, dado un menor costo de fuerza laboral y embarcaciones estándares, y posiblemente un 30% menos en el caso de la energía undimotriz, considerando, además de los factores anteriores, una mayor producción de energía (Aquatera Limited, 2014).

3.4.6.1. Potencial por zonas. En el norte de Chile, la demanda de agua y electricidad podría impulsar el desarrollo de plantas undimotrices (posiblemente combinadas) de generación eléctrica, desalinización y bombeo de agua, esperando que la demanda en estas áreas aumente debido al crecimiento de la actividad minera. El alto costo de la electricidad y el agua, combinado con los beneficios tributarios y un entorno de operación menos desafiante, podrían viabilizar los proyectos de energía undimotriz antes que en regiones más australes (Aquatera Limited, 2014; Ver Apéndice I para encontrar una tabla resumen del potencial tecnológico y de mercado por regiones).

La zona central de Chile probablemente tenga un rol clave en el desarrollo de la cadena de suministros de la energía marina, gracias a su capacidad manufacturera. La zona se caracteriza

por un alto uso del borde costero, así como también alta densidad poblacional que disminuye hacia el sur, aumentado el recurso undimotriz en igual dirección, con mayor densidad de energía, disponibilidad de lecho marino y mayor potencial comercial dada la conexión a la red eléctrica nacional (Aquatera Limited, 2014).

La región de Los Lagos posee abundantes recursos para las energías undimotriz y mareomotriz. En la zona existen múltiples comunidades aisladas entre islas, fiordos y canales, y consta de un sistema eléctrico propio cuyo costo energético es alto. Además, se encuentra el Canal de Chacao correspondiente al segundo sitio con potencial de corrientes de marea más importante de Chile, pudiendo conectar proyectos al SEN en esta área (Aquatera Limited, 2014).

El área de Aysén presenta corrientes de mareas considerables en las proximidades de las comunidades aisladas, granjas salmoneras o sitios turísticos. El Estrecho de Magallanes posee el mayor potencial mareomotriz de Chile, mientras que los canales de Fitzroy y Beagle cuentan con un buen potencial. El recurso undimotriz es extremadamente alto en Aysén y Magallanes, sin embargo, estos sitios son relativamente inaccesibles y difíciles de desarrollar en el futuro cercano, aunque, podría ser posible realizar proyectos de energía undimotriz más pequeños en lugares con menor potencial, como en el norte de Aysén, en partes más amplias del estrecho de Magallanes o en el Seno Otway (Aquatera Limited, 2014).

3.4.6.2. Realidad política. El Gobierno de Chile reconoce la importancia de desarrollar fuentes de energía renovable provenientes de su extenso recurso marino, esto para mejorar la seguridad del suministro energético y mitigar el impacto en el cambio climático de la matriz energética nacional, contribuyendo al desarrollo económico e industrial de la nación (Ministerio de Energía, en Aquatera Limited, 2014).

Se delinean 2 estrategias que podría seguir Chile para el desarrollo de la energía marina (E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012): una estrategia de desarrollo, según la cual el país brindaría apoyo al sector a fin de tener un rol activo en el desarrollo de las tecnologías de energía marina y gozar de los beneficios económicos asociados; y una estrategia de implementación, según la cual el país esperaría que la tecnología se desarrollara en el extranjero antes de adquirir e implementar los dispositivos para sacar provecho de los beneficios asociados con la explotación de los recursos del país.

El gobierno ha declarado su preferencia por emprender una estrategia de desarrollo, realizando progresos con este fin. Aquatera Limited (2014) ha evaluado 3 escenarios hipotéticos, buscando demostrar la posible influencia de la política de gobierno en el desarrollo de la energía marina (Ver Figura 29): la *estrategia de implementación plus*, el cual describe el resultado de las iniciativas de las políticas anunciadas a la fecha; la *estrategia de desarrollo*, que involucra un mayor apoyo del gobierno, siendo técnica y políticamente realista; la *estrategia de desarrollo acelerado*, correspondiente a un escenario políticamente optimista, esperando un papel aún más activo del gobierno en cuanto al desarrollo de la energía marina, con niveles de apoyo similares a los observados en algunos países europeos.

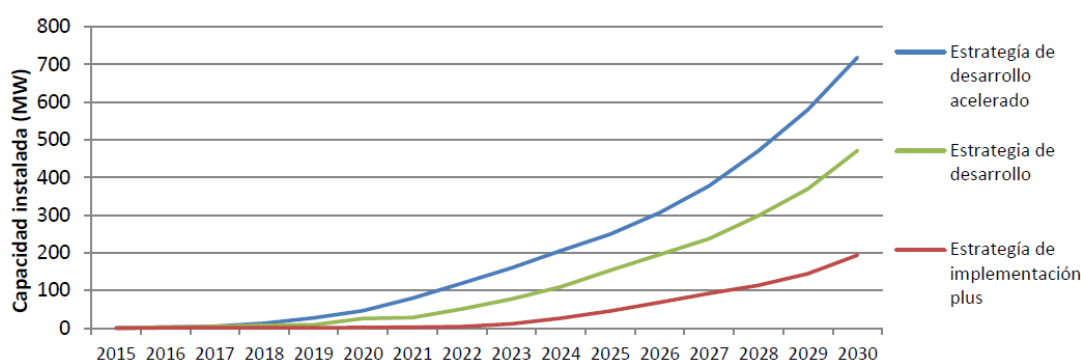


Figura 29. Escenarios de capacidad total de energía undimotriz junto a mareomotriz en Chile.

(Fuente: Aquatera Limited, 2014)

Al año 2014 ya se han destinado US\$27 millones de fondos públicos como apoyo al Centro de Investigación e Innovación de Energía Marina (MERIC) chileno, para desarrollar proyectos piloto de energía marina (Aquatera Limited, 2014). Alrededor de una docena de proyectos de energía marina renovable están en desarrollo, con el apoyo financiero de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). Tanto CORFO como el Ministerio de Energía están incentivando el desarrollo de dispositivos generadores de energía marina y entrenamiento de capital humano mediante investigación aplicada, desarrollo e innovación (Greaves et al., 2018). Por su parte, MERIC busca establecer una base para el desarrollo de la energía oceánica en el país (REN21, 2017). Luc Martin, director ejecutivo del MERIC, tiene la convicción que Chile puede convertirse en un líder en el uso de la energía marina, pudiendo abrir perspectivas inmensas, mejorando incluso el conocimiento del mar (AQUA, 2018).

3.4.6.3. Marco regulatorio. El marco regulatorio del sector energético chileno es el Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N° 4 de 2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. La energía marina no posee normativas explícitas, por lo que el desarrollo de estos proyectos posiblemente implicaría enfrentarse a varios vacíos legales y autoridades no preparadas ni calificadas para discernir sobre estos (E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012).

La preparación de un país en cuanto a la implementación de estos proyectos sobre temas regulatorios/legislativos puede medirse según 3 factores principales: la evaluación ambiental estratégica para el sector, el desarrollo de un plan espacial marítimo, e implementación de un sistema de consentimiento marino con “ventanilla única” (ORECCA, en E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012).

El manejo de las áreas costeras y oceánicas en Chile se administra según la Política Nacional de Uso del Borde Costero (PNUBC), manteniendo el equilibrio a largo plazo entre los objetivos medioambientales, económicos, sociales, culturales y recreativos. La PNUBC dicta Instrumentos de Planificación o Zonificación del Borde Costero a nivel regional, los cuales deben ser compatibles y consistentes con un potencial proyecto marino, con la dificultad de que no se han desarrollado criterios particulares en estos casos (E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012).

Conforme a la Ley 19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente, los proyectos que deban someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental requieren obtener una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) previamente a su ejecución, según una Declaración de Impacto Ambiental o bien un Estudio de Impacto Ambiental, dependiendo de los efectos que pueda tener el proyecto sobre el medio ambiente. Adicionalmente, se deben obtener permisos sectoriales ambientales, y de otras áreas según sean exigidos (E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012).

Para hacer uso del recurso se requiere una concesión marítima, cuya normativa está contenida en el DFL N° 340 de 1960 del Ministerio de Hacienda, el Decreto Supremo (DS) N°2 de 2005 del Ministerio de Defensa, y el DS N° 475 de 1994 de la PNUBC (Ver Apéndice J para mayor información sobre las etapas de concesión). Es probable que el tipo de concesión requerida sea una “Marítima Mayor”, ya que esta se acerca más a lo que sería un proyecto de generación, con plazos mayores a 10 años e inversiones mayores a 2.500 UTM. Dependiendo de la tecnología, se debe solicitar una Concesión Marítima de Porciones de Aguas para la instalación de elementos flotantes estables; Concesión Marítima de Fondo de Mar, si se ubicará

en el fondo del mar; y/o una Concesión de Terreno de Playa (E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012).

3.4.6.4. Estudios similares o relacionados. Algunos estudios realizados por ciertas organizaciones son Aquatera Limited (2014), (E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012) y (Cruz, Thomson & Stavroulia, 2009), en donde se estudia de forma general la factibilidad, recurso marino, barreras, marco regulatorio, tecnologías, estrategias para el país, posibles escenarios, impactos socioeconómicos y ambientales, incentivos, cadena de suministro, y el mercado, entre otros temas más específicos.

Se han publicado pocos estudios sobre la factibilidad económica de la energía marina en Chile en base a tecnologías específicas. En general los costos se estiman siguiendo algunos costos publicados y bajo ciertos supuestos asociados a las condiciones nacionales que dan cabida a errores (incerteza) significativos, llegando a resultados que son poco alentadores, aunque esperables debido a que aún no se alcanza una fase comercial (Ver Tabla 5). Otros estudios se han enfocado en aspectos específicos, como la factibilidad ambiental en (García, 2014), o bien las barreras a estos proyectos, de tipo económicas, financieras, técnicas, de capital humano y en el ámbito legal, como se puede encontrar en Versalovic (2011).

Tabla 5. Resumen de las principales características de estudios similares (Fuente: Elaboración propia)

<i>Fuente</i>	<i>Tipo de estudio</i>	<i>Tecnología y potencia del proyecto</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Cálculo generación eléctrica</i>	<i>Costo del dispositivo</i>	<i>Resultados</i>
Ugalde (2012)	Técnico-económico	Pelamis P-750; 30 MW	Puerto Montt. Basada en Garrad Hassan, 2009	Uso de factor de capacidad y disponibilidad arbitrarios y conservadores	Estimación publicada. Uso de economías de escala y costo del acero	VAN < 0; TIR = 1,1%; Payback de 14,1 años
Rojas (2009)	Técnico-económico	Pelamis P-750; 3 y 30 MW	Arica, Antofagasta, Huasco, Valparaíso, Lebu y Chiloé	Simulaciones diarias cada 3 h para el dispositivo, entregadas por Baird	Estimación del costo publicada. Evaluación de escenarios	VAN < 0 COE=0,14 US\$/kWh en el mejor caso
Pollard (2016)	Técnico-económico, ambiental-legal y comercial	Wilefko; 28 MW	Antofagasta	Uso de modelo WaveWatchIII	Estimación sin origen declarado	TIR = 17,2% y VAN > 0 a 15 años
Almonacid (2015)	Técnico-económico, ambiental y social	Oyster, Wavestar, CETO y Seabased; 1,5 y 1,6 MW	Valparaíso y Chiloé	Matrices de potencia genéricas por tecnología y datos del modelo WaveWatchIII	Basado en publicación. Uso de economías de escala, supuestos arbitrarios, y escenarios	TIR = 7,9% (Oyster) para Chiloé, y 12% en el mejor escenario

3.5. Costos de la Tecnología Marina

Los costos de tecnologías de generación eléctrica típicamente caen a medida que aumenta la capacidad instalada, debido a una combinación de factores como el aprendizaje, maduración de la cadena de suministro y aumento en la confianza de los inversionistas. De esta forma se espera que la energía marina pueda llegar a ser competitiva en costos (WEC, 2016).

3.5.1. Vías de reducción. El costo nivelado de la energía (LCOE) de la tecnología undimotriz y de corrientes de marea es mucho mayor que el de otras tecnologías, presentando una gran dispersión entre los dispositivos. Aun así, existe un gran potencial para reducir los costos si estas logran comercializarse en parques a gran escala (International Social Science

Council, 2018; Huckerby et al., 2016), siguiendo las mismas vías de reducción de costes de la energía solar y eólica (Huckerby et al., 2016). Actualmente solo es posible estimar el LCOE de los primeros conjuntos de dispositivos, pudiendo obtener mayor claridad una vez que estos sean capaces de producir con alta disponibilidad, estimaciones certeras de su vida útil y mejor entendimiento de los costos de operación y mantenimiento (Sweeny, 2015). Para obtener certeza sobre la producción de energía y sus costos se requiere del funcionamiento del dispositivo a escala real en la ubicación de interés por un tiempo suficiente (Pecher & Costello, 2017).

Existen 3 caminos claves de reducción de costos que se manifestarán inmediatamente una vez que la tecnología se consolide de forma comercial, aplicándose en diferentes proporciones a distintos desarrolladores y ubicaciones (Smart & Noonan, 2018):

- La primera vía es la aparición de economías de volumen, reduciendo el costo unitario de producción gracias a la estandarización de componentes comunes, producción en serie y optimización del diseño.
- Un segundo factor es el uso de las economías de escala, aprovechando las estructuras y en general los costos fijos para un proyecto a gran escala, los cuales aumentarán en una proporción mucho menor (no lineal), dado un aumento de la capacidad nominal, que trae consigo una disminución del costo unitario.
- El tercer factor se relaciona con aquellos desarrolladores de tecnología a pequeña escala (menor a 1 MW), que podrían beneficiarse de un aprendizaje acelerado a medida que se duplica la capacidad, el cual se logra rápidamente con una baja capacidad por unidad.

Las reducciones claves de costos logradas en años recientes se deben principalmente a las economías de volumen (producción e instalación de múltiples dispositivos), ahorrando tiempo y costos mediante el aprendizaje práctico, la optimización de procesos, la validación de la

ingeniería y la mejora en los términos comerciales (Smart & Noonan, 2018). Se anticipa que grandes mejoras en los costos de construcción, métodos de instalación, rendimiento, operaciones y mantenimiento tendrán un impacto significativo en los futuros costos de las tecnologías marinas (Sweeny, 2015).

El costo de la energía marina requerirá reducirse entre un 50-75% para el 2025 (respecto al 2012) si va a competir con la generación eólica marina y otras tecnologías. Este nivel de reducción si bien ambicioso, es posible de lograr con significativas economías de escala, innovación, optimización de la cadena de suministro y financiamiento apropiado, reduciendo al mínimo los costos y riesgos (Low Carbon Innovation Coordination Group, 2012).

Los efectos de la curva de aprendizaje representan un factor importante para la disminución del costo de la energía, aunque tienen un grado de incertidumbre alto debido a la falta de experiencia de la industria de la cual extrapolar información (Sathaye, 2011). Aun así, se han identificado varios sectores aptos para compartir conocimientos, técnicas y personal capacitado, entre los cuales se encuentran: la industria del petróleo y gas, la energía eólica marina, ciertos servicios públicos, la construcción naval y aeroespacial, la minería y la robótica (Huckerby et al., 2016; Ver Apéndice K para una breve explicación de cómo se formula una curva de aprendizaje).

3.5.2. Estimaciones generales de costos. Basado en la información entregada por los desarrolladores de proyectos marinos, información histórica y experiencia sobre tecnologías similares, así como el uso de distintos métodos y supuestos, se ha realizado una gama de estudios que buscan cuantificar el costo de la energía en el tiempo, por lo general mediante un rango de valores que abarca las distintas tecnologías.

Ciertos estudios proponen una reducción en los costos a medida que se avanza en la comercialización de las tecnologías, como el presentado por World Energy Council, quien presenta escenarios para la instalación del primer y segundo conjunto de dispositivos, además del primer proyecto a escala comercial, estimando un LCOE de entre 120 y 470 USD/MWh para el último caso, es decir, una reducción mayor al 50% desde el primer conjunto (Ver Tabla 6). Para el estudio se asume que la conexión a la red es menor a 5 km, y que los desarrolladores tienen un costo de transmisión igual al 10% de los CAPEX para un parque comercial, o bien un 6 a 8% del LCOE. Existe un grado significativo de incerteza en cuanto a los valores, aun cuando no fueron considerados valores extremos y tecnologías cuyo TRL fuera menor a 6 (TRL correspondiente a una etapa de demostración de prototipo en entorno relevante).

Tabla 6. Costos proyectados para la energía marina según su desarrollo comercial.
(Fuente: WEC, 2016)

Variable	Wave		Tidal	
	Min	Max	Min	Max
First Array				
Project Capacity (MW)	1	3	0,3	10
CAPEX (USD/kW)	4.000	18.100	5.100	14.600
OPEX (USD/kW per year)	140	1.500	160	1.160
Capacity Factor (%)	22%	30%	35%	37%
LCOE (USD/MWh)	311	1810	311	1035
Second Array				
Project Capacity (MW)	1	10	0,5	28
CAPEX (USD/kW)	3.600	15.300	4.300	8.700
OPEX (USD/kW per year)	100	500	150	530
Availability (%)	85%	98%	85%	98%
Capacity Factor (%)	30%	35%	35%	42%
LCOE (USD/MWh)	210	670	210	470
First Commercial Scale Project				
Project Capacity (MW)	2	75	3	90
CAPEX (USD/kW)	2.700	9.100	3.300	5.600
OPEX (USD/kW per year)	70	380	90	400
Availability (%)	95%	98%	92%	98%
Capacity Factor (%)	35%	40%	35%	40%
LCOE (USD/MWh)	120	470	130	280

Es posible extrapolar las tendencias de costos según el nivel de preparación tecnológica (TRL) y curvas de aprendizaje, pudiendo complementarse con un estudio de las vías de maduración más probables para una mejor aproximación (Huckerby et al., 2016). En general los costos dependen fuertemente de la capacidad del proyecto y TRL asociado, mientras que la capacidad acumulada tiene un impacto menor (European Commission DG for Maritime Affairs and Fisheries, WavEC & COGEA, 2018).

La Comisión Europea ha estimado mediante tendencias, pronósticos publicados e información de desarrolladores, el costo unitario de los CAPEX y OPEX relativos a un proyecto undimotriz en función de la capacidad y TRL tomando en consideración economías de escala y una tasa de aprendizaje de 12% (Ver *Figura 30*).

Wave unitary CAPEX used on the analysis								
Project Capacity (MW)	M€/MW	All TRLs	4	5	6	7	8	9
	]0 - 0.001]	360.4	215.8	208.1	177	154.9	106.5	63.58
	]0.001 - 0.009]	172.9	94.28	161.3	201.1	114.5	79.96	48.92
	]0.009 - 0.02]	123.6	76.52	95.01	91.6	79.7	56.83	35.92
	]0.02 - 0.1]	69.93	68.2	57.24	58.9	60.78	35.12	23.24
	]0.1 - 0.3]	43.81	39.56	17.86	26.36	28.49	19.15	13.82
	]0.3 - 0.9]	29.64	27.83	18.04	20.94	19.59	16.44	9.149
	]0.9 - 3]	18.67	18.95	9.525	10.11	9.833	8.561	7.507
	]3 - 7]	13.69	14.34	8.163	6.407	6.907	6.639	5.542
	]7 - 20]	9.333	10.23	5.617	4.831	4.648	4.237	3.811
	]20 - 250]	3.852	4.634	2.24	2.925	2.379	1.766	1.909
Wave unitary OPEX used on the analysis								
Project Capacity (MW)	M€/MW	All TRLs	4	5	6	7	8	9
	]0 - 0.001]	68.41	39.64	68.25	29.73	6.566	6.108	5.692
	]0.001 - 0.009]	49.82	22.58	44.1	19.92	4.73	4.376	4.049
	]0.009 - 0.02]	21.95	5.607	9.765	6.748	3.174	2.915	2.669
	]0.02 - 0.1]	12.43	2.163	3.618	2.511	2.662	1.642	1.482
	]0.1 - 0.3]	8.826	1.341	3.456	2.906	3.297	1.01	0.899
	]0.3 - 0.9]	5.848	1.215	1.512	0.664	0.398	0.367	0.336
	]0.9 - 3]	3.916	0.878	0.598	0.402	0.249	0.194	0.173
	]3 - 7]	2.964	0.733	0.417	0.316	0.245	0.211	0.195
	]7 - 20]	2.098	0.567	0.256	0.226	0.184	0.145	0.134
	]20 - 250]	0.95	0.287	0.244	0.242	0.24	0.049	0.042

Figura 30. CAPEX y OPEX estimados para tecnología undimotriz según potencia y TRL.

(Fuente: European Commission DG for Maritime Affairs and Fisheries, WavEC & COGEA, 2018)

Una vez alcanzada la escala comercial, los desarrolladores esperan un decrecimiento rápido del LCOE, llegando a los 100-300 US\$/MWh, rango que podría seguir disminuyendo a una alta tasa con el aumento de la capacidad instalada, alcanzando niveles de costos competitivos luego de que 1 o pocos GW de potencia hayan sido instalados (OES, 2015). En el peor escenario, la tecnología undimotriz se volvería competitiva solo luego de haber instalado más de 20 GW de capacidad (Uihlein, & Magagna, 2015b).

Una tasa de aprendizaje de 13% para los CAPEX y 11% para OPEX (incluyendo reducciones de costo significativas por economías de escala y volumen) es considerada conservadora para la tecnología undimotriz, bajo el supuesto de que mejoras en diseño y estrategias de operación y mantenimiento resultarán en un aumento de los factores de capacidad y vida operacional (Smart & Noonan, 2018). A modo de comparación, las tecnologías solar fotovoltaica y eólica construida en tierra poseen un ratio de aprendizaje de 18-22% y 15% respectivamente (Huckerby et al., 2016; Smart & Noonan, 2018), y en el caso de la eólica marina 20% (Smart & Noonan, 2018).

Dada la diversidad de tecnologías e incertidumbre presente es difícil proveer de una simple función o banda que permita estimar el LCOE para el sector (OES, 2015). Aun así, es posible estimar varios rangos de LCOE a partir del recurso energético disponible (Ver Figura 31), aunque la convergencia de la energía de las olas a cierto LCOE depende, además, de la habilidad del sector para identificar soluciones comunes y un consenso de diseño más amplio para la obtención de economías de escala (Uihlein, & Magagna, 2015b).

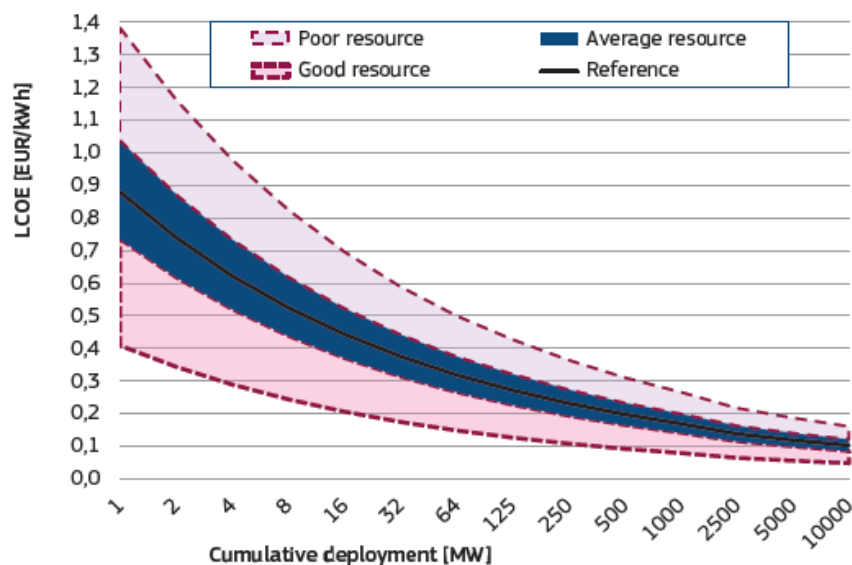


Figura 31. LCOE estimado según recurso undimotriz, dada una tasa de aprendizaje de 12% para los CAPEX.

(Fuente: Uihlein, & Magagna, 2015b)

3.5.3. Beneficios económicos potenciales. Los ahorros anuales relativos a una matriz de energías renovables diversificadas podrían ser muy significativos, hasta un 3,3% del costo al por mayor de la electricidad. Lo anterior se basa en una mejor predicción de energía de una matriz renovable diversificada, combinada con una reducción en la variación de salida de energía máxima a nivel horario, que en consecuencia reduciría los requerimientos de reserva del operador del sistema eléctrico. Esto debería implicar un beneficio para todas las plantas renovables, dado que, al tener un perfil de salida de energía menos variable, disminuirían los periodos con precios bajos o negativos, generando un aumento general de los ingresos que cada planta puede recibir. (Sweeney, 2015).

La combinación de dispositivos de energía eólica y marina puede reducir la variabilidad de la electricidad producida y mejorar la confiabilidad a niveles altos de participación de energías variables en el sistema eléctrico (Posner, Sullivan & Murphy, 2013).

Los proyectos híbridos combinan turbinas eólicas flotantes con convertidores undimotrices para capturar la energía en mar abierto y reducir la inversión inicial si la infraestructura es compartida (Rusu & Onea, 2018). La sinergia entre ambas energías trae consigo un aumento en la rentabilidad de las energías renovables variables, y en última instancia una expansión potencial de la participación de las energías renovables en la matriz (Sweeney, 2015). También se ve como una oportunidad la instalación conjunta con energía solar fotovoltaica, o bien en zonas de acuicultura (Huckerby et al., 2016).

3.6. Prefactibilidad Económica y Estudios Complementarios

Para cumplir con los objetivos planteados, es necesario llevar a cabo un estudio de prefactibilidad, en donde en primera instancia se reúna la información relativa al estudio técnico, partiendo por las condiciones del mar (recurso) y lugares potenciales para el emplazamiento de una planta de conversión de energía marina. Posteriormente será necesario conocer el funcionamiento de las tecnologías candidatas para ser evaluadas; principios de operación y concordancia con las condiciones/recursos disponibles. Se debe considerar, además, como se distribuirá la energía producida, pudiendo estar conectada a subestaciones cercanas o bien formando parte de un sistema independiente.

No se abordará un estudio legal, solamente aquellos puntos relativos a temas que tengan un impacto relevante en la factibilidad del proyecto y que sean necesarios para tener una buena aproximación de la rentabilidad de este. En este sentido se deben respetar las normativas presentes en el país, cumpliendo, por ejemplo, con el cuidado del entorno, y el marco regulatorio asociado a la construcción de la planta y comercialización de energía.

Los estudios económico-financiero y de mercado estarán ligados, debido a que en el primero se deberán determinar los ingresos y egresos, calculando a partir de estos los indicadores

que demuestran la rentabilidad del proyecto, así como la proyección de los flujos, mientras que el segundo permite la comparación de los resultados obtenidos. Es decir, será necesario comparar el proyecto con las distintas alternativas ya presentes, cotejando las ventajas y desventajas de elegir una opción por sobre la otra, y finalmente demostrándolo mediante datos objetivos.

El estudio generaría un marco útil para las recomendaciones y será determinante para conocer las condiciones que se deberían cumplir para un mejor desempeño, o bien, bajo qué escenario sería conveniente llevar a cabo el proyecto, así como también aquellos factores que pueden obstaculizar el desarrollo del proyecto.

4. METODOLOGÍA

4.1. Selección de la Tecnología

Dado que las tecnologías son relativamente nuevas, muchos dispositivos se encuentran en desarrollo, por lo que es importante tomar en cuenta el nivel de preparación tecnológica (TRL) del dispositivo a evaluar. Un mayor TRL significa que la tecnología está más cercana a la comercialización, existiendo mayor certeza acerca de su capacidad productiva y costos (Pecher & Costello, 2017).

Varios dispositivos undimotrices se han dejado de desarrollar o bien sus derechos de propiedad han sido transferidos, por lo cual es fundamental que exista seguridad en cuanto a que la tecnología seleccionada esté actualmente vigente. Además, para el cálculo de una buena estimación de la energía generada es necesario contar con la matriz de potencia del dispositivo, e idealmente una idea preliminar de los costos asociados a este.

El resultado de los dispositivos de conversión undimotriz no depende solamente de la energía promedio de las olas, sino que también de la distribución de la energía entre los distintos estados del mar para diferentes periodos (Silva, Rusu & Guedes, 2013). Debe existir entonces cierta correspondencia entre las condiciones del recurso marino y aquellas requeridas por el dispositivo elegido para la obtención de un mejor resultado.

Existen ciertas características esenciales con las cuales debe cumplir un dispositivo de generación undimotriz según Pecher & Kofoed para lograr un potencial económico a largo plazo (2018), entre las cuales se encuentran:

- *Escalabilidad*: Un dispositivo a gran escala, necesita tener una potencia de varios MW (>5 MW) para ser viable económicamente y poder mejorar su LCOE, lo que quiere decir

que se debe poder construir un dispositivo de mayor escala (tamaño y potencia) que obtenga un desempeño similar o mejor. Lo anterior no incluye el uso de múltiples dispositivos, ya que no influenciará significativamente sus costos promedio de infraestructura y tecnológicos, y por ende su LCOE.

- Rendimiento de potencia general: El dispositivo debe consistir de una tecnología de absorción de energía undimotriz y toma de potencia (PTO) eficientes. Esto implica que es capaz de producir potencia eléctrica de forma suficientemente uniforme y obtener un alto factor de capacidad.
- Beneficios ambientales: Se espera que sean sistemas de energía sustentable, causando un gran beneficio ambiental y un efecto negativo mínimo.

4.2. Selección de Sitios de Estudio

El potencial de un sitio particular depende de factores como la altura de las olas y su dirección, y también está restringido a si este está en un área protegida o cercano a rutas marítimas (Rusu & Onea, 2018). Según Pecher & Kofoed (2017) se considera que una buena ubicación para un dispositivo de conversión de olas debe cumplir con:

- Una potencia de energía undimotriz buena, es decir, mayor a 15kW/m.
 - Un bajo ratio de máxima y media en cuanto a la altura significativa de olas, velando por el funcionamiento consistente a largo plazo de la planta.
 - Baja variación de energía entre meses, facilitando una producción estable de energía, y mejorando el factor de capacidad cuando el oleaje es consistente dentro de todo el año.
- Aunque también debe considerarse el tiempo disponible para mantener e instalar los dispositivos, que resulta menor (menos frecuencia y duración) traduciéndose en una mayor dificultad.

- Proximidad a la costa, infraestructura y usuarios finales, buscando reducir los CAPEX (gastos de capital) y OPEX (gastos de operación) del proyecto.
- Una profundidad razonable, pudiendo afectar seriamente el costo de amarras y cableado.

Se propondrá hasta un máximo de 10 lugares candidatos, buscando que cumplan principalmente con un buen recurso (altura significativa promedio anual > 3 m) y que estos formen parte de distintas zonas de Chile, sin ir más al sur que la Región de Los Lagos, debido a la dificultad de acceso que existiría para una potencial planta. De los candidatos se escogerán 3 sitios que serán evaluados a partir de indicadores económicos, así como también las características de su recurso marino, realizando un análisis comparativo. Finalmente se escogerá un sitio de interés en base a su potencial factibilidad para realizar un análisis más detallado.

El criterio decisivo para la selección de los sitios se basará en 4 parámetros: factor de capacidad, distancia a subestación más cercana, distancia al puerto más cercano, y la batimetría. Para la comparación se utiliza un método cuantitativo, otorgando un valor de 0 a 100, donde 100 representa el peor candidato, y será el valor que obtendrá el peor recurso para cada parámetro, es decir, el análisis de cada parámetro será comparativo en base al peor recurso. A cada parámetro se le asignará un peso (porcentaje) dándole mayor importancia a los factores que tienen mayor influencia en el resultado económico del proyecto.

Es necesario estimar la distancia desde el dispositivo a la costa, y desde esta a la subestación más cercana, con el fin de conocer la cantidad de cable que será requerido, además del tipo de instalación a utilizar y requerimiento de infraestructura. Adicionalmente, el tipo de cable e infraestructura han de cumplir con la norma vigente sobre instalaciones eléctricas correspondiente.

La ubicación de las subestaciones de transmisión eléctrica se realizará con la ayuda de la aplicación web *Energía Maps Beta*, que además entrega el valor del voltaje de transformación. Los puertos se ubicarán mediante mapas portuarios y uso del software *Google Earth*, que además facilitará la medición de todas las distancias entre puntos de distinta latitud y longitud. Por otra parte, la batimetría se estima mediante el uso del *Bathymetric Data Viewer* que ofrece la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).

Además de los criterios ya mencionados, es importante que los sitios de una potencial planta undimotriz estén exentos de concesiones marítimas vigentes o en trámite, así como también que no implique la construcción u ocupación de zonas protegidas, de interés científico o sitios arqueológicos. Para estos casos se evaluará implícitamente la posibilidad de realización del proyecto, sin entrar en detalles, por ejemplo, en cuanto a la ubicación de tales zonas, o recomendaciones de rutas para la construcción de infraestructura relativa al proyecto. La presencia de concesiones se confirmará mediante el uso del *Sistema Integrado de Administración del Borde Costero*, mientras que las zonas destinadas a otros fines se cotejarán con los mapas publicados en Cruz, Thomson & Stavroulia (2009).

4.3. Medición del Recurso – Modelo WW3

La evaluación del clima de las olas puede ser lograda en principio mediante mediciones, sin embargo, debido a los costos y dificultades de mantener los instrumentos de medición por largos periodos, y el requerimiento de información del recurso antes de que una medición a largo plazo se pueda llevar a cabo, es necesario recurrir a otras estrategias, como la modelación del oleaje a largo plazo, entre otros métodos (EMEC, 2009a).

Para evaluar el recurso undimotriz se utiliza la información disponible en el Explorador de Energía Marina de Chile. Esta herramienta entrega resultados de simulaciones numéricas

realizadas para la costa chilena mediante el uso de un modelo de generación y propagación de oleaje a alta resolución (1 km). El modelo WaveWatchIII es de 3^{ra} generación y expresa la energía en función de la frecuencia y dirección del oleaje (Ver Apéndice L para más información sobre los modelos).

El desempeño del modelo ha sido validado en distintos puntos comparando los resultados con datos satelitales para series de tiempo de altura significativa de las olas (H_s), obteniendo correlaciones de entre 0,64 y 0,82 para distintos puntos a lo largo de Chile, y de 0,9 para el promedio anual de H_s (Ver Apéndice M para más detalles sobre la correlación del modelo). También se hizo uso de mediciones in-situ de oleaje por boyas del Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile. Sin embargo, las series de tiempo de altura significativa (H_s) simuladas y observadas se decorrelacionan fuertemente en zonas cercanas a islas y regiones de línea de costa compleja (Ministerio de Energía, 2013).

Los parámetros entregados por el modelo son: la altura significativa (H_s), correspondiente a la media aritmética del tercio de olas más altas de un conjunto de olas; el periodo medio (T), es decir, la media aritmética de los periodos del oleaje; la dirección media (D), análogo al periodo; y la potencia de olas (Ministerio de Energía, 2013).

4.4. Cálculo de la Energía Generada

La experiencia en la prueba de convertidores de energía de olas (WECs) es muy acotada en condiciones de mar abierto, por lo cual la metodología se encuentra en una etapa temprana de desarrollo. En principio se sabe que la potencia generada depende fuertemente de la altura y el periodo de las olas, aunque otros atributos como la dirección media, propagación direccional e intervalo de frecuencias del espectro también pueden ser importantes, tomando en cuenta que la

sensibilidad del rendimiento antes estas variables pueden variar entre las tecnologías (EMEC, 2009b).

4.4.1. Matriz de potencia. El método que se ha vuelto convencional para la presentación de los resultados de rendimiento de un dispositivo es la matriz de potencia. Esta corresponde a un histograma bivariado de la altura significativa (H_s) y el periodo medio (T_e) o periodo peak (T_p), conteniendo en cada celda el valor promedio de la salida de potencia del WEC durante el periodo de prueba, para cada estado del mar perteneciente a ciertos rangos de H_s y periodo. Esta matriz entrega una idea general del rendimiento de los dispositivos durante el periodo de prueba. Una de las desventajas de este método es la omisión de otros factores influyentes, y la variabilidad presente en las mismas mediciones, por lo cual no son 100% representativas, estando sujetas a cierta incertidumbre (EMEC, 2009b).

Para calcular la energía que produce un dispositivo es necesario ubicar cada uno de los estados marinos del lugar seleccionado en la matriz de potencia y realizar la suma de lo que vendría siendo la potencia generada, para luego multiplicar esto por la cantidad de tiempo que el dispositivo estará operativo. Para efectos del trabajo, se opta por un método similar, pero que requiere una transformación previa de la matriz de potencia a una matriz de longitud de captura (en adelante L), tal que la longitud de captura ($\hat{L}$) se calcula según la *Ecuación 1* (EMEC, 2009b),

$$\hat{L} = P_{WEC}/P_{Mar} \quad (1)$$

Donde P_{WEC} corresponde a la potencia eléctrica de salida promedio del WEC, y P_{Mar} es la potencia promedio de las olas. P_{Mar} se calcula en base a los valores de la matriz, obteniendo un valor de $\hat{L}$ para cada celda, asumiendo que estos son los valores promedio para cada estado del mar de la matriz.

El clima del oleaje es entregado de forma extensiva por el modelo, o sea, para cada hora se obtiene una medición de los parámetros. Al realizar la correspondencia entre los parámetros del modelo y la matriz L solo se obtiene el valor promedio de $\hat{L}$ para tales parámetros, lo cual asume que las distribuciones espectrales de oleaje de las mediciones de la matriz de potencia original y aquellas correspondientes al recurso de los lugares a evaluar son similares, ya que, de otra forma la potencia generada en cada estado de la matriz sería significativamente distinta (Kofoed & Folley, 2017).

Para obtener un resultado más preciso se decide interpolar en base a H_s y T_e en la matriz L , obteniendo un valor singular l_{ij} para cada medición del modelo. En general, una menor tasa de cambio para un valor de una función sobre el espacio del parámetro, más certero será el valor interpolado² (Kofoed & Folley, 2017), siendo esta la razón para convertir la matriz de potencia inicialmente, obteniendo un menor error en cuanto a la variación de potencia captada. Cabe destacar que el método usado para interpolar influencia la exactitud de producción de energía, especialmente cuando existen grandes tasas de variación de longitud de captura en la matriz (Kofoed & Folley, 2017).

4.4.2. Teoría lineal de olas. Para estimar la potencia undimotriz se utilizará la teoría lineal de olas, en la cual se define una ola según una función sinusoidal N que depende de los parámetros a , T , ϕ y λ (amplitud, período, ángulo de fase y longitud de onda respectivamente), y de las variables x y t (posición y tiempo), según la *Ecuación 2* (Krogstad & Arntsen, 2000; Ver Apéndice N para encontrar las ecuaciones que establece la teoría lineal de olas).

$$N(x, t) = a * \text{sen}\left(\frac{2\pi t}{T} - \frac{2\pi x}{\lambda} + \phi\right) \quad (2)$$

² La longitud de captura típicamente tiene una tasa de cambio menor sobre el espacio paramétrico debido a que gran proporción del cambio en la matriz de potencia se asocia con el cambio en la densidad de energía de ola incidente (Kofoed & Folley, 2017).

Basado en la teoría lineal es posible calcular la energía cinética (E_k) y energía potencial gravitatoria (E_g) que transporta una ola que viaja a una velocidad c_g a través de un área de ancho A , como queda expresado en la *Ecuación 3* (Krogstad & Arntsen, 2000),

$$E_k = E_g = \frac{1}{16} \rho g H^2 c_g T A \quad (3)$$

Donde g es la constante de gravedad y ρ la densidad del agua de mar. Sumando ambas energías, reemplazando la altura H por H_s y dividiendo por el tiempo T y el ancho A se obtiene P_{Mar} , la cual se expresa como potencia por unidad de longitud (Ver *Ecuación 4*).

$$P_{Mar} = \frac{1}{8} \rho g H^2 c_g \quad (4)$$

Hasta ahora se conoce la potencia para olas periódicas, sin embargo, en la realidad estas tienen un comportamiento aleatorio. Asumiendo que la altura de ola se comporta según una distribución Rayleigh cuyo único parámetro es el momento de orden 0 del espectro de olas, la altura efectiva se obtiene según $H_{RMS} = 2^{-0.5} H_{m0}$, donde H_{m0} es la altura significativa (Holthuijsen, 2007). Reemplazando en la ecuación de potencia se obtiene que esta es la mitad de la potencia calculada el caso de olas periódicas.

Dado que en la realidad las olas se superponen, c_g corresponde a la velocidad del grupo de olas, y es posible calcularla según la *Ecuación 5*, pudiendo aproximarla según la profundidad del fondo marino relativo al grupo de olas. Para aguas profundas se asume que la profundidad (h) tiende a infinito y se aproxima mediante la (Ver *Ecuación 6*), mientras que para aguas superficiales, se sabe que w (velocidad angular) es igual a $[(gh)^{0.5}k]$, donde k es el número de ondas, por lo que c_g sería igual a la velocidad de fase λ/T (Krogstad & Arntsen, 2000).

$$c_g = \frac{dw}{dk} = \frac{2wdw}{2wdk} = \frac{(g \tanh(kh) + gkh \cosh^{-2}(kh))dk}{2wdk} = \frac{g}{2w} \left(\tanh(kh) + \frac{kh}{\cosh^2(kh)} \right) \quad (5)$$

$$c_g = \frac{dw}{dk} = \frac{g}{2w} = \frac{\lambda}{2T} \quad (6)$$

4.5. Transporte de la Energía: Línea Eléctrica

El transporte de la electricidad generada se asume realizado mediante cables submarinos cuya instalación se realizaría en zanjas bajo el lecho del mar, el cual continúa en tierra mediante una línea eléctrica aérea, como es convencional en el país, y debido a que es una alternativa más económica que el soterramiento de los cables. Para esto se requiere de la construcción de los soportes y equipamiento respectivo, hasta el punto de conexión con la red eléctrica.

El tipo de poste elegido debe ser capaz de resistir los esfuerzos originados por el peso del cableado, presión del viento, capas de hielo (dependiendo del lugar) y variaciones de temperatura que impliquen una variación de las propiedades del material conductor. En primer lugar, se requiere conocer los esfuerzos a los cuales se someten los cables y los apoyos, para luego determinar el tipo y número de postes eléctricos que requeriría el proyecto.

La tensión de los cables se calcula aproximando la forma del cable entre 2 postes a una parábola, cuya ecuación (Ver *Ecuación 7*) se obtiene al estudiar el equilibrio del cable, y asumiendo posteriormente que el vano es aproximadamente igual a la longitud de este.

$$y = \frac{x^2 P}{2T_0} \quad (7)$$

De esta manera, y corresponde a la coordenada vertical del cable con respecto al vértice como origen, x es la distancia en la dirección de la línea medida desde el vértice, P el peso por unidad de longitud del cable, y T_0 la tensión mínima ejercida sobre el cable, que es igual a la componente horizontal (eje x) de la tensión en cualquier punto del cable. Para encontrar la tensión se itera sobre valores de vano (distancia entre 2 postes adyacentes) y flecha (altura entre el cable y la recta que une ambos puntos de apoyo de postes adyacentes).

La presión del viento actuando de forma perpendicular al plano xy (de la línea) aumenta la carga/tensión que debe soportar el cable, con lo cual se calcula una fuerza (por unidad de longitud) resultante R (Ver *Ecuación 8*), que puede tomarse como el peso aparente del cable.

$$R = \sqrt{(p_v d)^2 + P^2} \quad (8)$$

Donde p_v es la presión por unidad de longitud que ejerce el viento sobre el cable y d es el diámetro del cable. Además, se puede calcular la tensión total del cable debido a su peso y el viento según $T_v = (R^2 L^2 + T_{0v}^2)^{0.5}$, siendo T_{0v} la tensión horizontal que incluye la presión del viento, y L la longitud del cable, que se estima según el método matemático para longitud de arco.

Para apoyos de alineación, el esfuerzo transversal se estima según la presión del viento y el esfuerzo longitudinal como el 8% de la tensión máxima del conductor (supone un desequilibrio de tracciones). Para apoyos en ángulo, la carga longitudinal es la misma que para alineación, mientras que la transversal, suponiendo que ambas tensiones son de igual magnitud, se calcula como $F_A = 2T \cos(\alpha/2)$ (Ver *Figura 32*), donde α es el menor ángulo que se forma entre las 2 secciones de línea en un apoyo. Otro tipo de apoyo es el de anclaje, cuyo esfuerzo longitudinal se estima en 50% de la tensión, requiriendo al menos 1 cada 3 km para disminuir la probabilidad de rotura de conductores (García, 2001).

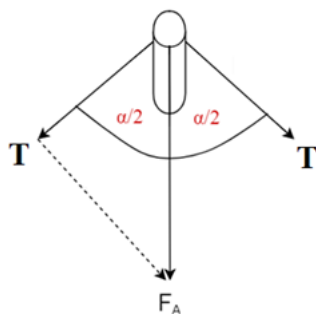


Figura 32. Diagrama de fuerzas ejercidas por la tensión de los cables sobre un poste en ángulo.

(Fuente: Elaboración propia)

4.6. Pérdidas de Potencia en Conductores

Debido a la resistencia al paso de la corriente en los cables por efecto Joule y campos magnéticos, la energía que realmente se puede obtener del dispositivo se ve mermada. Para un circuito en el cual circula corriente alterna se utiliza la impedancia (Z) para conocer la magnitud de tales pérdidas (Ver *Ecuación 9*).

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (9)$$

En donde R es la resistencia asociada al conductor dada cierta temperatura, y X es la reactancia. R puede calcularse mediante el cociente de la resistividad del material sobre el área transversal del conductor y multiplicando por el largo de este. La reactancia se estima según la *Ecuación 10*:

$$X = 2\pi fL \quad (10)$$

Donde f es la frecuencia de la corriente y L la inductancia del conductor. La inductancia depende de una constante K que varía con el número de alambres/hilos del conductor; del espacio axial entre los cables y los conductores (S); y del diámetro del conductor (d), según se muestra en la *Ecuación 11*:

$$L = K + 0,2 \ln \left(\frac{2S}{d} \right) \quad (11)$$

No se considera en el estudio la caída de tensión debido a la impedancia a lo largo del conductor, es decir, que el voltaje se asume constante en este.

Para calcular las pérdidas en el cable de 3 conductores se utiliza la *Ecuación 12*, donde I representa la corriente efectiva de línea, y Z_{eq} es la impedancia equivalente del cable.

$$P_{cable} = I_{L,rms}^2 Z_{eq} = I_{L,rms}^2 \frac{Z}{3} \quad (12)$$

La corriente se puede derivar desde la ecuación de potencia real (Ver *Ecuación 13*),

$$P = \sqrt{3} V_{L,rms} I_{L,rms} \cos(\varphi) \quad (13)$$

Donde $V_{L,rms}$ es la diferencia de voltaje efectiva de línea, y $\cos(\varphi)$ es el factor de potencia, tal que φ se puede obtener resolviendo $\tan(\varphi) = X/R$.

4.7. Indicadores de Rendimiento

La producción de energía promedio anual teórica (MTAEP) por el dispositivo se calcula según la *Ecuación 14*, la cual permite calcular la energía real media capturada (MAEC) al considerar la disponibilidad del dispositivo o planta (α), y también la energía promedio producida anualmente (MAEP), tomando en cuenta las pérdidas de transmisión hasta la red (β).

$$MAEP = \sum_{ij} l_{ij} * P_{Mar-ij} * \alpha(1 - \beta)/\tau = MAEC * (1 - \beta) = MTAEP * \alpha(1 - \beta) \quad (14)$$

Donde τ es el número de años de los cuales se disponen datos del recurso marino, que divide el total de la energía producida por hora en tal periodo. Además, es posible calcular el factor de capacidad como $FC = \alpha P_{WEC}/P_N$, siendo P_N la potencia nominal del dispositivo.

Para estudiar la variabilidad del rendimiento se utilizarán 3 indicadores que corresponden a distintos periodos de evaluación. Estos son la variabilidad anual, estacional y mensual, calculados según la *Ecuación 15* formulada a continuación:

$$Var_i = \frac{P_i^M - P_i^m}{P_{Anual}} \quad (15)$$

Donde P es la potencia obtenida según el subíndice i , que denota el periodo de estudio (anual, estacional o mensual), y el superíndice que hace referencia a la media o mediana del periodo más energético (M) y el menos energético (m). Se entiende de esta forma que P_{Anual} es la media o mediana de la potencia anual.

La probabilidad de excedencia para ciertos niveles de potencia/altura es calculada, principalmente para tener una idea del tiempo en el cual existen las condiciones adecuadas para realizar la mantención en el lugar de instalación, así como también para ayudar a caracterizar el recurso undimotriz. La probabilidad se estima en base al enfoque de frecuencia relativa.

4.8. Evaluación Económica

4.8.1. Ingresos y costos. La principal fuente de ingreso es la venta de la energía eléctrica generada por la planta, cuya modalidad de venta (cliente/precio) será definida posteriormente, obviamente deberá descontarse del ingreso los costos por peaje y distribución si es que corresponde. Se considera, además, la venta de potencia en hora peak, la venta de *atributo ERNC* (Ley 20.257) y se estudiará la posibilidad de la adquisición y venta de bonos de carbono (certificados de reducción de emisiones).

Es reconocido que, debido a la escasa experiencia en la tecnología, la mayor parte de la información de la cual se dispone es más bien general y solo apunta a estimar los costos o bien establecer un rango de valores. El costo apropiado para el proyecto se calculará en base a estas fuentes, estudiando las distintas formas de cálculo y coherencia de valores entre estas mismas.

Salvo excepciones que sean indicadas, los costos incluirán la inflación con respecto al año de publicación del documento y la tasa de cambio correspondiente a la fecha actual.

4.8.2. Flujo de caja neto. El flujo de caja representa las entradas y salidas de dinero (reales o no) que se generan a lo largo del ciclo de vida del proyecto (horizonte de evaluación) para cada periodo de tiempo. El flujo de caja entrega una idea de la rentabilidad del proyecto, y a grandes rasgos facilita el estudio de la necesidad de financiamiento con fondos externos, pero aún más importante, permite el cálculo de indicadores, que por lo general son decisivos para la decisión de llevar a cabo un proyecto.

4.8.3. Indicadores económicos. Los indicadores que ayudarán a determinar la rentabilidad económica y factibilidad del proyecto son los siguientes:

- Valor actual neto (VAN): Valor presente neto de una serie de flujos de efectivo futuros, dada una tasa de interés/descuento establecida. Se calcula según la *Ecuación 16*, donde t

representa el periodo (1 hasta N), FNF son los flujos netos de fondos para cada periodo, I_0 es la inversión inicial, y d la tasa de descuento del inversionista.

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{FNF_t}{(1+d)^t} - I_0 \quad (16)$$

- Tasa interna de retorno (TIR): Es la tasa de descuento que logra que el valor presente de los beneficios sea igual al valor presente de los costos. Por lo tanto, para su cálculo se iguala el VAN a 0, reemplazando la tasa de descuento por la TIR
- Payback: Es el periodo de tiempo que se requiere para que el flujo de caja del proyecto sea capaz de cubrir el monto total de la inversión, en otras palabras, este se alcanza cuando el flujo de caja acumulado es igual a cero.
- Índice de rentabilidad – IVAN: Corresponde a un índice que permite evaluar el proyecto de mayor rentabilidad dado un capital limitado ante la decisión de varias alternativas de inversión. Se calcula como el VAN dividido en la inversión inicial.
- Costo nivelado de la energía (LCOE): Corresponde al costo promedio de la energía para cierta planta generadora evaluado en la vida útil de esta y actualizado a valor presente. El indicador permite la comparación entre distintas tecnologías generadoras, y se calculará según la *Ecuación 17*, pudiendo presentar variaciones entre autores, incluyendo, por ejemplo, los impuestos y la depreciación.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{O_t}{(1+r)^t}} \quad (17)$$

Donde C_t son los costos del proyecto para el periodo t , O_t la energía producida en tal periodo, y r es la tasa de descuento.

4.8.4. Análisis de sensibilidad. Esta herramienta se usa para analizar como diferentes valores para un conjunto de distintas variables independientes afectan variables dependientes

específicas, en este caso, la variación en el flujo de caja y consecuentemente en los indicadores económicos. El análisis resulta útil para evaluar proyectos frente a la incertidumbre de ciertas variables suponiendo la realización de distintos escenarios posibles, pudiendo estudiar el rendimiento y factibilidad del proyecto de forma más robusta.

4.9. Comparación entre Tecnologías Generadoras.

Una vez listos los resultados de la prefactibilidad económica será de interés realizar un análisis comparativo con otros tipos de fuentes generadoras desde distintas perspectivas que permitan cotejar los impactos que tiene cada una. A continuación, se describen algunos de los puntos que son de interés:

- Costo de la energía, medido como inversión netamente monetaria en base al LCOE, interviniendo además el factor de capacidad asociado al recurso en Chile.
- Costos de balance: Estos se asocian a la naturaleza variable las fuentes renovables, siendo necesario pronosticar la generación de estas periódicamente para cumplir con la demanda eléctrica, implicando mayores costos al existir menor certeza de lo que producirá.
- Evaluación general de los impactos ambientales asociados al ciclo de vida de cada tecnología, por ejemplo, las emisiones de GEI asociadas.
- El periodo de retorno de la energía, esto es, el tiempo necesario para que un dispositivo generador produzca la energía que fue requerida en su construcción, por lo cual se espera que el indicador sea bajo, especialmente en relación a su vida útil.
- Impactos sociales, como por ejemplo, la creación de empleos derivada de la construcción, instalación y operación de las tecnologías.

5. RESULTADOS

5.1. Tecnología Seleccionada

Wave Dragon (WD) es la tecnología elegida, cumpliendo con ser escalable, convertir la energía de forma uniforme y tener un impacto positivo en el ambiente. Esta es una tecnología undimotriz de tipo terminador o de rebosamiento que se ha desarrollado por más de 20 años, y cuenta con un prototipo que ha entregado energía a la red eléctrica por más de 20.000 horas. WD posee un nivel TRL entre 7 y 8, es decir, etapa de prueba, demostración y operación del sistema en aguas abiertas (OpenEI, 2014).

El dispositivo consiste básicamente en una plataforma flotante que consta de 2 reflectores patentados y un depósito en altura (Ver Figura 33) que por naturaleza permite la entrega de potencia uniforme altamente estable. Además, la plataforma está diseñada para contener 2 turbinas eólicas estándar (Friis-Madsen, Soerensen & Russell, 2018).

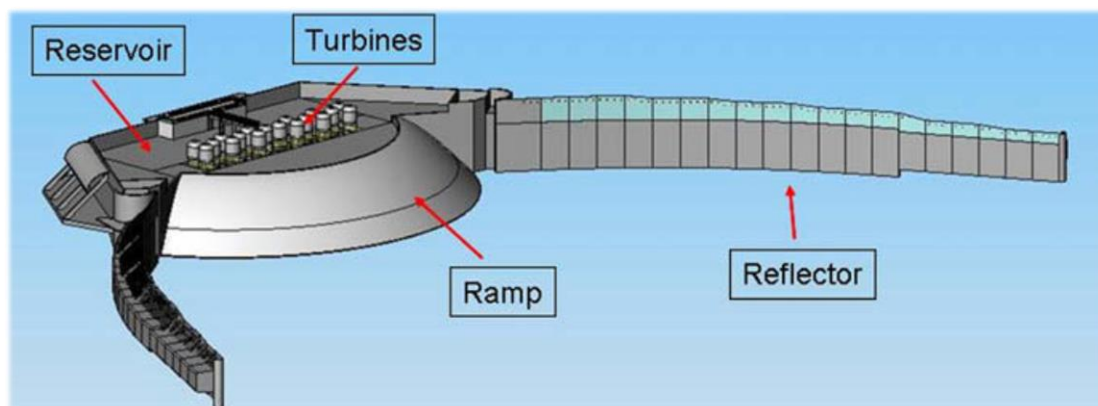


Figura 33. Representación simple del dispositivo Wave Dragon

(Fuente: Sørensen, Friis-Madsen & Neumann, 2016)

Los reflectores aumentan la altura significativa de olas incidentes y las concentran hacia una rampa que lleva el agua hacia un depósito ubicado sobre el nivel del mar, en donde el agua es almacenada. Luego el agua fluye a través de hidroturbinas, aprovechando la diferencia de

altura (energía gravitatoria) para generar energía eléctrica en su paso de vuelta al mar, similar al principio de algunas plantas hidroeléctricas tradicionales (Wave Dragon ApS., s.f.).

En su mayor parte, el dispositivo se compone de concreto reforzado, acero y lastre que ayuda a la mantención del equilibrio. Una de las características claves de WD es que está constantemente ajustándose a la altura variable de las olas, cambiando su propia altura de flotación. Esto se logra cambiando la presión de aire en las cámaras al aire libre (Wave Dragon ApS., s.f.).

El dispositivo se amarra holgadamente al fondo marino, lo cual le permite girar quedando paralelo a la dirección principal de las olas y mejorando el rendimiento. Además, el dispositivo está diseñado para resistir vientos y olas extremas, de modo que estas últimas simplemente pasarían por sobre la plataforma (Wave Dragon ApS., s.f.).

El tipo de turbinas utilizadas ha sido probado por más de 100 años, caracterizándose por su alta confiabilidad y bajo costo de mantenimiento. Para obtener un resultado eficiente, las turbinas han de girar a toda velocidad, por lo que la entrada de agua a cada una de estas es regulada por cilindros individuales. Se recomienda el reemplazo periódico de estas para mantención, reduciendo costos (de manipulación) y asegurando una alta disponibilidad (Wave Dragon ApS., s.f.).

En cuanto al generador, al ser de imanes permanentes, no requiere de una caja de cambios/engranajes, reduciendo las pérdidas de potencia y también los costos de mantención significativamente (Wave Dragon ApS., s.f.). El dispositivo puede trabajar con corriente alterna con una frecuencia de 50 Hz (al igual que la usada en Chile) y un voltaje de 690 V (López, Andreu, Ceballos, Martínez de Alegría & Kortabarria, 2013), pudiendo aumentar hasta 66 kV para la exportación de electricidad.

Las dimensiones del dispositivo están optimizadas para los distintos climas de olas, variando también el número de turbinas que utiliza, y por ende la potencia nominal entre 1,5 y 12 MW por lo cual se afirma que el dispositivo es escalable (Wave Dragon ApS., s.f.; Ver Apéndice O para encontrar la información del dispositivo según su dimensión).

La disponibilidad típica para una planta generadora undimotriz actualmente es 81%, con lo cual se tiene tiempo para inspecciones de mantenimiento y reemplazo de partes (Arup, 2016). En el largo periodo que se ha probado el prototipo de WD, se ha progresado hasta el punto en que se logra producir electricidad el 80% del tiempo (Wave Dragon Aps., s.f.). Por ende, se utilizará una disponibilidad de 80%.

En cuanto al potencial impacto ambiental que implica el uso del dispositivo a lo largo de su ciclo de vida, se estima un beneficio neto (Ver Figura 34), especialmente en lo referido a calentamiento global, desechos tóxicos humanos vertidos sobre el suelo y producción de grandes cantidades de desechos (Sørensen, Naef, Anderberg & Hauschild, 2007).

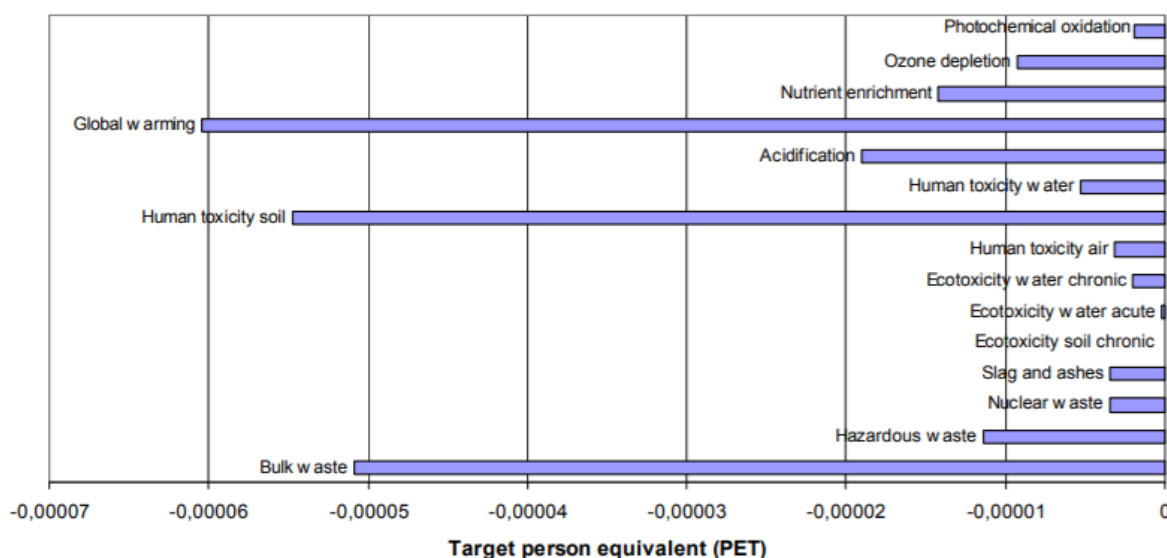


Figura 34. Potencial de impacto ambiental ponderado para el ciclo de vida, medido como proporción del impacto que tendría una persona según las metas ambientales.

(Fuente: Sørensen, et. al, 2007)

5.2. Características de los Cables Eléctricos

Se propone para plantas menores a 50 MW y distancias menores de 15 km a la costa, el uso de un cable a uno de los dispositivos cuyo voltaje haya sido elevado a 30/33/60/66 kV, pudiendo utilizar cables de 10/30/33 kV (Sørensen & Friis-Madsen, 2015). Lo anterior no requiere del uso de un transformador adicional (H.C. Sørensen, comunicación vía e-mail, 7 de noviembre de 2018).

Para todas las conexiones eléctricas submarinas se utiliza un cable de 3 núcleos tal como se realizó con uno de los prototipos en Dinamarca, como se declara en Tedd, Kofoed, Knapp, Friis-Madsen & Sørensen (2006). Se propone la utilización de un cable HT XLPE 3 CORE 19/33 kV con conductores de aluminio de 400 mm² cada uno, suponiendo un sistema con conexión a tierra.

El cable a utilizar en tierra es del mismo tipo que el usado bajo el mar, aunque no considera un blindaje, teniendo un peso aproximado de 11.800 kgf/km (18.550 para el submarino), y un diámetro total de 10,65 cm. La capacidad para transportar corriente es de 530 A, suponiendo una temperatura de 40°C en la línea aérea (Polycab Wires PVT, s.f.). La tensión mecánica máxima para el cable se estima en 60 kN (Nexans Olex, 2012).

Considerando que el agua tiene una mayor conductividad térmica que el aire, y que el cable no recibe el calor del sol directamente, se asume que ayudaría a enfriar el cable, por lo cual la capacidad de corriente debería ser al menos similar a 530 A en el cableado submarino (Polycab Wires PVT, s.f.). Suponiendo una potencia real de 7 MW, y factor de potencia de $1/\sqrt{2}$, la máxima corriente de línea es de 173,2, por tanto, se verifica que la capacidad eléctrica de operación de los cables es apta.

La resistencia del conductor es de 0,102 Ohm/km a 90°C y la reactancia inductiva de 0,102 Ohm/km, con lo cual se calcula una impedancia de 0,144 Ohm/km. Además, la pérdida dieléctrica por fase es de 122 W/km; 366 W/km en total (Nexans Olex, 2012).

5.3. Construcción de Línea Aérea

La normativa eléctrica chilena (Artículo 107° de norma NSEG 5. E.n. 7.1) indica que las líneas aéreas cuyo voltaje nominal supere los 25 kV entre conductores y se ubiquen en regiones poco transitables, han de tener una altura mínima medida desde el punto más bajo del cable hasta el suelo de $[5+0,006 \times (\text{Voltaje en kV})]$ metros, mientras que para regiones transitables y cruces de caminos y calles, ha de ser 1,5 m mayor con respecto al caso anterior (SEC, s.f.). La distancia al suelo se asume como mínimo 6,7 m para toda la conexión aérea.

Para los postes enterrados directamente en el suelo, la profundidad de enterramiento ha de ser al menos de 1,4 metros para postes cuyo largo es de 9 m, agregando 10 cm de profundidad por cada metro adicional del poste, como se menciona en el Artículo 123° de la norma NSEG 5. E.n. 7.1 (SEC, s.f.).

Se considera un factor de seguridad de al menos 2 para la tensión de los cables, y de 1,5 para los esfuerzos realizados sobre los postes metálicos, siguiendo la norma indicada por la SEC (s.f.). Se entiende el factor de seguridad como el cociente entre la carga de rotura sobre el esfuerzo nominal. Para postes metálicos se entiende la carga de rotura como aquella fuerza aplicada en el apoyo que implica el colapso de la estructura debido a fluencia del material (deformación plástica). Dicho lo anterior, se asume que el esfuerzo nominal entregado por los fabricantes considera el factor de seguridad, que por lo general es 1,5 para postes metálicos, concordante con el factor de sobrecarga en condiciones normales que exige la norma.

5.3.1. Supuestos y aproximaciones. Se asume que la construcción de los postes y la línea aérea representan gran parte de los costos, por lo cual no se consideran accesorios eléctricos como aislantes, condensadores, cables a tierra, y soportes adicionales, entre otros que podrían ser requeridos.

Dado que la finalidad de estudiar la fuerza sobre los postes es mayormente económica que técnica, no se estudiará cada una de las hipótesis que exige la norma, despreciando, entre otros factores el efecto de la temperatura. La presión del viento sobre las estructuras no se estudia, excepto en los cables cuando corresponda.

Para el cálculo de la fuerza ejercida sobre los postes, se confirma que las 3 ubicaciones seleccionadas pertenecen a las zonas II y III según indica la SEC, por lo cual se debe evaluar una presión de viento de 50 y 40 kg/m² respectivamente sobre el conductor, usando la mayor para simplicidad de los cálculos.

Para el cálculo de las distancias entre el término del cable submarino y la subestación más cercana se asumen trazas de líneas rectas sobre tierra (evitando pasar sobre el mar), sin considerar las variaciones de altura, y curvas o desvíos que puedan surgir debido a complicaciones legales o técnicas en cuanto a la construcción. Se asume, además, que alrededor del 15% de los postes son apoyos de ángulo (mayor esfuerzo nominal), y el resto de alineación.

5.4. Análisis de Potenciales Emplazamientos

Se escogieron 8 lugares candidatos para la instalación de una planta undimotriz, resumiendo la información obtenida (Ver Tabla 7). Se confirma la factibilidad de su desarrollo al no presentar concesiones marítimas actuales o en trámite, ni zonas de excepción (de acuerdo a la metodología) que impliquen la imposibilidad de construir la planta e infraestructura necesaria.

Tabla 7. *Parámetros de los lugares candidatos para la instalación de una planta undimotriz en Chile. (Fuente: Elaboración propia)*

<i>ID</i>	<i>Región</i>	<i>Longitud y Latitud</i>	<i>FC</i>	<i>Distancia a puerto</i>	<i>Distancia a costa</i>	<i>Distancia a subestación</i>	<i>Profundidad</i>
1	IV	71,69 O 30,92 S	0,224	110 km a Puerto Guayacán	1,2 km	11 km (Talinay)	320 m
2	VI	71,96 O 33,96 S	0,362	50,5 km a Puerto San Antonio	7,3 km	28,5 km (Rapel)	78 m
3	VI	72,02 O 34,25 S	0,251	85 km a Puerto San Antonio	4,0 km	27,3 km (Alcones)	100 m
4	VIII	73,69 O 37,66 S	0,260	107 km a Puerto Coronel	2,4 km	3,4 km (Lebu)	68 m
5	VIII	73,65 O 37,85 S	0,317	128 km a Puerto Coronel	6,7 km	16 km (Cañete)	77 m
6	IX	73,42 O 38,97 S	0,301	101 km a Puerto Corral	6,2 km	44 km (Nueva Imperial)	30 m
7	XIV	73,72 O 39,98 S	0,323	30 km a Puerto Corral	4,0 km	23 km (Corral)	84 m
8	X	73,91 O 41,45 S	0,351	98 km a Puerto Chacabuco	4,5 km	49 km (Colaco)	34 m

Nota: Se consideran distancias a puerto y subestación más cercanos. La distancia a la subestación se calcula desde la costa.

Para elegir los sitios a evaluar se asigna la siguiente ponderación a cada factor: 45% para el factor de capacidad (FC), 25% la distancia a la subestación más cercana, 24% la distancia al puerto más cercano, y 6% la profundidad del fondo marino, resultando similar a la ponderación del estudio realizado en Cruz, Thomson & Stavroulia (2009) para la evaluación del recurso marino en Chile.

Se estimó que gran parte de la ponderación debe corresponder a la energía que es posible generar, mientras que para la distancia entre la subestación y la profundidad se utilizó una relación de costo entre ambas, tal que el costo por km de línea es entre 4 y 6 veces más caro que el costo por metro de profundidad (amarras). Por otra parte, el costo de distancia a puerto tiene relación con el costo de mantención y en menor grado con la disponibilidad del dispositivo,

estableciendo una ponderación relativamente alta, ya que no se cuenta con un costo que involucre directamente la distancia a puerto.

Los puntajes obtenidos varían en un rango de 49,6 a 76,7, de modo que los 3 lugares más atractivos y que serán estudiados, son las ubicaciones (ID) 2, 4 y 7, con calificaciones de 53,6, 62,5 y 49,6 respectivamente.

5.5. Matriz de Potencia WD

Por lo general algunos estados de las matrices de potencia no tienen un valor de potencia asociado, lo cual puede explicarse por la baja o nula cantidad de tales estados en el mar al momento de construir la matriz. Al comparar los estados que están presentes en la matriz de potencia de WD con aquellos del recurso marino a utilizar, se advierte la ausencia de varias mediciones, que por lógica, al menos para este tipo de dispositivo no deberían ser nulas, ya que independiente del periodo y altura (suponiendo que la ola es capaz de pasar sobre la rampa), las olas igualmente llegarían hasta el depósito y participarían en la generación de energía.

Para obtener un rendimiento más apropiado se estima la potencia para los valores faltantes (Ver Tabla 8), mediante el uso de otra matriz entregada por los desarrolladores de WD, publicada en Environmental Change Institute (2005), y ciertos criterios descritos a continuación (Ver Apéndice P para encontrar las matrices de potencia de WD utilizadas como base).

Dado que la potencia varía en menor proporción con el período en comparación a la altura, se plantea un método para estudiar cada fila por separado. Se advierte, además, que la potencia aumenta con el periodo hasta alcanzar un máximo, para luego disminuir monótonamente, por lo cual se seguirá ese patrón. En base a la otra matriz con potencia máxima de 5,9 MW, se observa que para una altura significativa menor o igual a 0,5, la potencia es 0, y cada uno de los otros estados tiene asociado un valor de potencia no nulo.

Tabla 8. Matriz de potencia modificada para el dispositivo Wave Dragon de 7 MW. (Fuente: Elaboración propia)

H_s (m), T_p (s)	Matriz de potencia (MW)															
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0,16	0,25	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,32	0,28	0,25	0,22	0,18	0,13	0,09	0,06
2	0,64	0,70	0,84	0,90	1,19	1,19	1,19	1,19	1,07	0,95	0,83	0,71	0,59	0,45	0,34	0,26
3	1,11	1,45	1,61	1,75	2,00	2,62	2,62	2,62	2,36	2,10	1,84	1,57	1,31	1,00	0,76	0,58
4	1,77	2,24	2,84	3,22	3,71	4,20	5,32	5,32	4,43	3,93	3,44	2,95	2,46	1,94	1,53	1,21
5	2,49	3,06	3,75	4,61	5,32	6,02	7,00	7,00	6,79	6,09	5,25	3,95	3,30	2,69	2,19	1,78
6	2,13	2,84	3,78	5,04	6,72	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	6,86	5,11	4,20	3,15	2,36	1,77
7	2,44	3,01	3,72	4,59	5,67	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	6,65	5,74	4,65	3,77	3,05
8	2,44	3,01	3,72	4,59	5,67	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	6,65	5,74	4,65	3,77	3,05
9	2,44	3,01	3,72	4,59	5,67	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	6,65	5,74	4,65	3,77	3,05
10	2,44	3,01	3,72	4,59	5,67	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	6,65	5,74	4,65	3,77	3,05
11	2,44	3,01	3,72	4,59	5,67	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	6,65	5,74	4,65	3,77	3,05

Para las filas (H_s) cuya altura es igual o menor a 7 m (máximo de la matriz original) se calculó la proporción que representa cada celda (P_{ij}) respecto de la celda adyacente, tomando como denominador la de mayor valor, es decir, la proporción en la cual disminuye la potencia respecto a una variación promedio del periodo de 1 s. Luego, se obtiene la menor proporción para cada fila (mayor variación % de potencia) y se usa para extrapolar los datos faltantes, asumiendo que la variación de potencia no sería mayor a este límite. Finalmente, la potencia siempre aumenta con un mayor H_s , por lo cual para alturas mayor a 7 m se asume como criterio conservador que estos valores son iguales a los de $H_s=7$ m.

Para interpolar los valores en la matriz se usa un método de función de base radial denominado *thin plate spline*, ya que este tipo de métodos se han utilizado exitosamente para estos casos, en donde las diferencias entre los puntos (datos) son importantes (Kofoed & Folley, 2017).

5.6. Costos Estimados

5.6.1. Gastos de capital. Por simplicidad los costos se muestran resumidos para cada ítem (Ver Tabla 9). La estimación del costo del dispositivo se realiza en base a un estudio de factibilidad económica anteriormente realizado para el dispositivo de 7 MW (con fecha desconocida). El costo del dispositivo instalado debería estar entre 3.200 €/kW (Sørensen & Friis-Madsen, 2015) y 3.500 €/kW (Sørensen, Friis-Madsen, Russel & Fernández, 2016) para un dispositivo de 7 MW según indican los mismos desarrolladores. Dado que se desconoce la fecha del estudio, no se considera la inflación, pero, se proponen contingencias del 10% sobre el precio del dispositivo, cumpliendo con el rango de valores propuestos.

Se asume que el costo de amarras está dado para 60 m de profundidad, estimando un costo unitario (por metro) a partir de este. Se asume que el costo de instalación para el dispositivo es proporcional al costo de la estructura, y el costo de instalar las amarras es proporcional al costo de las amarras, estimando los costos de instalación a partir de los costos conocidos para un dispositivo de 1,5 MW.

Se asume un costo de transporte igual al 4,5% del costo del dispositivo instalado. Si bien parte del dispositivo podría manufacturarse en Chile, no es considerado una opción en el estudio, dada la falta de información respecto a los requerimientos técnicos y sus costos.

Se considera un costo por servicios de ingeniería, que abarca estudios de posición y orientación del dispositivo, y rutas de cables, entre otros. Adicionalmente se incluye el costo por estudios del lecho marino y ambiental, estimados en base a experiencia previa con respecto a proyectos eólicos marinos, y extrapolados para dispositivos undimotrices grandes.

El costo de los postes eléctricos instalados se calcula para cada ubicación, y no necesariamente corresponde al costo óptimo, aunque es relativamente bajo respetando las

condiciones impuestas. Se asumen contingencias de un 35% del costo de los postes de alineación, que pueda cubrir las diferencias debidas a pendientes del terreno y curvas, que implique un requerimiento de mayor número de postes, o incluso su reforzamiento.

Tabla 9. Resumen de los costos de capital para un dispositivo de 7 MW. (Fuente: Elaboración propia a partir de las fuentes mencionadas, 2018)

<i>Ítem</i>	<i>Costo (M\$)</i>	<i>Referencia</i>
Estructura	6.568,1	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Generadores y turbinas	2.559	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Barcaza	2.388,4	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Amarras (60 m)	1.961,9	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Otros sistemas e instalaciones	2.072,8	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Costos de construcción	262,7	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Instalación del dispositivo	329,3	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Instalación de amarras	101,5	(Sørensen & Friis-Madsen, 2015)
Envío (transporte)	814,5-841,6	(Bosserelle, Reddy & Krüger, 2015)
Servicios de ingeniería	111,7	(Costello & Pecher, 2017)
Estudio ambiental	75,0	(Costello & Pecher, 2017)
Estudio geofísico de lecho marino	21,4	(Costello & Pecher, 2017)
Estudio geotécnico de lecho marino	15,3	(Costello & Pecher, 2017)
Cables eléctricos	0,047-0,058/metro	(Tirupati, 2018; Dee Dee Technology, 2017; Indersons, 2017; KMA Electricals, 2017)
Instalación de cables submarinos	0,23/metro	(Iglesias, Astariz & Vazquez, 2018)
Instalación cable en línea aérea	0,088/metro	(Eggeling, Kölbel, Schlagermann, Angelino & Dumas, 2013)
Postes eléctricos	Variable	(CYPE Ingenieros, S.A., s.f.)

Lo ideal es la manufactura de los cables dentro del país, buscando abaratar los costos, sin embargo, dada la disponibilidad de precios se toma como referencia varios distribuidores extranjeros y se calcula el promedio de precios, suponiendo impuestos de 30%, no incluidos en el precio publicado (O'Connor, Lewis & Dalton, 2013). La longitud del cable marino y por ende los costos se calculan según la distancia a la costa y 4 veces la profundidad del mar en la

ubicación del dispositivo, mientras que para la línea aérea se calcula en base a los vanos, incluyendo un 30% adicional como contingencia.

5.6.2. Gastos de operación. A priori, WD afirma tener costos de operación y mantenimiento (O&M) relativamente más bajos que otros conceptos, gracias al tamaño de su dispositivo, permitiendo que el mantenimiento e incluso reparaciones mayores se lleven a cabo en el lugar de instalación (Wave Dragon ApS., s.f.). El bajo costo se asocia también con el uso de pocas partes móviles (rotor de turbinas), y la estrategia de mantención, retirando y revisando las turbinas cada 5 años, sin perder rendimiento debido a la redundancia del sistema (Sørensen & Friis-Madsen, 2015). Por otra parte, se considera un costo por mano de obra/trabajo (cualitativamente) menor en Chile que en gran parte de los países desarrollados.

Los costos operacionales unitarios calculados para un dispositivo arbitrario de 3,6 MW (gran tamaño) alcanzan un total de €694.000 (Ver Tabla 10), suponiendo el desarrollo de una planta de 90 MW. Estos se han estimado tomando en cuenta una planta eólica marina de igual potencia y sopesando ambos tipos de tecnologías. Se asume que los costos operacionales para un dispositivo WD de 7 MW podrían ser similares a los de un dispositivo marino de alta potencia, según se estudia en Costello & Pecher (2017).

Tabla 10. Costos de operación por dispositivo para tecnologías undimotrices de distinto tamaño (Fuente: Costello & Pecher, 2017)

<i>Categoría</i>	<i>Costo unitario WEC 3,6 MW (k€)</i>	<i>Costo unitario WEC 0,75 MW (k€)</i>
Operación remota	54	27
Operación local	54	27
Mantención remota	84	42
Mantención local	192	96
Actividades portuarias remotas	58	29
Actividades portuarias locales	166	83
Otros costos	86	43
Costo total O&M	694	347

Los costos de O&M aumentan de existir una mayor cantidad de partes en contacto o bajo el agua que requieran ser mantenidas, dado una mayor dificultad para su acceso (Costello & Pecher, 2017). Los problemas más comunes que enfrentan los dispositivos en el mar son el *bio-fouling* (incrustación/crecimiento marino) y la corrosión (Uihlein & Magagna 2015a). Sin embargo, el crecimiento marino en la estructura del dispositivo y el peso adicional no representa un problema, mientras que, para evitar problemas en otras partes como las turbinas, se utiliza una capa protectora (anti-fouling) que no es tóxica (Tedd et al., 2006).

Otras estimaciones para el total de costos de operación anuales se obtienen como porcentaje de los CAPEX, estando dentro de un rango de 3,4% a 5,8% (Uihlein & Magagna, 2015a) o bien según la energía generada, con un costo de 30 €/MWh basado en la experiencia de energía eólica marina, petróleo y gas (Iglesias, Astariz & Vazquez, 2018).

Los resultados de un estudio que involucró la cotización de costos con desarrolladores de la industria y stakeholders pertinentes, indican que los OPEX correspondientes al horizonte de evaluación para la energía undimotriz estarían en un rango de 927.808 €/MW a 3.930.976 €/MW, con un valor medio de 2.588.096 €/MW, luego de aplicar una inflación del 9% a los valores del estudio (Arup, 2016).

A partir de los datos anteriores se decide utilizar los valores propuestos en Costello & Pecher (2017), que muestra los costos unitarios para un dispositivo de 3,6 MW. Dado que la planta a evaluar es de 7 MW, y no se puede inferir una relación de proporcionalidad directa según la potencia del dispositivo, se asume un costo 35% mayor, a excepción de la mantención que se asume 20%. Con esto el valor de los OPEX estaría dentro del rango de 3,4% a 5,8% de los CAPEX (sin considerar cableado y transmisión), y dentro del rango propuesto en Arup (2016).

5.7. Flujo de Caja: Consideraciones Generales

5.7.1. Ingresos del proyecto. La energía que se inyecta a la red eléctrica al igual que los gastos, se consideran determinísticos y constantes en el tiempo, y fueron calculados mediante el promedio anual de la potencia horaria entre los años 1980 y 2010, excluyendo el año 1989 dado un error de origen. Se asume que la demanda de electricidad no es un problema, previendo un aumento de esta de al menos 2.000 GWh al año 2020, y 2,63% anualmente al año 2037 (CNE, 2017b), de modo que el proyecto representa menos del 1% de esta variación.

Los ingresos se calculan como la cantidad de energía que llega hasta la subestación eléctrica por un precio de nudo de energía y potencia, asumiendo la venta al mercado spot a precio estabilizado, como es posible para pequeños generadores renovables con potencia instalada menor a los 9 MW (León et al., 2014). Dado que la potencia nominal es menor a 9 MW, el proyecto está exento de cualquier cargo por peaje de transmisión troncal, y no se considera el pago por peaje de subtransmisión, lo cual es equivalente a una situación en la cual la energía es “distribuida” dentro de la misma zona, y no hacia el sistema troncal, por lo cual el peaje se carga al cliente.

Adicionalmente se asumen ingresos por el 20% de la energía transada como atributo ERNC a generadores que deban cumplir con tal obligación. Se estima en un 20% ya que, actualmente la generación de ERNC representa al menos 17% del total de capacidad instalada, y si bien tiene factores de capacidad menores (generación menor al 17% del total), es posible que la oferta de atributos ERNC sea mayor a la demanda. Se asume un ingreso adicional al precio nudo igual al 50% de la multa (0,4 UTM) por MWh transado de esta forma, en base a valores históricos (Valgesta Energía, 2011).

El precio por energía depende de la estación de transmisión más cercana a la subestación con la cual se asume la conexión, según los valores publicados en Diario Oficial de la República de Chile (2018). La potencia firme se aproxima según la ecuación de potencia firme preliminar para pequeños medios de generación (PMG), asumiendo un régimen de autodespacho³. Se asume que la disponibilidad es independiente del tiempo, por lo cual la potencia en hora peak se calcula como el promedio de potencia para un horario entre las 18:00 y 23:00 horas.

La venta de bonos de carbono requiere de la obtención de un registro del proyecto bajo el MDL, asociado a un costo en el rango de 245.500 y 1.465.000 USD, más otros costos periódicos y un costo de expedición de 0,15 USD por cada certificado (bono) en periodos que pueden ser semestrales, anuales o bianuales (Finanzas Carbono, s.f.). Considerando un precio promedio por bono de €0,24 para los años 2017 y 2018 (SENDECO2, 2018), y un ahorro de 9.300 t CO₂eq por año (factor de emisión de 0,4381 t CO₂eq/MWh) en el mejor de los casos, se incurriría en pérdidas al optar por la venta de estos bonos, por ende, no será considerada para el proyecto.

5.7.2. Otras consideraciones. La vida útil de la estructura del dispositivo es mayor a 50 años, mientras que las turbinas y la mayoría de los sistemas auxiliares se les asigna 25 años, luego del cual se deben reemplazar (Sørensen & Friis-Madsen, 2015), por lo cual el horizonte de evaluación se considera de 25 años, asumiendo una reinversión al año 25 y calculando un valor presente (año 25) de los ingresos como si continuara su operación. La reinversión se calcula como el 60% del costo de turbinas y generadores sumado a un 60% del ítem “otros”, el cual incluye los distintos sistemas electrónicos e instalaciones eléctricas internas.

No se considera la venta de activos al final del proyecto, debido a la incerteza de este valor y tomando en cuenta los costos que se generarían al transportar, desarmar y vender las

³ Esto significa que, el propietario u operador es el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado.

partes. Al año 50 se asume que el dispositivo es desmantelado y se le asocia un costo igual a la mitad de la instalación total.

Se considera depreciación lineal, según la vida útil que señala el Servicio de Impuestos Internos, siendo de 20 años para los cables y postes, 25 años para turbinas, y asumiendo 50 años para el resto del dispositivo. El valor residual del dispositivo se asume en un 1%, puesto que en gran parte es concreto, mientras que para el resto de los activos se asume nulo. La depreciación lineal permite una mejor distribución del escudo fiscal en el horizonte de evaluación que una forma acelerada.

La tasa de descuento variaría entre 15% para el primer proyecto comercial undimotriz hasta 8% en el caso de tecnologías establecidas, según un estudio hecho por Carbon Trust (Costello & Pecher, 2017). Mediante el uso de la metodología CAPM, la Comisión Europea recomienda el uso de una tasa del 10% (Costello & Pecher, 2017), al igual que el valor estimado en Noonan & Smart (2018), el cual considera un 8% como la tasa asociada al costo de capital propio. Basado en lo anterior se utiliza una tasa de descuento de 10% para el cálculo de los indicadores económicos. Por otra parte, la tasa de impuesto de primera categoría se asume constante igual a 27%.

5.8. Estudio de los Lugares Seleccionados

5.8.1. Caracterización del recurso undimotriz. De los 3 sitios estudiados se encontró que la altura de ola significativa varía entre 0,7 y 10,4 m, con una desviación estándar de aproximadamente 1 metro. Idealmente en términos de rendimiento, se busca una altura mayor a 4 m, puesto que la potencia del dispositivo aumenta significativamente entre los 3 y 4 m. Algunos estadísticos descriptivos se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Estadísticos descriptivos relativos a la altura significativa de ola (Fuente: Elaboración propia)

Estadístico	Ubicación 2	Ubicación 4	Ubicación 7
Media (m)	3,33	2,72	3,06
Mediana (m)	3,18	2,59	2,91
Mínimo (m)	1,01	0,78	0,74
Máximo (m)	9,77	8,41	10,35
Desv. Estándar (m)	1,03	0,88	1,01
Coefficiente de asimetría	0,96	0,99	0,98
Curtosis	1,57	1,60	1,57

La distribución de H_s es similar en los 3 casos, siendo aparentemente *unimodal*, con un sesgo positivo y datos que se concentran mayormente cerca de la media, por lo que es más aguda que una curva normal, lo cual también puede apreciarse de forma gráfica (Ver Figura 35; Ver Apéndice Q para encontrar los histogramas de H_s de las ubicaciones 4 y 7).

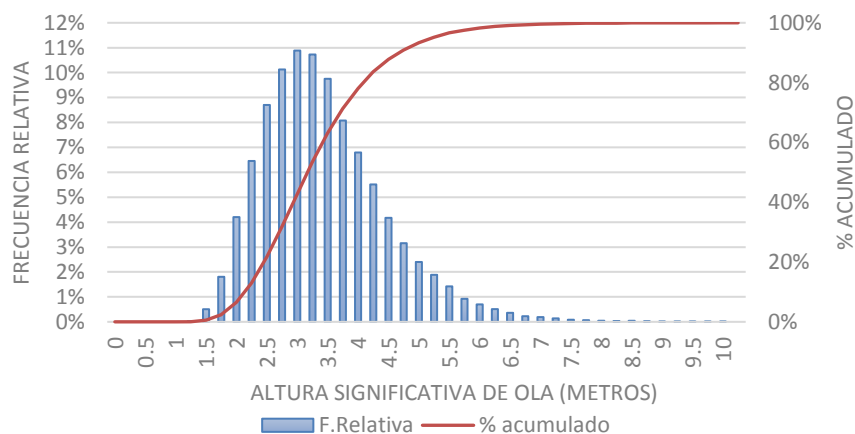


Figura 35. Distribución de la altura significativa de ola para la ubicación 2.

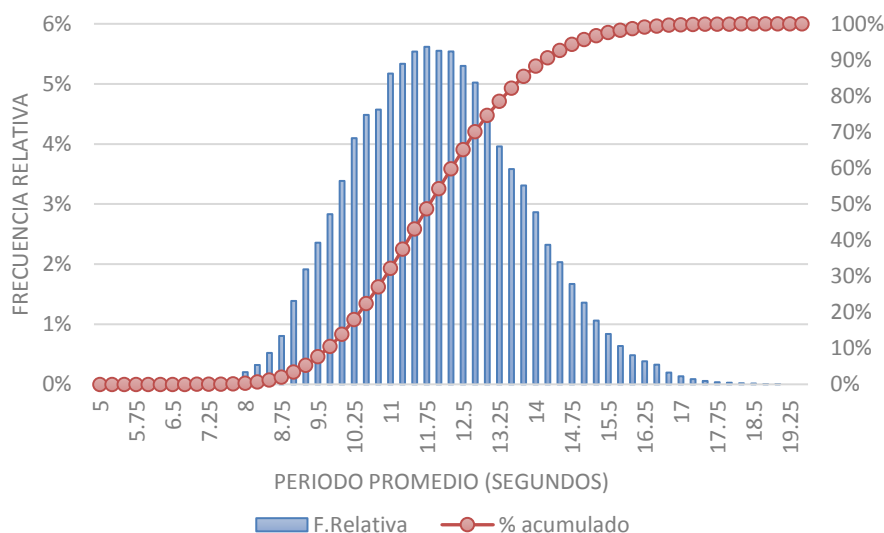
(Fuente: Elaboración propia)

El periodo de las olas varía entre 5,4 y 19,1 s, mientras que el periodo deseable sería de 10 a 12 segundos, ya que en este rango se alcanza el mejor rendimiento, y coincide con los valores promedio calculados. La desviación estándar no supera los 2 s para los 3 casos y es relativamente mayor en la ubicación 4.

Tabla 12. Estadísticos descriptivos relativos al periodo de ola (Fuente: Elaboración propia)

<i>Estadístico</i>	<i>Ubicación 2</i>	<i>Ubicación 4</i>	<i>Ubicación 7</i>
Media (s)	11,92	10,97	11,02
Mediana (s)	11,84	10,90	10,92
Mínimo (s)	6,32	5,51	5,42
Máximo (s)	19,07	17,52	18,29
Desv. Estándar (s)	1,73	1,56	1,56
Coeficiente de asimetría	0,28	0,28	0,31
Curtosis	-0,13	-0,06	0,00

Al igual que con la altura significativa, la distribución de los datos para el periodo es muy similar en los 3 casos, presentando una leve asimetría positiva, y curtosis cercana a 0, asemejándose bastante a una distribución normal, como se puede observar en la Figura 36.

**Figura 36.** Distribución del período de ola para la ubicación 2.

(Fuente: Elaboración propia)

Por otro lado, si bien se desconoce el valor exacto, se asume que una altura significativa (H_s) de 2 m (1,5 m para Pelamis) es un límite superior prudente para la realización de una mantención en el dispositivo, por lo cual se estudia la probabilidad de que H_s sea menor a 2 m. Como es de esperar, esta probabilidad es mayor en la ubicación 4, cuya potencia promedio de

olas es menor, con un 20,96%, seguido de un 12,53% y 6,34% para las *ubicaciones* 7 y 2 respectivamente. Bajo la misma lógica, la probabilidad estudiada de forma estacional para cada lugar aumenta en el siguiente orden: invierno, otoño, primavera y verano (Ver Figura 37). Por esta razón las mantenciones preventivas debieran realizarse con mayor facilidad en los meses de verano.

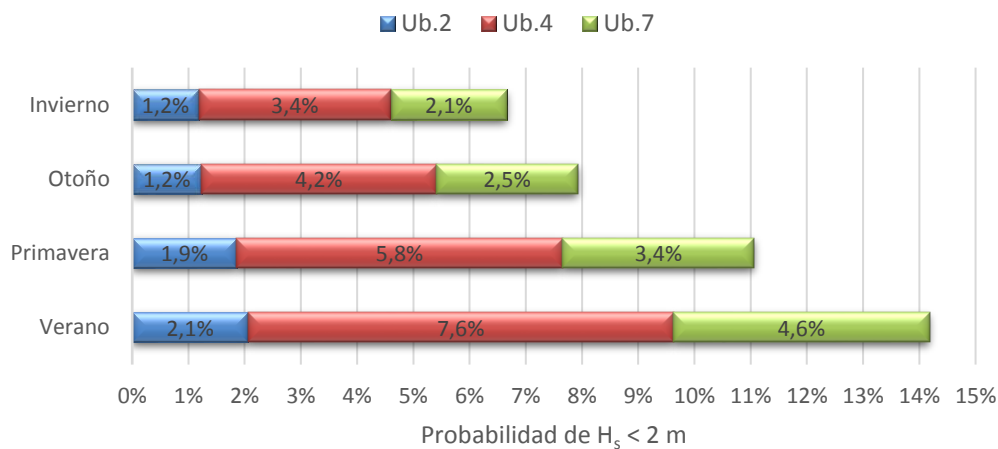


Figura 37. Probabilidad de tener una ventana de tiempo apta para mantención según estación.

(Fuente: Elaboración propia)

Además, se estudia la magnitud de las ventanas de tiempo promedio y máxima, las cuales influyen en la disponibilidad en caso de fallas, y restringe el tiempo del cual se dispone para realizar mantenciones. Para las *ubicaciones* 2, 4 y 7, las ventanas máximas calculadas son de 202, 311 y 300 horas, con un promedio de 27,1, 39,7 y 31,7 h respectivamente. Se infiere así que una mayor potencia de ola trae consigo ventanas de tiempo de menor magnitud, además de presentarse con menor frecuencia, al menos para los casos estudiados.

5.8.2. Rendimiento del dispositivo. La energía generada fue considerada independientemente de la dirección de las olas, bajo la premisa de que el dispositivo puede rotar para adaptarse a la dirección. Según Christensen, Friis-Madsen, Kofoed & Tedd (2007), la rotación sería de $\pm 60^\circ$ en relación a la amarra del frente, para lo cual se calcula en los casos

estudiados un error menor al 2%, dada una buena orientación (instalación) del dispositivo (Ver Apéndice R para encontrar una visualización de la dirección de las olas).

Bajo el supuesto de que la sección perpendicular a la dirección de las olas, mediante la cual ingresan al dispositivo, tiene una longitud de 115 m se determina lo siguiente: la eficiencia de conversión de la energía undimotriz en electricidad calculada para los 3 casos es de 38,9%, 45,4% y 44,1% para las *ubicaciones* 2, 4, y 7 respectivamente.

La cantidad de energía disponible en la subestación (MAEP) varía entre 16,2 y 21,9 GWh para los lugares en estudio (Ver Tabla 13), lo cual se acerca al valor propuesto de 20 GWh según los desarrolladores de WD para el dispositivo de 7 MW.

Tabla 13. *Resumen de los indicadores de rendimiento. (Fuente: Elaboración propia)*

<i>Indicador</i>	<i>Ubicación 2</i>	<i>Ubicación 4</i>	<i>Ubicación 7</i>
MTAEP (GWh)	27,624	20,241	24,325
MAEC (GWh)	22,100	16,193	19,460
MAEP (GWh)	21,913	16,169	19,312
Factor de capacidad	0,362	0,260	0,323
Desv. Estándar Anual (GWh)	2,177	1,822	2,183
Variación Estacional	0,107	0,126	0,115
Variación Mensual	0,041	0,050	0,047

Desde un punto de vista de generación promedio, la *ubicación 2* sería la mejor, si bien posee mayores pérdidas de potencia debido a que la línea eléctrica tiene una mayor longitud, estas son mucho menores comparadas con lo que se deja de generar por indisponibilidad del dispositivo (MTAEP - MAEC). Al menos a nivel mensual y anual, el comportamiento de la energía neta promedio es similar en los 3 lugares, notando que en cada periodo (estación) la energía es máxima en la *ubicación 2*, y mínima en la *ubicación 4* (Ver Apéndice S para encontrar gráficos de energía anual y mensual).

La variabilidad de la generación anual, representada por la desviación estándar respecto de la energía que se inyecta al sistema, es similar en las *ubicaciones 2 y 7*, aunque se prefiere la *ubicación 2*, ya que representa un porcentaje menor con respecto del promedio (coeficiente de variación): alrededor del 10%. La *ubicación 4*, si bien presenta una menor variabilidad anual, es mayor en términos relativos. En cuanto a la variabilidad estacional y mensual, se puede afirmar que en términos absolutos es peor en la *ubicación 4*, seguido de las *ubicaciones 7 y 2*.

5.8.3. Cálculo de costos “variables”. De manera previa a la evaluación económica se presentan en detalle los costos que son variables entre las 3 ubicaciones (Ver Tabla 14).

Tabla 14. *Costos variables entre ubicaciones (Fuente: Elaboración propia)*

<i>Ítem</i>	<i>Ubicación 2</i>	<i>Ubicación 4</i>	<i>Ubicación 7</i>
Amarras (M\$)	2.550,5	2.223,5	2.746,7
Cable submarino (M\$)	438,8	151,2	250,0
Instalación cable submarino (M\$)	1.740,7	599,6	991,5
Cable línea aérea (M\$)	1.360,2	174,7	1.097,0
Instalación línea aérea (M\$)	2.528,7	324,7	2.039,5
Construcción de apoyos (M\$)	162,0	21,2	130,9

Por una parte, se encuentra el costo de amarras, que varía según la profundidad y representa alrededor del 15% del costo del dispositivo, y por otro lado los costos del transporte de electricidad, dependiendo de la longitud que deba cruzar para llegar a destino y el método usado.

Para elegir el tipo de poste a utilizar se calculó el esfuerzo para distintos valores de vano y flecha, barajando distintas alternativas según varios tipos de postes, y eligiendo la combinación que implique menor costo (Ver Tabla 15). Los postes de alineación usados son metálicos de presilla, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada y altura de 14 m. Los postes de ángulo son metálicos de celosía, empotrado en dado de hormigón y compuestos de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada y altura de 12 m.

Tabla 15. Información del cálculo del costo de apoyos. (Fuente: Elaboración propia)

<i>Origen</i>	<i>Ubicación 2</i>		<i>Ubicación 4</i>		<i>Ubicación 7</i>	
	<i>Línea</i>	<i>Ángulo</i>	<i>Línea</i>	<i>Ángulo</i>	<i>Línea</i>	<i>Ángulo</i>
Precio por poste (k\$)	974,6	940,6	756,0	940,6	974,6	940,6
N° Postes (un)	144	23	23	4	116	19
Esfuerzo nominal (kN)	12,5	20	7,5	20	12,5	20
Tensión máx. estimada (kN)	11,5	17,0	6,8	17,0	11,5	17,0
Largo del vano (m)	190	60	150	60	190	60

Nota. El esfuerzo nominal integra dentro del cálculo el área del apoyo, y por esto utiliza unidades de fuerza.

5.8.4. Evaluación económica. Conocida la generación promedio de electricidad, es posible calcular los ingresos del proyecto, que junto a los costos y aplicación de las disposiciones legales permiten construir los flujos de caja, que se estudiarán de forma pura (sin financiamiento) por razones que se explicarán más adelante (Ver Apéndice T para mayor detalle de los flujos de caja).

El precio nudo de la energía ronda los 40 \$/kWh y el de potencia varía entre 4.600 y 5.000 \$/kW/mes en estos casos, siendo menor en la *ubicación 4*, lo cual sumado al hecho de que tiene la menor generación eléctrica conlleva a tener relativamente bajos ingresos. Los mayores ingresos se obtienen en la *ubicación 2* (Ver Tabla 16) aunque también se le asocian mayores costos.

Tabla 16. Datos relativos a los ingresos de las plantas undimotrices. (Fuente: Elaboración propia)

<i>Ítem</i>	<i>Ubicación 2</i>	<i>Ubicación 4</i>	<i>Ubicación 7</i>
Precio energía (\$/kWh)	41,1	37,4	39,9
Precio potencia (\$/kWh/mes)	4.978,9	4.661,8	4.602,1
Venta energía (M\$/año)	899,5	605,4	771,0
Venta potencia (M\$/año)	147,8	102,8	121,2
Venta atributo ERNC (M\$/año)	42,4	31,3	37,4

En general, la estructura de costos durante el horizonte del proyecto (considerando tasa de descuento) tiene asociado un gran porcentaje a la compra e instalación del dispositivo, variando

entre 55% y 68%, siendo el costo de instalación relativamente bajo (2-3% costo del dispositivo). Seguido de este costo se encuentran los gastos operacionales que representan cerca del 20% (Ver Figura 38).

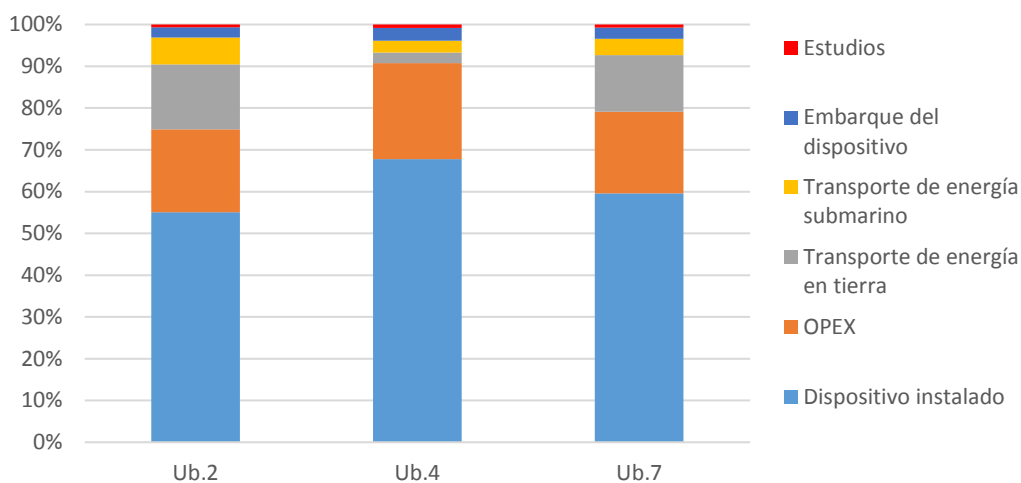


Figura 38. Estructura de costos del proyecto durante el horizonte evaluado.

(Fuente: Elaboración propia)

El costo de transportar la energía hasta la subestación puede tener un gran impacto en los costos totales, dependiendo de la cercanía de la planta con la costa y la conexión al punto desde donde se distribuirá la energía. Esto ocurre en las *ubicaciones 2 y 7*, siendo mucho menor en la *4*, especialmente por el costo de instalación de las líneas aéreas, notando que la inversión inicial en esta ubicación es al menos 20% menor que las otras.

La reinversión en activos y correspondiente proyección de flujos a futuro se realiza solamente en el estudio de la *ubicación 2*, ya que es la única que presenta ganancias si se lleva a cabo, dada la diferencia de ingresos. Aun así, en ninguno de los casos el flujo de fondos acumulado se vuelve positivo, siendo de -15.000 M\$ en el último periodo para el mejor de los casos (*ubicación 2*).

Analizando los 3 flujos de caja se advierte que para que el proyecto sea rentable, tendría que existir un cambio en 1 o más variables, ya sea costo o ingreso, porque el proyecto no es

capaz de autosustentarse ni siquiera dejando de lado el costo de oportunidad del capital propio, por lo cual no tiene sentido evaluar un financiamiento privado (crédito). Esto significa que, cuando más, se podría disminuir la inversión inicial de capital propio a costa de la obtención del pago del crédito y obtención nula de utilidades.

Como se anticipó, los VAN y TIR de los 3 casos indican que no es conveniente invertir en los proyectos (Ver Tabla 17), los cuales tienen *paybacks* que superarían los 50 años. El IVAN evaluado a 25 años indica que la *ubicación 2* sería la mejor alternativa en caso de que hubiese que elegir entre 1 de los 3 proyectos, presentando, además, un menor costo nivelado de la energía (243,5 USD/MWh).

Tabla 17. *Indicadores económicos/financieros por proyecto. (Fuente: Elaboración propia)*

<i>Ítem</i>	<i>Ubicación 2</i>	<i>Ubicación 4</i>	<i>Ubicación 7</i>
Rentabilidad sobre ventas promedio (%)	37,9	8,48	27,2
VAN (MUSD)	-33,83	-29,18	-33,51
VAN (M\$)	-23.142	-19.997	-22.968
TIR (%)	-5,44	-11,7	-7,83
IVAN	-0,86	-0,97	-0,91
LCOE (USD/MWh)	243,5	266,1	261,9
LCOE (\$/kWh)	166,6	182,0	179,2

El LCOE es independiente de factores financieros, legales e impositivos, por lo cual permite la comparación de proyectos, específicamente enfocados en la tecnología entre distintos países/lugares. En los casos estudiados, el LCOE se encuentra en el rango de varios de los estudios que han sido realizados para la energía undimotriz en general, e incluso un poco por debajo de este, en parte por la eficiencia del dispositivo y el buen recurso presente en Chile.

5.9. Análisis de Sensibilidad Económico

Buscando que el proyecto sea rentable, se elige la *ubicación 2* para el estudio de sensibilidad, dado que se le asocia mejores indicadores económicos y una mayor rentabilidad sobre ventas, necesario para cubrir los costos de inversión.

5.9.1. Sensibilidad univariada. En primer lugar, se realizará la variación de 1 sola variable, estudiando la respuesta de ciertos indicadores económicos. Dado que el proyecto inicialmente no es rentable, solamente se modificarán las variables de modo que los indicadores mejoren, y así saber en cual caso el proyecto sería rentable.

Los ingresos establecidos podrían aumentar por factores como una mayor disponibilidad, mayor eficiencia del dispositivo o bien un recurso mayor al estimado, así como también por efectos directos en el precio como contratos con clientes libres, y subvenciones.

Un aumento de 1% en el ingreso implica la variación del VAN en aproximadamente 0,45%, notando que aunque se duplicaran los ingresos el proyecto aún no lograría ser rentable, con un VAN de -21,95 MUSD (Ver Figura 39), es decir una variación de 11,8 MUSD con respecto al caso base. Además, se advierte que la recuperación del capital ocurriría cerca del año 35 para un aumento de 56% en los ingresos, y al año 22 si estos se duplicaran.

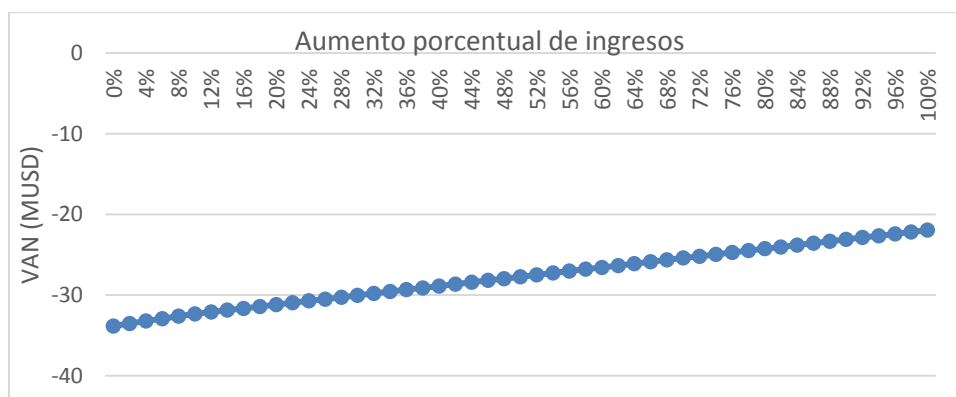


Figura 39. Variación del VAN (MUSD) ante variación porcentual de los ingresos.

(Fuente: Elaboración propia)

Una disminución de los OPEX tiene el mismo efecto sobre el VAN que el aumento de ingresos. Los OPEX se estimaron de forma genérica para la energía y por ende podrían variar positiva o negativamente, estando ligado a la distancia entre el dispositivo y puerto, el costo de hora hombre, arriendo de infraestructura/terrenos, entre otras variables. La disminución de los OPEX en 1% tiene como consecuencia un aumento promedio del VAN en 0,19% y del LCOE en 0,28%, llegando a -30,63 MUSD y 225,44 USD/MWh respectivamente al considerar una reducción de 40% en los OPEX (Ver Figura 40).

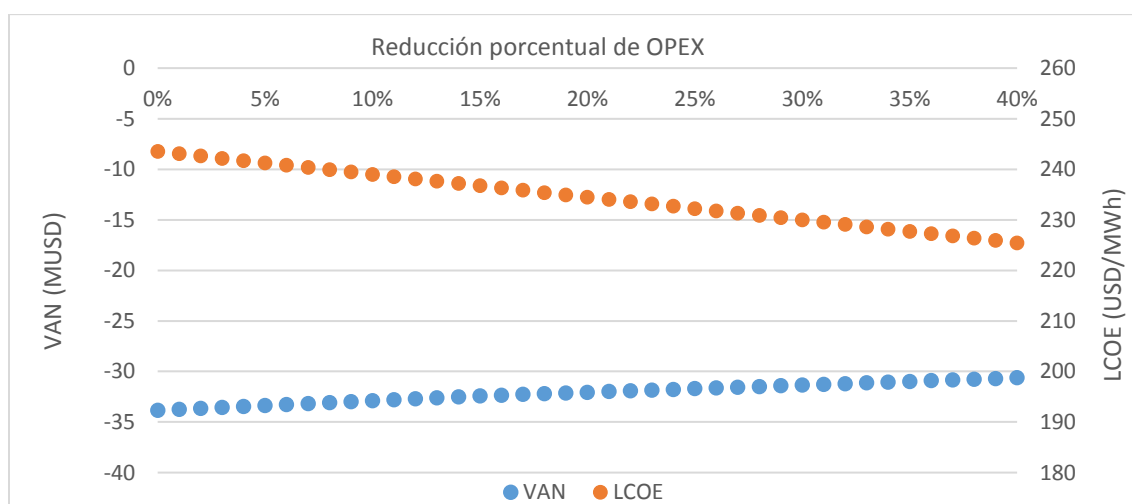


Figura 40. Variación de VAN y LCOE ante variación porcentual de los OPEX.

(Fuente: Elaboración propia)

Por último, se asume una disminución de los costos del dispositivo de hasta 40%, es decir, un 60% del costo base. Es muy probable que los costos no lleguen a ser tan bajos en el corto plazo, pero se considera factible según información de los mismos desarrolladores (Ver Figura 41), proponiendo que los costos disminuirían eventualmente dado un incremento mantenido en la producción, llegando hasta un 60% del costo actual luego de producir más de 100 unidades en total.

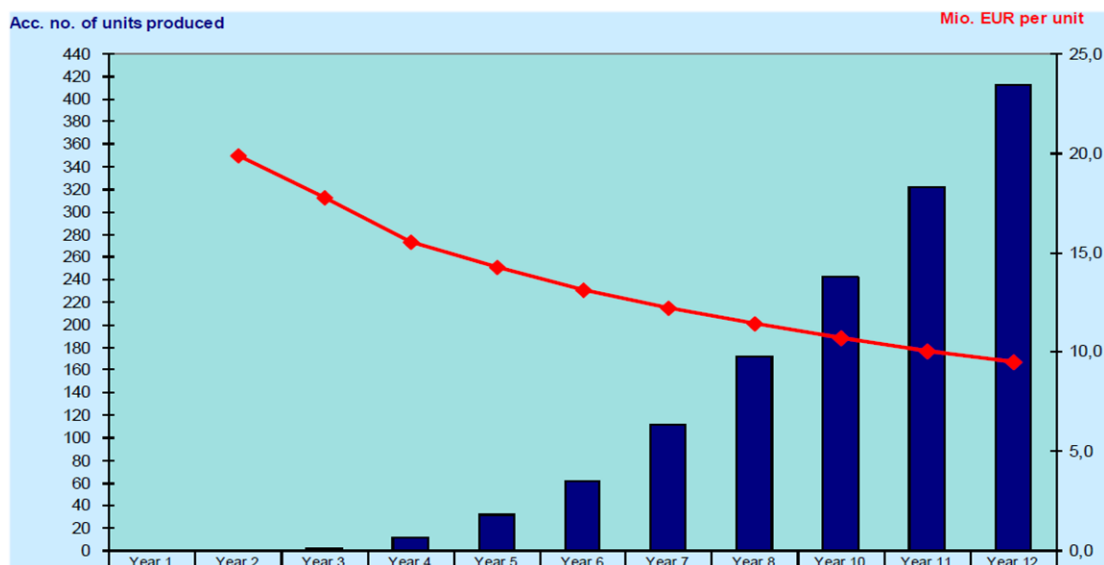


Figura 41. Ventajas por escalamiento de producción (costos en rojo).

(Fuente: Sørensen, s.f.)

La reducción de los costos del dispositivo en 1% causa una variación promedio del VAN de 0,8%, y del LCOE de 0,56%, con lo cual se logra en el mejor de los casos, valores de -23,18 MUSD y 189,18 USD/MWh respectivamente (Ver Figura 42), estando aún lejos de ser rentable a pesar de ser la fuente que tiene mayor repercusión sobre el VAN.

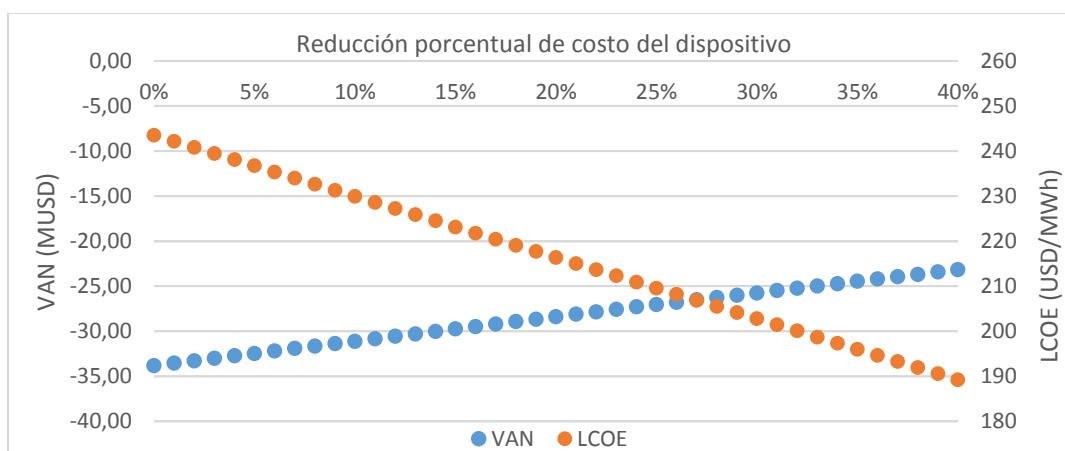


Figura 42. Variación de VAN y LCOE ante variación porcentual de los costos del dispositivo.

(Fuente: Elaboración propia)

5.9.2. Sensibilidad de varias variables. En la realidad se esperaría que más de una variable cambie simultáneamente, caso que se estudia en este apartado. Se demostró

anteriormente que el proyecto no sería económicamente rentable ante una variación de una única variable dentro de ciertos límites razonables, por lo que, siguiendo los criterios ya usados, se estudiarán los casos que permitirían obtener un mejor resultado.

Se aprecia que al reducir los OPEX hasta un 70% y aumentar los ingresos al doble, el VAN se reduce linealmente alcanzando un mejor VAN (-19,8 MUSD) en comparación a la reducción única de los costos del dispositivo, aunque no logra ser rentable (Ver Figura 43).

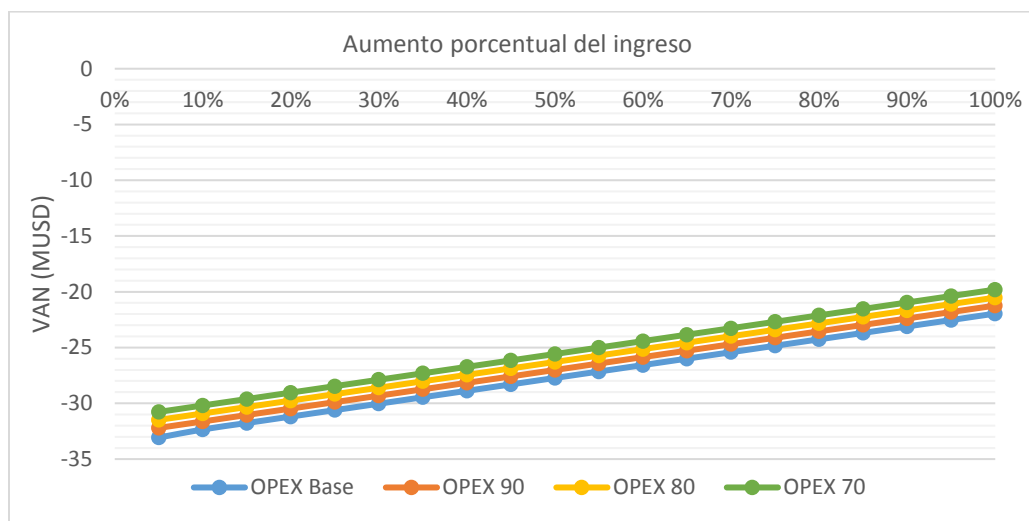


Figura 43. Variación del VAN dado un aumento de ingresos y reducción de OPEX.

(Fuente: Elaboración propia)

Más interesante resulta estudiar una variación simultánea del costo del dispositivo e ingresos, pudiendo alcanzar un VAN de -11,6 MUSD en el mejor caso, es decir, alrededor de 20 MUSD menor al caso base (Ver Figura 44). En este caso el *payback* sería al año 17, siendo el mejor resultado hasta ahora, sin llegar a ser atractivo económicamente.

Los costos de transporte de energía del proyecto se asocian a una industria ya consolidada (manufactura e instalación de cables eléctricos), pudiendo disminuir en caso de baja en el precio del aluminio o cobre, o simplemente por un costo menor al estimado, relativo una mano de obra

más barata, siendo las causas más directas y probables. De la misma forma, el costo podría ser un poco mayor, por lo que se considera de forma conservadora una disminución máxima de 10%.

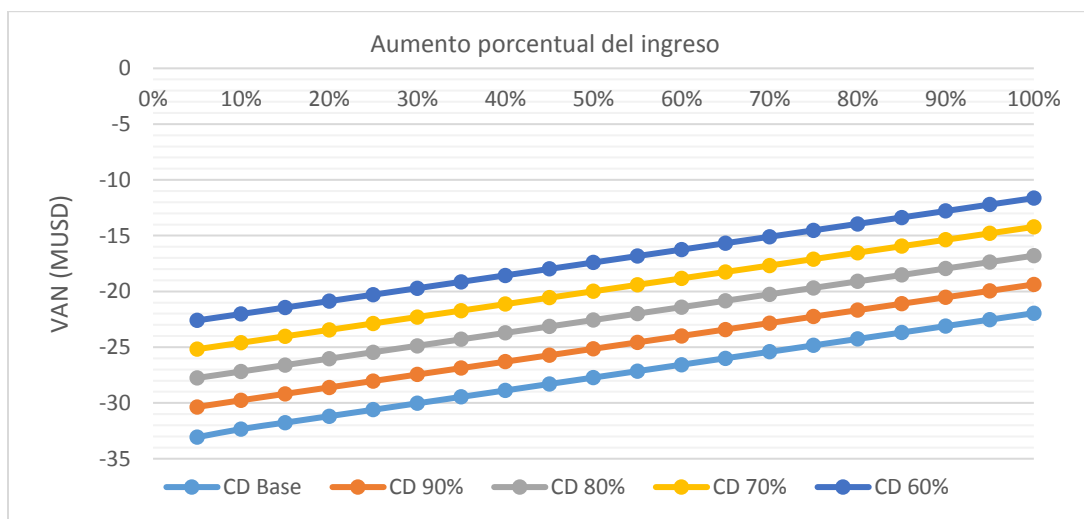


Figura 44. Variación del VAN dado un aumento de ingresos y reducción de los costos del dispositivo.

(Fuente: Elaboración propia)

En vista de que el proyecto no ha logrado ser rentable en los casos estudiados, se propone analizar un caso más optimista, en donde haya una reducción de los costos de transporte de energía (10%), reducción de OPEX (20%), y aumento de los ingresos (100%), sensibilizando en base al costo del dispositivo y tasa de interés para un financiamiento externo referencial de 10 MUSD a 20 años (40% a 56% de la inversión inicial).

La variación de la tasa de interés en 2% (nominal anual) genera un cambio en el VAN de entre 0,92 y 1,35 MUSD, creciendo a medida que la tasa aumenta, mientras que la variación de los costos del dispositivo en 5% implica un cambio de 1,3 MUSD (Ver Figura 45). El valor actual del proyecto, en condiciones optimistas rondaría los -17 a -10 MUSD (costo del dispositivo reducido en 5%), mientras que en el mejor de los casos se obtendría un VAN de -0,75 MUSD y una TIR de 9,39%, asumiendo que las tasas de interés bajas podrían provenir de algún crédito estatal destinado a este tipo de proyectos.

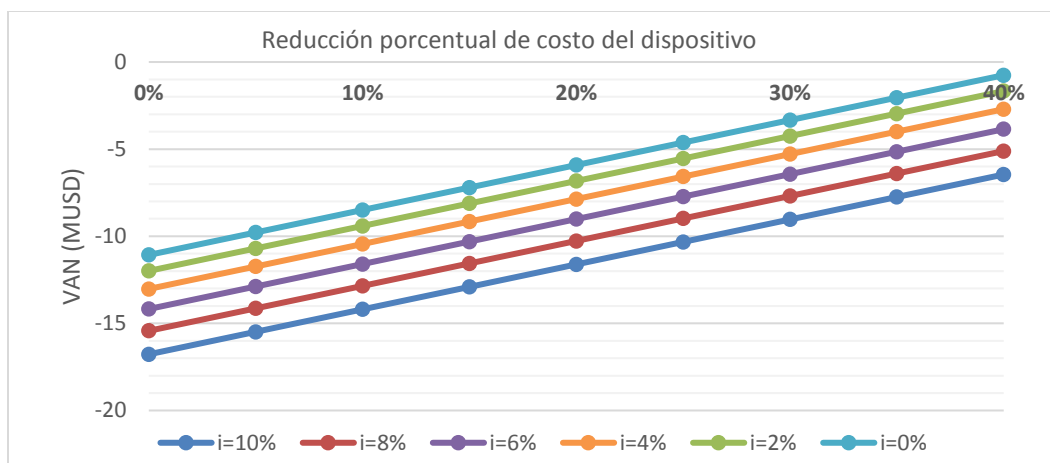


Figura 45. Variación del VAN dado variaciones de los costos del dispositivo y tasa de interés.

(Fuente: Elaboración propia)

En general un aumento del monto financiado (en el rango estudiado) tiene un efecto positivo sobre el VAN y la TIR, aunque esta última se ve reducida para tasas de interés cercanas a la tasa de descuento. Con el monto fijado, el proyecto en ningún caso logra la rentabilidad, sin embargo, el proyecto llega a ser teóricamente conveniente para casos particulares, dado un aumento del monto financiado con tasas de hasta 4% aproximadamente. Ejemplo de lo anterior es, bajo los supuestos optimistas mencionados con anterioridad y obtención de financiamiento de 14 MUSD a una tasa de 2% anual y costos del dispositivo reducidos en 40%, se esperaría obtener un VAN de 1,32 MUSD, TIR de 11,66% y *payback* al año 8.

5.10. Análisis Comparativo de Fuentes Generadoras

Desde el punto de vista financiero, la energía undimotriz (en base a la tecnología y condiciones estudiadas) se ubica entre las alternativas menos atractivas con un LCOE de 243,5 USD/MWh para el proyecto base, frente a costos que van desde 72 USD/MWh para la energía hidráulica, hasta los 200 USD/MWh para cogeneración con biomasa (Ministerio de Energía, 2017).

La competencia de las olas como fuente renovable de uso a gran escala corresponde a las energías solar fotovoltaica y eólica, presentando factores de planta relativamente altos en ciertas zonas del país, por ejemplo, el Parque Eólico Las Peñas logró un factor de 43,4% durante el 2017, y otros parques que operan en la zona austral mantienen un factor cercano al 40% (Revista Electricidad, 2018). Actualmente ambas tecnologías representan aproximadamente el 15% de la potencia instalada, valor que aumentaría en la búsqueda de una matriz 100% renovable, y dado sus bajos costos; 80 USD/MWh para energía solar, y 102,5 USD/MWh para energía eólica (Ministerio de Energía, 2017), pudiendo llegar a ser significativamente menores dependiendo del proyecto, especialmente la ubicación. Si bien el factor de capacidad de una planta basada en WD puede alcanzar factores de capacidad de 40% o más, esta posibilidad depende de la accesibilidad al dispositivo para la realización del mantenimiento.

Un estudio que involucra la tecnología WD (junto a 2 más) afirma que la predictibilidad de la producción de energía de un dispositivo undimotriz es entre 32 y 46% mejor que la relativa a turbinas eólicas, y en consecuencia los costos de balance son menores (Chozas, Kofoed & Sørensen, 2013). Otros estudios realizados en Europa afirman que los costos de balance serían de 2 €/MWh para tecnología eólica, y la mitad para generación fotovoltaica (Agora Energiewende, 2015).

En lo que respecta al impacto ambiental, Wave Dragon tendría un pequeño impacto neto positivo, sin dejar de ser importante al compararlo con el impacto de otros tipos de energías y tecnologías para la generación de electricidad. Una evaluación hecha para la instalación en la costa de Pembrokeshire (Gales), concluyó que no se identificaron impactos significativos, a excepción del que podría causar la instalación de cables submarinos sobre el hábitat del lecho

marino, el cual podría reducirse a un nivel aceptable al realizar “microemplazamientos” de los componentes y evitación de tales hábitats (Project Management Support Services Ltd., 2007).

En general la tecnología eólica presenta varias consecuencias negativas para el entorno a lo largo de su ciclo de vida (en menor grado que tecnologías no renovables), como desechos peligrosos, desechos tóxicos para los humanos y vertimiento de tóxicos sobre la tierra, por lo que en este sentido Wave Dragon sería mejor opción (Ver Apéndice U para encontrar gráfico detallado de los impactos de la tecnología eólica).

Los paneles CdTe (telururo de cadmio), si bien tiene una baja participación de mercado (alrededor de 5%), se relacionan con una significativa emisión de cadmio, que es un metal pesado. Los paneles más comunes, hechos en base a silicio, también utilizan el cadmio en su producción, aunque en menor cantidad. La alternativa menos dañina serían los paneles fabricados en base a polímeros orgánicos, que actualmente tienen un menor rendimiento y su participación de mercado es muy pequeña.

Se estima de forma preliminar que las emisiones de WD dado un marco de ciclo de vida son de 13 g CO₂/kWh (Sørensen & Naef, en Thomson, Chick & Harrison, 2018). Esto es similar al valor representativo de emisiones para algunas turbinas eólicas, tanto marinas como emplazadas en tierra, estimado en 12 y 11 g CO₂eq/kWh respectivamente (Dolan & Heath, 2012). Los paneles fotovoltaicos emiten un promedio de emisiones de 85 g CO₂eq/kWh (WNA, 2011) aunque depende de la ubicación y tecnología, mientras que las plantas de combustión de carbón pueden llegar a los 1000 g CO₂eq/kWh de emisiones, y la mitad de estas para el gas natural.

Wave Dragon tiene un periodo de retorno de emisiones cercano a 1 año (Sørensen, Naef, Anderberg & Hauschild, 2007), con un ratio similar al de ciertas turbinas eólicas, que varían

entre pocos meses hasta 1 año y medio (IPCC, en Centre for Sustainable Energy, 2017), en tanto los paneles fotovoltaicos requieren de entre 1 y 5 años, teniendo además una menor vida útil (Tiwari, Tiwari & Shyam, 2016; Gerbinet, Belboom & Léonard, 2014).

En general, la construcción de un dispositivo de energía marina demora un tiempo similar a uno eólico, el doble de uno solar, y la mitad si se trata de turbinas eólicas marinas. Se asume que, dada una buena planificación, el mayor problema de un mayor tiempo de construcción sería el impacto sobre el costo (costo de oportunidad y probablemente financiero).

Se estima una creación de empleos (directos e indirectos) para WD equivalente a 7 años/MW de trabajo para la construcción e instalación, y 0,32 trabajos/MW al año para la operación y mantenimiento (Wave Dragon ApS, 2009). WD ofrecería más del doble de empleos que la energía eólica en las fases de construcción e instalación (2,5 años de empleo/MW), tantos “empleos” como la energía eólica marina, y menos que la energía solar fotovoltaica (9 años de empleo/MW; REN21, 2017; Ver Apéndice V para mayor detalle de los empleos según fuente).

Otro punto de comparación es la contaminación visual y acústica, durante la operación. Wave Dragon ocupa un área basal de alrededor de 65.000 m² para 7 MW, pero con una altura de pocos metros al estar sumergida gran parte del dispositivo, lo cual disminuye su impacto visual. Para una planta solar de igual potencia nominal, se requerirían aproximadamente 51.000 m², un poco menos que WD, mientras que el caso de las turbinas es distinto, ya que requieren de una gran extensión de terreno en el caso de varias turbinas (dada la separación entre estas), con torres de entre 65 y 105 m y aspas de 45m de largo en el caso de turbinas Vestas de 3 MW. Las turbinas pueden afectar a la avifauna (colisiones), producir ruidos y eventualmente proyectar sombras intermitentes molestas en las cercanías, lo cual más que desventajas intrínsecas debieran considerarse como barreras, al menos para la instalación en tierra.

6. CONCLUSIONES

Las emisiones de GEI a nivel global representan un problema de gran magnitud, siendo Chile un país muy vulnerable a las consecuencias, aunque con una baja capacidad para influir directamente en la mitigación del cambio climático. A nivel nacional, las emisiones han aumentado en el tiempo alcanzando un nivel promedio (mundial) per cápita, siendo importante su reducción, aunque no urgente al considerar que a nivel mundial estas son ínfimas. Bajo esta perspectiva es posible afirmar que en Chile la estrategia de adaptación sería más importante que la de mitigación.

Uno de los puntos más importantes para los inversionistas se relaciona con el riesgo y el retorno sobre la inversión, sin embargo, hay múltiples factores que se deben barajar, como son el impacto social y ambiental, así como también la estabilidad y sinergia que puede existir con cierta combinación de fuentes generadoras. Desde otra perspectiva, tomando en cuenta el impacto que generan tecnologías en base a carbón, gas e hidráulica, por nombrar algunas, la comparación netamente monetaria con un proyecto undimotriz no es directa.

El desarrollo de un proyecto como el estudiado está alineado con los objetivos energéticos, compromisos internacionales y normativas ambientales del país. Wave Dragon es ecológicamente amistoso y su operación produciría un impacto positivo, reduciendo los GEI, gases precursores del smog fotoquímico, lluvia ácida, y en menor proporción el material particulado, entre otras consecuencias.

A pesar de que no se cuenta con datos para comparar a WD directamente con otros dispositivos undimotrices, es posible compararlo con otras tecnologías renovables, siendo la alternativa más cercana la tecnología eólica marina, cuyo costo se estima en menos de 200

USD/MWh, comparado con los 243 USD/MWh que representa un caso relativamente bueno para la instalación de WD en Chile. Esto quiere decir que la tecnología en general no es rentable ni siquiera en términos relativos, aunque excepcionalmente podría serlo dependiendo de los recursos naturales presentes en cierto lugar si se habla de energía renovable, o bien del costo del combustible en caso de plantas termoeléctricas.

La potencia undimotriz de las olas en la costa chilena crece casi uniformemente hacia el sur, con algunas áreas de pequeña extensión en determinados lugares donde se puede alcanzar un mejor recurso (también peor), como el caso de la *ubicación 2* en la sexta región, cuyo factor de capacidad es superior a los demás puntos estudiados. Esto implica que, alcanzando una mayor competitividad en el futuro, la energía undimotriz podría ser una fuente de ERNC importante en la zona sur, complementando la energía eólica o incluso reemplazándola.

Lugares, como las islas Robinson Crusoe y Rapa Nui tienen potencias de olas que pueden alcanzar los 100 kW/m, y son buenos ejemplos de proyectos undimotrices que podrían ser rentables en la actualidad, ya que sus costos de generación son de 480 y 440 USD/MWh respectivamente, o sea, más de 7 veces el precio nudo utilizado en el proyecto base. El consumo anual en Rapa Nui es de 14 GWh por año (0,9 GWh en Robinson Crusoe), por lo cual el dispositivo a instalar debería tener una menor potencia a la estudiada (7 MW), además de considerar aspectos como el almacenamiento de electricidad, y/o complementariedad con otra fuente que permita entregar la energía justa y necesaria a los consumidores, debido a la variabilidad inherente del recurso.

Como han indicado varios estudios y a la luz de los análisis realizados, la tecnología Wave Dragon y la undimotriz en general, debe avanzar significativamente en lo respectivo a costos, rendimiento y posiblemente confiabilidad para lograr consolidarse como una tecnología

competitiva, ya que actualmente no logra ser atractiva para inversionistas que pretenden rentabilizar un proyecto. En este sentido, las tecnologías undimotrices cuentan con un mayor potencial teórico para reducir sus costos frente a tecnologías maduras, como la hidráulica y termoeléctricas, o que poseen un desarrollo más avanzado, como los paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas.

Para el proyecto evaluado se pudieron identificar 2 temas claves a considerar para la instalación de una planta undimotriz, dejando de lado el costo del dispositivo, ya que se espera que sean altos, y depende de un factor externo. El primer tema es la ubicación del dispositivo, en donde se debe evaluar el *trade-off* entre la cercanía al punto de consumo y la calidad del recurso (periodo y altura de olas), así como el costo de amarras que deriva de la profundidad. La cercanía repercute en los costos de transporte (mantención e instalación) y de transporte de energía (cables), mientras que el recurso influye directamente sobre los ingresos, debiendo encontrar un lugar adecuado según los parámetros para el cual fue diseñado el dispositivo, que en este caso es la mayor altura significativa posible restringido a la existencia de ventanas de tiempo aptas para realizar la mantención.

El segundo tema es la obtención de un buen financiamiento, es decir, que tenga una baja tasa de interés, un periodo de pago acorde al ciclo de vida del proyecto y un monto que cubra un porcentaje importante (40% o más, suponiendo una alta tasa de descuento por parte de los inversionistas). Esto debido a que el valor del dinero en el tiempo se vuelve fundamental al realizar una gran inversión en poco tiempo, y cuyo pago o utilidades se recibirá gradualmente en un largo plazo. Alternativamente o de forma adicional, sería ideal recibir una subvención del Estado, ya sea crédito, fondos para inversión o beneficios por energía generada, mediante políticas similares a las implementadas en otros países.

7. LIMITACIONES Y RECOMENDACIONES

La principal limitante al desarrollar el estudio fue la dificultad para conseguir información técnica y específica para las tecnologías. En un principio la idea fue realizar un estudio más amplio de la energía marina, incluyendo las tecnologías de corrientes de marea, sin embargo, además de que las corrientes con velocidad atractiva para un proyecto se presentan en lugares limitados, no se posee información respecto a la velocidad de estas, datos que son fundamentales para evaluar el rendimiento de un dispositivo de este tipo.

En cuanto a las tecnologías undimotrices, un buen cálculo de la energía generada requiere del uso de las respectivas matrices de potencia, y si bien existen varias publicadas, casi todas corresponden a dispositivos cuya empresa quebró, fue adquirida por otra, y/o no existe información sobre su estado actual.

En el caso de Wave Dragon no fue posible conseguir información cuantitativa de los OPEX ni tampoco estimaciones de parámetros relativos a la mantención, lo cual también afectaría la disponibilidad de generación. El estudio de los OPEX, que son parte importante de los costos del ciclo de vida también disminuiría la incertidumbre, aunque los indicadores económicos, como se vio en el análisis de sensibilidad, no presentan un cambio significativo.

Para aumentar la certeza con respecto a los costos y probablemente obtener ahorros en estos, sería interesante evaluar la posibilidad de construir ciertas partes estándar del dispositivo dentro del país, así como también la cotización de los cables e instalación de estos, ya que pueden llegar a representar parte importante de la inversión dependiendo de la distancia a la costa y subestación o punto de consumo.

Se escogió el dispositivo con capacidad nominal de 7 MW debido a que es el único modelo que cuenta con una matriz publicada. Suponiendo que esta tecnología en si fuera atractiva, sería de interés evaluar el dispositivo de 4 MW que está diseñado para menor potencia de olas, y podría presentar mejor rendimiento (factor de capacidad) que el de 7 MW, que requiere de olas de gran altura para llegar a los 20 GWh anuales como proponen los desarrolladores, por lo que las ventanas de tiempo disponibles para mantención se hacen más escasas y de menor duración. La idea de evaluar el dispositivo más pequeño sería que existiera una mejor relación de eficiencia: un menor costo por energía generada.

La matriz de potencia utilizada (para 7 MW) presenta diferencias notables con respecto a la matriz de 5,9 MW, siendo que en teoría ambas fueron publicadas por los desarrolladores (no disponibles de primera fuente actualmente), lo cual llama la atención y genera incertidumbre en cuanto a la existencia de errores en los valores que muestran. Se aprecia que, en la matriz asociada a 5,9 MW, en general, se generaría una mayor cantidad de energía para los mismos valores de altura y periodo de ola, por ejemplo, el dispositivo de 5,9 MW genera 4,0 MWh, comparado con 2,6 MWh del dispositivo de 7 MW dada una altura significativa de 3 m.

La escalabilidad del proyecto no se evaluó, ya que los ahorros, con la información disponible, estarían asociados solamente al transporte de energía, estimando que podrían conectarse 2 o 3 dispositivos como máximo mediante el uso de los mismos cables propuestos, por lo cual los indicadores económicos experimentarían una baja variación. Sería interesante la evaluación de un proyecto de mayor potencia si es que el costo unitario del dispositivo disminuyera al comprar o instalar una mayor cantidad, información que no está publicada ni fue respondida por la empresa.

Para saber si la tecnología Wave Dragon puede ser rentable, es necesaria la evaluación del proyecto en otras condiciones distintas al estudio realizado, mediante precios que sean mayores al precio nudo, ya sea mediante acuerdos de precio (PPA) o bien vendiendo la energía en sitios particulares, como comunidades aisladas cuyo costo de la electricidad sea mayor, e.g., en la isla Rapa Nui. Por otra parte, no se debe olvidar que Wave Dragon cuenta con capacidad para la instalación de 2 turbinas eólicas, que podrían reducir el costo total de la energía generada (reducción de hasta 17% LCOE, según estudios), siendo una alternativa a considerar, aprovechando la inversión en la estructura del Wave Dragon al reducir los costos de instalación de las turbinas.

Si se trata de energía undimotriz en general, se recomienda la evaluación de otras tecnologías, considerando que a nivel nacional existen al menos 4 desarrolladores. Lo ideal sería que el dispositivo esté diseñado para funcionar óptimamente en condiciones de menor altura de olas, y sea apto para las condiciones que ofrecen las olas en Chile, pudiendo depender incluso del periodo más que de la altura de las olas.

8. REFERENCIAS

- Adedeji, O., Reuben, O., & Olatoye, O. (2014). Global Climate Change. *Journal of Geoscience and Environment Protection*. 2, 114-122. doi: <http://dx.doi.org/10.4236/gep.2014.22016>
- Almonacid, N. (2015). *Evaluating a project for wave energy generation at a coastal site in Chile*. (Tesis para optar al grado de Master of Science in Energy and Sustainability). University of Southampton. Southampton, Inglaterra.
- Agora Energiewende (2015). *The Integration Cost of Wind and Solar Power: An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*.
- AQUA (2018). *En Chile: Promueven el desarrollo de una industria de energías marinas*.
- AQUARET (s.f.). *Technology Selection: Other Technologies*.
- Aquatera Limited (2014). *Recomendaciones para la Estrategia de Energía Marina de Chile: un plan de acción para su desarrollo*.
- Arup (2016). *Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions: Study Report*.
- Australian Academy of Science (2015). *The science of climate change: Questions and answers*.
- Banco Mundial (s.f). *Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)*. Recuperado de: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2012). *Decreto 12: Establece norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP 2,5*.
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2013). *Ley núm. 20.257: Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales*.

- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2015a). *Decreto 59: Establece norma de calidad primaria para material particulado respirable MP10, es especial de los valores que definen situaciones de emergencia.*
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2015b). *Decreto 244: Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos.*
- Bosserelle, C., Reddy, S. & Krüger, J. (2015). *Waves and Coasts in the Pacific: Cost Analysis of Wave Energy in the Pacific.*
- BP p.l.c. (2017). *BP Statistical Review of World Energy June 2017.*
- Cactano, E. & Innocentini, V. (2003). An improved second generation wave model. *Revista brasileira de oceanografia*, 51, 1-21.
- Çengel, Y. & Ghajar, A. (2011). *Transferencia de calor y masa: Fundamentos y aplicaciones* (4ta ed.). Ciudad de México, México: Mcgraw-Hill Interamericana Editores, S.A. de C.V.
- Center for Climate and Energy Solutions (s.f.). *Renewable energy.*
- Centre for Sustainable Energy (2017). *Common concerns about wind power.*
- Chozas, J.F., Kofoed, J.P. & Sørensen, H.C. (2013). *Predictability and Variability of Wave and Wind: wave and wind forecasting and diversified energy systems in the Danish North Sea.*
- Christensen, L., Friis-Madsen, E., Kofoed, J.P. & Tedd, J. (2007). *World's Largest Wave Energy Project 2007 in Wales.*
- CMNUCC (s.f.). *Clean Development Mechanism (CDM)*. Recuperado de: <http://cdm.unfccc.int/>
- Comisión Nacional de Energía (2017a). *Anuario estadístico de energía 2007-2017* Recuperado de: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>

- Comisión Nacional de Energía (2017b). *Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037: Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos*.
- Coordinador Nacional Eléctrico (s.f.). *Sistema Eléctrico Nacional: Introducción*. Recuperado de: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico-nacional/introduccion/>
- Copping, A., Sather, N., Hanna, L., Whiting, J., Zydlewski, G., Staines, G., ... & Masden, E. (2016). *Annex IV 2016 State of the Science Report: Environmental Effects of Marine Renewable Energy Development Around the World*.
- Copping, A. (2018). *The State of Knowledge for Environmental Effects: Driving Consenting/Permitting for the Marine Renewable Energy Industry*.
- Costello, R. & Pecher, A. (2017). Economics of WECs. In Pecher, A. & Kofoed J.P. (Eds.), *Handbook of Ocean Wave Energy*. doi: 10.1007/978-3-319-39889-1_5
- Cruz, J., Thomson, M.D. & Stavroulia, E. (2009). *Preliminary Site Selection – Chilean Marine Energy Resources*.
- CYPE Ingenieros, S.A. (s.f.). *Generador de Precios. Espacios Urbanos. Chile*.
- DARA & Climate Vulnerable Forum (2012). *Climate Vulnerability Monitor 2nd Edition. A Guide to the Cold Calculus of a Hot Planet*.
- Dee Dee Technology (2017). *KEI Industries Limited: Price List November 2017*.
- Deloitte (2016a). *Sector energía I: Marco regulatorio y matriz energética, Chile*.
- Deloitte (2016b). *Sector energía III: ERNC, perspectivas y dificultades, Chile*.
- Diaconu, S. & Rusu, E. (s.f.). *Evaluation of various WEC devices in the Romanian near shore*.
- Diario Oficial de la República de Chile (2018). Núm. 42.094 - *Ministerio de Energía: Fija precios de nudo para suministros de electricidad*.

- Dolan, S. & Heath, G. (2012). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power. In *Journal of Industrial Ecology*, 16, S136-S154. doi: 10.1111/j.1530-9290.2012.00464.x
- Eggeling, L., Kölbel, T., Schlagermann, P., Angelino, L. & Dumas, P. (2013). *Technical Report on Grid Access: Final*.
- Environmental Change Institute (2005). *Variability of UK marine resources: An assessment of the variability characteristics of the UK's wave and tidal current power resources and their implications for large scale development scenarios*.
- Errázuriz & Asociados Ingenieros, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos (2012). *Energía marina en Chile: Avanzando en el desarrollo del recurso chileno*.
- European Commission (2014). *Commission Staff Working Document: Impact Assessment – Ocean Energy: Action needed to deliver on the potential of ocean energy by 2020 and beyond*. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0013&from=NL>
- European Commission Directorate-General for Environment (2013). *International Issues: Multilateral Environmental Agreements*. Recuperado de: http://ec.europa.eu/environment/international_issues/agreements_en.htm
- European Commission, Directorate-General for Maritime Affairs and Fisheries, WavEC & COGEA (2018). *Market Study on Ocean Energy: Final Report*. doi: 10.2771/89934
- European Marine Energy Centre Ltd. (2009a). *Assessment of Wave Energy Resources: Marine Renewable Energy Guides*.
- European Marine Energy Centre Ltd. (2009b). *Assessment of Performance of Wave Energy Conversion Systems: Marine Renewable Energy Guides*.

European Ocean Energy Association (s.f.). *Position Paper: Towards European industrial leadership in Ocean Energy in 2020.*

Finanzas Carbono (s.f.). *Mecanismo para un Desarrollo Limpio: Costos de Desarrollo.*
Recuperado de: <http://finanzascarbono.org/mercados/mecanismo-desarrollo-limpio/desarrollo-proyectos/ciclo/costos/>

Frankfurt School of Finance & Management gGmbH (2017). *Global Trends in Renewable Energy Investment: Key Findings.*

Friis-Madsen, E., Soerensen H.C. & Russell, I. (2018). “*Small is beautiful*” – but will small WECs ever become commercial?

Fundación Chile & Ministerio de Energía (s.f.). *Contexto nacional: Cambio climático y emisiones de GEI.*

García, C. (2014). *Energía Undimotriz: Evaluación de su Potencial Factibilidad Ambiental en Chile.* (Tesis para optar al grado de Licenciatura en Biología Marina). Universidad Austral de Chile. Valdivia, Chile.

García, J. (2001). *Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión* (2da ed.). Madrid, España: Thomson Editores Paraninfo, S.A.

Generadoras de Chile (s.f.). *Generación eléctrica en Chile.* Recuperado de: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>

Generadoras de Chile (2018a). *Boletín del Mercado Eléctrico: Sector Generación Mayo 2018.*

Generadoras de Chile (2018b). *Boletín del Mercado Eléctrico: Sector Generación Enero 2018.*

Generadoras de Chile (2018c). *#FuturoEléctrico: un Chile más eléctrico, eficiente y sustentable.*

- Gerbinet, S., Belboom, S. & Léonard, A. (2014). Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 747-753. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.043>
- Global Climate Change (2017a). *A blanket around the Earth*.
- Global Climate Change (2017b). *Scientific consensus: Earth's climate is warming*.
- Global Climate Change (2017c). *Climate change: How do we know?*
- Global Climate Change (2017d). *What's in a name? Weather, global warming and climate change*. Recuperado de: <https://climate.nasa.gov/resources/global-warming/>
- Global Climate Change (2017e). *The consequences of climate change*.
- Gobierno de Chile (s.f.). *Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022*.
- Goldemberg, J. & Teixeira, S. (2004). Renewable energy-traditional biomass vs. Modern biomass. *Energy Policy*. 32(6), 711-714.
- González, G. (2017b). *Normemos las termoeléctricas en Chile*. Recuperado de: <http://www.terram.cl/2017/02/03/app-n63-proyectos-electricos-y-catastro-de-termoelectricas-en-chile/>
- Greaves, D., Perez, C., Crawford, C., Buckham, B., Magar, V., Acuña, F., ... & Chenyu, Z. (2018). Regional Activities. In *Wave and Tidal Energy* (pp. 587-658). Hoboken: Wiley.
- Holthuijsen, L.H. (2007). *Waves in Oceanic and Coastal Waters*. New York, EE.UU.: Cambridge University Press.
- House of Commons (2012). *The Future of Marine Renewables in the UK*.
- Huckerby, J., Jeffrey, H., de Andres, A. & Finlay, L. (2016). *An International Vision for Ocean Energy: Version III*. Recuperado de: <https://www.ocean-energy->

systems.org/publications/vision-and-strategy/document/oes-vision-for-international-deployment-of-ocean-energy-2017-/

Iglesias, G., Astariz, S. & Vazquez, A. (2018). The Economics of Wave and Tidal Energy. In *Wave and Tidal Energy* (pp. 513-532). Hoboken: Wiley.

Indersons (2017). *KEI Industries Limited: Price List July 2017*. Recuperado de: http://www.indersonsindia.com/uploaded_files/ed0f8bac0ad4f6fd1c3d617068d7407c.pdf

Intergovernmental Panel on Climate Change (2013). *Climate Change: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). *Cambio climático 2014: Impactos, adaptación y vulnerabilidad. Resúmenes, preguntas frecuentes y recuadros multicapítulos. Contribución del Grupo de trabajo II al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*.

International Atomic Energy Agency (2017). *Country Nuclear Power Profiles: Chile*.

International Energy Agency (2016a). *CO₂ emissions from fuel combustion: Highlights*.

International Energy Agency (2016b). *World Energy Outlook 2016: Resumen Ejecutivo*.

International Energy Agency (2018). *Global Energy & CO₂ Status Report 2017*.

International Renewable Energy Agency (2016). *Cost: LCOE 2010-2016*.

International Social Science Council (2018). *Committee V .4: Offshore Renewable Energy*. doi: 10.3233/978-1-61499-864-8-193

Jones, D. & Wigley, M. (1990). Global Warming Trends. In *Scientific American*, 263(2), 84-91. doi: 10.1038/scientificamerican0890-84

Kempener, R. & Neumann, F. (2014). *Wave Energy: Technology Brief*.

- KMA Electricals (2017). *Price List: HT Cables*. Recuperado de: <http://kmaelectricals.in/>
- Kofoed, J.P. & Folley, M. (2017). Determining Mean Annual Energy Production. In *Numerical Modelling of Wave Energy Converters: State of the Art Techniques for Single Devices and Arrays* (pp. 253-266). London: Academic Press.
- Krogstad, H. & Arntsen, Ø. (2000). *Linear Wave Theory Part A: Regular Waves*.
- León, R., Vasquez, O., Vasquez, J., Dharmawidjaja, J. & Jiménez, G. (2014). *Guía de Conexión de Proyectos ERNC – Centro de Energías Renovables (CER) – Gobierno de Chile*.
- Lewis, A., Estefen, S., Huckerby, J., Musial, W., Pontes, T. & Torres-Martinez, J. (2011). Ocean Energy. In Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlomer, S. & von Stechow, C. (Eds), (pp. 497-533) *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: IPCC.
- López, I., Andreu, J., Ceballos, S., Martínez de Alegría, I. & Kortabarria, I. (2013). Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 413-434. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.009>
- Low Carbon Innovation Coordination Group (2012). *Technology Innovation Needs Assessment (TINA): Marine Energy – Summary Report*.
- Lv, J. & Qin, S. (2016). On Low-Carbon Technology. *Low Carbon Economy*, 7, 107-115. doi: 10.4236/lce.2016.73010
- Massawe, A. (2012). Global Warming Control to Mitigate Climate Change. *Engineering* 4(5), 252-255. doi: 10.4236/eng.2012.45033

Ministerio de energía (2013). *Documentación del Explorador de Energía Marina: Recurso Undimotriz*.

Ministerio de Energía (2015). *Energía 2050: Política Energética de Chile*.

Ministerio de Energía (2017). *Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad: Informe Final*.

Ministerio del Medio Ambiente (2016). *Informe del Estado del Medio Ambiente 2016*.

Ministerio del Medio Ambiente (2017a). *Segundo Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile serie 1990-2013*.

Ministerio del Medio Ambiente (2017b). *Tercer Reporte del Estado del Medio Ambiente*.

Moncel, R., Joffe, P., McCall, K., Levin, L. & World Resources Institute (2011). *Building the Climate Change Regime: Survey and Analysis of Approaches*.

Moray & PSR (2018). *Análisis de largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile considerando fuentes de energía variables e intermitentes: Informe Final*.

National Renewable Energy Laboratory (s.f.). *Learning About Renewable Energy*. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/workingwithus/learning.html>

National Weather Service (2018). *Environmental Modeling Center: NOAA WAVEWATCH III*.

Nelson, M. & Nelson D. (2016). Oceans, Ice & Snow and CO₂ Rise, Swing and Seasonal Fluctuation. *International Journal of Geosciences* 7, 1232-1282. doi: 10.4236/ijg.2016.710092.

Nexans Olex (2012). *High Voltage Catalogue*.

- Ocean Energy Europe (2015). *International Levelised Cost of Energy for Ocean Energy Technologies: An analysis of the development pathway and Levelised Cost Of Energy trajectories of wave, tidal and OTEC technologies*.
- Ocean Energy Forum (2016). *Ocean Energy Strategic Roadmap 2016: Building ocean energy for Europe*.
- Ocean Energy Systems (2015). *International Levelised Cost Of Energy for Ocean Energy Technologies: An analysis of the development pathway and Levelised Cost Of Energy trajectories of wave, tidal and OTEC technologies*.
- Ocean Energy Systems (2017). *Annual Report: An overview of ocean energy activities in 2017*.
- Ocean Energy Systems (2018). *Spotlight on Ocean Energy 20*.
- O'Connor, M., Lewis, T. & Dalton, G. (2013). Techno-economic performance of the Pelamis P1 and Wavestar at different ratings and various locations in Europe. *Renewable Energy* 50, 889-900. doi: 10.1016/j.renene.2012.08.009
- OpenEI (2018). *MHK Technologies/Wave Dragon*. Recuperado de: https://openei.org/wiki/MHK_Technologies/Wave_Dragon
- Organización Mundial de la Salud (2006). *Guías de calidad del aire de la OMS relativas al material particulado, el ozono, el dióxido de nitrógeno y el dióxido de azufre: Actualización mundial 2005*.
- Pecher, A. & Costello, R. (2017). Techno-Economic Development of WECs. In Pecher, A. & Kofoed J.P. (Eds.), *Handbook of Ocean Wave Energy*. doi: 10.1007/978-3-319-39889-1_4
- Pecher, A. & Kofoed J.P. (2017). Introduction. In Pecher, A. & Kofoed J.P. (Eds.), *Handbook of Ocean Wave Energy*. doi: 10.1007/978-3-319-39889-1_1

- Poillard, C. (2016). *Estudio de Factibilidad de un Puerto minero Sustentable en Energía Eléctrica en Chile*. (Tesis para optar al grado de Magíster en Gestión y Dirección de Empresas). Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Polycab Wires PVT (s.f.). *High Tension XLPE Cables*. Recuperado de: <http://www.prabhatcables.com/download/pdf-HT-XLPE.pdf>
- Posner, A., Sullivan, K. & Murphy, J. (2013). Economics and Environmental Impact Appraisal of Commercial Scale Offshore Renewable Energy Installations on the west coast of Ireland. *Journal of Coastal Research*, 2, 1639-1644. doi: 10.2112/SI65-277.1
- Project Manager Support Services Ltd. (2007). *Wave Dragon Pre-Commercial Wave Energy Device - Environmental Statement Volume1: Non-Technical Summary*
- Rashid, M. (2015). Environmental impacts of renewable energy. In *Electric Renewable Energy Systems* (pp. 520-536). London: Academic Press.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*.
- Revista Electricidad (2018). *Nuevos parques eólicos producen energía el doble del tiempo que las antiguas centrales*.
- Rial, J., Pielke, R., Beniston, M., Claussen, M., Canadell, J., Cox, P., ... & Salas, J. (2004). Nonlinearities, Feedbacks and Critical Thresholds within the Earth's Climate System. *Climatic Change* 65, 11-38. doi:10.1023/B:CLIM.0000037493.89489.3f

- Ring, M., Lindner, D., Cross, E. & Schlesinger, M. (2012). Causes of the Global Warming Observed since the 19th Century. *Atmospheric and Climate Sciences*, 2(4), 401-415. doi: 10.4236/acs.2012.24035
- Ritchie, H. & Roser, M. (2018). *Energy Production & Changing Energy Sources*.
- Rodríguez, L. (2007). Protocolo de Kyoto: Debate sobre ambiente y desarrollo en las discusiones sobre cambio climático. *Gestión y Ambiente*, 10(2), 119-128.
- Rojas, J. (2009). *Evaluación Técnico Económica de una Central Undimotriz con Tecnología Pelamis en Chile*. (Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial). Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Rusu, E. & Onea, F. (2018). A review of the technologies for wave energy extraction. *Clean Energy*, 2, 10-19. doi: <https://doi.org/10.1093/ce/zky003>
- Sarkar, A., (2011). Global Climate Change and Emerging Environmental and Strategic Security Issues for South Asia. *Journal of Environmental Protection*, 2(9), 1162-1171. doi: 10.4236/jep.2011.29135
- Sathaye, J., Lucon, O., Rahman, A., Christensen, J., Denton, F., Fujino, J., ... & Shmakin, A. (2011). Renewable Energy in the Context of Sustainable Development. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer & C.von Stechow (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (pp. 707-790). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: IPCC.
- SENDECO2 (2018). *Precios CO2*. Recuperado de: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- Servicio de Impuestos Internos (2012). *Ventas y Servicios – Nuevo texto – Actual ley sobre impuesto a las ventas y servicios – Art. 2º, N°1, Art. 8º. (Ord. N° 2073, de 09-08-2012.*

- Silva, D., Rusu, E. & Guedes, C. (2013). Evaluation of Various Technologies for Wave Energy Conversion in the Portuguese Nearshore. *Energies* 6, 1344-1364. doi: 10.3390/en6031344
- SIMEC Atlantis Energy (2018). *Meygen Phase 1A completes construction phase and officially enters 25 year operations phase.*
- Southwire (2005). *Power Cable Installation Guide.*
- Sørensen H.C. (s.f.). *Wave Dragon from demonstration to market.*
- Sørensen H.C. & Friis-Madsen, E. (2015). *Wave Dragon 1.5 MW North Sea Demonstrator Phase 1.*
- Sørensen H.C., Friis-Madsen, E. & Neumann, F. (2016). *Wave Dragon as Multi-use platform for Ocean Waves – Offshore Wind – Seaweed Production.*
- Sørensen H.C., Friis-Madsen, E., Russel, I. & Fernández, J. (2016). *Feasibility and LCA for a Wave Dragon platform with wind turbines.*
- Sørensen H.C., Stefan, N., Stefan, A. & Hauschild, M. (2007). *Life cycle assessment of the wave energy converter: Wave Dragon.*
- Smart, G. & Noonan, M. (2018). *Tidal Stream and Wave Energy Cost Reduction and Industrial Benefit: Summary Analysis.*
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (s.f.). *NSEG 5. E.n.71. Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes.*
- Sweeny E. (2015). *The Future of the Ocean Economy: Exploring the prospects for emerging ocean industries to 2030.*

- Takeshita, T. (2013). Prospects for Renewable and Fossil-Based Electricity Generation in a Carbon-Constrained World. *International Journal of Clean Coal and Energy*, 2(2B), 35-43. doi: 10.4236/ijcce.2013.22B008
- Tedd, J., Kofoed, J.P., Knapp, W., Friis-Madsen, E. & Sørensen, H.C. (2006). *Wave Dragon, prototype wave power production*.
- The World Bank Group (2018). *Renewable energy consumption (% of total final energy consumption)*. Recuperado de: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.FEC.RNEW.ZS?end=2015&start=1990&view=chart>
- Thomson, R., Chick, J. & Harrison, G. (2018). An LCA of the Pelamis wave energy converter. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 1, 1-13. doi: <https://doi.org/10.1007/s11367-018-1504-2>
- Tirupati (2018). *Havells armd List Price 01.11.2018*.
- Tiwari, G., Tiwari, A. & Shyam (2016). Energy Analysis. In Rashid, M. (Ed.), *Handbook of Solar Energy: Theory, Analysis and Applications*. doi: 10.1007/978-981-10-0807-8_14
- Ugalde, F. (2012). *Estudio de pre-factibilidad del potencial energético undimotriz en Chile*. (Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial). Universidad Técnica Federico Santa María. Valparaíso, Chile.
- Uihlein, A. & Magagna, D. (2015a). Wave and tidal current energy – A review of the current state of research beyond technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2, 1070-1081. doi: 10.4236/jep.2011.29135
- Uihlein, A. & Magagna, D. (2015b). *2014 JRC Ocean Energy Status Report*.
- United States Energy Information Administration (2016). *International Energy Outlook 2016*.

- Valgesta Energía (2011). *Análisis de Incentivos Tributarios Para Proyectos de Generación de Energía Renovable No Convencional ERNC*.
- Versalovic, S. (2011). *Identificación de Barreras para el Desarrollo de la Energía Marina en Chile*. (Memoria para optar al título de Ingeniero en Recursos Naturales Renovables). Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Watson, R., Carraro, C., Canziani, P., Nakicenovic, N., McCarthy, J., Goldemberg, J. & Hisas, L. (2017). *The Truth About Climate Change*. Recuperado de: <https://feu-us.org/the-report/>
- Wave Dragon ApS. (s.f.). *Technology*. Recuperado de: <http://www.wavedragon.net>
- Wave Dragon ApS. (s.f.). *Development and validation of technical and economic feasibility of a multi MW Wave Dragon offshore wave energy converter*.
- Wolsink, M., Prats, J., de Lucas, M., Rodrigues, G., Huber, C., Mittler, D., ..., & Barons, P. (s.f.) *Wind Energy – The Facts: Environmental Issues*.
- World Energy Council (2016). *World Energy: Resources 2016*.
- World Nuclear Association (2011). *Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources*.
- Zhu, Y., Jia, L., Duan, C., Sun, X. & Guo W. (2015). Status of testing field for ocean energy generation. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5(2), 160-161. doi: 10.1007/s40565-015-0152-9

9. APÉNDICES

9.1. Apéndice A: Efectos del Calentamiento Global

Mediante el uso de satélites que orbitan la Tierra, y otros avances tecnológicos, ha sido posible para los científicos recolectar gran cantidad de información durante años sobre el planeta y el clima a nivel global, revelando signos de un clima cambiante (Global Climate Change, 2017c). A continuación se enlistan las evidencias que se han presentado en la actualidad originadas por el cambio climático según Global Climate Change (2017c):

- Aumento global de la temperatura, 1,1 °C desde finales del siglo XIX.
- Aumento del nivel del mar, cerca de 20 cm en el último siglo y con una tendencia al alza.
- Calentamiento de los océanos, alrededor de 0,3 °F desde 1969, correspondiente al volumen a una profundidad de 700 m bajo la superficie.
- Encogimiento de las capas de hielo, perdiendo entre 150 y 250 km³ en Groenlandia entre los años 2002 y 2006, y aproximadamente 152 km³ en la Antártida entre el 2002 y 2005.
- Disminución del hielo marino en el Ártico, perdiendo grosor y extensión rápidamente en las últimas décadas.
- Disminución general de las superficies nevadas, durante las últimas 5 décadas, debido a que la fusión ocurre a una mayor rapidez.
- Retraimiento de los glaciares, descongelándose a una tasa mayor a la cual se forma en gran parte del mundo como en Los Alpes, Los Andes, Alaska y El Himalaya, entre otros.
- Acontecimientos extremos, cambiando las condiciones climáticas como precipitaciones y rango de temperaturas en el mundo.

- Acidificación de los océanos, debido a la absorción del CO_2 cuya tasa se estima en 2 Gt anualmente, lo cual ha provocado un aumento de la acidez superficial de las aguas en 30% aproximadamente.

9.2. Apéndice B: Medidas de Mitigación Internacionales para el Cambio Climático

Un retraso en las medidas de reducción de emisiones limita las oportunidades de lograr bajos niveles de estabilización, aumentando el riesgo de impactos climáticos severos (Sarkar, 2011). Para evitar un resultado catastrófico y lograr un desarrollo sostenible, debe identificarse una cartera de acciones racionales de mitigación de GEI y acelerar su implementación (Takeshita, 2013).

Dada la magnitud de las consecuencias, es importante enfocarse en aquellos factores que causan el cambio climático, los cuales podrían y deberían ser regulados buscando controlar el calentamiento global y aminorar sus efectos, con un fin último de mantener la supervivencia y comodidad de las formas de vida en el planeta (Massawe, 2012). Para lo anterior, se debe considerar que, como muchos problemas medio ambientales, su naturaleza no se limita a cierto territorio, y por ende, el alcance de sus consecuencias es más bien global, pudiendo encontrar una solución efectiva solamente mediante la cooperación internacional de países.

Es tarea del ser humano realizar las acciones necesarias para enmendar el daño hecho, mediante la conservación de los recursos naturales y del ambiente por sobre los intereses particulares (Rodríguez, 2007).

Entre las soluciones para aminorar los efectos futuros del cambio climático se encuentra el desarrollo de estándares de calidad del aire ambiental a nivel nacional, limitando las emisiones de GEI y contaminación del aire en general (Rashid, 2015). Se estima que las medidas de mitigación conocidas, podrían contribuir a la estabilización de la concentración de GEI en la atmósfera para el año 2100, o incluso más tarde (Sarkar, 2011).

La aplicación de medidas de mitigación podrían reducir netamente el PIB mundial en un porcentaje bajo, básicamente por motivos de investigación, adaptación e inversión en nuevas

tecnologías. Dado que no existe una tecnología, ni tampoco sectores que puedan cumplir con el desafío completo de la mitigación, es favorable que todos los sectores, como construcción; generación de energía; agricultura; transporte; industrias forestales y de desechos, contribuyan positivamente al ambiente, por ejemplo, mediante la implementación de procesos de mayor eficiencia energética (Sarkar, 2011).

La Unión Europea ha establecido tres objetivos clave en materia de medio ambiente a través del Séptimo Programa de Acción (2014-2020) los cuales son: proteger, conservar y reforzar el capital natural de la Unión; transformar a la UE en una economía de bajo uso de carbono, eficiente en el uso de recursos, “verde” y competitiva, además, proteger a los ciudadanos de la Unión de las presiones y los riesgos relacionados con el medio ambiente para la salud y el bienestar (European Commission Directorate-General for Environment [DG ENV], 2013).

Estos objetivos estratégicos sólo pueden alcanzarse si una serie de acuerdos medioambientales internacionales fundamentales se apoyan activamente y se aplican adecuadamente, tanto a nivel de la Unión como a nivel mundial. El Programa de Acción contiene también un objetivo horizontal prioritario para ayudar a la Unión a abordar los desafíos ambientales y climáticos internacionales de manera más eficaz (European Commission DG ENV, 2013).

9.3. Apéndice C: Normas Chilenas Primarias de Calidad del Aire

NORMAS PRIMARIAS DE CALIDAD VIGENTES				
CONTAMINANTES	VALOR DE LA NORMA	UNIDAD	MÉTRICA	EXCEDENCIA
O ₃	120	µg/m ³ N	Promedio móvil de 8 horas	Promedio Aritmético del percentil 99 de los máximos diarios de las medias móviles 8 hrs.
MP10	50	µg/m ³ N	Promedio aritmético anual	Promedio Trianual
	150		Promedio aritmético diario	Percentil 98 de las concentraciones diarias
MP2,5	20	µg/m ³ N	Promedio aritmético anual	Promedio Trianual
	50		Promedio aritmético diario	Percentil 98 de los promedios diarios
SO ₂	80	µg/m ³ N	Promedio aritmético anual	Promedio Trianual
	250		Promedio aritmético de 24 hrs.	Promedio Trianual del percentil 99 de las concentraciones diarias
CO	10.000	µg/m ³ N	Media aritmética de 8 hrs.	Promedio Trianual del percentil 99 de los máximos diarios de las medias móviles 8 hrs.
	30.000		Media aritmética de 1 hr.	Promedio Trianual del percentil 99 de los máximos diarios de concentración de 1 hr.
NO ₂	100	µg/m ³ N	Media aritmética trianual	Promedio Trianual
	400		Media aritmética horaria	Promedio Trianual del percentil 99 de los máximos diarios de concentración de 1 hr.
Pb	0,5	µg/m ³ N	Media aritmética bianual	Promedio Bianual

Figura C1. Información resumen sobre normas primarias de calidad del aire actuales.

(Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

9.4. Apéndice D: Resumen del Modelo para el Pago de Peajes Según Ley Corta I

La Ley Corta I Establece que los generadores de ERNC cuya potencia no sea superior a 20MW están sujetos a un pago de peaje por uso del sistema de transmisión troncal (PNC_{Total}) según la siguiente formulación (Ver *Ecuaciones D1-D4*):

$$PNC_{Total} = PNC_1 + PNC_2 \quad (D1)$$

$$PNC_1 = P_{base} * FP \quad (D2)$$

$$FP = \begin{cases} \frac{PE-9.000}{11.000} & ,si\ PE > 9.000 \\ 0 & ,en\ otro\ caso \end{cases} \quad (D3)$$

$$PNC_2 = (P_{base} - PNC_1) \left(\frac{CEP - 5\% * CIT}{CEP} \right) \quad (D4)$$

Donde PNC_1 corresponde al pago fijo de peaje por inyección de potencia (PE) mayor a 9MW, o bien al beneficio obtenido si PE es menor o igual a tal cifra. PNC_2 corresponde al valor del peaje adicional que se paga al cumplirse que la capacidad conjunta exceptuada de peajes (CEP) es mayor al 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico (CIT). P_{base} corresponde al valor normal del peaje en pesos, y FP es un factor proporcional adimensional (BCN, 2015b).

9.5. Apéndice E: Resumen de los Niveles de Preparación Tecnológica (TRL)

TRL	Functional readiness	Lifecycle readiness
9	Operational performance and reliability demonstrated for an array of WECs	Fully de-risked business plan for utility scale deployment of arrays
8	Actual full-scale WEC completed and qualified through test and demonstration. (1:1 Froude)	Actual marine operations completed and qualified through test and demonstration
7	WEC prototype demonstration in an operational environment. (>1:2 Froude)	Ocean operational readiness: management of ocean scale risks, marine operations, etc
6	WEC prototype demonstration in a relevant environment. (>1:4 Froude)	Customer interaction: consider customer requirements to inform design. Inform customer of likely project site constraints
5	WEC component and/or basic WEC subsystem validation in a relevant environment. (>1:15 Froude)	Supply-chain mobilisation: Procurement of subsystem design, installation feasibility studies, cost estimations, etc
4	WEC component and/or basic WEC subsystem validation in a laboratory environment. (>1:25 Froude)	Preliminary lifecycle design: targets for manufacturable, deployable, operable and maintainable technology
3	Analytical and experimental critical function and/or characteristic proof-of concept	Initial capital cost and power production estimates/targets established
2	WEC concept formulated	Market and purpose of technology identified
1	Basic principles observed and reported	Potential uses of technology identified

Figura E1. Descripción de TRL por nivel, según desempeño funcional y fase del ciclo de vida.

(Fuente: Pecher & Costello, 2017)

9.6. Apéndice F: Capacidad y Potencial de Tecnologías de Corrientes de Marea

Al año 2016 existe un total de 44 MW de potencia para generación por corrientes de marea que cuentan con los permisos del gobierno, mientras que otros 42 MW están en proceso de concesión. Existe un total de 1 GW de capacidad en proyectos en una fase de planificación temprana y que aún no obtienen los permisos, así como también otros 1,5 GW divididos entre otros proyectos en etapa conceptual (Ver Figura G1). Durante el 2017 la capacidad desplegada aumentó hasta los 17 MW, es decir, un alza de 12,7 MW, destacando los proyectos LHD Tidal Current (ubicado en China) en fase de demostración, y MeyGen (OES, 2017).

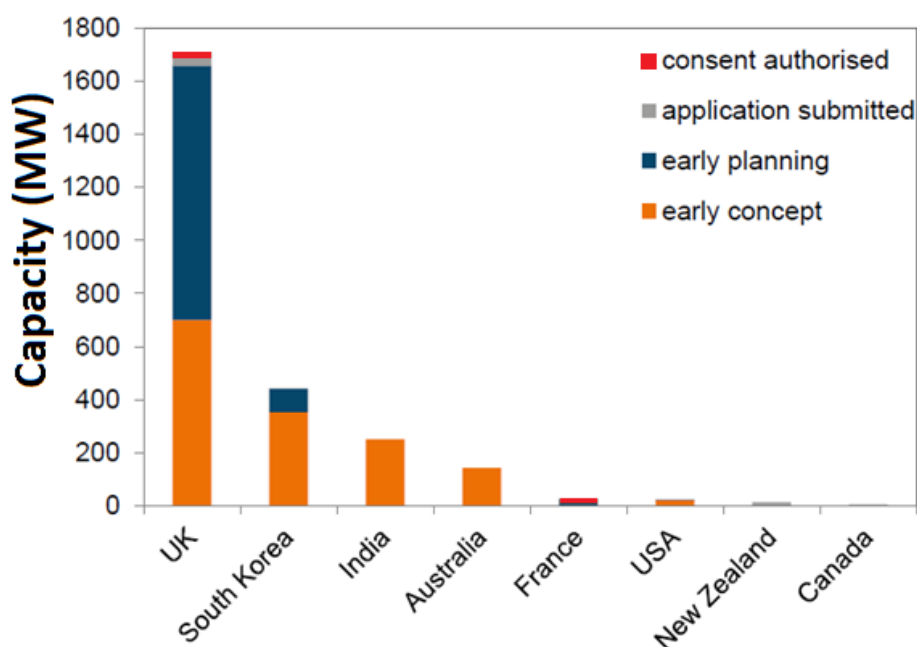


Figura F1. Capacidad mareomotriz (MW) según países y etapa de desarrollo en el año 2016

(Fuente: WEC, 2016)

El proyecto de mayor envergadura actualmente y en vía de desarrollo, es MeyGen, estando ubicado en Pentland Firth, Escocia. El proyecto, creado por la organización Atlantis Resources, consta de varias fases, actualmente funcionando con 4 turbinas de 1,5 MW de potencia cada una, y pretendiendo agregar turbinas gradualmente, con una meta de 398 MW

(Ocean Energy Europe, 2017; WEC, 2016). “El conjunto ha generado aproximadamente 6 GWh de energía a la fecha, y en marzo fijó un nuevo récord mundial de producción mensual para un conjunto de dispositivos de corrientes de marea, generando 1.400 MWh” (SIMEC Atlantis Energy, 2018).

Se espera para el 2018, entre otros proyectos, la instalación de 9 MW dividido en 2 proyectos por parte de la organización DP Energy en Canadá, mediante el uso de turbinas de 1,5 MW (Ocean Energy Europe, 2017). Cape Sharp Tidal Project es otro proyecto canadiense en etapa de demostración y actualmente operacional, cuya capacidad es de 4 MW. Este proyecto, cuya tecnología fue desarrollada por OpenHydro utiliza turbinas de eje horizontal de centro abierto, contando con potencial para ser uno de los mayores conjuntos de potencia con turbinas interconectadas, suministrando electricidad a 1.000 clientes (OES, 2018).

9.7. Apéndice G: Sinergias Potenciales para el Desarrollo de la Energía Marina

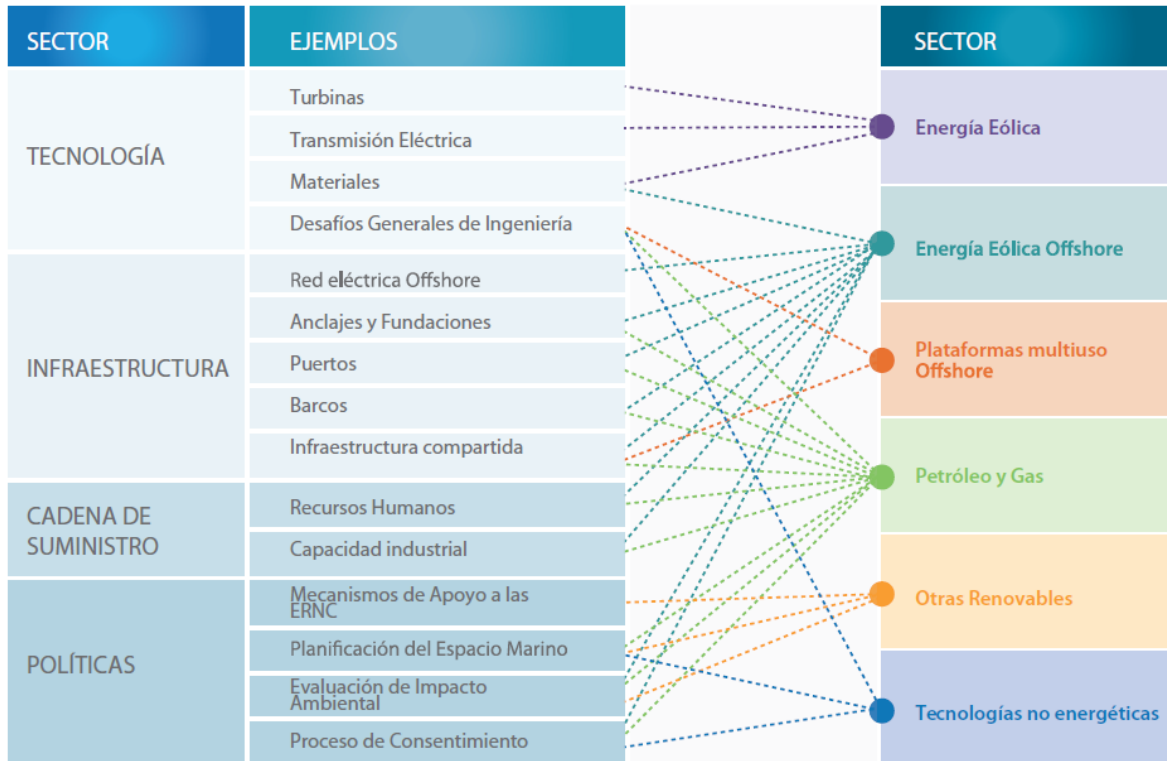


Figura G1. Relaciones de sinergia entre sectores productivos y la industria de generación eléctrica marina.

(Fuente: E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012)

9.8. Apéndice H: Políticas Nacionales para el Fomento de la Energía Marina

TEMA	POLÍTICA	DESCRIPCIÓN
Objetivos de capacidad o producción	Objetivos legislativos	Objetivos nacionales para la producción total de energía o electricidad
	Objetivos a los que se aspira y pronosticados	Objetivos no legislativos o pronósticos de implantación de tecnologías de energías oceánicas
Subvenciones de capital e Incentivos financieros	Programas de I+D/ Subvenciones de Capital	Subvenciones para fomentar la investigación innovadora en tecnologías de energía oceánica
	Subvenciones de Capital para la implantación de prototipos	Subvenciones para fomentar la instalación de prototipos
	Subvenciones de Capital para la ejecución de proyectos	Subvenciones para la ejecución de proyectos (generalmente fondos complementarios)
	Premios	Premios por alcanzar objetivos de producción de prototipos de dispositivos
Incentivos comerciales	Tarifas preferentes	Precio garantizado (en \$ / kWh o equivalente) por producción de energía oceánica
	Obligaciones para energías renovables y certificados negociables	Requisitos legislativos para que los generadores de electricidad inviertan en energías oceánicas
	Procesos de licitación	Licitación pública para el suministro limitado de energía oceánica
Desarrollo industrial y de la Cadena de Suministro	Subvenciones para el desarrollo Industrial y regional	Desarrollos de grupos de trabajo
	Apoyo a la Asociación de la Industria	Apoyo financiero del gobierno para el establecimiento de asociaciones industriales
Investigación y laboratorios e infraestructuras de ensayo	Centros Nacionales de Energía Marina	Centros de I+D y de implantación
	Centros de Ensayo de Energía Marina	Centros de ensayos para pruebas de prototipos y dispositivos pre-comerciales
	Plataformas en mar abierto y zonas piloto	Sitios autorizados con infraestructura de conexión para dispositivos
Asignación de recursos Y estándares industriales	Normas / Protocolos	Desarrollo de normas internacionales para el aprovechamiento del oleaje, mareas y corrientes oceánicas
	Regímenes de Permiso	Licitación "Crown Estate" para las licencias en "Pentland Firth"
	Regímenes de asignación de espacio/recursos	Régimen de concesión del Departamento del Interior de Estados Unidos fuera de la plataforma continental

Figura H1. Breve descripción de políticas nacionales propuestas por la OES para el fomento de la energía marina.

(Fuente: OES, 2016)

9.9. Apéndice I: Potencial Undimotriz para Desarrollo de Proyectos y Mercados

Clave:	Buen potencial	Cierto potencial	Poco o sin potencial			
	Norte Grande y Chico	Centro & Centro Sur	Los Lagos	Aysén	Magallanes	Islas de Ultramar
Tecnología						
Proyectos mareomotrices a pequeña escala						
Proyectos mareomotrices a escala grande						
Proyectos undimotrices a pequeña escala						
Proyectos undimotrices a escala grande						
Fabricación de dispositivos						
Mercados energéticos						
Red eléctrica						
Desalinización y bombeo de agua para la minería						
Desalinización de agua para comunidades aisladas						
Energía para comunidades aisladas						
Acuicultura (salmón)						

Figura 11. Prioridades regionales para el desarrollo de la energía marina.

(Fuente: Aquatera Limited, 2014)

9.10. Apéndice J: Etapas para la Obtención de una Concesión Marítima

Etapas	Descripción
Solicitud de Concesión Marítima	La solicitud se presenta por el interesado ante la Capitanía de Puerto respectiva, en un expediente que contenga, en dos ejemplares, el formulario de solicitud y planos exigidos en los arts. 26 y 27 del DS N° 2.
Admisibilidad e ingreso al S.I.A.B.C	El Capitán de Puerto, en coordinación con un Asesor Técnico de la Subsecretaría de Marina, en un plazo no superior a 10 días desde presentada la solicitud verificará que la solicitud cuente con todos los antecedentes exigidos. Además de los elementos formales se revisará que la solicitud no se sobreponga a otra concesión marítima o acuícola ya otorgada y/o que el uso solicitado no se enmarque en la zonificación del sector. Declarado admisible el Capitán de puerto visará la solicitud y la ingresará al "Sistema Integrado de Administración de Borde Costero" ("S.I.A.B.C").
Envío a Subsecretaría de Marina	Dentro de los 5 días siguientes a su visación el Capitán de Puerto remitirá el expediente a la Subsecretaría de Marina para su estudio.
Informe Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante	Respecto de la solicitud la Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante elaborará un informe que considerará los siguientes elementos: (a) superposición con otras concesiones o destinaciones otorgadas o en trámite; (b) compatibilidad o conveniencia del proyecto, en relación con el desarrollo de los intereses marítimos del sector y de la zonificación establecida; (c) procedencia de requerir, en el decreto de concesión, el sometimiento al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental; (d) si afecta a la seguridad de la navegación y de la vida humana en el mar; (e) la necesidad de incorporar nuevos antecedentes a la solicitud.
Análisis Subsecretaría de Marina y Resolución por Ministerio de Defensa	Recibido el informe señalado precedentemente, la Subsecretaría analizará los antecedentes, debiendo el Ministerio de Defensa resolver el expediente por medio de Decreto en el plazo de 180 días, contados desde la fecha en que reciba la totalidad de los antecedentes requeridos.
Legalización del Decreto de Concesión	El Decreto de Concesión deberá reducirse a escritura pública en el plazo de 30 días contados desde que la autoridad marítima notifique oficialmente al interesado el correspondiente decreto, por carta certificada. En todo caso, previo a ello, el titular de la concesión deberá pagar en la Tesorería la correspondiente renta y/o tarifa anual o semestral que fije el decreto.
Entrega material de la Concesión Marítima	La entrega material de la concesión se hará efectiva por el Capitán de Puerto mediante un acta, una vez cumplidas las exigencias de la legalización.

Figura J1. Resumen de las etapas a seguir al iniciar una solicitud de concesión marítima.

(Fuente: E&A, Universidad de Edimburgo & Empresa de abogados Guerrero Olivos, 2012)

9.11. Apéndice K: Curvas de Aprendizaje para Tecnologías Generadoras

Las curvas de aprendizaje (o experiencia) se usan para pronosticar tendencias de reducción de costes a largo plazo, previendo cierto porcentaje de reducción en los costes al duplicar (aumentar) la capacidad instalada (Huckerby et al., 2016). Una curva de experiencia sencilla puede ser formulada como se muestra en la *Ecuación K1* (Iglesias, Astariz & Vazquez, 2018).

$$C_n = C_0 \left(\frac{P_n}{P_0} \right)^{-b} \quad (\text{K1})$$

Donde b es el coeficiente de aprendizaje, C_n representa el costo unitario, P_n la producción acumulada, y el subíndice n corresponde al periodo en el cual se evalúa la función, tal que 0 representa el tiempo actual. El coeficiente b depende del índice o ratio de aprendizaje (LR), que representa los ahorros de costos asociados al hecho de duplicar la capacidad acumulada (Ver *Ecuación K2*), con valores reportados en el rango de 6 a 15% (Iglesias, Astariz & Vazquez, 2018).

$$b = \frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)} \quad (\text{K2})$$

9.12. Apéndice L: Modelos de Simulación del Espectro de Olas

Por lo general se habla de 3 generaciones de modelos para el espectro de las olas, planteando mayor realismo a medida que se avanza entre generaciones. Los modelos de 1^{ra} generación proponen un espectro bidimensional de olas (frecuencia-dirección) que evoluciona cuando la fuerza del viento alcanza un nivel de saturación definido por una distribución de equilibrio universal (Phillips, en Cactano & Innocentini, 2003), tal que cada componente espectral se propaga con su propia velocidad de grupo. Estos modelos también se conocen como modelos desacoplados, ya que no toman en cuenta las interacciones no lineales entre las distintas frecuencias.

En los modelos de 2^{da} generación, o paramétricos, las interacciones no lineales son parametrizadas para reproducir la energía de cierta distribución del espectro, usando generalmente una distribución JONSWAP para la forma del espectro (Hasselmann et al., en Cactano & Innocentini, 2003).

En el caso de los modelos de 3^{ra} generación las interacciones no lineales son parametrizadas (Hasselmann & Hasselmann; Komen et al, en Cactano & Innocentini, 2003), introduciendo parámetros de ajuste para que la distribución espectral y la migración de energía se parezcan a los resultados teóricos y experimentales (Komen et al., en Cactano & Innocentini, 2003).

WaveWatchIII fue desarrollado por National Oceanic and Atmospheric Administration como un avance con respecto a las versiones anteriores WaveWatch de la University of Technology, y WaveWatch 2 desarrollado por la NASA. El modelo resuelve la ecuación de balance de acción de densidad espectral de fase aleatoria para el espectro de número de ondas y dirección. En este se asume implícitamente que el medio (profundidad y corriente) así como el

mismo campo de olas varían en escalas de tiempo y espacio que son mucho mayores que la escala de variación de una sola ola (National Weather Service, 2018). El resultado del modelo comprende el espectro de olas en sitios específicos.

9.13. Apéndice M: Correlación de la Altura Significativa del Modelo WWIII

La correlación entre ciertos puntos de la costa de Chile fue evaluada, encontrando que existe una correlación importante entre la altura significativa (H_s) satelital y la del modelo, así como también alta correlación entre H_s observada in-situ y H_s satelital y del modelo por separado (Ver Figura M1).

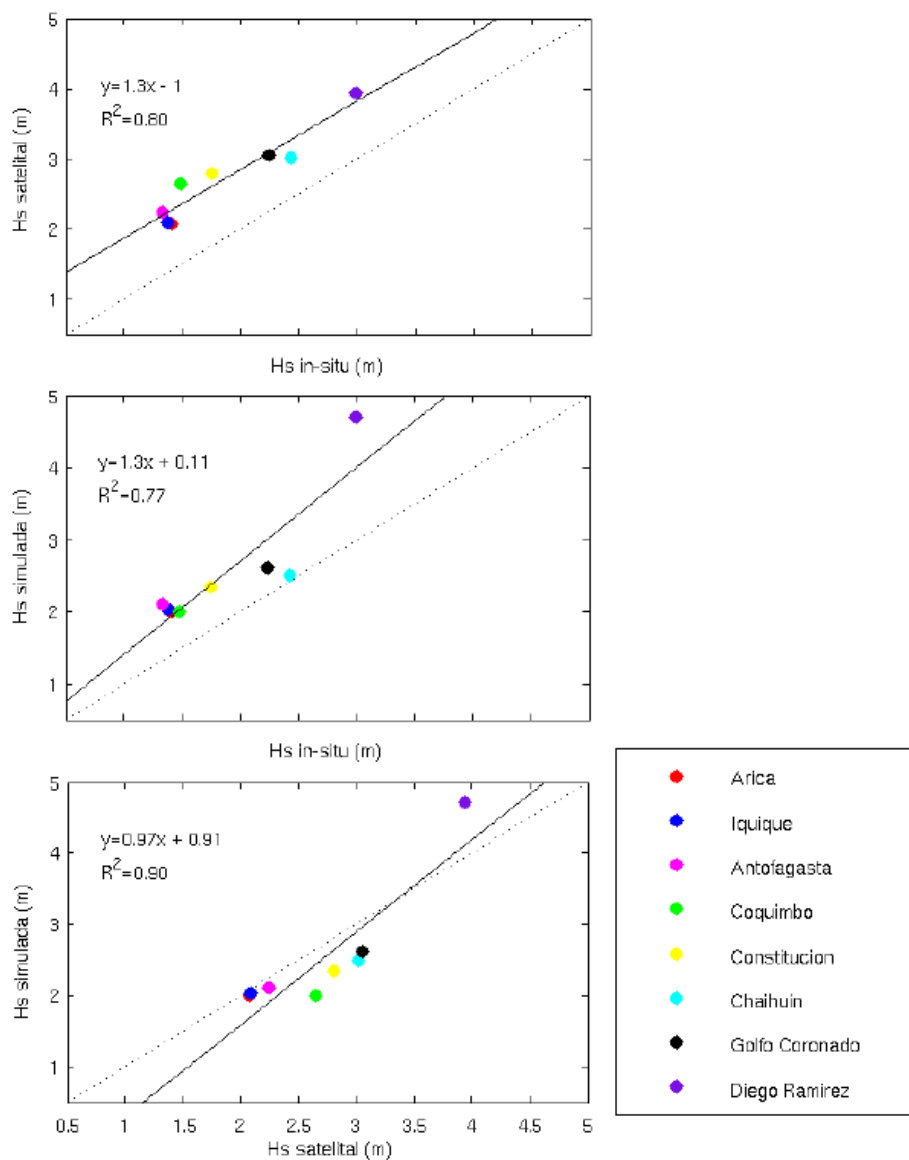


Figura M1. Correlación del promedio anual de H_s medido in-situ, por satélite y simuladas por WWIII.

(Fuente: Ministerio de Energía, 2013)

En el caso de altura significativa medida satelitalmente para los mismos lugares anteriores, pero ahora por separado (no entre estos), se encuentran correlaciones positivas que van desde 0,64 hasta 0,82 (Ver Figura M2).

Sitio	Correlación AVISO-WW3
Arica	0.78
Iquique	0.77
Antofagasta	0.78
Caldera	0.69
Coquimbo	0.71
Valparaíso	0.65
Constitución	0.74
Concepción	0.73
San Vicente	0.64
Chaihuin	0.77
Golfo Coronado	0.73
Diego Ramírez	0.82

Figura M2. Valores de correlación entre series de tiempo de altura significativa satelital y modelo WWIII.

(Fuente: Ministerio de Energía, 2013)

En general, la correlación en el Océano Pacífico es positiva mayor a 0,6 con un promedio superior a 0,8 en mar abierto, existiendo baja correlación en zonas cercanas a la costa o islas, atribuyendo a una mayor complejidad de evaluación, y por lo tanto un funcionamiento no adecuado del modelo (Ver Figura M3). A pesar de que el patrón espacial de la altura significativa simulada y observada es similar, en general, se observa que las alturas reproducidas por el modelo tienen valores mayores a las observadas por el satélite. Estas diferencias no superan el metro de altura, y son más notorias en latitudes medias y altas (Ver Figura M4).

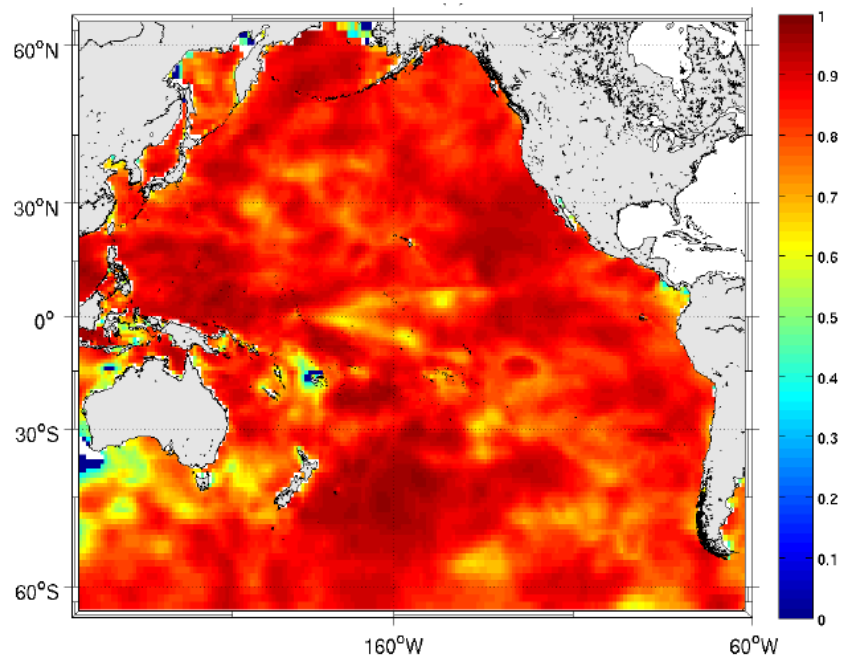


Figura M3. Correlación entre series de tiempo de H_s satelital y modelo WWIII en el Océano Pacífico.

(Fuente: Ministerio de Energía, 2013)

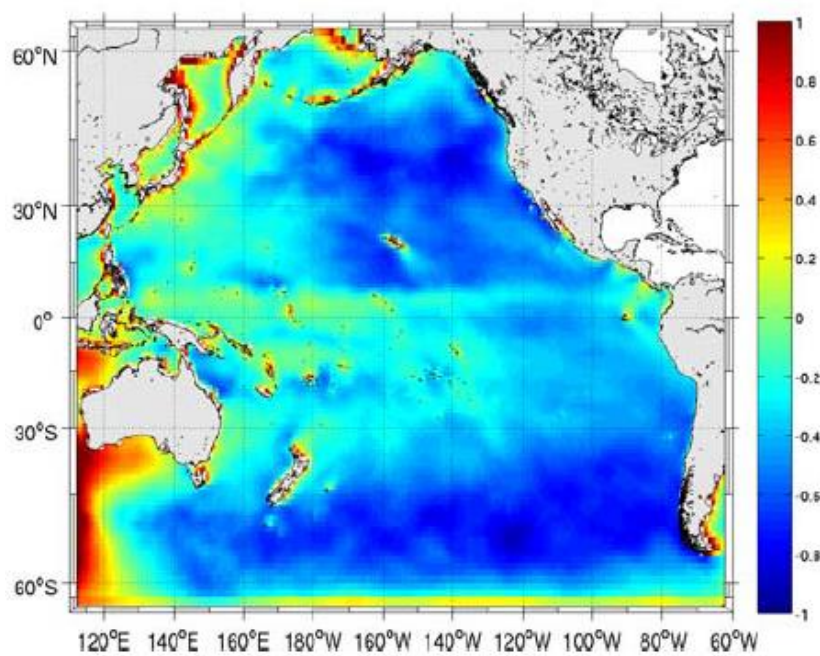


Figura M4. Diferencia del campo medio de H_s satelital y simulada en metros.

(Fuente: Ministerio de Energía, 2013)

9.14. Apéndice N: Resumen de la Teoría Lineal de Ondas Regulares

Wave property	SHALLOW WATER $(d / \lambda < 1 / 20)$	INTERMEDIATE WATER $(1 / 20 < d / \lambda < 1 / 2)$	DEEP WATER $(d / \lambda > 1 / 2)$
Velocity potential ($u = \nabla \phi$)	$\phi = \frac{ag}{\omega} \frac{\cosh k(z + d)}{\cosh kd} \cos(\omega t - kx)$	$\phi = \frac{ag}{\omega} \frac{\cosh k(z + d)}{\cosh kd} \cos(\omega t - kx)$	$\phi = \frac{ag}{\omega} e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Dispersion relation	$\omega^2 = g k^2 d$	$\omega^2 = gk \tanh kd$	$\omega^2 = gk$
Wave length - wave period relation	$\lambda = T \sqrt{gd}$	$\lambda = \frac{g}{2\pi} T^2 \tanh \frac{2\pi d}{\lambda}$	$\lambda = \frac{g}{2\pi} T^2 (= 1.56 T^2)$
Wave profile	$\eta = a \sin(\omega t - kx)$	$\eta = a \sin(\omega t - kx)$	$\eta = a \sin(\omega t - kx)$
Dynamic pressure	$p_d = \rho g a \sin(\omega t - kx)$	$p_d = \rho g a \frac{\cosh k(z + d)}{\cosh kd} \sin(\omega t - kx)$	$p_d = \rho g a e^{kz} \sin(\omega t - kx)$
Horizontal particle velocity	$u = \frac{\omega a}{kd} \sin(\omega t - kx)$	$u = \omega a \frac{\cosh k(z + d)}{\sinh kd} \sin(\omega t - kx)$	$u = \omega a e^{kz} \sin(\omega t - kx)$
Vertical particle velocity	$w = \omega a \frac{z + d}{d} \cos(\omega t - kx)$	$w = \omega a \frac{\sinh k(z + d)}{\sinh kd} \cos(\omega t - kx)$	$w = \omega a e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Horizontal particle acceleration	$\dot{u} = \frac{\omega^2 a}{kd} \cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \omega^2 a \frac{\cosh k(z + d)}{\sinh kd} \cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \omega^2 a e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Vertical particle acceleration	$\dot{w} = -\omega^2 a \frac{z + d}{d} \sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\omega^2 a \frac{\sinh k(z + d)}{\sinh kd} \sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\omega^2 a e^{kz} \sin(\omega t - kx)$
Group velocity	$c_g = c$	$c_g = \frac{1}{2} c (1 + \frac{2kd}{\sinh 2kd})$	$c_g = \frac{1}{2} c$
$\omega = 2\pi / T, k = 2\pi / \lambda$ T = wave period λ = wave length a = wave amplitude g = acceleration of gravity $c = \lambda / T$ = phase speed	t = time x = direction of propagation z = vertical co-ordinate positive upward, origin at still water level d = water depth	p_d = dynamic pressure $p_d - \rho g z + p_o$ = total pressure in the water ($-\rho g z$ = hydrostatic pressure, p_o = atmospheric pressure). $E = \frac{1}{2} \rho g a^2$ = wave energy (per unit surface area) $P = E c_g$ = wave energy flux (per unit width along the wave crest)	

Figura N4. Relaciones entre las propiedades de las olas según la profundidad.

(Fuente: Krogstad & Arntsen, 2000)

9.15. Apéndice O: Especificaciones de Dispositivos WD

Tabla O1: Características de WD según sus dimensiones. (Fuente: Wave Dragon Aps., s.f.)

<i>Wave Dragon key figures</i>	<i>Key Figure Values</i>			
Recommended Operational Wave Power	0,4 kW/m	24 kW/m	36 kW/m	48 kW/m
Weight	237 t	22.000 t	33.000 t	54.000 t
Total width and length	58 x 33 m	260 x 150 m	300 x 170 m	390 x 220 m
Wave reflector length	28 m	126 m	145 m	190 m
Height	3,6 m	16 m	17,5 m	19 m
Reservoir	55 m ³	5.000 m ³	8.000 m ³	14.000 m ³
Number of low-head Kaplan turbines	7	16	16 - 20	16 - 24
Permanent magnet generators	7 x 2,3 kW	16 x 250 kW	16 - 20 x 350 - 440 kW	16 - 24 x 460 - 700 kW
Rated power/unit	20 kW	4 MW	7 MW	11 MW
Annual power production/unit	-	12 GWh/y	20 GWh/y	35 GWh/y
Water depth	6 m	> 20 m	> 25 m	> 30 m

9.16. Apéndice P: Matrices de Transformación de Potencia para WD

Tabla P1: Matriz de potencia para dispositivo de 7 MW. (Fuente: Diaconu & Rusu, s.f.)

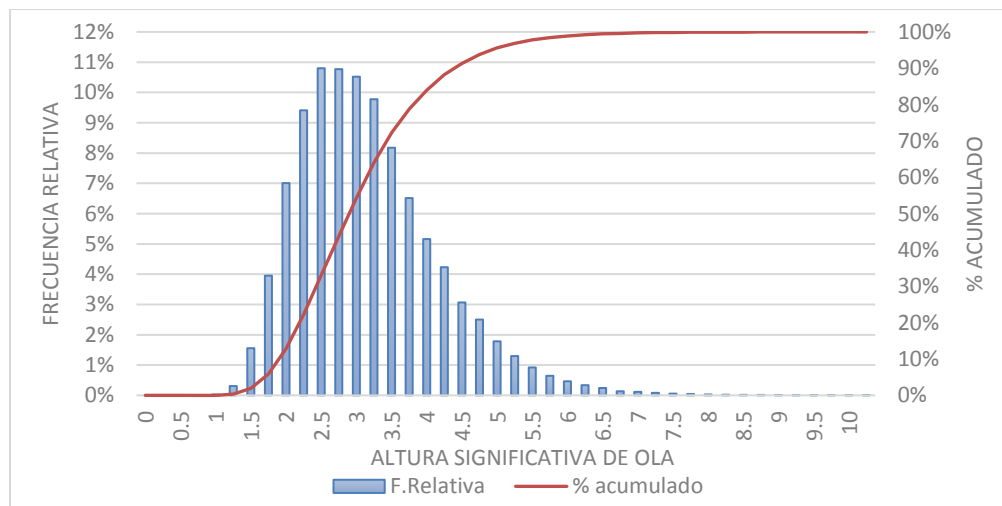
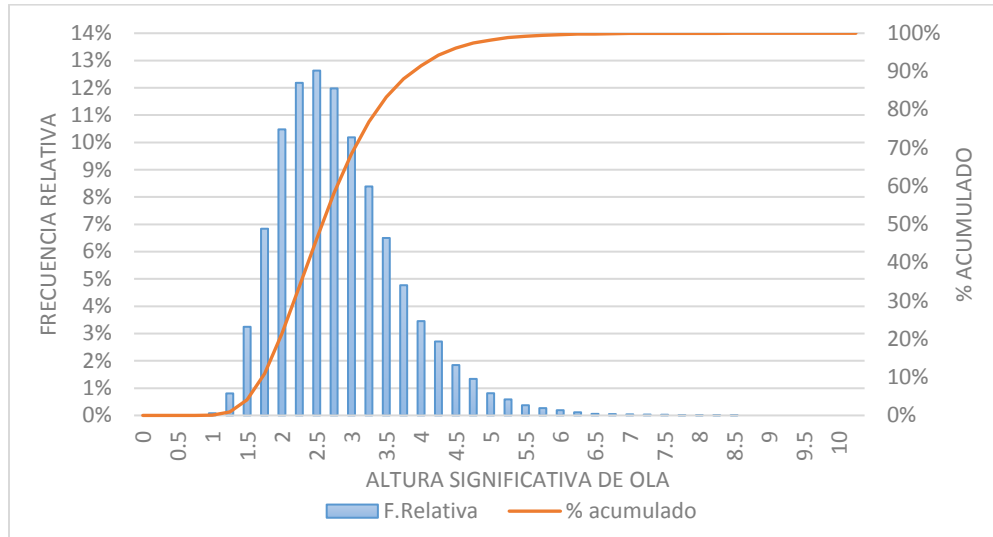
<i>Hs (m), Tp (s)</i>	<i>Matriz de potencia (kW)</i>												
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	160	250	360	360	360	360	360	360	320	280	250	220	180
2	640	700	840	900	1190	1190	1190	1190	1070	950	830	710	590
3	0	1450	1610	1750	2000	2620	2620	2620	2360	2100	1840	1570	1310
4	0	0	2840	3220	3710	4200	5320	5320	4430	3930	3440	2950	2460
5	0	0	0	4610	5320	6020	7000	7000	6790	6090	5250	3950	3300
6	0	0	0	0	6720	7000	7000	7000	7000	7000	6860	5110	4200
7	0	0	0	0	0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	6650	5740

		Wave Period – Tz (s)																				
		4.0	4.5	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	13.5	14.0
Significant Wave Height - m	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1.0	203	276	348	432	516	608	699	798	896	925	953	958	962	941	919	870	820	742	663	555	446
	1.5	412	448	485	617	750	899	1049	1212	1375	1433	1491	1509	1527	1502	1477	1404	1332	1209	1086	912	737
	2.0	621	621	621	802	983	1191	1398	1626	1853	1941	2029	2061	2092	2063	2034	1939	1844	1677	1509	1269	1028
	2.5	1123	1123	1123	1213	1304	1609	1914	2258	2602	2752	2903	2972	3041	3017	2993	2868	2743	2504	2266	1910	1555
	3.0	1624	1624	1624	1624	1624	2027	2430	2890	3350	3563	3776	3883	3989	3970	3951	3796	3641	3332	3022	2552	2082
	3.5	2581	2581	2581	2581	2581	2783	2984	3588	4191	4494	4796	4870	4945	4935	4926	4845	4765	4374	3983	3372	2761
	4.0	3538	3538	3538	3538	3538	3538	3538	4285	5032	5424	5816	5858	5900	5900	5900	5895	5889	5416	4943	4191	3439
	4.5	4719	4719	4719	4719	4719	4719	4719	5093	5466	5662	5858	5879	5900	5900	5900	5897	5895	5658	5422	4822	4222
	5.0	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5452
5.5	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5676	5452
6.0	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
6.5	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
7.0	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
7.5	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
8.0	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900

Figura P1. Matriz de potencia optimizada para condiciones medias/altas de olas.

(Fuente: Environmental Change Institute, 2005)

9.17. Apéndice Q: Comportamiento de la Altura Significativa en Ubicaciones 4 y 7



9.18. Apéndice R: Comportamiento de las Olas en Base a su Dirección

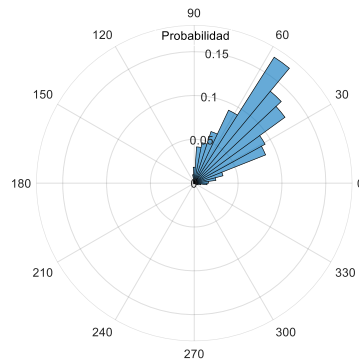


Figura R1. Dirección de las olas en Ubicación 2 según probabilidad de ocurrencia.

(Fuente: Elaboración propia)

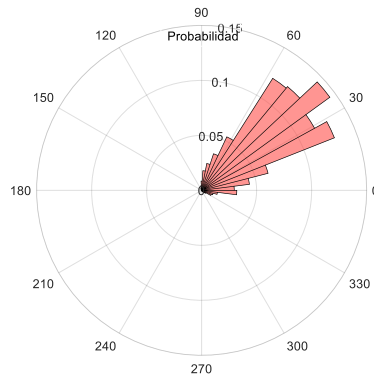


Figura R2. Dirección de las olas en Ubicación 4 según probabilidad de ocurrencia.

(Fuente: Elaboración propia)

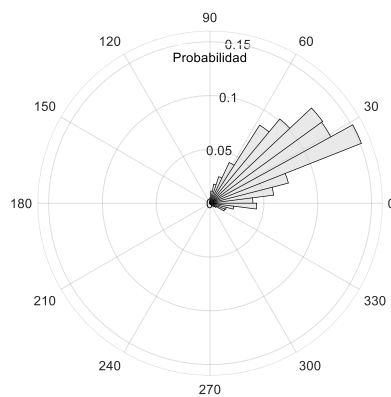


Figura R3. Dirección de las olas en Ubicación 7 según probabilidad de ocurrencia.

(Fuente: Elaboración propia)

9.19. Apéndice S: Energía Generada en los 3 Sitios Elegidos

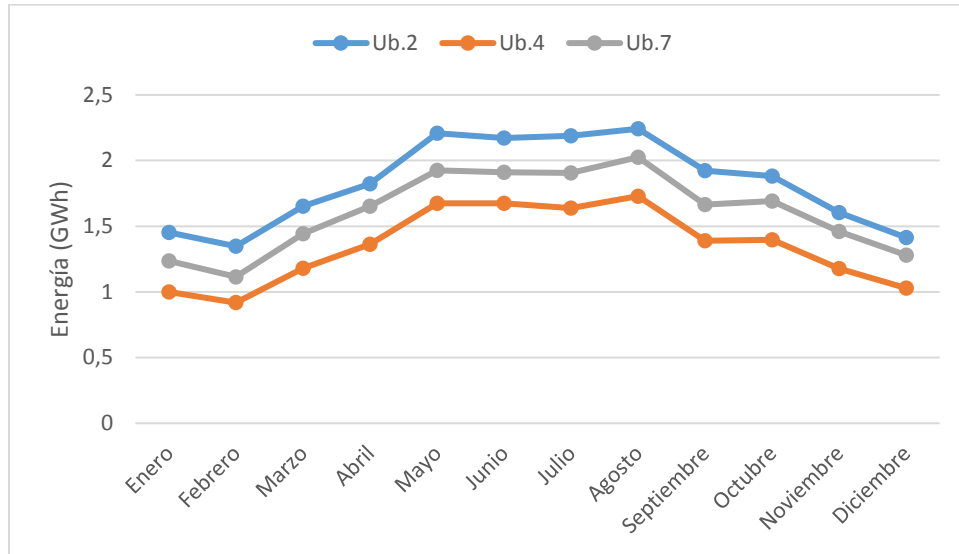


Figura S1. Promedio de energía neta mensual.

(Fuente: Elaboración propia)

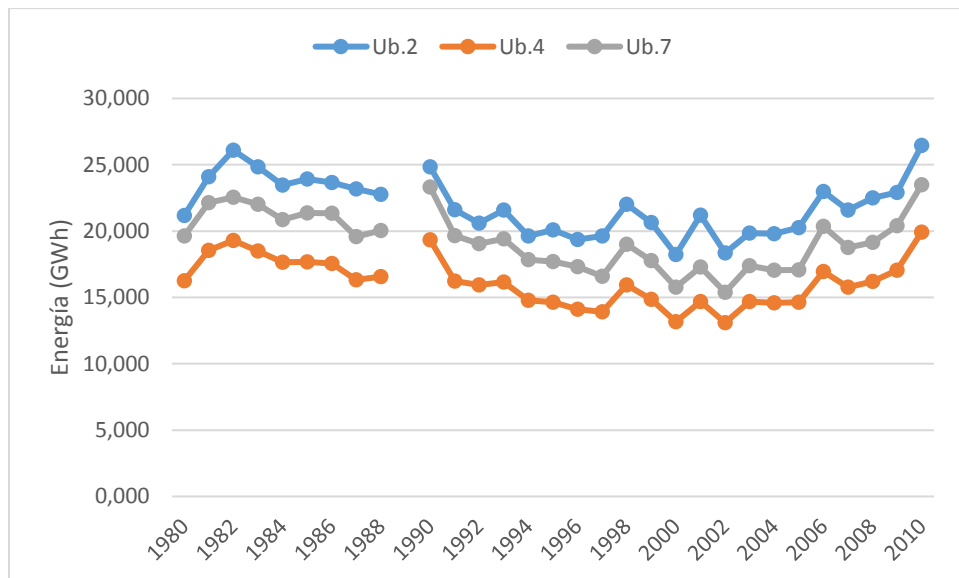


Figura S2. Promedio de energía neta anual.

(Fuente: Elaboración propia)

9.20. Apéndice T: Flujos de Caja de los 3 Sitios Elegidos

A continuación, se presentan los flujos de caja elaborados para las 3 ubicaciones seleccionadas. Los montos se expresan en miles de dólares.

Tabla T1: *Flujo de caja de ubicación 2. (Fuente: Elaboración propia)*

Periodo	0	1	2...19	20	21	22	23	24	25
Venta Precio Nudo		1.532,6		1.532,6	1.532,6	1.532,6	1.532,6	1.532,6	1.532,6
Venta Atributo ERNC		62,0		62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
Operación y otros		-619,0		-619,0	-619,0	-619,0	-619,0	-619,0	-619,0
Mantenición		-370,4		-370,4	-370,4	-370,4	-370,4	-370,4	-370,4
Utilidad (UAI)		605,1		605,1	605,1	605,1	605,1	605,1	605,1
Depreciación (-)		-769,5		-769,5	-595,4	-595,4	-595,4	-595,4	-595,4
Base imponible		-140,9		-140,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Impuestos		0		0	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6
Depreciación (+)		769,5		769,5	595,4	595,4	595,4	595,4	595,4
Utilidad (UDI)		605,1		605,1	602,5	602,5	602,5	602,5	602,5
Costo total dispositivo	-27.013								
Costo transporte energía	-10.897								
Otras inversiones	-1.542								
Flujos al año 50 y desmantelamiento									5.437,8
Reinversión año 25									-4.063,0
Flujo de caja	-39.452	605,1		605,1	602,5	602,5	602,5	602,5	1.977,3
Flujo de caja acumulado	-39.452	-38.847		-27.349	-26.747	-26.144	-25.542	-24.939	-22.962

Tabla T2: Flujo de caja de ubicación 4. (Fuente: Elaboración propia)

Periodo	0	1	2...19	20	21	22	23	24	25
Venta Precio Nudo		1.035,5		1.035,5	1.035,5	1.035,5	1.035,5	1.035,5	1.035,5
Venta Atributo ERNC		45,7		45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Operación y otros		-619,0		-619,0	-619,0	-619,0	-619,0	-619,0	-619,0
Mantención		-370,4		-370,4	-370,4	-370,4	-370,4	-370,4	-370,4
Utilidad (UAI)		91,7		91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
Depreciación (-)		-614,3		-614,3	-585,0	-585,0	-585,0	-585,0	-585,0
Base imponible		-513,7		-513,7	-493,3	-493,3	-493,3	-493,3	-493,3
Impuestos		0		0	0	0	0	0	0
Depreciación (+)		614,3		614,3	585,0	585,0	585,0	585,0	585,0
Utilidad (UDI)		91,7		91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
Costo total dispositivo	-26.462								
Costo transporte energía	-2.088								
Otras inversiones	-1.517								
Flujo de caja	-30.068	91,7		91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
Flujo de caja acumulado	-30.068	-29.976		-28.234	-28.142	-28.050	-27.958	-27.867	-27.775

Tabla T3: Flujo de caja de ubicación 7. (Fuente: Elaboración propia)

Periodo	0	1	2...19	20	21	22	23	24	25
Venta Precio Nudo		1.304,4		1.304,4	1.304,4	1.304,4	1.304,4	1.304,4	1.304,4
Venta Atributo ERNC		54,6		54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
Operación y otros		-619,0		-619,0	-619,0	-619,0	-619,0	-619,0	-619,0
Mantención		-370,4		-370,4	-370,4	-370,4	-370,4	-370,4	-370,4
Utilidad (UAI)		369,6		369,6	369,6	369,6	369,6	369,6	369,6
Depreciación (-)		-735,5		-735,5	-601,6	-601,6	-601,6	-601,6	-601,6
Base imponible		-345,5		-345,5	-232,0	-232,0	-232,0	-232,0	-232,0
Impuestos		0		0	0	0	0	0	0
Depreciación (+)		735,5		735,5	601,6	601,6	601,6	601,6	601,6
Utilidad (UDI)		369,6		369,6	369,6	369,6	369,6	369,6	369,6
Costo total dispositivo	-26.270								
Costo transporte energía	-9.108								
Otras inversiones	-1.557								
Flujo de caja	-36.935	369,6		369,6	369,6	369,6	369,6	369,6	369,6
Flujo de caja acumulado	-36.935	-36.565		-29.543	-29.173	-28.804	-28.434	-28.065	-27.695

9.21. Apéndice U: Impacto Ambiental de Tecnología de Generación Eólica

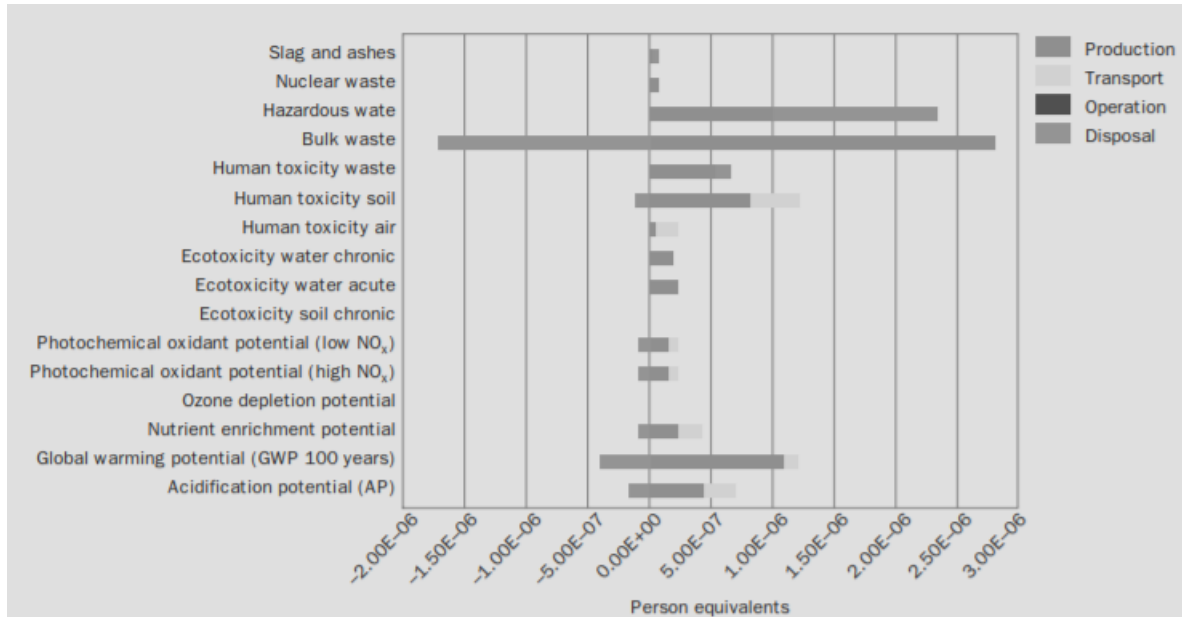


Figura U1. Factores de impacto ambiental para la energía eólica en su ciclo de vida.

(Fuente: Wolsink et al., s.f.)

9.22. Apéndice V: Impacto de las Energías Renovables en la Generación de Trabajo

	Construction Times	Construction + Installation	Manufacturing	Operation + Maintenance	Fuel Supply
	Years	Job years/MW	Job years/MW	Jobs/MW	Jobs/PJ
 Hydropower	2	6.0	1.5	0.1	
 Wind onshore	2	2.5	6.1	0.2	
 Wind offshore	4	7.1	10.7	0.2	
 Solar PV	1	9.0	11.0	0.2	
 Geothermal	2	6.8	3.9	0.4	
 Solar thermal	2	5.3	4.0	0.4	
 Ocean	2	9.0	1.0	0.3	
 Geothermal – heat		6.9			
 Solar – heat		7.4			
 Biomass	2	14.0	2.9	1.5	32.2
 Biomass CHP		15.5	2.9	1.5	32.3

Figura V1. Trabajos generados por uso de fuentes generadoras renovables.

(Fuente: REN21, 2017)