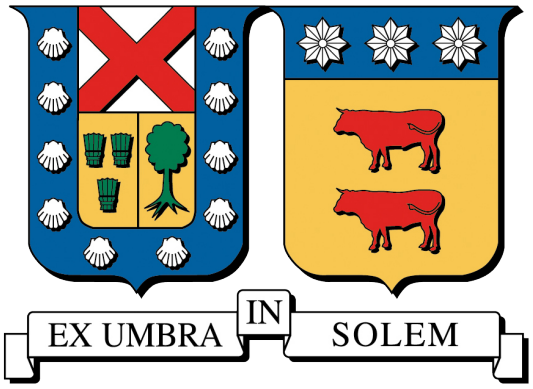
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAÍSO- CHILE



COMPARACIÓN DE VIABILIDAD DE CENTRAL UNDIMOTRIZ VERSUS CENTRAL MAREOMOTRIZ EN CHILE

BIANCA VILLEGAS CAVAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA	:	RODRIGO DEMARCO
PROFESOR CORREFERENTE	:	FABIÁN BUSTOS

26 DICIEMBRE 2018

Quisiera agradecer a Rodrigo Demarco y Fabián Bustos, mis profesores, por su cooperación en el desarrollo de este trabajo de investigación.

Agradezco inmensamente a mis padres por apoyarme desde el comienzo en este camino, a mi hermana por su apoyo incondicional en todo momento y a mi familia y amigos, que sin ellos esta etapa no hubiese sido la misma.

RESUMEN EJECUTIVO

Este trabajo de investigación realiza una comparación entre una central undimotriz y otra mareomotriz, por medio de un estudio de pre-factibilidad técnico-financiero. El enfoque es producto del marco energético mundial, donde se busca optimizar los procesos de obtención de energía, a través de centrales sin emisiones de GEI y con bajo impacto ambiental y social. Junto a este objetivo global se suma la composición y confiabilidad de la matriz energética chilena, que pretende ser en un futuro cercano solo a base de recursos renovables.

La investigación comienza detallando y clasificando las tecnologías existentes de acuerdo a principios de captación de energía y ubicación. Posteriormente se analizaron las posibles ubicaciones para instalar las centrales, considerando el recurso disponible, la profundidad, distancia a la costa y puertos, entre otros. La capacidad instalada se consideró de 10,5 MW. Luego se estimaron los costos iniciales, anuales y de reinversión para cada proyecto, además de parámetros financieros comunes como tasa de descuento, inflación, relación de deuda, etc. Con esta información, a través del software RETScreen se evaluaron ambos proyectos obteniendo reducción de emisiones de GEI, indicadores de rentabilidad y flujos anuales. También dentro del programa se realizaron análisis de sensibilidad y de riesgo con 5.000 escenarios.

La reducción de emisiones GEI es de 8.279 tCO_2 para el parque de olas y de 3.484 tCO_2 para el parque de las mareas, generando un impacto positivo sobre el medio ambiente. Por otro lado, los resultados financieros arrojaron que ninguna de las centrales resulta rentable bajo los costos actuales, considerando una vida del proyecto de 20 años. La central undimotriz obtuvo un VPN de $-5,2 \cdot 10^6$ USD y la central mareomotriz de $-4,7 \cdot 10^6$ USD, ambas TIR resultaron negativas y el repago de capital superó los 20 años en los dos casos. Estos valores se apoyan en la estado embrionario en el que se encuentran estas tecnologías a nivel mundial, causado por la baja investigación y desarrollo en el área, los altos costos y el complejo ambiente oceánico.

ABSTRACT

This research work makes a comparison between a wave farm and a tidal farm, by means of a technical-financial pre-feasibility study. The focus is the product of the global energy framework, which seeks to optimize the processes of obtaining energy, through plants without GHG emissions and with low environmental and social impact. Together with this global objective, the composition and reliability of the Chilean energy matrix, which aims to be in the near future only based on renewable resources, is added.

The research begins by detailing and classifying existing technologies according to principles of energy capture and location. Subsequently, the possible locations to install the plants were analyzed, considering the available resource, depth, distance to the coast and ports, among others. The installed capacity was considered to be 10.5 MW. Then the initial, annual and reinvestment costs for each project were estimated, in addition to common financial parameters such as discount rate, inflation, debt ratio, etc. With this information, through the RETScreen software, both projects were evaluated obtaining GHG emissions reduction, profitability indicators and annual flows. Also within the program, sensitivity and risk analyzes were performed with 5,000 scenarios.

The reduction of GHG emissions is 8,279 tCO_2 for the wave farm and 3,484 tCO_2 for the tidal farm, generating a positive impact on the environment. On the other hand, financial results showed that none of the plants is profitable under current costs, considering a project life of 20 years. The wave farm obtained a NPV of $-5{,}2 \cdot 10^6$ USD and the tidal farm of $-4{,}7 \cdot 10^6$ USD, both IRRs were negative and the repayment of capital exceeded 20 years in the two cases. These values are based on the embryonic state in which these technologies are found worldwide, caused by low research and development in the area, high costs and the complex oceanic environment.

Índice de Contenidos

1. Problema de investigación **1**

2. Objetivos **3**
2.1. Objetivo general . . . 3
2.2. Objetivos específicos . . . 3

3. Metodología **4**

4. Marco teórico **5**
4.1. Antecedentes del consumo energético a nivel mundial . . . 5
4.2. Cambio climático . . . 6
4.2.1. Impactos del cambio climático en Chile . . . 7
4.3. Fuentes de energía . . . 12
4.3.1. Energías no renovables . . . 12
4.3.2. Energías renovables . . . 13
4.3.2.1. Energía solar . . . 14
4.3.2.2. Energía eólica . . . 14
4.3.2.3. Energía hidráulica . . . 15
4.3.2.4. Energía biomasa . . . 15
4.3.2.5. Energía geotérmica . . . 16
4.3.2.6. Energías marinas . . . 17

5. Antecedentes generales **18**
5.1. Matriz energética chilena . . . 18
5.2. Energía undimotriz . . . 21
5.2.1. Olas . . . 22
5.2.1.1. Clasificación de olas . . . 23
5.3. Energía mareomotriz . . . 26
5.3.1. Mareas . . . 29
5.3.1.1. Clasificación de mareas . . . 29

6. Tecnologías **31**
6.1. Profundidad de ubicación . . . 31
6.1.1. Offshore . . . 31
6.1.2. Near-shore . . . 32
6.1.3. Shoreline . . . 32

6.2. Dispositivos para el aprovechamiento de olas . . . 32
6.2.1. Forma de absorber la energía . . . 33
6.2.1.1. Columna de agua oscilante . . . 33
6.2.1.2. Movimiento oscilatorio . . . 35
6.2.1.3. Rebosamiento . . . 42
6.2.2. Orientación respecto al oleaje . . . 44
6.2.2.1. Absorbedores puntuales . . . 44
6.2.2.2. Atenuadores . . . 45
6.2.2.3. Terminadores o totalizadores . . . 45
6.3. Dispositivos para el aprovechamiento de las mareas . . . 45
6.3.1. Presas . . . 46
6.3.1.1. Presas de una sola cuenca . . . 46
6.3.1.2. Presas de dos cuencas . . . 47
6.3.2. Turbinas . . . 47
6.3.2.1. Turbinas de eje vertical . . . 49
6.3.2.2. Turbinas de eje horizontal . . . 50
6.3.3. Efecto Venturi . . . 52
6.3.4. Hidroala oscilante . . . 53
6.3.5. Tornillos de Arquímedes . . . 56
6.3.6. Cometa de marea . . . 56
6.3.7. Otros . . . 57

7. Ubicación **59**
7.1. Olas . . . 59
7.2. Mareas . . . 74

8. Proyecto de centrales marinas **86**
8.1. Elección del dispositivo . . . 86
8.1.1. Dispositivo de olas . . . 86
8.1.2. Dispositivo de mareas . . . 90
8.2. Modelo de energía . . . 95
8.2.1. Modelo de energía de las olas . . . 95
8.2.2. Modelo de energía de las mareas . . . 95
8.3. Análisis de costos . . . 97
8.3.1. Análisis de costos de central undimotriz . . . 97
8.3.2. Análisis de costos de central mareomotriz . . . 101
8.4. Análisis de ingresos . . . 102
8.5. Análisis emisiones . . . 103
8.6. Análisis financiero . . . 104
8.6.1. Central unidmotriz . . . 107
8.6.2. Central mareomotriz . . . 108
8.7. Análisis de sensibilidad . . . 110
8.7.1. Análisis de sensibilidad central undimotriz . . . 111
8.7.1.1. Sin incentivos . . . 111
8.7.1.2. Con incentivos . . . 113
8.7.2. Análisis de sensibilidad central mareomotriz . . . 118

8.7.2.1. Sin incentivos 118
8.7.2.2. Con incentivos 119
8.8. Análisis de riesgo 124
8.8.1. Análisis riesgo central undimotriz 124
8.8.1.1. Valor presente neto (VPN) 125
8.8.2. Análisis riesgo central mareomotriz 126
8.8.2.1. Valor presente neto (VPN) 127
8.9. Análisis recurso marino 128
8.10. Comparación centrales 129

9. Conclusiones **132**

Referencias **135**

A. Anexos **141**
A.1. RETScreen 141
A.2. Reportes de ubicación 142
A.3. Dispositivos para el aprovechamiento de olas 146
A.4. Dispositivos para el aprovechamiento de mareas 164

Índice de Tablas

7.1. Sitios potenciales para ubicación de central undimotriz. Fuente: Cruz et al. (2009). 70
7.2. Sitio potenciales para ubicación de central undimotriz. Fuente: elaboración propia. 70
7.3. Potencial promedio anual y desviación estándar por sitio. Fuente: elaboración propia. 72
7.4. Rangos asignados a cada nota según factores. Fuente: elaboración propia. 73
7.5. Modelo de factores ponderados. Fuente: elaboración propia. 73
7.6. Modelo factores ponderados para elección de ubicación. Fuente: elaboración propia. 74
7.7. Áreas con potencial recurso mareomotriz. Fuente: elaboración propia.[1] . . 78
7.8. Información de sitios potenciales según factores. Fuente: elaboración propia.[2] 84
7.9. Criterios para asignar puntuación de acuerdo a cada factor. Fuente: elaboración propia. 84
7.10. Método de los factores ponderados para elegir sitio para parque mareomotriz. Fuente: elaboración propia. 85

8.1. Características de Pelamis P-750 Fuente: Pelamis wave power (sf). 87
8.2. Rotor del diámetro en función de la profundidad. Fuente: Mehmood et al. (2012a). 90
8.3. Características de Seagen-S 1,2 MW. Fuente: Marine Current Turbine (sf). 91
8.4. Costos según porcentaje de IC_{WEC}. Fuente:O'Connor et al. (2013). . . . 98
8.5. Costos de cableado submarino. Fuente: O'Connor et al. (2013). 98
8.6. Costos de cableado terrestre. Fuente: O'Connor et al. (2013). 98
8.7. Costos de instalación de cableado. Fuente: O'Connor et al. (2013). 99
8.8. Costos iniciales de central undimotriz. Fuente: O'Connor et al. (2013). . . 100
8.9. Costos anuales de central undimotriz. Fuente: O'Connor et al. (2013). . . 100
8.10. Costos de reinversión cada 10 años en central undimotriz. Fuente: Previsic (2004). 101
8.11. Costos iniciales de central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia. . . . 102
8.12. Costos anuales de central mareomotriz. Fuente: O'Connor et al. (2013). . 102
8.13. Costos de reinversión cada 10 años de central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia. 102
8.14. Ingresos anuales en USD por central. Fuente: Elaboración propia. 103
8.15. Emisiones del caso actual. Fuente: Elaboración propia 103
8.16. Resumen flujos central undimotriz. Fuente: Elaboración propia. 108

8.17. Indicadores financieros central undimotriz. Fuente: Elaboración propia. . 108
8.18. Resumen flujos central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia. 108
8.19. Indicadores financieros central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia. 110
8.20. Parámetros y rangos para análisis de riesgo. Fuente: Elaboración propia. . 125
8.21. Parámetros y rangos para análisis de riesgo para central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia. 127
8.22. Comparación escenarios según Hs para central undimotriz. Fuente: Elaboración propia. 129
8.23. Comparación centrales. Fuente: Elaboración propia. 130

A.1. Reporte del sitio nº1 obtenido por el EM. Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010). 143
A.2. Reporte del sitio nº2 obtenido por el EM. Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010). 143
A.3. Reporte del sitio nº3 obtenido por el EM. Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010). 144
A.4. Reporte del sitio nº4 obtenido por el EM. Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010). 144
A.5. Reporte del sitio nº5 obtenido por el EM. Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010). 145
A.6. Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo atenuador. Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b). 146
A.7. Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo bombeo, columna de agua oscilante y convertidor de onda oscilante. Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b). 148
A.8. Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo rebosamiento / terminador, masa giratoria y diferencial de presión sumergido. Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b). 154
A.9. Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo absorbedor puntual. Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b). 157
A.10. Dispositivos para el aprovechamiento de mareas. Fuente: European Marine Energy Centre Ltd. (2017a) 164

Índice de Figuras

5.1. Capacidad instalada neta del SEN según fuente de energía en MW. 19
5.2. Capacidad instalada neta del SEA según fuente de energía en MW. 19
5.3. Capacidad instalada neta del SEM según fuente de energía en MW. 20
5.4. Distribución de la capacidad instalada neta de todo el sistema eléctrico chileno en MW. 20
5.5. Distribución de energía de las olas en mar abierto expresada en kW por metro de frente de onda. 22
5.6. Etapas de generación de ondas marinas. 23
5.7. Parámetros de una onda marina. 23
5.8. Movimiento circular de una partícula en una onda marina. 24
5.9. Tipos de olas y su nivel de energía. 24
5.10. Movimiento de una partícula en una onda marina de acuerdo a la profundidad. 25
5.11. Fuerza generadora de la marea. 27
5.12. Efectos de la fuerza centrífuga a atractiva sobre la Tierra. 28
5.13. Tipos de mareas. 28
5.14. Potencial energético mareomotriz a nivel mundial. 29

6.1. Sección transversal de un OWC fijado al suelo marino. 33
6.2. Sección transversal de un BBDB. 34
6.3. The Mighty Whale creado por Japón. 35
6.4. Sloped buoy. 35
6.5. Convertidor de energía de onda con generador eléctrico lineal. 36
6.6. Representación esquemática de la boya IPS. 36
6.7. Versión de “The nodding duck” del año 1983. 37
6.8. Vista lateral de la estructura de un Pelamis. 38
6.9. Vista lateral y superior de bomba de ola McCabe. 38
6.10. Vista frontal y lateral de PS Frog Mk 5. 39
6.11. Vista transversal Searev. 40
6.12. Efecto Arquímides. 40
6.13. Tecnología de bombeo o “Bulge wave”. 41
6.14. The mace. 41
6.15. Sistema integrado con un dispositivo Oyster. 42
6.16. Modelo de prueba de un FO3. 43
6.17. Tapchan. 43
6.18. Wave Power. 44
6.19. Clasificación de dispositivos según orientación respecto al oleaje. 45

6.20. Turbina helicoidal de Gorlov. 50
6.21. Turbina hidroeléctrica de eje vertical. 50
6.22. Turbina DeltaStream. 51
6.23. Turbina simple Evopod. 51
6.24. Turbina de flujo libre. 52
6.25. SeaGen-S. 53
6.26. Turbina Rotech. 54
6.27. Davidson Hill Venturi Turbine (DHV). 54
6.28. Resonador de contrafase hidrocinético HCR. 55
6.29. Prototipo EEL Energy probado con producción industrial prevista para el año 2020. 55
6.30. Turbina de Jupiter 300kW 3EB2X10.5. 56
6.31. Deep Green. 57
6.32. TidalKite. 58
6.33. BioStream. 58

7.1. Distribución de la potencia a lo largo de Chile y potencia en función de la profundidad. 61
7.2. Clasificación según potencial energético de las olas. 62
7.3. Clasificación de acuerdo a la distancia a puertos. 63
7.4. Clasificación de acuerdo a la distancia a la red central. 64
7.5. Clasificación de acuerdo a la profundidad del fondo marino. 65
7.6. Clasificación conjunta. 66
7.7. Mapa con análisis detallado de la VIII y IX región. 68
7.8. Mapa con análisis detallado de la XIV y la X región. 69
7.9. Sitios con mayor rango de mareas. 75
7.10. Sitios ideales para proyectos mareomotrices. 76
7.11. Elevación concurrente del nivel del agua en el mar interior chileno. 76
7.12. Potencial recurso de las mareas (corriente máxima de la marea viva) en el mar interior chileno. 77
7.13. Potenciales sitios para la ubicación de una central mareomotriz. Fuente: elaboración propia.[3] 78
7.14. Puertos cercanos a la zona. 80
7.15. Redes eléctricas en la zona. 81
7.16. Concesiones marinas de pesca en la zona. 82
7.17. Problemas ambientales en la zona. 83

8.1. Vista interna de un módulo de conversión de energía de Pelamis. 88
8.2. Medidas entre cada Pelamis. 89
8.3. Disposición del parque con equipos Pelamis. 89
8.4. Seagen-S en operación. 92
8.5. Seagen-S en mantenimiento. 92
8.6. Medidas Seagen-S. 94
8.7. Disposición del parque con equipos Seagen-S. 94
8.8. Matriz de poder de Pelamis P-750 en kW. 96
8.9. Factor de capacidad óptimo a lo largo de Chile. 96

8.10. Sistema eléctrico nacional 2018 de la zona seleccionada para localización de central undimotriz.. 99
8.11. Proyección costo marginal al 2035 por región en dólares estadounidenses. 104
8.12. Comportamiento IPC. 105
8.13. Variación IPC general de enero 2013 a noviembre 2018. 106
8.14. Flujos anuales después de impuestos de central undimotriz. 109
8.15. Flujos anuales acumulados de central undimotriz. 109
8.16. Flujos anuales después de impuestos de central mareomotriz. 110
8.17. Flujos anuales acumulados de central mareomotriz. 111
8.18. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y costos de operación y mantenimiento. 111
8.19. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red. 112
8.20. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la electricidad exportada a la red. 112
8.21. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda. 112
8.22. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. 113
8.23. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. 113
8.24. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red. 114
8.25. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. 114
8.26. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red. 114
8.27. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda. 114
8.28. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda. 115
8.29. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos operación y mantenimiento y la relación de deuda. 115
8.30. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda. 115
8.31. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. 116
8.32. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red. 116
8.33. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. 116
8.34. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red. 117
8.35. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda. 117

8.36. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda. . . . 117
8.37. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y a los costos de operación y mantenimiento. . . . 118
8.38. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y a la electricidad exportada a la red. . . . 118
8.39. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la electricidad exportada a la red. . . . 118
8.40. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y a la relación de deuda. . . . 119
8.41. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y a los costos de operación y mantenimiento. . . . 119
8.42. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y a los costos de operación y mantenimiento. . . . 120
8.43. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red. . . . 120
8.44. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. . . . 120
8.45. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red. . . . 120
8.46. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda. . . . 121
8.47. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda. . . . 121
8.48. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos de operación y mantenimiento y la relación de deuda. . . . 121
8.49. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda. . . . 121
8.50. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. . . . 122
8.51. Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red. . . . 122
8.52. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. . . . 123
8.53. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red. . . . 123
8.54. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda. . . . 123
8.55. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda. . . . 124
8.56. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos operación y mantenimiento y la relación de deuda. . . . 124
8.57. Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda. . . . 124
8.58. Impacto relativo de parámetros sobre VPN para central undimotriz. . . . 126

8.59. Distribución VPN con un intervalo de confianza del 90 % para central undimotriz. 126
8.60. Impacto relativo de parámetros sobre VPN para central mareomotriz. . . . 127
8.61. Distribución VPN con un intervalo de confianza del 90 % para central mareomotriz. 128

A.1. Diagrama de flujo del modelo RETScreen. 141

1 | Problema de investigación

Desde varias décadas el 80 % aproximadamente de la energía consumida en Chile proviene de importaciones, lo que se traduce en un abastecimiento poco seguro e ineficiente. Con el paso del tiempo este porcentaje ha ido disminuyendo pero no lo marginalmente correcto, al 2006 este valor rondeaba el 72 %, considerando energías en base a gas, carbón y petróleo principalmente.

Este tópico, por esos motivos, pasa a ser relevante dentro del marco político-social para Chile, además considerando que el desarrollo y crecimiento económico-social de una nación se ve reflejado directamente en el crecimiento anual del consumo energético (Rudnick, 2006). Basándose en estudios y proyecciones se estima un crecimiento del consumo energético promedio de América Latina en un 5 % dentro de un rango de 10 años, mientras que para países desarrollados este es de 1 % a 2 % anual (Rudnick, 2006).

Con estos datos se aprecia que la matriz energética chilena no debiera depender en tan gran porcentaje de agentes externos, si no en base a los recursos propios del país para lograr una mayor seguridad y autonomía. Es por estos motivos que es esencial generar un abastecimiento energético seguro y sustentable que garantice eficacia y eficiencia, potenciando energías renovables en mayor porcentaje dentro de la matriz energética chilena.

¿Pero qué tan factible es la incorporación de éstas y cuales son los costos económicos asociados?

Existen varias problemáticas directamente ligadas a la generación no solo de la implementación de una planta de energía renovable marina (Falcão, 2010), si no también a todos aquellas energías renovables como tal.

El costo asociado a la implementación de nuevas tecnologías renovables en países no desarrollados juega un factor crucial, debido a que todos los equipos deben ser importados,

ocasionando costos elevados ligados a una gran inversión inicial. También se debe tener en cuenta que mayor seguridad, confiabilidad y rendimiento en equipos siempre se verá manifestado en mayores costos. Como menciona Rudnick (2006): *" Las energías renovables, con las actuales tecnologías de explotación, tampoco son una alternativa factible en los volúmenes requeridos"*.

El siguiente punto a evaluar es la educación o capacitación que debiese tener la mano de obra que trabajará dentro de la planta. Al igual que el punto anterior significa grandes costos y un período de tiempo significativo, donde se requieren profesionales expertos en el área que capaciten a todo el personal.

El impacto ambiental (Noaa, 2014) que generan especialmente las energías renovables marinas es sumamente alto. Entonces (Cada et al., 2007) ¿cuál es el beneficio neto de este tipo de energías? (Versalovic, 2011).

Actualmente el modelo regulatorio del sector energético de Chile busca maximizar el beneficio social, y minimizar la contaminación a nivel país. Estas políticas podrían evolucionar en un futuro restringiendo a las empresas con sus respectivos índices de contaminación. ¿la implementación de éste tipo de planta podría verse afectada si el impacto es excesivo? ¿debiese Chile restringir su producción, a pesar de ser una energía renovable y un recurso no limitado? ¿cuáles serán las ponderaciones de cada factor que el gobierno impondrá a cada industria?

Las estimaciones que se puedan realizar serán en base a plantas extranjeras ya que no existe una base de datos debido a que no existen plantas actuales de este tipo en Chile (Corfo, 2012).

2 | Objetivos

2.1. Objetivo general

Comparar la viabilidad de instalación de una central undimotriz versus una central mareomotriz en Chile, a través de un análisis cuantitativo técnico-financiero, que permita promover e incentivar energías renovables dentro de la matriz energética chilena.

2.2. Objetivos específicos

- Determinar tecnologías que se adapten de mejor manera a cada tipo de central de acuerdo al potencial energético chileno.
- Definir ubicación geográfica dentro del territorio chileno para la instalación de una planta mareomotriz y una planta undimotriz.
- Analizar y cuantificar costos de instalación para cada planta.
- Realizar comparación económica entre las dos centrales.

3 | Metodología

Para cumplir los objetivos planteados en este trabajo de investigación se desarrollarán las siguientes acciones:

- Determinar el potencial energético mareomotriz y undimotriz de Chile de acuerdo a las herramientas e información existente disponible.
- Investigar sobre las tecnologías actuales que se adapten de mejor manera al potencial energético y zona geográfica de Chile.
- Seleccionar potenciales zonas marinas para la ubicación de cada una de las centrales de acuerdo a su potencial energético.
- Realizar análisis financiero de cada central.
- Realizar análisis de riesgo de cada central.

4 | Marco teórico

4.1. Antecedentes del consumo energético a nivel mundial

Las últimas estadísticas del año 2016 muestran que en el mundo se consumieron 13.509 Mt, entre 2.000 y 3.000 Mt fueron consumidas por las grandes potencias y solo 38 Mt por Chile, equivalente a un 5 % del consumo total de Latinoamérica (Ener Data, 2016).

Analizando estos valores se desprende la siguiente interrogante ¿efectivamente existe relación con el nivel de desarrollo y crecimiento de una nación, a nivel económico, y su consumo energético?

Como lo plantea Rudnick (2006) esta relación se puede hacer a través del producto geográfico bruto y la energía eléctrica consumida per cápita, donde los países más desarrollados lideran con 30 mil dólares per cápita anuales versus los países con mayor desarrollo de América Latina que poseen valores en torno a los 5 mil dólares anuales per cápita. El crecimiento de los primeros históricamente ha sido de un 2 % anual aproximadamente, mientras que los mejores de América Latina lo han hecho a un 5 % anual en los últimos 10 años. Es consecuente, por tanto, efectuar grandes esfuerzos para asegurar una estabilidad en la producción de energía.

Se debe considerar además, el crecimiento poblacional constante, el cual está directamente correlacionado con éste consumo, traduciéndose en un crecimiento paralelo. Las cifras que lo avalan son el consumo de energía eléctrica por persona de 2 MWh en 1971 el cual asciende linealmente obteniendo un valor de 3 MWh 40 años después (Banco Mundial, 2014a).

4.2. Cambio climático

El Sol emite una cierta cantidad de radiación hacia la Tierra, que al traspasar la atmósfera llega a la superficie aumentando su temperatura. Como consecuencia, el suelo emite radiación que es absorbida por algunos gases que componen la atmósfera planetaria, sin poder salir hacia el espacio. Este efecto se conoce como efecto invernadero y es el que permite que la temperatura promedio del globo ronde lo 15ºC, favoreciendo el desarrollo de la vida. El fenómeno se puede observar en cualquier cuerpo del sistema solar que este dotado de atmósfera.

Los principales gases de efecto invernadero (GEI) son el vapor de agua (H_2O), ozono (O_3), dióxido de carbono (CO_2), óxido nitroso (N_2O) y metano (CH_4). Las moléculas de estos, tienen la capacidad de adsorber y reemitir la radiación, y si aumenta la concentración de estos se produce a un recalentamiento del planeta, debido a que queda retenida una cantidad de energía dentro de la atmósfera. Esta situación provoca un desequilibrio en el balance de los gases y emisiones de forma natural, ocasionando alteraciones en las temperaturas o calentamiento global, aumento de los niveles del mar, cambios en las precipitaciones y eventos extremos como huracanes, tormentas, entre otros. Por lo tanto, al aumentar los GEI se provoca la mutación del clima a nivel global o cambio climático, expresandose en todos los eventos recién mencionados.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) menciona en uno de sus reportes que el cambio climático es inequívoco debido a que existen precedentes en los últimos decenios a milenios de los cambios observados desde 1950, como lo son la disminución de los volúmenes de nieve y hielo, el calentamiento de la atmósfera y océanos y la elevación del mar.

Actualmente existen organizaciones dedicadas a desarrollar actividades de mitigación, acuerdos, políticas y promover la toma de conciencia a nivel global, para lograr conseguir que el impacto se pueda controlar transformando al planeta en un lugar sostenible. Una de las más relevantes a nivel internacional es la organización de las Naciones Unidas más conocida como "ONU.º naciones unidas, la cual cuenta con 3 grandes instrumentos jurídicos:

- La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (CMNUCC)

(197 países)

- Protocolo de Kyoto (192 países)
- Acuerdo de París (195 países)

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático establece como umbral limitar el calentamiento medio global en a la superficial a no más de 2ºC (United Nations Climate Change, sf). Lograr este objetivo desencadenará un desafío económico y tecnológico que las naciones no podrán desarrollar por sí solas por lo que se necesitará unir esfuerzos para conseguir cumplir con la meta.

Otras instancias a nivel mundial son las conferencias de Naciones Unidas sobre el cambio climático o mejor conocidas como “COP", que se desarrollan periódicamente y que se espera la participación de la mayor cantidad de países, activistas y líderes políticos para debatir tópicos de esta índole. La última, COP22, se realizó en Marrakech, Marruecos. Anterior a esto también se encuentran el protocolo de Tokyo (1997), que obliga a países desarrollados a disminuir sus emisiones de GEI y posteriormente el acuerdo de Paris (2015) donde se acuerda disminuir emisiones de GEI a través de la mitigación, resilencia y adaptación de los ecosistemas a efectos del calentamiento global, además de mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2ºC y esforzarse para limitarse a solo un aumento de 1,5ºC.

Específicamente el compromiso presentado por Chile ante el acuerdo de Paris (Ministerio del medio ambiente, 2014) fue de: reducir las emisiones de GEI en un 30 % para el 2030, del manejo sustentable de 100.000 ha de bosque nativo y forestación de otras 100.000 ha y de la aplicación de metas en adaptación al cambio climático, estrategias para la generación de capacidades ante el cambio climático, para el desarrollo y transferencia tecnológica y para el financiamiento de las acciones climáticas.

4.2.1. Impactos del cambio climático en Chile

Según los nueve criterios de vulnerabilidad al cambio climático que establece la CMNUCC, Chile cumple con seis de estos: zonas costeras bajas; zonas áridas y semiáridas, zonas con cobertura forestal y zonas expuestas al deterioro forestal; zonas propensas

a los desastres naturales; zonas expuestas a la sequía y a la desertificación; zonas de alta contaminación atmosférica urbana, y zonas de ecosistemas frágiles, incluidos los ecosistemas montañosos.

El departamento de Geofísica de la universidad de Chile, la comisión económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la dirección meteorológica de Chile (DMC) han realizado en estos últimos años, diversos estudios donde proyectan, modelan, simulan, y estiman los impactos del cambio climático sobre Chile. Los resultados emergentes difieren principalmente en la intensidad de los cambios proyectados.

Previamente se realiza una categorización de los efectos según áreas, detallando a continuación una síntesis de estos (Ministerio del medio ambiente, 2014).

1. Temperatura

   Se registra un aumento de las temperaturas en el valle central y cordillera de acuerdo a datos históricos, por otro lado, las zonas costeras indican un leve enfriamiento, pero sin significancia estadística. Se espera para el año 2030 un aumento de 1,5ºC para el norte grande y altiplano y un incremento 0,5ºC para las zonas sur y austral. Estos valores tenderían a aumentar para el período 2031-2050.

2. Precipitaciones

   Estadísticamente se ha observado una significativa disminución de las precipitaciones en la zona centro-sur del país. Para el año 2030 se proyecta un descenso entre el 5 % y 15 % de las precipitaciones en la zona ubicada entre las cuencas de los ríos Copiapó y Aysén, intensificándose la disminución para el período 2031-2050. También la zona situada entre las cuencas de los ríos Mataquito y Aysén señalan una disminución de las precipitaciones, por el contrario en la zona de Magallenes se planea un leve aumento de estas, aunque con menor precipitación nival.

3. Eventos climáticos extremos

   A partir del 2050 se espera un marcado aumento de las sequías, estimándose una ocurrencia de más de 10 veces en 30 años hacia fines de siglo. Además se proyecta un aumento en la ocurrencia de eventos de alta precipitación con temperaturas elevadas

con respecto a la situación base, a pesar de tener una decadencia en el número de situaciones con precipitación extrema a nivel país.

Desde el norte grande a Coyaique, de acuerdo al análisis de índices de sucesos extremos, se revela el aumento de noches cálidas y disminución de noches frías. Particularmente en la capital, Santiago, se manifiesta el incremento de las olas de calor, las cuales se definen como un evento de 3 días consecutivos donde se obtengan temperaturas por sobre el percentil 90 %.

CEPAL estima que las pérdidas ambientales, sociales y económicas, producto de la vulnerabilidad con la que cuenta Chile al cambio climático, podrían llegar a ser significativas a fines de siglo, un 1,1 % anual del PIB.

4. Biodiversidad

   El patrimonio nacional podría mermar significativamente, debido a un alto endemismo. Pisos vegetacionales ubicados en la región de Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Magallanes y la Antártica chilena, serían los más afectados debido a la desconfiguración de los bioclimas.

   Las áreas con especial concentración de biodiversidad o hotspot, como los humedales alto andino en la zona norte y especies de flora endémicas clasificadas como vulnerables o en peligro de extinción, se prevé que sufrirán efectos perjudiciales.

5. Recursos Hídricos

   Los caudales medios mensuales se reducirán en las cuencas entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos, también se proyecta una elevación de la isoterma de 0ºC, la que como consecuencia produce una reducción de las reservas de agua en las cabeceras de cuencas nivales y nivo-pluviales y el aumento del riesgo de desastre como aluviones o inundaciones. Se calcula el retroceso de glaciares, afectando en los períodos secos de acuerdo a los aportes posible.

   Para el norte grande y norte chico se prevé mayores períodos de escasez hídrica y eventos de lluvias extremas y para el extremo austral, un crecimiento de los caudales disponibles.

6. Salud

   La variación de parámetros como la humedad, temperatura y precipitación podría aumentar la posibilidad de ocurrencia de ciertas enfermedades ya existentes en el territorio, el acceso de nuevas enfermedades y exacerbar el efecto de ciertas variables ambientales en la salud.

   Específicamente en la zona norte se facilitaría la introducción de enfermedades como malaria y dengue, en la zona centro-sur se intensificarían las enfermedades transmitidas por roedores y garrapatas.

   Muertes prematuras, impactos directos en la salud física y mental, en la nutrición y en la calidad de vida, disminución en el rendimiento de los cultivos y ecosistemas son otras de las consecuencias que podrían manifestarse en la población debido a olas de calor, la mala calidad del agua, aire, sistemas de ventilación y alimentos, desastres naturales y el material particulado respirable negro, todos productos de los cambios climáticos.

7. Infraestructura

   Los eventos hidrometeorológicos extremos al verse incrementados pondrían en riesgo no solo infraestructura pública como puentes, puertos, obras de vialidad, entre otros, si no también los servicios que estas entregan: conectividad terrestre-marítima-aérea, provisión de agua potable, sistemas de evacuación de aguas y otros.

   Las marejadas al aumentar su frecuencia e intensidad pondrían en riesgo las poblaciones aledañas a los bordes costeros, los servicios ambientales y actividades económicas asociadas, afectando la operación de puertos, caletas y playas.

8. Energía

   Proyecciones estiman disminuciones en el potencial de generación hidroeléctrica junto con problemas de disponibilidad de la energía. Esta menor capacidad acompañado del crecimiento de la demanda energética tanto por las industrias como por el nivel residencial induce a pensar en otras posibilidades de generación de energía como son las energías renovables no-convencionales (ERNC).

9. Sector Silvoagropecuario

   Los cultivos tenderán a desplazarse hacia zonas australes debido a que la disponibilidad del recurso hídrico para riego será menor en la zona central, generando alteraciones en la producción tanto en calidad como cantidad y en los ingresos. Como consecuencia en la zonas sur y austral se incrementarán los ingresos.

   En particular, se espera que los agricultores del secano interior y costero entre las regiones de Valparaíso y del Biobío, los agricultores de los valles transversales y los ganaderos del secano sean los más amenazados.

10. Pesca y acuicultura

    Si la temperatura superficial del mar aumentara tan solo en 1ºC, unas de las especies que se verían afectada son la anchoveta y el pez espada. Como resultado se dificultaría la captura de estos afectando directamente a los pescadores.

    El incremento del nivel del mar es posible que no tenga un efecto directo sobre los recursos cultivados pero si sobre los centros de cultivos, al modificar la salinidad del agua, favoreciendo la transmisión de enfermedades y plagas.

11. Turismo

    La zona norte podría verse beneficiada de acuerdo a las condiciones tropicales que se pudieran establecer, de acuerdo a un incremento en el turismo de costa, sin embargo, la zona austral tendría efectos negativos en esta área afectando gran parte de las actividades de esas regiones.

    Otros estudios enfocan a Rapa Nui como uno de los 6 sitios prioritarios más vulnerables respecto al impacto del cambio climático en el patrimonio mundial y el turismo.

    Las causas que provocarían un descenso en el turismo son: ascenso de la linea de nieve, derretimiento de glaciares, aceleración de ciclos reproductivos de plagas y la incidencia de eventos extremos.

12. Ciudades

Asumiendo que la demanda del recurso hídrico aumentará, las ciudades serán las más afectadas debido al incremento de la temperatura y reducción de precipitaciones, ya que, son las zonas con mayor densidad de población.

Estimaciones muestran sucesivas olas de calor a causa de la constante urbanización, mayor inversión en recursos empleados para potabilizar el agua de acuerdo a la calidad normada, el alcantarillado, sistemas de energía y transporte. Incluso se espera que se agraven los problemas de contaminación atmosférica y una mayor demanda de servicios de salud por parte de estratos socio-económicos bajos.

4.3. Fuentes de energía

Existen dos tipos de energía, las energías primarias y secundarias. Las primeras tratan de aquellas que son obtenidas de la naturaleza de manera directa como la energía eólica, solar, hidráulica, geotérmica, entre otras, o indirecta, es decir, después de un proceso de extracción o recolección, como el petróleo, el carbón mineral, la leña. Estas no deben haber sido sometidas a ninguna modificación.

A su vez, las fuentes de energía primarias también tienen otra clasificación de acuerdo a la cantidad disponible, es decir, si son inagotables o tienen la capacidad de regenerarse con recursos naturales.

Por otro lado se encuentran las energías secundarias. Son aquellas que resultan de un proceso de transformación por medio de la aplicación de alguna tecnología, generalmente son los productos que se obtienen al aplicar procesos de transformación sobre las energías primarias, como la energía eléctrica (de Juana et al., 2003).

4.3.1. Energías no renovables

Según la clasificación anterior estas se denominan energías no renovables o limitadas. Este tipo de energía se encuentra de forma limitada en la naturaleza y por lo tanto, una vez consumida por completa, no puede volver a generarse. A su vez se pueden subclasificar en combustibles fósiles como el gas, carbón, petróleo o combustibles nucleares como el uranio.

El porcentaje de producción de electricidad a partir de este tipo de energías, principalmente obtenidas del petróleo, gas y carbón fue del 64,3 % en el año 2000 a nivel mundial, aumentando un 2,8 % a fines del año 2013. Específicamente en Chile no presenta un comportamiento uniforme, observándose alzas y bajas permanentes. Es importante destacar que para países de ingreso medio-alto este porcentaje representa el 71,1 % , mientras que para países de ingreso alto este representa solo el 60 % (Banco Mundial, 2014b).

4.3.2. Energías renovables

Las energías renovables son aquellas disponibles en cantidades ilimitadas, lo que significa que se puede recurrir a ellas de forma permanente. Entre ellas están: la energía solar, eólica, biomasa, hidráulica, marina y geotérmica. Las cuatro primeras se reconocen como menciona de Juana et al. (2003), como aquellas de mayor interés para los pueblos en desarrollo debido a que requieren menor bagaje tecnológico y menor inversión para su aplicación.

Según el Banco Mundial (2014c) la producción de electricidad en kilowatt hora a partir de fuentes renovables, excluida la hidroeléctrica, fue de 7.637 millones en Chile en el año 2014. A nivel mundial estas cifras han aumentado exponencialmente desde 217.154 kWh millones en el año 2000 a 1,427 kWh billones en el 2014.

Inclusive se aprecia un mayor incremento en el porcentaje que este tipo de energía ocupa del total que se produce, representando el 17,9 % en todo el mundo al 2007 y el 21,7 % para el 2013.Por otro lado, el porcentaje de energía renovable que se consume del total de energía consumida fue del 17,5 % en el 2007 subiendo un 1,3 % en 6 años (Banco Mundial, 2014c). El 2017 el Banco Mundial (2017), publicó que las fuentes de energías renovables representan aproximadamente un quinto de la energía mundial, siendo dentro de ellas la energía solar y la energía eólica las que tienen mayor capacidad de generación en MW respecto de las otras.

En el caso particular de Chile de acuerdo al lanzamiento del plan de acción nacional de cambio climático 2017-2022, el cual tiene como objetivo diversificar la matriz energética, se pretendía ir aumentando progresivamente el porcentaje de energía que es extraída de fuentes renovable. De acuerdo a este reporte una de las acciones de mitigación en el sector energía resulta ser la medida establecida por la Política Energética Nacional (PEN) la cual

señala que para el 2035 se deberá alcanzar un 60 % de generación eléctrica solo a través de energía renovable, paro lograr aumentar este porcentaje en diez puntos para el año 2050 (Ministerio del medio ambiente, 2014).

4.3.2.1. Energía solar

El Sol, estrella con luz propia, alrededor de la cual gira el planeta Tierra, produce energía hace más de 4,5 millones de años. Gracias a esta radiación que llega, es que existe vida en la Tierra, conformándose en la principal fuente de energía. De este tipo de energía proceden de manera directa o indirecta las demás, exceptuando la energía geotérmica, nuclear y de las mareas. Según de Juana et al. (2003) toda la energía que llega a las Tierra en 10 semanas de intensidad solar media es equivalente a la energía que se encuentra en todas las reservas de combustibles fósiles conocidas. El problema asociado a su utilización se debe a su estacionalidad, dependencia de condiciones atmosféricas y el costo en comparación con energías más desarrolladas.

Existen dos tipos de sistemas de acuerdo a si requieren o no de otra fuente de energía. El primero se denomina sistema pasivo, ya que no utilizan otra fuente y el segundo sistema activo donde se requiere otra fuente de energía mayoritariamente eléctrica.

También se puede realizar otra clasificación según cómo se transforme en energía eléctrica, es decir, de manera directa a través de celdas fotovoltaicas o de manera indirecta empleando sistemas térmicos.

4.3.2.2. Energía eólica

Es la energía producida por el viento, que inicialmente tiene su origen gracias al Sol, ya que éste se encarga de calentar masas de aire en distintas partes de la atmósfera, modificando las densidades de éstas y provocando el ascenso de las más livianas y el descenso de las más densas.

Gracias a estos movimientos es que se puede producir electricidad, a través de molinos de viento o aerogeneradores. Estos están compuestos básicamente por una turbina eólica (palas), un generador eléctrico y una torre de soporte. Las palas que son accionadas por el viento transforman la energía cinética de éste en energía mecánica que luego al pasar por el generador se transforma en energía eléctrica.

El beneficio de este tipo de fuente es la posible ubicación de los aerogeneradores tanto en suelo firme como en suelo marino. Actualmente este tipo de energía junto con la solar y la hidráulica resultan ser las más desarrolladas en cuanto a equipos, tecnologías, avances y centrales de abastecimiento.

4.3.2.3. Energía hidráulica

El agua es el componente principal de este tipo de fuente de obtención de energía. La energía hidráulica o también denominada hídrica utiliza el flujo del agua como su recurso fundamental, como se menciona anteriormente este tipo de energía también es provocada por la energía solar, considerando que el ciclo del agua es producido por la estrella más grande del sistema solar, el Sol.

La obtención de electricidad no es directa, es decir, primero se obtiene energía cinética y/o energía potencial directamente de las corrientes de agua o del diferencial de altura, para luego transformarla en energía mecánica y eléctrica.

Es considerada un tipo de energía renovable ya que no produce residuos contaminante, a pesar de tener un gran impacto ambiental a la hora de la construcción, ya que altera el caudal de agua, la flora y fauna de la zona.

4.3.2.4. Energía biomasa

Según la real academia española la biomasa se define como : “Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía."Por otro lado, Fernández (2003) la define como: “Un conjunto heterogéneo de materias orgánicas, tanto por su origen como por su naturaleza."De esta forma la biomasa es conformada por sustancias provenientes de seres vivos, almacenando una cierta cantidad de energía que puede ser utilizada de distintas formas a través de diversos procesos (de Juana et al., 2003).

Si hacemos alusión al contexto energético se refiere a aquella fuente de energía renovable en base a materia orgánica, y por consecuencia todos sus derivados que se utilicen para este fin se denominan biocombustibles. Dentro de estos, podes encontrar 3 categorías, dependiendo en el estado en que se encuentren:

- biocombustibles sólidos para fines térmicos y eléctricos (leña sin procesar, pelets, paja, carbón vegetal, astillas)
- biocombustibles líquidos o biocarburantes (biohidrocarburos, alcoholes, aceites vegetales, aceites de pirólisis)
- biocombustibles gaseosos (gas de gasógeno, biogás, hidrógeno)

Es necesario desarrollar un balance de la energía que se obtendrá del proceso, pudiendo ser insignificante en comparación a los recursos empleados.

4.3.2.5. Energía geotérmica

Se obtiene del calor que se mantiene al interior del planeta Tierra. Su obtención puede ser a través del agua contenida al interior que alcanza elevadas temperaturas o a través de las mismas rocas calientes.

Si bien este tipo de energía debería encontrarse en todas partes, no puede ser explotada en cualquier sitio del planeta, debido a que la distribución no es equitativa. Existen dos formas en las que se puede apreciar este tipo de energía, la primera es en aguas termales o géisers donde el calor se disipa de manera continua por lo tanto, se pierde su aprovechamiento, o la segunda forma es en ciertos lugares donde las condiciones geológicas permiten obtener ese calor contenido a profundidades más accesibles. Generalmente estas zonas marcan bordes de placas tectónicas, intensa actividad sísmica y estructuras volcánicas.

Para poder explotar este recurso (Bruni, 2014) es necesario contar con las siguientes condiciones:

- una gran cantidad de calor contenido a distancias accesibles
- niveles porosos (reservorios) donde se almanece un fluido geotérmico que permita extrar calor desde las pronfundidades hasta la superficie
- niveles impermeables más superficiales (capasellos) que impidan la migración de los fluidos geotérmicos contenidos dentro del reservorio hacia la superficie.

Además de ser una energía renovable también se característica por tener un bajo impacto ambiental. Este tipo de energía no es promovida en países en vías de desarrollo de acuerdo a la factibilidad y rentabilidad de los proyectos.

4.3.2.6. Energías marinas

Es la energía obtenida del mar, que se considera renovable, ya que este recurso se estima inagotable. Es una energía limpia y que solo se ha explotado muy limitadamente. Se observa inclusive que cerca del 80 % del planeta tierra es agua, y casi alrededor del 95 % corresponde a océanos. Chile en particular se caracteriza por su gran franja costera, que cubre mas de 4.000 km de longitud, posicionándolo como uno de los países con mayor potencial de obtención de energía marina. Se ha estimado que el potencial energético marino chileno podría satisfacer toda la demanda de energía a nivel país, pudiendo ser una gran ventaja a nivel de desarrollo.

Se debe mencionar que lo océanos poseen distintas características con lo que es posible obtener distintos tipos de energías marinas de acuerdo a estas. Se distinguen 5 tipos principalmente:

- Energía undimotriz
- Energía mareomotriz
- Energía de las corrientes
- Energía mereomotérmica
- Energía azul

5 | Antecedentes generales

5.1. Matriz energética chilena

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres grandes áreas que conjuntamente hacen posible la disponibilidad de la energía en gran parte del territorio. Sistema eléctrico es como se denomina la conexión física entre estos tres sectores.

El primero conocido como "Generación" tiene la funcionalidad de producir o generar como su nombre lo indica, la energía eléctrica a través de distintas tecnologías y fuentes (Generadora de Chile AG, 2017). El segundo sector se denomina "Transmisión" y hace llegar la energía a todos los puntos del sistema eléctrico en altos niveles de voltajes. Por último esta el área de "Distribución" que realiza lo mismo que el anterior, pero en niveles más reducidos de voltaje, para que la energía llegue a los consumidores finales. El primer sector está regulado bajo la libre competencia, mientras que los otros dos son monopolios naturales.

Desde fines del 2017 que Chile está compuesto solo por tres sistemas eléctricos independientes que cuentan con una capacidad instalada a septiembre de 2018 de 23.006,86 MW.

- *Sistema eléctrico Nacional (SEN):* Nació de la unión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) y a septiembre del 2018 cuenta con una capacidad instalada de 22.839,79 MW (Comisión nacional de energía, 2018b), correspondiente al 99,3 % de la capacidad total instalada neta en Chile. A su vez, el sistema se divide según la fuente de donde se extraiga la energía, donde solo el 18 % aproximadamente corresponde a fuentes de energías renovables no convencionales excluyendo la hidráulica, ver figura 5.1.

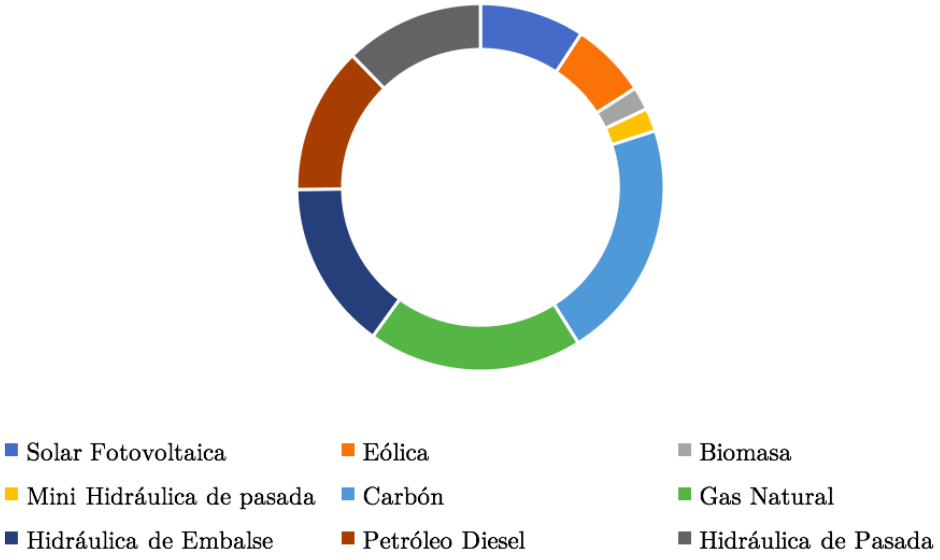


Figura 5.1: Capacidad instalada neta del SEN según fuente de energía en MW.

Fuente: elaboración propia.

- *Sistema de Aysén (SEA):* este sistema solo abastece a la región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo y cuenta con una capacidad instalada neta de 62,82 MW equivalente al 0,3 % de todo el sistema eléctrico chileno. La producción conforme la fuente de energía, ver figura 5.2, es de 36,40 MW por combustibles fósiles, específicamente petróleo diesel, 3,78 MW por energía eólica y el resto por energía producida por mini-centrales hidráulicas de pasada.

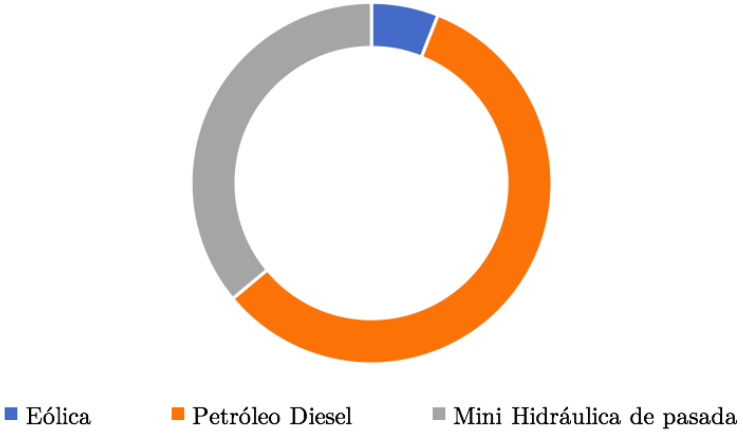


Figura 5.2: Capacidad instalada neta del SEA según fuente de energía en MW.

Fuente: elaboración propia.

- *Sistema de Magallanes (SEM):* produce energía para la región de Magallanes y la

Antártica Chilena, con una capacidad instalada neta de 104,25 MW igual al 0,4 % de todo la capacidad chilena instalada. Este sistema cuenta con un alto porcentaje de energía no renovable, equivalente al 97,55 % de toda la capacidad del SEM, producto del gas natural y petróleo diesel.

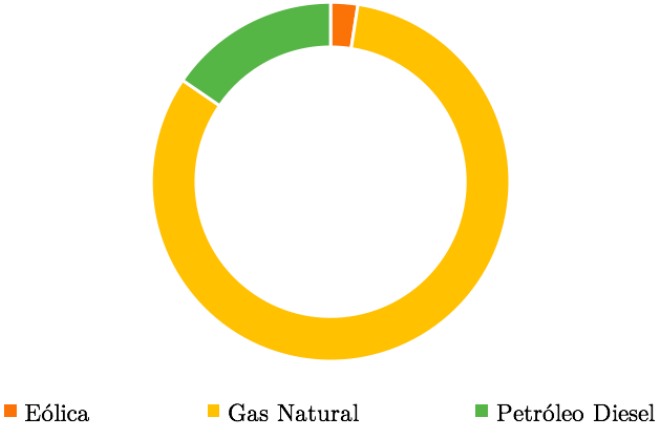


Figura 5.3: Capacidad instalada neta del SEM según fuente de energía en MW.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 5.4 se puede observar la capacidad instalada neta por sistema.[4]

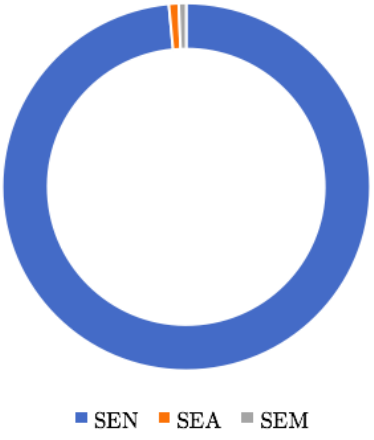


Figura 5.4: Distribución de la capacidad instalada neta de todo el sistema eléctrico chileno en MW.
Fuente: elaboración propia.

Actualmente Chile no cuenta con ningún tipo de fuente de energía marina como parte de generación eléctrica en sus sistemas eléctricos, pero sí ha crecido el nivel de interés

[4]No considera los sistemas de “Los Lagos” (7MW), “Isla de Pascua” (4MW) y la central de gas natural ubicada en Salta, Argentina.

en investigar y desarrollar herramientas útiles para medir el potencial energético con que cuenta el país debido a su gran franja costera. Es así, como varias iniciativas se han ido creando con un objetivo común, lograr conocer, desarrollar y potenciar tecnologías que permitan un desarrollo sustentable. Es el caso de Meric, un centro que funciona como plataforma colaborativa, que pretende establecer un referente nacional e internacional en energía marina renovable, que impulse el desarrollo de la energía marina a través de la investigación aplicada, del desarrollo tecnológico y de la innovación. A nivel mundial existe un centro dedicado al desarrollo de tecnologías marinas denominado EMEC (European Marine Energy Centre), ubicado en Orkney, Escocia. Su propósito es poder ofrecer a desarrolladores de estas tecnologías, las condiciones de energía marina lo suficientemente buenas para poder probar prototipos a gran escala conectados a la red.

5.2. Energía undimotriz

La energía undimotriz o mayormente conocida como energía producida por las olas, es un tipo de fuente renovable no convencional. Se puede considerar con un tipo de energía proveniente del sol, debido a que las olas se forman por lo vientos que soplan sobre la superficie marina, y estos a su vez, son generados por el calentamiento diferencial de la tierra, producto del sol. A pesar de no ser predecible el comportamiento de las olas existen tres procesos principales que pueden describir su formación (Thorpe, 1999):

- El aire que fluye sobre el mar ejerce una tensión tangencial en la superficie del agua, lo que resulta en la formación y el crecimiento de las olas.
- El flujo de aire turbulento cerca de la superficie del agua crea tensiones de corte y fluctuaciones de presión que varían rápidamente. Cuando estas oscilaciones están en fase con las ondas existentes, se produce un mayor desarrollo de las ondas.
- Por último, cuando las ondas de olas alcanzan un cierto tamaño, el viento puede ejercer una fuerza más fuerte en dirección del viento (barlovento), provocando un crecimiento adicional de la onda. El proceso se maximiza cuando las velocidades del viento y las olas son iguales.

En cada una de estas etapas, el viento va transfiriendo energía a las olas, pero la cantidad dependerá de diversos factores como: duración del viento, distancia a la que se encuentre el viento sobre el agua (alcance), batimetría del fondo marino, entre otros. Las olas que se encuentran en el punto de origen donde se generan se denominan "olas de tormenta" ya que provocan movimientos irregulares y complejos. Se caracterizan por propagarse en la dirección de su formación incluso después que el viento desaparezca, además las pérdidas de energía son mínimas lo que indica que pueden viajar grandes distancias desde el punto de origen.

A lo largo de la historia se han llevado a cabo diversos estudios que han intentado medir el potencial energético proveniente de las olas a gran escala. En la figura 5.5 se puede observar como se distribuye este potencial en kW/m (Polinder y Scuotto, 2005). También se percibe que los sitios de mayor potencial undimotriz son: la parte inferior de América Latina y la zona norte-oeste de Europa frente a Escocia.



Figura 5.5: Distribución de energía de las olas en mar abierto expresada en kW por metro de frente de onda.
Fuente: Polinder y Scuotto (2005).

5.2.1. Olas

Una ola se define como un tipo de onda mecánica, bidimensional, transversal y no periódicas que se forma a causa del viento, ver figura 5.6. Por lo tanto, una ola posee los mismos parámetros que una onda, ver figura 5.7. Los parámetros principales son: la amplitud (A), la longitud de onda (λ) y la altura (H). La parte más alta recibe el nombre

de cresta y la más baja de seno o valle. Además, las partículas describen un movimiento circular dentro de una ola, ver figura 5.8, es decir, un desplazamiento perpendicular al frente de propagación de la ola.

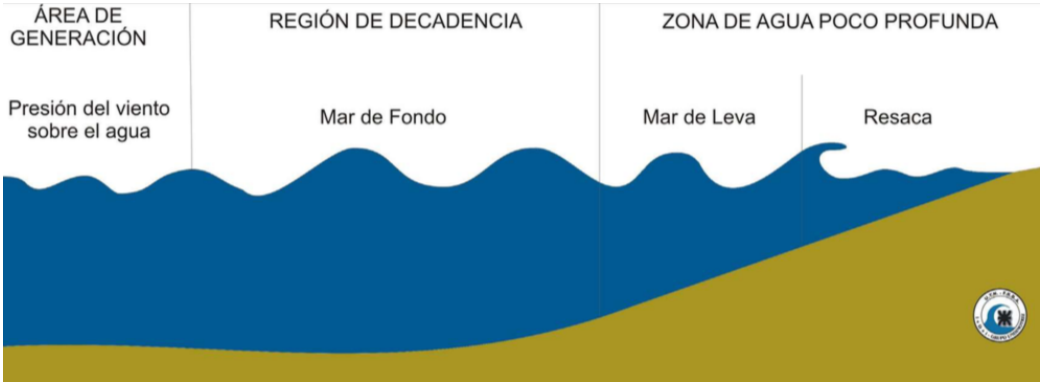


Figura 5.6: Etapas de generación de ondas marinas.
Fuente: Pelissero et al. (2011).

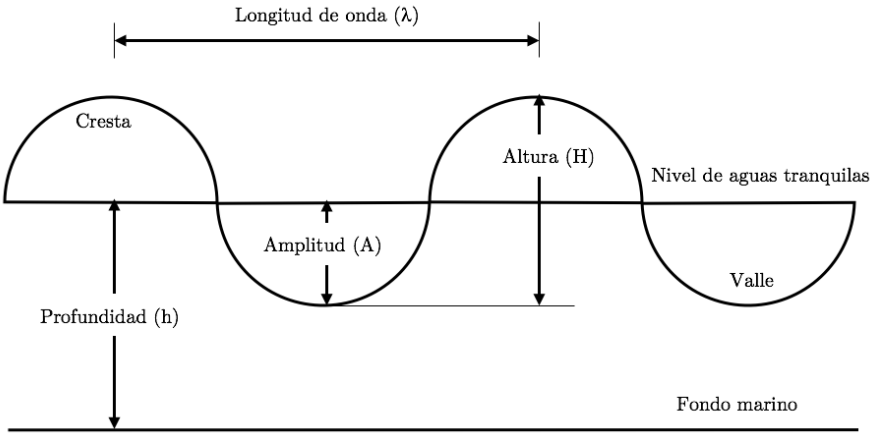


Figura 5.7: Parámetros de una onda marina.
Fuente: elaboración propia.

Otros parámetros importantes a considerar son: H_s que representa la altura media del tercio de las olas con mayor altura y T que indica el tiempo transcurrido para que por un punto pasen dos crestas o dos valles sucesivos de un mismo tren de olas (período). Estas dos variables forman parte fundamental del análisis del potencial energético de la ola.

5.2.1.1. Clasificación de olas

Las olas poseen diversos criterios de clasificación que se detallan a continuación. En la figura 5.9 está detallado como se distribuye el nivel de energía que se le atribuye a cada

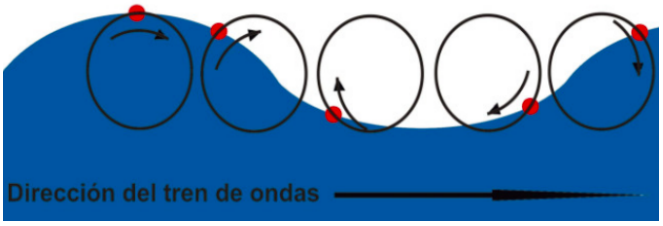


Figura 5.8: Movimiento circular de una partícula en una onda marina.
Fuente: Pelissero et al. (2011).

clasificación.

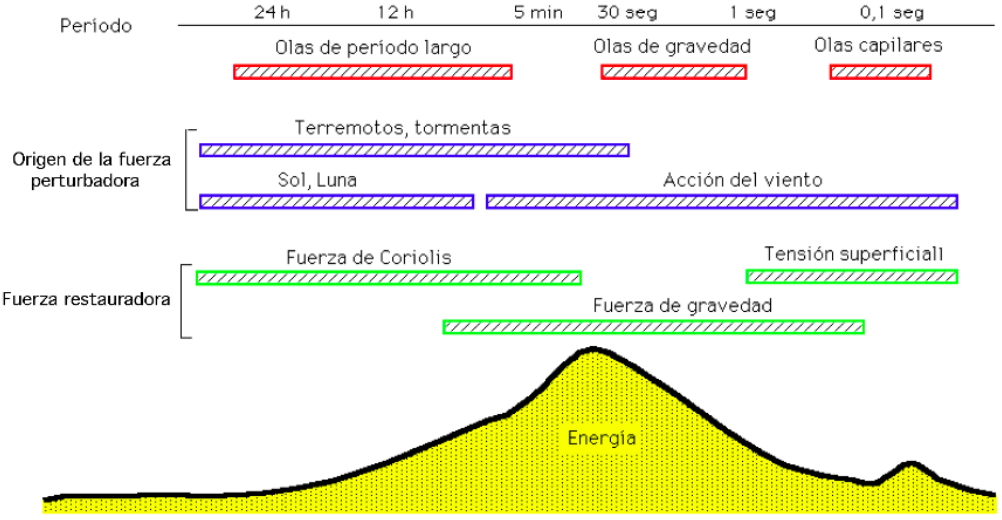


Figura 5.9: Tipos de olas y su nivel de energía.
Fuente: Diéz (sf).

1. Tipo de onda

   - Onda estacionaria: varios puntos tienen movimiento nulo y uno o varios puntos poseen desplazamiento máximo.
   - Onda transitoria o progresiva: depende del tiempo y posición, por lo que su estructura va variando.

2. Profundidad

   Las olas se pueden clasificar de acuerdo a la profundidad a la que se encuentren respecto del fondo marino, haciendo referencia al cociente entre la profundidad (h) y la longitud de onda de la ola (λ). Se distinguen 3 clases.

- Agua profunda: $1/2 < h/\lambda$
- Agua intermedia: $1/20 < h/\lambda < 1/2$
- Agua somera: $h/\lambda \leq 1/20$

En estas tres categorías, las partículas describen movimientos diversos, iniciando por movimientos circulares en aguas profundas hasta lograr movimientos elípticos a medida que disminuye la profundidad. La excentricidad de las elipses aumenta hasta conseguir un movimiento lineal, ver figura 5.10 .

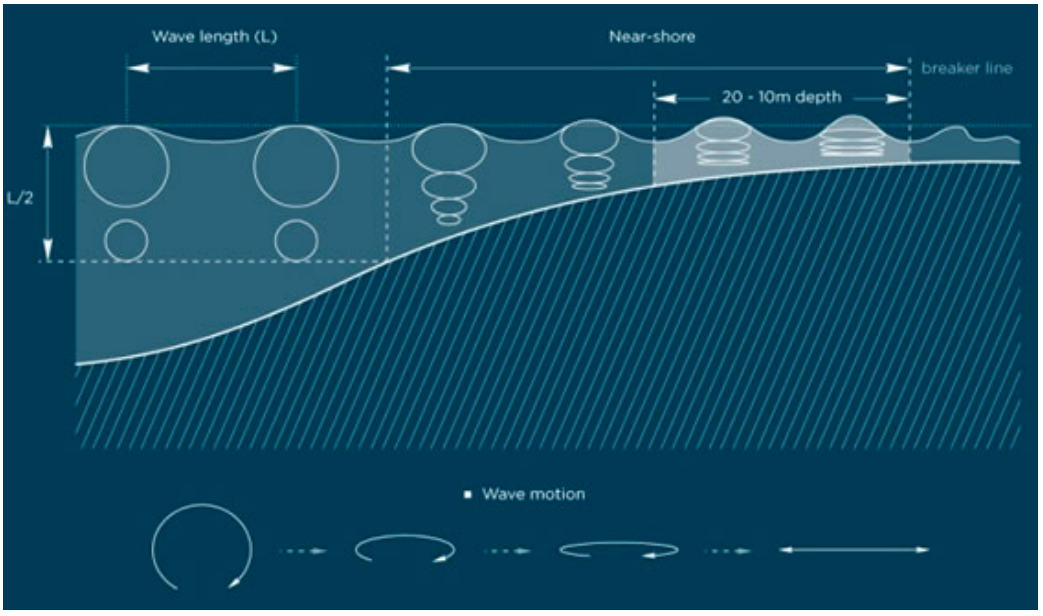


Figura 5.10: Movimiento de una partícula en una onda marina de acuerdo a la profundidad. Fuente: AW Energy (2018).

3. Duración

- Olas de período largo: $5 \text{ min} < T < 24 \text{ h}$
- Olas de gravedad: $1 \text{ s} < T < 30 \text{ s}$
- Olas capilares: $T < 1 \text{ s}$

4. Tipo de fuerza

- Fuerza perturbadora: puede ser generada por diversas fuentes, principalmente viento, terremotos, tormentas, el sol o la luna.

- Fuerza restauradora: son tres, la fuerza de Coriolis, asociada a la rotación de la Tierra, la fuerza de gravedad y la tensión superficial.

5. Linealidad

- Teoría de olas lineal: se denomina como teoría lineal al estudio del comportamiento del oleaje pero solo considerando una única ola predominante. Esta teoría considera la velocidad o celeridad independiente de la profundidad del fondo marino pero dependiente de la longitud de onda de la ola. Esta teoría es aplicable a ondas que posean un cociente H/ λ igual o inferior a 1/50.
- Teoría de olas no lineal: por el contrario a la teoría anterior, esta teoría analiza un conjunto de olas y no una sola en particular y es aplicable en ondas con cociente H/λ superior a 1/7. Se puede explicar mediante dos teorías: teoría de Stokes o de la onda solitaria.

5.3. Energía mareomotriz

Energía proveniente de las mareas o energía mareomotriz es un tipo de fuente renovable no convencional. Las mareas son fluctuaciones periódicas del nivel de los océanos debidas principalmente a la atracción gravitatoria de la Luna y en menor cuantía, a la del Sol y al movimiento de rotación de la Tierra, ya que el primer cuerpo ejerce una fuerza 2,2 veces mayor que la del Sol. La Luna a pesar de contar con una masa menor al Sol (del orden de 27 millones de veces), afecta en mayor medida por su proximidad a la Tierra (55 % de la atracción aproximadamente).

El fenómeno de la marea ocurre dos veces cada 24 horas, 50 minutos, y 28 segundos (Rourke et al., 2010b) aproximadamente, apreciando un retraso en el proceso de 50 minutos cada día. Para poder comprender de mejor manera se muestra la figura 5.11, donde se aprecia el sistema Sol-Luna-Tierra y las fuerzas correspondientes, donde F_a es la fuerza generadora de la marea, F_L es la fuerza lunar, F_S es la fuerza solar, F_h es la componente horizontal de la fuerza generadora de la marea, F_V es la componente vertical de la fuerza generadora de la marea y g es la aceleración de gravedad de la Tierra. La componente vertical es despreciable en comparación con la componente horizontal, ya que, tiene el

poder de afectar sobre grandes distancias horizontales para desplazar grandes cantidades de masas de agua de un hemisferio a otro.

La causa de la marea se desprende de dos fuerzas principalmente, la fuerza de atracción y centrífuga. Esta última producida por el movimiento de rotación de la Tierra al recorrer su órbita alrededor del centro de gravedad del sistema Tierra-Luna, la cual aumenta el nivel del mar posicionado más lejos de la Luna. A su vez la fuerza de atracción de la Luna provoca el mismo efecto pero en la zona más cerca a la Tierra, observar figura 5.12. A su vez el Sol provoca el mismo efecto pero en menor medida, por lo tanto cuando el Sol y Luna se encuentran alineados el efecto se potencia (marea viva o pleamar) y cuando se encuentran en 90º sus efectos se compensan (marea muerta o bajamar), ver figura 5.13. Las corrientes que ocasionan la pleamar se denominan de flujo y las que ocasionan la bajamar se nombran de reflujo.

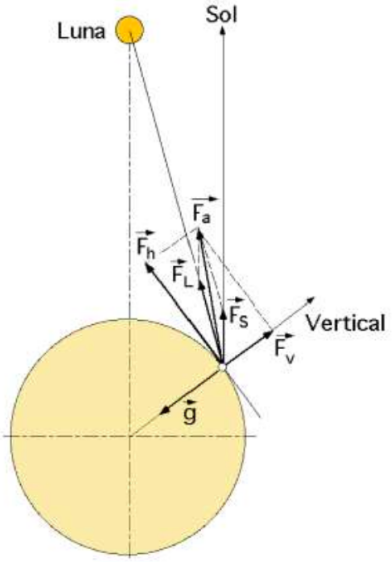


Figura 5.11: Fuerza generadora de la marea.

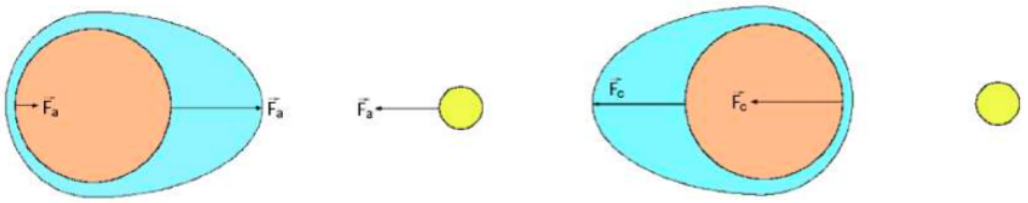
Fuente: Diéz (sf).

Al poder determinar la posición de la Luna, del Sol y de la Tierra resulta previsible estimar cuando y en que medida ocurrirán las mareas, convirtiéndose en una ventaja frente a otro tipo de energías.

El análisis y desarrollo de esta energía remonta del siglo XI en el Reino Unido, donde se utilizaban molinos de mareas. Con el correr de los años su estudio se fue intensificando y depurando hasta que en 1966 se inauguró en Francia, la primera central mareomotriz denominada 'La Rance Tidal Power Station". Ubicada en la desembocadura del río Rance donde se crea un dique artificial para el aprovechamiento de las mareas, que contaban con una amplitud de máximo 13,5 metros.

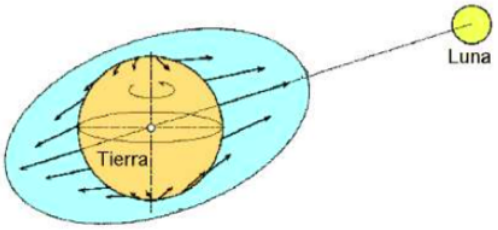
En el mundo existen numerosos sitios donde el recurso energético es prometedor. La figura 5.14 indica los principales sitios con mayor potencial de acuerdo a diversos estudios y mediciones.

Las principales corrientes de marea se encuentran en: Océano Ártico, canal Inglés, Mar



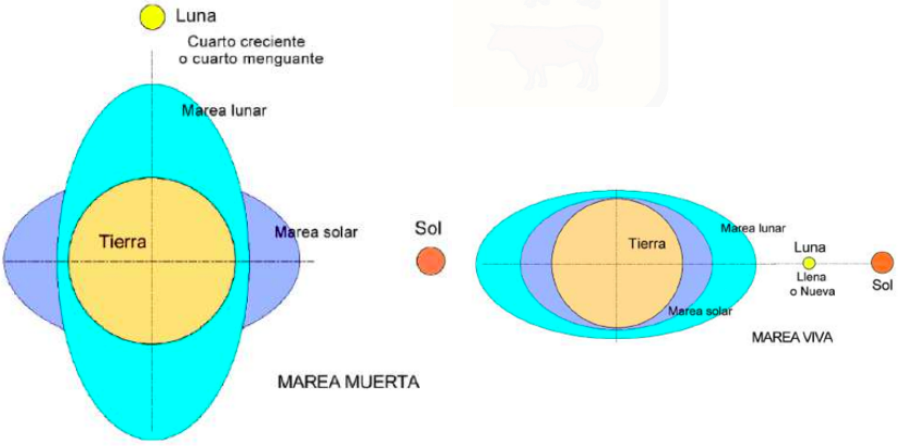
(a) Efecto de la fuerza atractiva sobre las masas de agua.

(b) Efecto de la fuerza centrífuga sobre las masas de agua.



(c) Efecto combinado de la fuerza atractiva y centrífuga.

Figura 5.12: Efectos de la fuerza centrífuga a atractiva sobre la Tierra.
Fuente: Diéz (sf)



(a) Marea muerta.

(b) Marea viva.

Figura 5.13: Tipos de mareas.
Fuente: Diéz (sf)

de Irlanda, Skagerrak – Kattegat, Golfo de México, Golfo de San Lorenzo, Bahía de Fundy, Amazonas, Río de la Plata, Estrecho de Magallanes, Gibraltar, Messina, Sicilia, Bósforo (Rourke et al., 2010a). Para ser considerado un sitio apto para explotar el recurso de debe contar con una velocidad del flujo mayor a 2,5 m/s.

La generación de energía se produce al aprovechar esta variación de altura de las

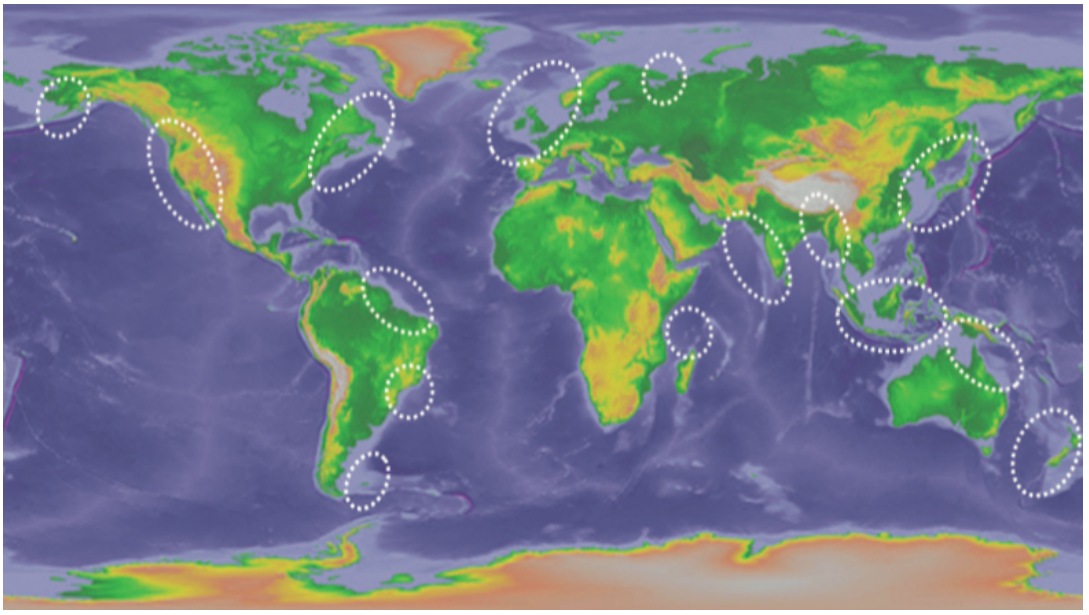


Figura 5.14: Potencial energético mareomotriz a nivel mundial.
Fuente: López-González et al. (2010).

mareas. Para análisis del recurso es necesario considerar que se deben restar los efectos de las limitaciones para obtenerlo como lo son la tecnología, la batimetría y la exposición de las olas.

5.3.1. Mareas

Asumiendo un análisis armónico de las ondas de la marea, se tiene que las ondas que la componen están descritas por la ecuación 5.1:

$$h = acos(wt + \varphi) \tag{5.1}$$

Donde h es la variación del nivel del agua del mar, a es la amplitud de la marea, w es una constante que depende de las condiciones astronómicas, t es el período y φ es la fase de cada onda y varía según la posición.

5.3.1.1. Clasificación de mareas

De acuerdo a como se propaga la fuerza de atracción, dependiendo de la profundidad y bordes costeros, se producen interferencias entre las mareas, causando interferencias constructivas o destructivas.

- Mareas semidiurnas

  También se conocen con el nombre de ondas diurnas, y son influenciadas por la componente lunar y la componente solar.

- Mareas diurnas

  Las ondas diurnas se ven afectadas por la componente lunar diurna, la componente solar diurna y la onda de declinación mixta Luna-Sol. Estas ondas tienen amplitudes máximas en los solsticios y en los equinoccios.

La interferencia entre estas dos ondas crea la onda total. Esta puede variar dependiendo del lugar geográfico en que se encuentre, predominando en algunos casos un tipo de onda por sobre la otra.

6 | Tecnologías

El enfoque de este trabajo se centra en la aplicación de tecnologías adecuadas que permitan extraer la energía obtenida de dos fuentes de energía renovables no convencionales como son la energía undimotriz y mareomotriz. La primera en base al movimiento de las olas y la segunda al de las mareas.

Independiente del tipo de fuente los dispositivos marinos se pueden clasificar según la profundidad en la que se localizan.

6.1. Profundidad de ubicación

Es una clasificación en base a que tan distante de la costa se encuentran los dispositivos y a que profundidad.

6.1.1. Offshore

Estos equipos se ubican lejos de las zonas costeras, es decir, en aguas abiertas y generalmente a una profundidad de a lo menos 50 metros. Además no tienen restricción de altura de la ola ni de profundidad para su instalación. En algunas zonas las olas pueden alcanzar 30 metros de altura lo que indica un gran posible aprovechamiento del potencial energético.

Pueden encontrarse flotando o sumergidos. Su desarrollo es lento debido al alto costo de instalación, mantenimiento y creación de los equipos, ya que, se requieren materiales resistentes, a prueba de todos los efectos marinos y que garanticen una vida útil razonable.

6.1.2. Near-shore

Son dispositivos ubicados en aguas poco profundas entre 10 y 40 metros y a una relativa distancia de la costa. Las ventajas de este tipo de sitios se debe a que pueden instalarse tecnologías de gran tamaño, existe un comportamiento más uniforme de las olas, menores costos de cableado, mantenimiento e implementación en comparación con los offshore.

Por otro lado, las desventajas presentes se asocian al nivel de energía que se puede obtener con respecto a los dispositivos offshore, a causa de la menor altura significativa de las olas y el mayor peso al que estarán sometidos a causa del rompimiento de las olas.

6.1.3. Shoreline

También conocidos como dispositivos inshore u on-shore. Se ubican muy cerca de la costa y a una profundidad baja entre 10 y 15 metros. Las ventajas debido a la cercanía de la tierra son el bajo costo en mantenimiento, funcionamiento, instalación, cables submarinos, amarres y fácil acceso. La mayoría suele construirse con estructuras de apoyo como rompeolas, depósitos de agua o simplemente estructuras de protección distribuyendo el costo de ingeniería.

Las desventajas radican en la dificultad de aplicar economías de escalas, en vista que en la mayoría de los casos no es posible instalar varios dispositivos porque son proyectos más individuales, la menor disponibilidad de energía que se puede extraer de la zonas y el riesgo de catástrofes climáticas y ambientales.

6.2. Dispositivos para el aprovechamiento de olas

Existen diversos criterios para clasificar los dispositivos, entre ellos se encuentran: las maneras en que absorben la energía de las olas o la orientación de ubicación respecto al oleaje.

También reciben el nombre de WECs debido a sus siglas en inglés, wave energy converters. Solo se nombran algunos dispositivos existentes según European Marine Energy Centre Ltd. (2017b), el resto se puede apreciar en el anexo A.3.

6.2.1. Forma de absorber la energía

6.2.1.1. Columna de agua oscilante

También conocidos como OWC por sus siglas en inglés “Oscillating water column” y se clasifican de acuerdo al tipo de estructura.

1. Estructuras fijas OWC

   Son denominados como los dispositivos de primera generación y la mayoría se sitúa en la orilla o cerca de la costa y aquellos sistemas que se han construido y desarrollado en aguas costeras abiertas son muy pocos en comparación con todos aquellos que han sido propuestos. Se fijan al fondo marino o a acantilados de rocas, por lo tanto, no requieren de una gran inversión en cables y amarres, ya que, las profundidades en las que se encuentran son relativamente pequeñas.

   El mecanismo de funcionamiento es a través del aire que queda atrapado dentro de la estructura hueca de hormigón o acero. La parte superior queda sobre el nivel del mar con una turbina de aire (normalmente bidireccional de tipo Wells) en su interior y la parte inferior queda sumergida dando paso al ingreso de agua, ejerciendo presión sobre del aire retenido para que circule por de la turbina que conduce a un generador eléctrico, es decir, se produce un movimiento oscilante de la masa de aire producto de las olas, ver figura 6.1.

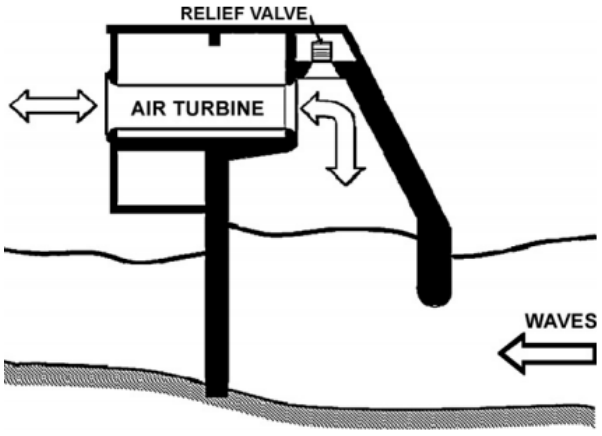


Figura 6.1: Sección transversal de un OWC fijado al suelo marino.
Fuente: European OWC Wave Power Plant on the Island of Pico/Azores (2006).

El área transversal de estos equipos ronda entre los 80 y 250 m^2 y puede llegar a una capacidad instalada desde 60 kW hasta 500 kW. Incluso fabricando paredes en la dirección de las olas el efecto de absorción de energía podría verse acentuado (Falcão, 2010).

2. Estructuras flotantes OWC

Una de las más conocida es la boya de conducto doblado hacia atrás "BBDB", es decir, el conducto OWC se dobla hacia atrás de la dirección de la ola incidente como se muestra en la figura 6.2, debido a que resulta ser más eficiente que si el conducto se coloca en sentido contrario. De esta manera, la longitud de la columna de agua podría llegar a ser lo suficientemente grande para lograr resonancia, manteniendo el calado de la estructura flotante dentro de los límites aceptables.

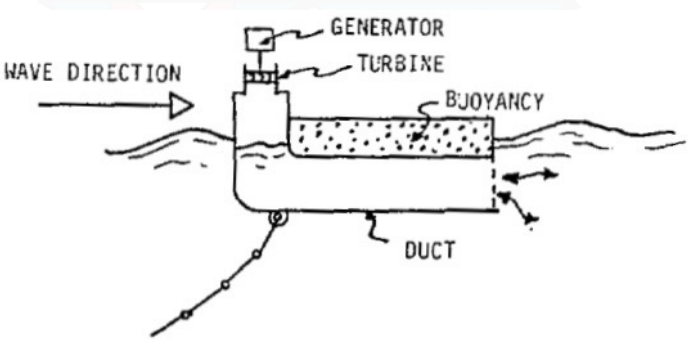


Figura 6.2: Sección transversal de un BBDB.
Fuente: Masuda et al. (1987).

Otro dispositivo creado por el centro de tecnología y ciencia marina de Japón se denomina "The Mighty Whale" y se aprecia en la figura 6.3. Posee tres cámaras de aire ubicadas en la parte frontal y tanques que le permiten flotar. Cada cámara de aire esta conectada a una turbina de aire del tipo Wells que conduce a un generador eléctrico. Comenzó a funcionar el año 1998 y su capacidad estaba estimada en 110 kW.

El "Spar Buoy" y el "Sloped Buoy" son otros equipos construidos dentro de esta misma categoría. El primero, podría relacionarse a uno de los sistemas más simples de un dispositivo OWC flotante. Está compuesto por un tubo vertical sumergido, abierto por ambos extremos y axisimétrico. La parte superior esta conectada a un

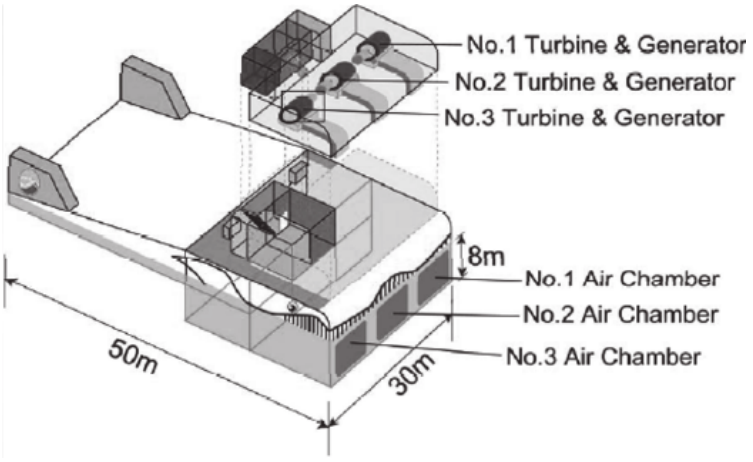


Figura 6.3: The Mighty Whale creado por Japón.
Fuente: Japan Marine Science and Technology Center (1998).

flotador y su movimiento es similar al de un tirón. El largo del tubo determinará la magnitud de la frecuencia de resonancia de la columna interior de agua.

El segundo, ver figura 6.4, como su nombre lo indica, boya inclinada, es una estructura ladeada compuesta por tres tubos y una boya. A diferencia del anterior, este oscila de acuerdo al ángulo de inclinación, provocando un movimiento intermedio entre el tirón y la dirección de la ola.

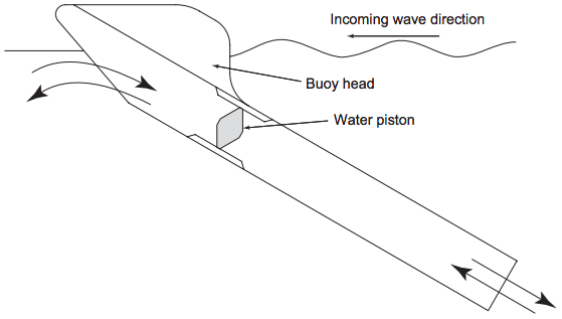


Figura 6.4: Sloped buoy.
Fuente: Payne et al. (2008).

6.2.1.2. Movimiento oscilatorio

Estos equipos pueden encontrarse completamente sumergidos bajo el agua o flotando y frecuentemente se encuentran alejados de las zonas costeras, en profundidades superiores a 40 metros. Esta misma razón, más los problemas asociados al amarre, dificultades en el acceso para los mantenimientos y la necesidad de cables submarinos más largos es lo que

los convierte en sistemas más complejos y menos desarrollados.

1. Estructuras flotantes

1.1 *Boyas*

La manera de captar energía es a través del movimiento vertical producido por las olas. Estas, en la parte inferior están conectadas con un tubo que a su vez se une al generador que produce electricidad. Algunos también denominan esta categoría como absorbedores puntuales [5] debido a que las dimensiones de estos equipos son muy pequeñas en relación con el frente de ola.

Se pueden encontrar boyas de un solo cuerpo, ver figura 6.5, de dos cuerpos, con apoyo fijo al suelo marino, con sistema PTO, con fluido de aceite o agua. El dispositivo oscilación-cuerpo más simple es la boya de levantamiento.

En las boyas de dos cuerpos, ver figura 6.6, la energía se consigue del movimiento relativo entre dos cuerpos que oscilan de manera diferente. Si bien esto es una ventaja frente a los sistemas de una sola boya, padecen de problemas de control.

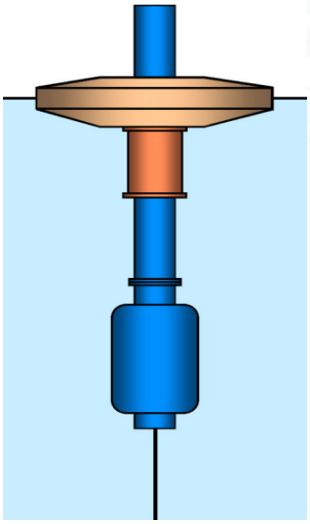


Figura 6.5: Convertidor de energía de onda con generador eléctrico lineal.

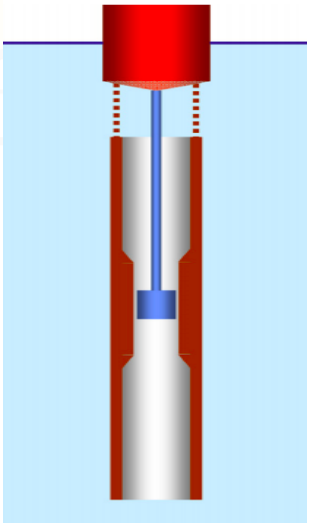


Figura 6.6: Representación esquemática de la boya IPS.

Fuente: Falcão (2010).

1.2 *Dispositivos inclinados "pitching"*

[5] Ver sección 6.2.2.1.

A diferencia de los primeros, el movimiento no es del tipo traslacional relativo, si no resulta ser del tipo rotacional relativo la conversión de energía. Los dispositivos que fueron reconocidos a lo largo de la historia son: “the nodding duck”, el pato que asiente, debido a su movimiento oscilante, creado por integrantes de la universidad de Edinburgo; la balsa inventada por Christopher Cockerell; el pelamis y “the Frog”, la rana, desarrollados ambos en el Reino Unido; la bomba de ola McCabe; el convertidor de energía de onda Searev y un convertidor creado por la empresa española Oceantec.

“The nodding duck”, se ubica lejos de la costa, está constituido por un flotador en forma de leva que oscila, ver figura 6.7. Las primeras versiones consistían en una cadena de patos montados en una espina larga alineada con la dirección de la cresta de la ola, con un sistema de toma de fuerza hidráulico-eléctrico (PTO). Posteriormente, se creo una nueva versión que incluía un giroscopio, pero ninguna llegó a la etapa de prototipo a gran escala en el mar.

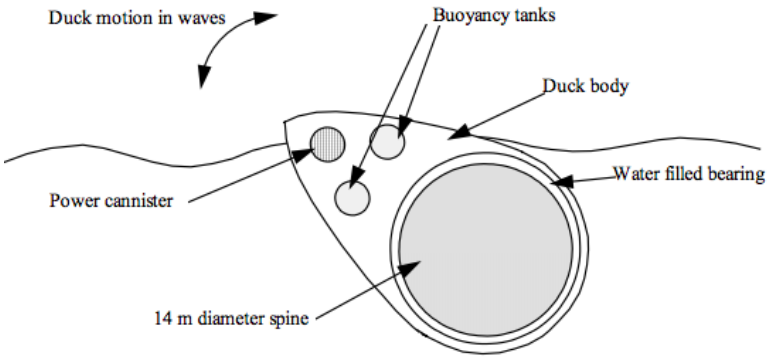


Figura 6.7: Versión de “The nodding duck” del año 1983.
Fuente: Thorpe (1999).

“La balsa” era un sistema unido por bisagras que intentaba seguir el contorno de la ola con un sistema PTO ubicado en cada bisagra. Fue el que dio pie a los dispositivos con mayor éxito actualmente: Pelamis y la bomba de ola McCabe. El Pelamis, como se aprecia enla figura 6.8, es una estructura articulada en forma de gusano compuesta por cuatro secciones cilíndricas con uniones de bisagras y alineadas con la dirección de la onda. El movimiento inducido por las olas de estas uniones es resistido por los cilindros hidráulicos, que bombean aceite

a alta presión a través de motores hidráulicos que accionan tres generadores eléctricos. Un dispositivo tamaño real tiene 150 metros de largo, 3,5 metros de diámetro y una potencia nominal de 750 kW.

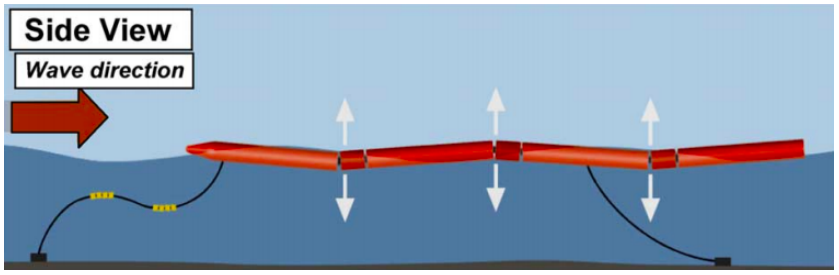


Figura 6.8: Vista lateral de la estructura de un Pelamis.
Fuente: Henderson (2006).

La bomba de ola McCabe consiste en pontones de acero rectangulares articulados entre sí, con el movimiento levantador del pontón central amortiguado por una placa horizontal sumergida como se muestra en la figura 6.9. Dos conjuntos de cilindros hidráulicos y una toma de fuerza hidráulica convierten los movimientos de rotación relativos de los pontones en energía útil.

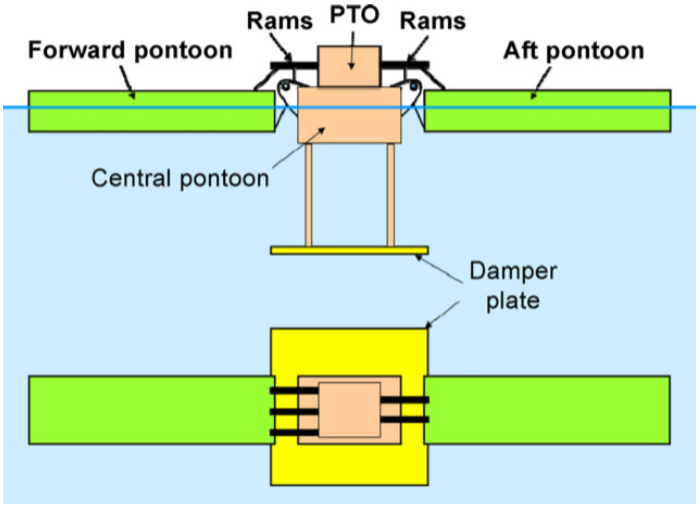


Figura 6.9: Vista lateral y superior de bomba de ola McCabe.
Fuente: Falcão (2010).

Otros equipos como el "Frog" es concebido por dos cuerpos en los que solo uno está en contacto con el agua, el otro está totalmente encerrado dentro del otro cuerpo, encapsulado. En la figura 6.10 se muestra la versión PS Frog 5 con una gran paleta flotante unida a un mango integral lastrado que cuelga debajo.

Las ondas actúan sobre la cuchilla de la paleta y el lastre debajo proporciona la reacción necesaria. Cuando el dispositivo está oscilando, la energía se extrae resistiendo parcialmente el deslizamiento de una masa de toma de fuerza, que se mueve en las guías sobre el nivel del mar.

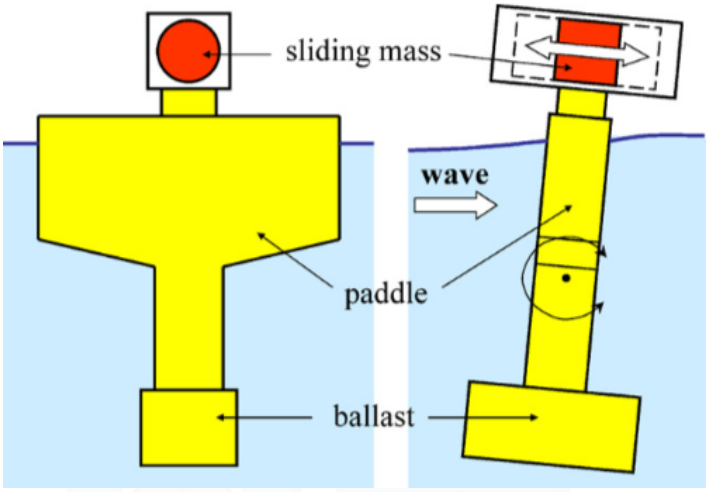


Figura 6.10: Vista frontal y lateral de PS Frog Mk 5.
Fuente: Falcão (2010).

El convertidor de energía de onda Searev es un dispositivo flotante que encierra una rueda pesada de eje horizontal que sirve como referencia de gravedad interna. Con el centro de gravedad de la rueda descentrado, ver figura 6.11, este componente se comporta mecánicamente como un péndulo. El movimiento de rotación de esta rueda pendular en relación con el casco, activa una toma de fuerza hidráulica que, a su vez, pone en marcha un generador eléctrico. Las ventajas de estos equipos tipo casco es la protección que entregan a los componentes internos de la acción del mar y no requieren sistemas de seguridad que limiten el golpe.

2. Estructuras sumergidas

2.1 *Efectos de presión*

Mejor conocidas como equipos sometidos al efecto Arquímides. Están compuestos por dos parte, una parte flotante y otra parte fija al fondo del mar, la que mantiene a la primera sumergida constantemente. En la figura 6.12 se aprecian

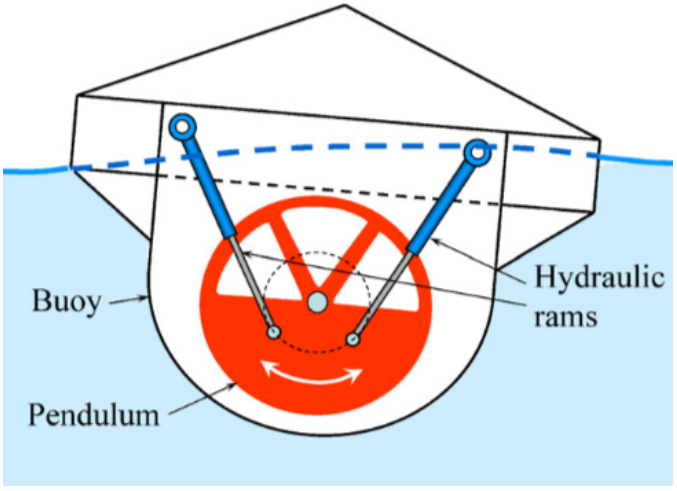


Figura 6.11: Vista transversal Searev.
Fuente: Falcão (2010).

las etapas del movimiento, el objeto flotante es empujado hacia abajo por la cresta de la onda y vuelve a su posición inicial debajo de una canal de la onda. Este movimiento es resistido por un generador eléctrico linear, con la presión de aire interior que actúa como resorte. Las oscilaciones son producto de una diferencia de presión.

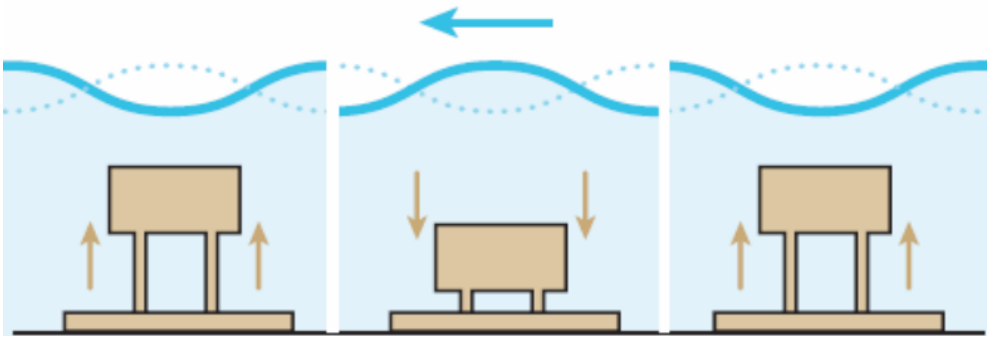


Figura 6.12: Efecto Arquímides.
Fuente: Ereño (2008).

Otra tecnología es la de onda de bombeo, figura 6.13, que consiste en un tubo de goma lleno de agua, amarrado al fondo marino que se mueve junto a las olas. El agua ingresa a través de la popa y la onda que pasa causa variaciones de presión a lo largo de la longitud del tubo, creando una "protuberancia". A medida que el bulto viaja a través del tubo, crece, acumulando energía que se puede usar para impulsar una turbina estándar de baja altura ubicada en la proa, donde el agua

regresa al mar.

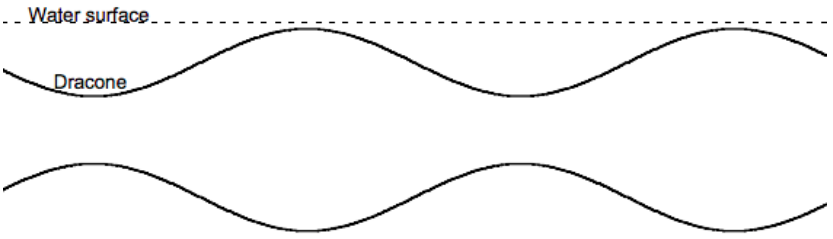


Figura 6.13: Tecnología de bombeo o "Bulge wave".
Fuente: Farley y Rainey (sf).

2.2 *Sistemas con bisagras inferiores*

Hace referencia a dispositivos basados en el péndulo invertido fijado al fondo marino. La figura 6.14 representa el mazo, creado por Stephen Salter, formado por un mástil flotante simétrico de acuerdo al eje vertical. La reacción de la toma de fuerza al lecho marino se realiza mediante un conjunto de cables enrollados varias veces alrededor de un torno-tambor que avanza tanto hacia delante como hacia atrás en la dirección de la ola predominante. La rotación recíproca activada por onda del tambor se convierte en energía útil por medio de un sistema hidráulico.

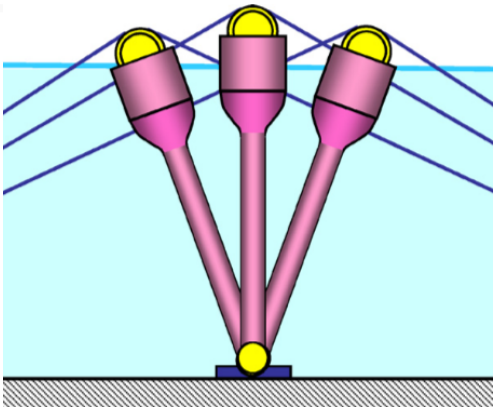


Figura 6.14: The mace.
Fuente: Falcão (2010).

Otros equipos como el Oyster, figura 6.15, y el WaveRoller están formados por una gran solapa flotante anclada al suelo del mar, cuyas oscilaciones de inclinación activan un conjunto de cilindros hidráulicos de doble acción ubicados

en el fondo marino que bombean un fluido de alta presión a la orilla a través de una tubería submarina. El flujo del fluido se convierte en energía eléctrica mediante un circuito hidráulico convencional. Estos dispositivos están diseñados para ser desplegados cerca de la costa en aguas relativamente poco profundas entre 10 y 15 metros. La principal diferencia entre estos dos, radica en que el Oyster puede no quedar completamente sumergido durante las oscilaciones, además de utilizar agua de mar como fluido y no aceite.

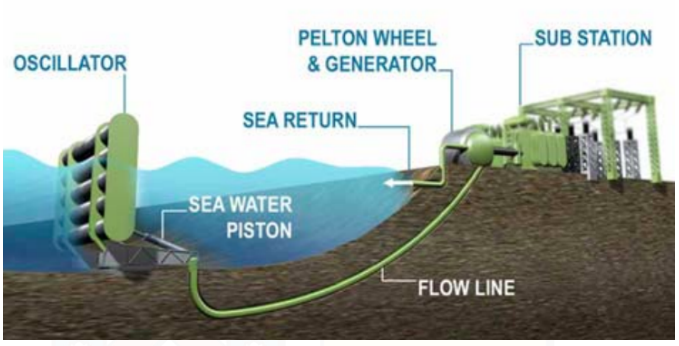


Figura 6.15: Sistema integrado con un dispositivo Oyster.
Fuente: Drew et al. (2009).

2.3 *Sistemas de muchos cuerpos*

Se destaca principalmente el F03, que no es una estructura completamente sumergida, como consecuencia de componerse de varios absorbedores puntuales [6] flotantes que reaccionan contra un marco común y comparten un PTO común. Consiste en un conjunto de 21 boyas asimétricas que oscilan en el aire respecto de una gran estructura flotante con forma cuadrada de muy baja frecuencia de resonancia y con una toma de fuerza hidráulica.

6.2.1.3. Rebosamiento

Otra manera de extraer energía de las olas es transformando la energía cinética de estas en energía potencial mediante el almacenamiento de agua en un depósito o tanque a mayor nivel medio de la superficie del mar circundante. El tanque se llena con el agua de las crestas de las olas. Luego el agua circula por unas turbinas para posteriormente ser

[6] Se detalla en la sección 6.2.2.1



Figura 6.16: Modelo de prueba de un FO3.
Fuente: SEEWEC (sf).

devuelta al mar. La gran diferencia con todos los equipos antes mencionados reside en el modelado de las ondas, ya que, no puede ser del tipo lineal.

Ejemplos de este principio se muestran en las figuras 6.17 y 6.18 que representan el Tapchan por sus siglas en inglés (Tapered Channel Wave Power Device) y el Wave Dragon respectivamente.

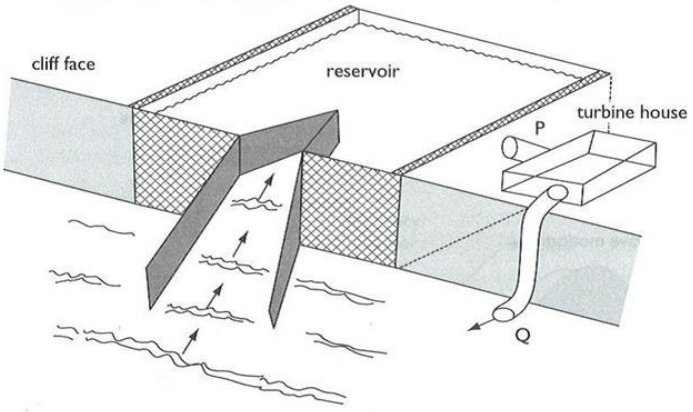


Figura 6.17: Tapchan.
Fuente: Chenari et al. (2006).

El primero, comprende un colector, un convertidor, un depósito de agua y una turbina de agua de baja altura. El colector es un canal que se estrecha gradualmente con alturas de pared iguales al nivel máximo del depósito. Su forma es similiar a la de un cono y sirve para concentrar las ondas entrantes antes de que ingresen al convertidor. Las ondas entran en el extremo ancho del canal y, a medida que se propagan por el canal de estrechamiento, la altura de la onda se amplifica hasta que las crestas de las olas se derraman sobre las

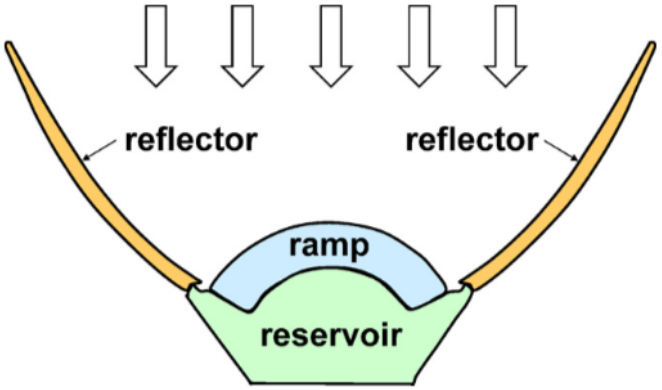


Figura 6.18: Wave Power.
Fuente: Falcão (2010).

paredes y llenan el depósito de agua. Como resultado, la energía de las olas se transforma gradualmente en energía potencial en la estructura de almacenamiento.

La función principal del depósito es proporcionar un suministro estable de agua a la turbina. Debe ser lo suficientemente grande como para suavizar las fluctuaciones en el flujo de desbordamiento del agua desde el convertidor.

El segundo, cuya estructura flotante de amarre consiste en dos reflectores de onda que enfocan las ondas entrantes hacia una rampa doblemente curvada, un depósito y un conjunto de turbinas hidráulicas.

6.2.2. Orientación respecto al oleaje

Esta clasificación hace referencia a la posición del dispositivo con respecto a la dirección de avance de la ola. En este caso, se brinda una idea sobre la forma en la que interactúa el equipo con la ola, en otras palabras, como es el contacto dispositivo-ola. En la figura 6.19 se muestra la comparación de las tres clasificaciones.

6.2.2.1. Absorbedores puntuales

Son estructuras pequeñas con relación a la ola incidente, pueden encontrarse en la superficie marina o sumergidas, de forma aislada o conjunta. Absorben la energía en todas las direcciones a través de los movimientos en o cerca de la superficie del agua y la transfieren a un sistema eléctrico, hidráulico o neumático. Tienden a tener formas esféricas o cilíndricas.

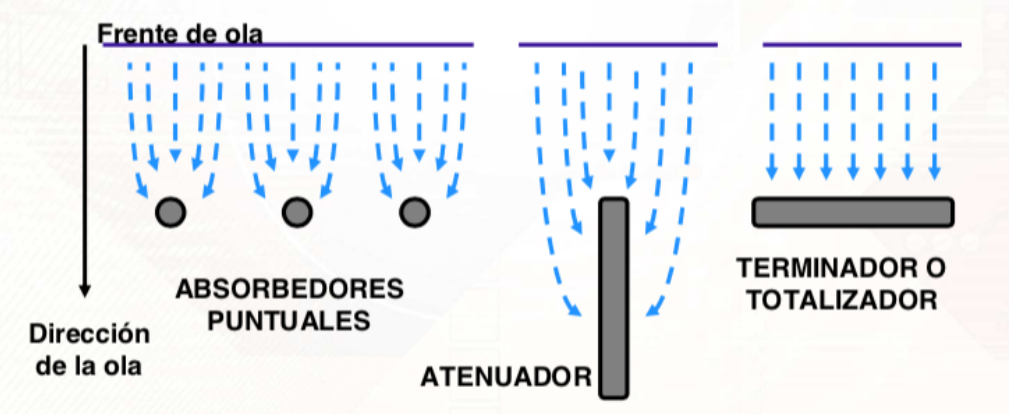


Figura 6.19: Clasificación de dispositivos según orientación respecto al oleaje.
Fuente: Ereño (2008).

6.2.2.2. Atenuadores

Se ubican perpendicularmente al frente de la ola, es decir, paralelamente a la dirección de la ola. Son estructuras largas flotantes, de gran envergadura y sus movimientos son amortiguados por lo que se exponen en menor medida a daños. La forma de extracción de energía es progresiva. Exigen mayor nivel de anclaje en comparación con los absorbedores puntuales.

6.2.2.3. Terminadores o totalizadores

El eje principal se ubica de manera paralela a la ola incidente y de forma perpendicular a la dirección de esta. Como su nombre lo indica tratan de captar la energía de una sola vez.

6.3. Dispositivos para el aprovechamiento de las mareas

Existen diversas formas de obtener energía de las mareas, en este informe se abarcarán diversas opciones: a través de obras civiles como son las presas o solamente dispositivos instalados individualmente como las turbinas. Estos dispositivos se pueden nombrar como TECs dado su nombre en inglés “Tidal energy converters”. Se nombrarán solo algunos TECs y los que aún se encuentren en fase de desarrollo o protitpo según European Marine Energy Centre Ltd. (2017a), el resto se puede observar en el anexo A.4.

6.3.1. Presas

Este tipo de estructura aprovecha la energía potencial de las mareas. Se construyen generalmente en bahías o estuarios que puedan experimentar una variación de marea mayor a cinco metros. Funcionan bajo el mismo principio que una central hidroeléctrica exceptuando por la dirección de la corriente que es en ambos sentidos. Están compuestas por turbinas, compuertas, terraplenes y esclusas. Se pueden clasificar en dos categorías de acuerdo a la cantidad de cuencas.

6.3.1.1. Presas de una sola cuenca

Requieren de una única cuenca que se ubique en una bahía o estuario, seperando en dos partes el lugar con una barrera de lado a lado. A su vez se clasifican según el método de generación de electricidad.

1. Generación por reflujo

   La cavidad se llena cuando el agua fluye a través de las compuertas durante la marea de inundación hasta lograr la altura máxima deseada para luego cerrarlas. Las turbinas se mantienen cerradas hasta que la marea del otro lado de la cuenca baje logrando su altura mínima. En ese momento, se crea un diferencial de altura hidrostática a través de la barrera, que se aprovecha para generar electricidad dejando salir el agua de la cuenca a través de las turbinas.

2. Generación por flujo

   Funcionan al revés de la generación por reflujo, es decir, durante la marea de inundación o flujo las compuerta y las turbinas están cerradas hasta que la altura de la cuenca resulte menor que la altura del agua al exterior de esta, generando un delta máximo de altura. Luego se abren las turbinas permitiendo el ingreso del agua a la cuenca. En bajamar se abren las compuerta para dejar salir la mayor cantidad de agua y volver a generar el mismo ciclo. Resulta un método menos favorable para el transporte marítimo y el medio ambiente que el anterior a causa de la disminución media del nivel del mar dentro de la cuenca (Rourke et al., 2010b).

3. Generación doble

   Es resultado de la mezcla de los mecanismos anteriores. Las compuertas y turbinas se cierran hasta casi el final del período de marea de flujo. Cuando termina, las turbinas se abren dejando ingresar el agua a la cuenca a través de ellas. Posteriormente al alcanzar la diferencia de altura hidrostática mínima para generar electricidad, las compuertas se abren y se vuelven a cerrar en pleamar, logrando un diferencial de altura pero esta vez del lado contrario, es decir, generando energía por reflujo. La ventaja principal es la reducción de períodos donde no se produce electricidad.

6.3.1.2. Presas de dos cuencas

Funciona de la misma forma que los sistemas por generación de reflujo, solamente que cuenta con dos cuencas o estucturas ubicadas a distintas alturas. La diferencia está en que parte de la energía generada en la etapa de reflujo es utilizada para bombear agua desde la cuenca ubicada a menor altura hacia la ubicada a mayor altura. Esto permite almacenar el recurso hídrico que se utiliza para ajustar la variabilidad de la demanda.

6.3.2. Turbinas

Las turbinas de las corrientes de las mareas extraen la energía cinética contenida en el agua en movimiento para luego producir electricidad. Esta tecnología es muy similar a la tecnología de la energía eólica en cuanto al funcionamiento, salvo que existen diferencias como es el fluido en el que opera, siendo el agua 832 veces más densa que el agua (Rourke et al., 2010b). Por estos motivos, es necesario equipos más resistentes a causa de la exposición a mayores fuerzas y momentums. Estos dispositivos son capaces de operar durante las mareas de inundación y las de reflujo.

Básicamente se componen de varias láminas montadas en un eje, que juntas reciben el nombre de rotor, una caja de engranajes y un generador. El efecto del agua al fluir por las láminas provoca que el rotor y el generador giren, al estar estos dos últimos conectados por medio de una caja de cambios. Esta, tiene como función convertir la velocidad de rotación del eje del rotor en la velocidad requerida por el eje del generador. Estas tres piezas se montan en una estructura de apoyo que se requiere para soportar las condiciones

ambientales adversas. Un aspecto sumamente importante dentro de estos dispositivos es la confiabilidad que entrega la tecnología, lo que limita su investigación y desarrollo.

Existen diversas estructuras de apoyo:

1. Estructura de gravedad

   Resulta ser un gran armazón de hormigón y acero unido a la base de la estructura para lograr estabilidad.

2. Estructura apilada

   Está compuesta por varias vigas de acero u hormigón que se fijan al fondo marino.

3. Estructura flotante

   Se fija al suelo del mar a través de cadenas y amarres, y se conecta a través de una viga con la turbina. A su vez, según el tipo de amarre se clasifican en:

   3.1 *Amarre flexible*

   El dispositivo está atado por un cable o cadena al fondo marino, lo que permite una considerable libertad de movimiento. Esto permite que oscile a medida que la dirección del agua cambia con la marea.

   3.2 *Amarre rígido*

   Se asegura el equipo mediante un sistema de amarre fijo, permitiendo un mínimo margen de maniobra.

   3.3 *Estructura flotante*

   Facilita que varias turbinas se monten en una sola plataforma, que puede moverse en relación con los cambios en el nivel del mar.

4. Hidroala induciendo la carga aerodinámica[7]

   Este dispositivo utiliza una serie de hidroalas montados en un marco para inducir una fuerza descendente desde el flujo de corriente de marea. Siempre que la proporción

[7]Una hidroala o "aliscafo" es un tipo de estructura cuyo casco sobresale del agua cuando la velocidad es lo bastante elevada, gracias a la acción de un plano de sustentación o ala que funciona según el mismo principio que las alas de un avión pero en medio líquido, del orden de mil veces más denso que el aire. Esta técnica permite a los barcos aumentar su velocidad disminuyendo la fricción entre el casco y el agua y evitando la resistencia por formación de olas.

de las áreas de superficie sea tal que la fuerza aerodinámica generada exceda el momento del vuelco, el dispositivo permanecerá en posición.

Los dispositivos a su vez se pueden clasificar según la ubicación del eje de rotación en relación a la dirección del flujo de agua.

6.3.2.1. Turbinas de eje vertical

Las palas de estas turbinas giran en torno a un eje vertical que es perpendicular a la dirección del flujo de agua.

La turbina helicoidal de Gorlov es una tecnología bastante amplia, puesto que, su uso no se limita a la energías obtenida de las mareas, si no también se puede utilizar en ríos, como descarga de las presas hidroeléctricas o de plantas industriales o en corrientes oceánicas. Además de ser eco-amigable por no eliminar desechos, producir una obstrucción mínima con respecto a la fauna y flora local y no ser contaminante. Está diseñada específicamente para aplicaciones hidroeléctricas en cursos de agua de altura baja con flujo libre (GCK Technology Inc, 2002).

Está conformada por tres paletas torcidas en forma de hélice como se muestra en la figura 6.20 lo que permite una menor vibración. Los principales beneficios son: que puede alcanzar el doble de la velocidad del flujo de corriente de agua, arranque automático en sitios donde el caudal es bajo incluso a 2 pies por segundo, gira independiente de la dirección del agua, no genera cavitación incluso en altas velocidades de rotación, ninguna fluctuación en el esfuerzo de torsión, se puede instalar tanto vertical como horizontalmente o en cualquier otra combinación de flujo cruzado usando un eje y generador común para una variedad de turbinas múltiples, esta flexibilidad reduce costos de construcción, mantenimiento y expansión, adaptable a distintas zonas como granjas, islas, ciudades y por último la capacidad de generación es proporcional al número de módulos instalados.

Otro dispositivo, creado por Barry Davis el cual recibe su nombre, es la turbina hidráulica de Davis o hidroeléctrica de eje vertical, ver figura 6.21. Es una turbina compuesta por cuatro aspas fijas de hidroala que emplean un principio de levantamiento hidrodinámico que genera un movimiento proporcional más rápido que la velocidad de la corriente. El diseño es unidireccional (Blue Energy Canada Inc., sf), produciendo electricidad en mareas del tipo reflujo o flujo y la velocidad requerida mínima para su funcionamiento es de un



Figura 6.20: Turbina helicoidal de Gorlov.
Fuente: GCK Technology Inc (2002).

metro por segundo. Está pensada para aplicaciones pequeñas 1-2 kW o a una escala mayor (superior a 200 MW).

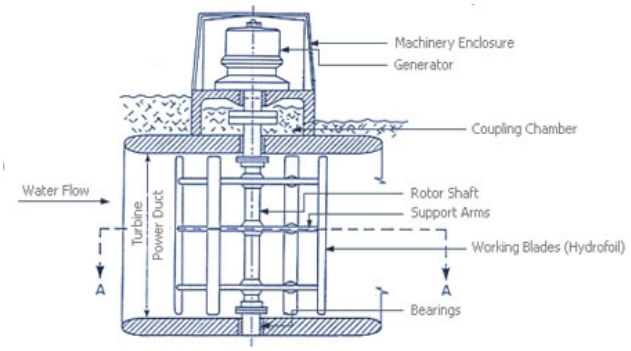


Figura 6.21: Turbina hidroeléctrica de eje vertical.
Fuente: Blue Energy Canada Inc. (sf).

6.3.2.2. Turbinas de eje horizontal

En este tipo de turbinas, las palas giran alrededor de un eje horizontal que es paralelo a la dirección del flujo de agua. Ejemplos de este tipo es la turbina DeltaStream que se muestra en la figura 6.22 . El equipo está formado por tres turbinas con tres palas cada una y su estructura de apoyo es del tipo gravedad, con un centro de gravedad que otorga estabilidad estructural.

Otro equipo de estructura flotante con amarre flexible es la turbina Evopod, existen actualmente dos versiones la turbina simple o la turbina doble. Esto permite un mejor

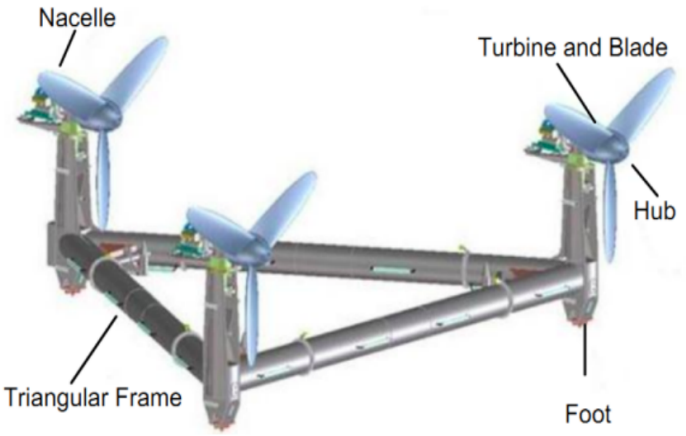


Figura 6.22: Turbina DeltaStream.
Fuente: Mehmood et al. (2012a).

acceso a intervenciones de mantenimiento o instalación. La diferencia con otros dispositivos son sus puntales y su góndola completamente sumergida lo que refleja un movimiento oscilatorio muy bajo. Los puntales aerodinámicos evitan la interferencia de la turbina. El tipo de amarre es giratorio permitiendo que la turbina cambie de dirección según el flujo del agua, ver figura 6.23.

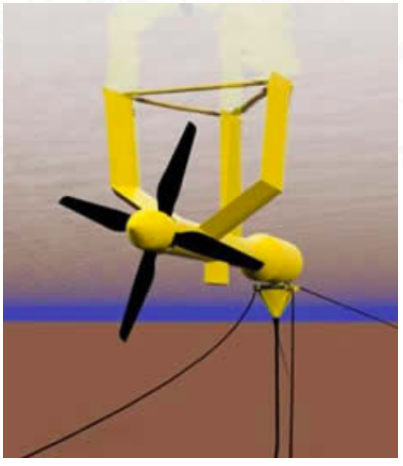


Figura 6.23: Turbina simple Evopod.
Fuente: Oceanflow Energy Limited (sf).

La turbina de flujo libre o Free Flow Kinetic Hydropower System (KHPS) en inglés, figura 6.24, creada por Verdant Power Inc. la integra un rotor de 3 palas de paso fijo que gira a una velocidad reducida y regular (aproximadamente 32 rpm) (Verdant Power, Inc., sf), menor que los equipos tradicionales. El generador y el sistema de transmisión se encuentran contenidos en la góndola y la estructura de apoyo es del tipo apilada. La

velocidad mínima para operar debe ser superior a 1,8 metros por segundo. Este equipo es automático y no requiere sistemas hidráulicos. Verdant también implementó un montaje denominado "TriFrame™ Mount" compuesto por tres turbinas de flujo libre ubicadas en un marco triangular anclado al suelo marino.

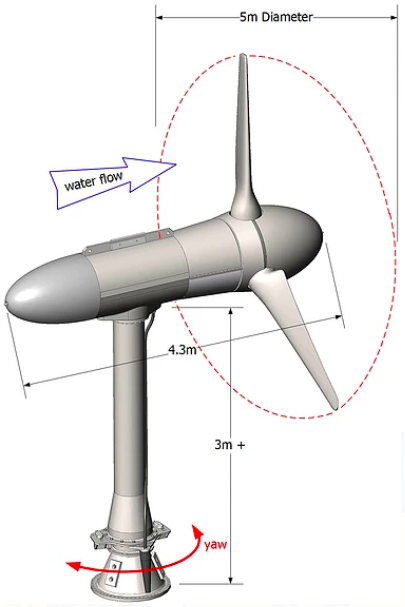


Figura 6.24: Turbina de flujo libre.
Fuente: Verdant Power, Inc. (sf).

El dispositivo creado por Marine Current Turbine, denominado Seagen-S, ver figura 6.25, actualmente está bajo dominio de la empresa Atlantis Resources Group. Es una turbina que posee rotores de doble eje horizontal. Los rotores utilizan un sistema activo de inclinación de la cuchilla que limita las fuerzas estructurales durante condiciones de alto flujo, esto permite una mejor eficiencia según la variación de velocidades de la marea.

6.3.3. Efecto Venturi

Este tipo de dispositivo se caracteriza por tener forma de un tubo Venturi y por consecuencia producir el efecto Venturi. Este fenómeno consiste en hacer circular un fluido a través de un tubo, el cual, posee una sección de menor tamaño justo en la mitad, provocando una disminución de la presión y un aumento de la velocidad justo en esta parte.

Un equipo de esta categoría fue creado por Lunar Energy, denominado turbina de marea Rotech, debido a que en el interior del tubo se encuentra una turbina con eje horizontal,

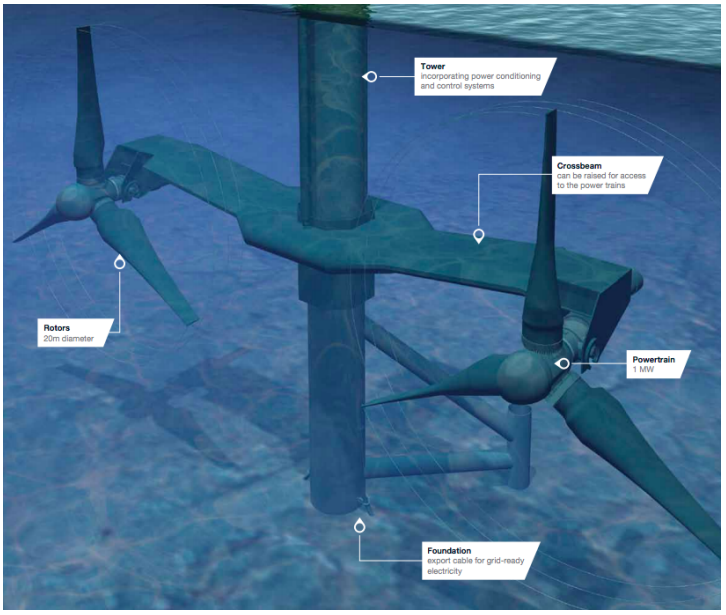


Figura 6.25: SeaGen-S.
Fuente: Marine Current Turbines (sf).

como se muestra en el figura 6.26. El dispositivo cuenta con una estructura de apoyo del tipo gravedad y los extremos de este tienen forma similar a dos embudos.

El Davidson Hill Venturi Turbine (DHV) es otro de estos dispositivos, ver figura 6.27. Funciona bajo el mismo mecanismo salvo que la turbina al interior es de eje vertical. La velocidad mínima para que funcione es de dos metros por segundo y su estructura de apoyo es del tipo gravedad.

6.3.4. Hidroala oscilante

Una hidroala es un dispositivo que se encuentra unido a un brazo oscilante. La corriente de marea que fluye a cada lado de un ala da como resultado la elevación. Este movimiento luego conduce al fluido en un sistema hidráulico para convertirlo en electricidad.

El resonador de contrafase hidrocinético (HCR) es un ejemplo de este tipo de tecnología creado por la compañía ResHydro que se muestra en la figura 6.28. Cada hidroala puede moverse alrededor de dos ejes: el eje de rotación y el eje de traslación, provocando el fenómeno de aleteo. La verdadera obtención de energía se produce por el movimiento de traslación. El sistema ResHydro HCR induce y mantiene el aleteo en todas las condiciones de flujo, operando continuamente en el punto de resonancia. Esto asegura que siempre ex-

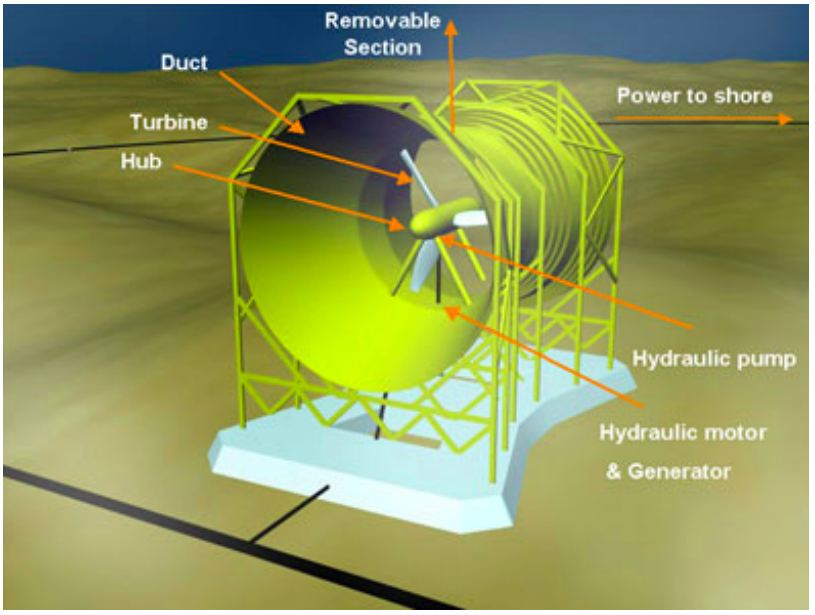


Figura 6.26: Turbina Rotech.
Fuente: Renewable Energy UK (sf).

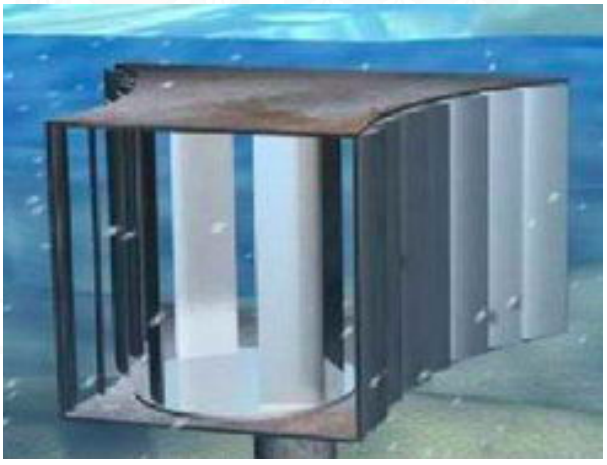


Figura 6.27: Davidson Hill Venturi Turbine (DHV).
Fuente: Tidal Energy Pty Ltd. (sf).

traiga la cantidad máxima de energía de un flujo dado, independientemente de la velocidad del agua.

Otro dispositivo es el EEL Energy creado por una compañía francesa, ver figura 6.29. Se encarga de optimizar la transferencia de energía mediante el acoplamiento del flujo del fluido con una estructura ondulada. La membrana se dobla por efecto de la presión del fluido, que al producirse periódicamente se transforma en electricidad a través de un sistema electromecánico. La energía se produce en toda la superficie de la membrana y un circuito de monitoreo asegura la conversión óptima en respuesta a las variaciones en las

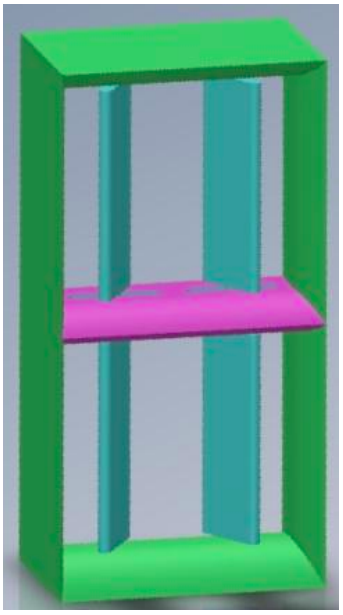


Figura 6.28: Resonador de contrafase hidrocinético HCR.
Fuente: ResHydro (sf).

condiciones de flujo y la potencia transmitida. No presenta problema de cavitación y la velocidad mínima de funcionamiento es de 0,4 metros por segundo. Está sometido a una baja fuerza de arrastre y la energía se transforma en electricidad en el mismo dispositivo. Su ventaja hace alusión a la capacidad que tiene en orientarse de acuerdo a la dirección de la corriente. Se puede ubicar tanto cerca de la costa como lejos de esta.



Figura 6.29: Prototipo EEL Energy probado con producción industrial prevista para el año 2020.
Fuente: EEL ENERGY (sf).

6.3.5. Tornillos de Arquímedes

El tornillo de Arquímedes es un dispositivo con forma de sacacorchos helicoidal (una superficie helicoidal que rodea un eje cilíndrico central). El dispositivo extrae energía de la corriente de marea a medida que el agua se mueve hacia arriba del espiral haciendo girar las turbinas.

La empresa Jupiter Hydro Inc. luego de desarrollar varios prototipos de esta tecnología logró formar Jupiter's 300kW 3EB2X10.5 Turbine, ver figura 6.30, prototipo para luego ser creado a una escala que pueda generar 1 MW. Está compuesto por dos turbinas helicoidales y su innovación trata de agregar piezas modulares, tipo LEGO para producir mayor electricidad, generando economías de escala. Es adaptable a mares o ríos, fácil de instalar y rentable. Su efecto con el medio ambiente es bajo, ya que, este tipo de tornillos también es utilizado para extraer peces del mar incluso granos en otras aplicaciones.

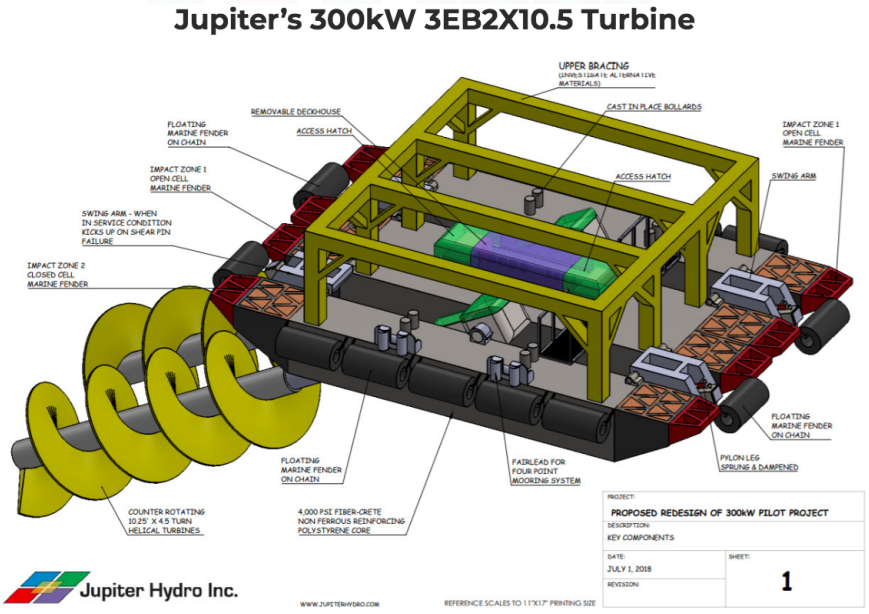


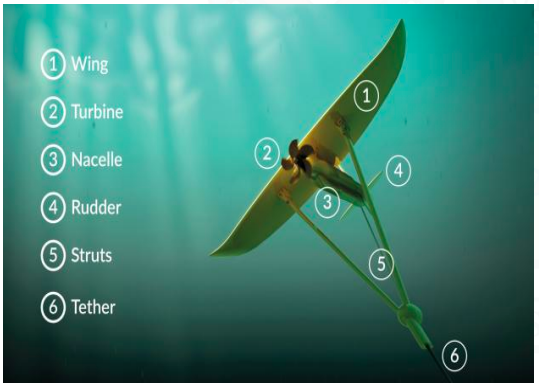
Figura 6.30: Turbina de Jupiter 300kW 3EB2X10.5.
Fuente: Jupiter Hydro Inc. (sf).

6.3.6. Cometa de marea

Una cometa de marea está atada al lecho marino y lleva una turbina debajo de las alas. La cometa "vuela" en la corriente de las mareas, inclinándose en una figura de ocho para aumentar la velocidad del agua que fluye a través de la turbina.

El dispositivo Deep Green fue creado por Minesto, un compañía desarrolladora de tecnologías de energía marina. Puede producir electricidad con velocidades entre 1,2 y 2,4 metros por segundo, tiene un tamaño muy pequeño en comparación con otras tecnologías y se debe ubicar en profundidades superiores a 20 metros, idealmente entre 60 y 120 metros. Funciona tanto en corrientes de mareas como oceánicas.

El ala es impulsada por una fuerza de elevación hidrodinámica producida por la corriente submarina que empuja al equipo hacia arriba. El movimiento es en forma de ocho lo que permite que el agua circule por la turbina. La velocidad tiene una relación cúbica con la producción de energía. Esto significa, que cuando Deep Green multiplica la velocidad relativa a la cual la turbina es empujada a través del agua, la electricidad producida por el generador de la planta de energía es varias veces mayor en comparación con la turbina en reposo. En la figura 6.31 se aprecian las partes del dispositivo.



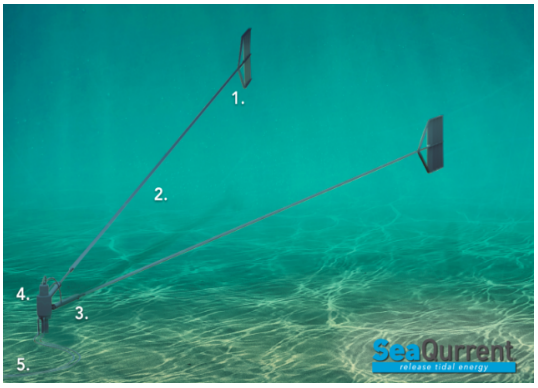
1. Alas
2. Turbina
3. Góndola
4. Timón
5. Puntales
6. Cuerda

Figura 6.31: Deep Green.
Fuente: Minesto (sf).

SeaCurrent crea otra tecnología similar denominada TidalKite que se muestra en la figura 6.32. Funciona bajo el mismo principio que el anterior. Es una estructura simple, de bajo peso y cuenta con una instalación y mantenimiento sencillo y económico.

6.3.7. Otros

Esta categoría incluye a todos aquellos dispositivos con diseño único y diferente a los tipos de tecnologías existentes o establecidos. Poseen características exclusivas provocando un alto grado de autenticidad.



1. Cometa de marea
2. Anclaje
3. PTO
4. Estructura de amarre
5. Cable submarino

Figura 6.32: TidalKite.
Fuente: SeaQurrent (sf).

BioStream es uno de estos, ver figura 6.33, creado por la compañía australiana BioPower System Pty Ltd. y se basa en el concepto de la hidroala pero con forma de especies marinas lo que resulta aún más eficiente para extraer energía. Es un sistema multidireccional de movimientos lentos con forma de aleta semilunar que se alinea con los cambios en la dirección del flujo. Esta se acciona de manera controlada para mantener continuamente un ángulo de ataque correspondiente a la fuerza de elevación máxima. La fuerza de elevación impulsa el movimiento giratorio de la estructura de la cola alrededor de una base fija. Los cilindros hidráulicos contenidos en la cola entregan el fluido de alta presión a un sistema denominado 0-Drive, donde la energía en el fluido se convierte en electricidad.

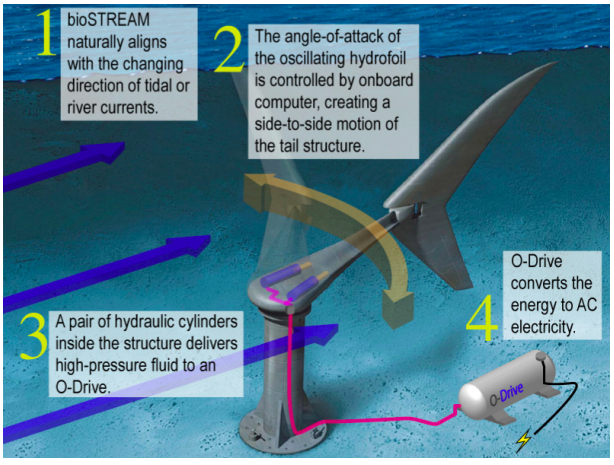


Figura 6.33: BioStream.
Fuente: BioPower Systems Pty Ltd. (sf).

7 | Ubicación

Se realizó un análisis de los posibles sitios a elegir para instalar un parque undimotriz y uno mareomotriz. Inicialmente se aplicó el método de ponderación de factores, el cual consiste en primer lugar, en determinar los factores más relevantes que permitirán elegir más adecuadamente la localización del proyecto y posteriormente asignar un valor ponderado a cada uno, de peso relativo según la importancia que se considere. Los factores que se tuvieron en cuenta en un principio son: batimetría, acceso a la red central, potencial energético, geología del suelo marino, proximidad a un puerto (operación y mantenimiento), áreas de interés económico, concesiones marítimas, áreas de interés científico, áreas protegidas, áreas militares, entre otras. A cada factor se le asignó un porcentaje según su relevancia, y para cada sitio se aplicó una nota en cada factor de 1 a 5, donde 5 representa el peor valor y 1 el mejor, para luego calcular un promedio ponderado final. Este definiría la nota del sitio que se utilizará para compararlo entre los demás. El que obtuviese la menor puntuación sería el elegido como sitio final para localizar la central.

En ambos casos, central undimotriz y central mareomotiz se excluyó la conexión al SEA y al SEM, debido a su bajo porcentaje de capacidad instalada (0,7 %) dentro del sistema eléctrico total chileno. Como resultado se consideró solamente conectarse al SEN.

7.1. Olas

Después de recopilar variada información se decidió eliminar para este caso en particular, aquellos sitios que contaran con áreas protegidas, y volver a elegir los factores de acuerdo a la información disponible públicamente. La reelección determinó los siguientes factores: distancia a la costa, distancia a puertos, distancia a la red central, geología del suelo marino (arena, roca, barro o grava), recurso energético disponible y batimetría. El

primero de los factores resultó un poco subjetivo, ya que, se pudiese pensar que a menor distancia de la costa mejor resultaría el sitio debido a los costos asociados a la instalación de los dispositivos, distancia del cableado submarino y posibles mantenimientos preventivos o correctivo. Por el contrario, pudiese pensarse que mientras más lejos se localice el sitio mejor beneficio traería, al encontrarse más alejado de zonas de interés económico-social o zonas protegidas.

El estudio realizado por Cruz et al. (2009), en adelante GHP, y el sitio web creado por el departamento de geofísica de la Universidad de Chile que presenta un explorador marino, de ahora en más EM, una herramienta con una primera versión del potencial undimotriz a los largo de la costa chilena (Departamento de geofísica de la Universidad de Chile, 2010), servirán como referencia para determinar la ubicación de la central undimotriz en Chile para este caso de investigación.

El promedio estimado en toda la costa chilena del potencial energético de las olas es de 38,6kW/m , aumentando de norte a sur, obteniendo 19,6 kW/m en Arica hasta 66 kW/m en Diego Ramirez, y a su vez el potencial de las olas en Chile se puede estimar en 164,9 GW, de acuerdo al promedio por región utilizando la ecuación 7.1 calculado en Cruz et al. (2009), donde g representa la aceleración de gravedad, ρ la densidad del agua del mar (1025 kg/m^3), H_s la altura significativa de las olas y T_e[8] el período de energía. Esta ecuación se utiliza para zonas de gran profundidad.

$$P_w = \frac{g^2 \rho H_s^2 T_e}{64\pi} \tag{7.1}$$

Como función objetivo en esta sección se maximizó el potencial energético, se minimizó la distancia a los puertos y a la red central y se consideró mejor suelo marino aquel compuesto por arena Nobre et al. (2009). Además se atribuyó al potencial energético el mayor porcentaje dentro de los factores. También se excluyó del estudio los mares interiores específicamente los ubicados en la X región (Cruz et al., 2009), por dos motivos, contener varias zonas protegidas entre reservas marinas y áreas marinas costeras protegidas de múltiples usos y debido a la disminución del recurso disponible causado por la geografía local.

[8] Suponiendo que T_p (período peak) y T_e están relacionadas por la constante definida por la aproximación de Pierson-Maskowitz para mares desarrollados ($T_p = T_e/0,859$).

En el estudio preliminar de Chile que el Banco Interamericano del Desarrollo delegó a la empresa GHP realizar sobre el recurso energético en sus costas, establece que los porcentajes adecuados para los factores son:

- Potencial energético: 40 %
- Distancia a puertos: 25 %
- Distancia a la red central: 25 %
- Geología del suelo marino: 10 %

Un primer acercamiento del estudio indica potenciales zonas de acuerdo a una escala de colores que se muestra en las figuras 7.2, 7.3, 7.4 y 7.5, de acuerdo al orden respectivo de los factores a considerar.

Los gráficos 7.1 muestran la distribución del potencial energético undimotriz a lo largo de la costa chilena y según su profundidad. Por estos motivos y los mencionados anteriormente, es que la batimetría en el caso de estudio se refirió a zonas con profundidades mayores a 50 metros y menores a 200 metros, además teniendo en cuenta posibles expansiones a futuro.

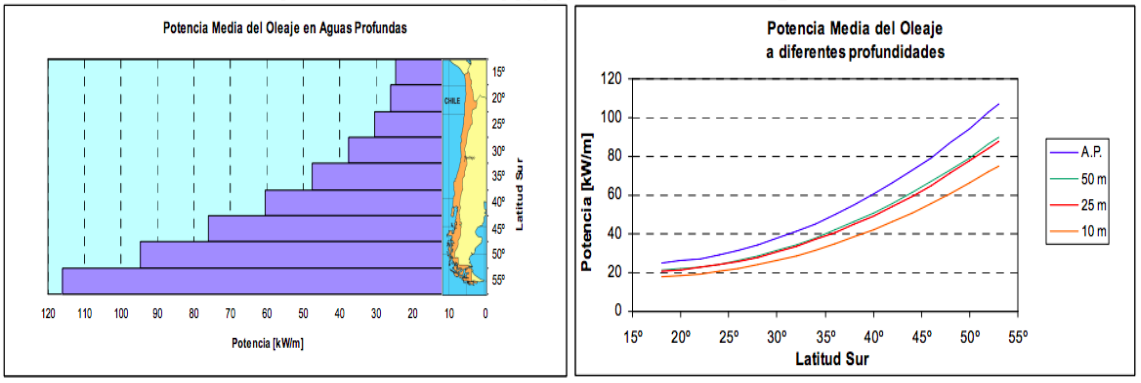


Figura 7.1: Distribución de la potencia a lo largo de Chile y potencia en función de la profundidad. Fuente: Acuña y Monárdez (2007).

Superponiendo la clasificación de cada factor y generando un mapa común con toda la información conjunta se obtiene la figura 7.6, comprobando que las zonas potenciales se encuentran en la parte sur del país, a partir de la VIII región (región del Bío-Bío).

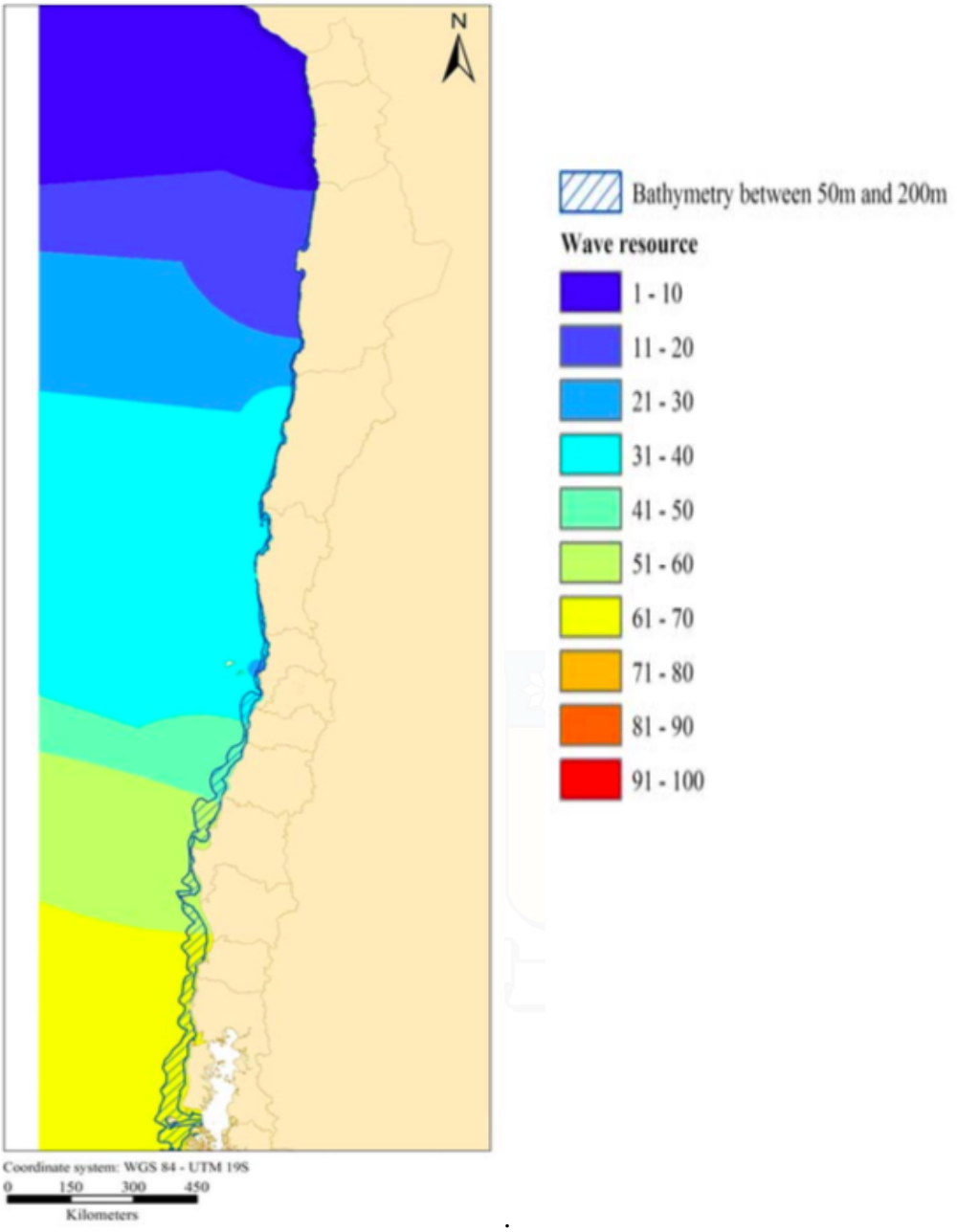


Figura 7.2: Clasificación según potencial energético de las olas.

Fuente: Cruz et al. (2009).

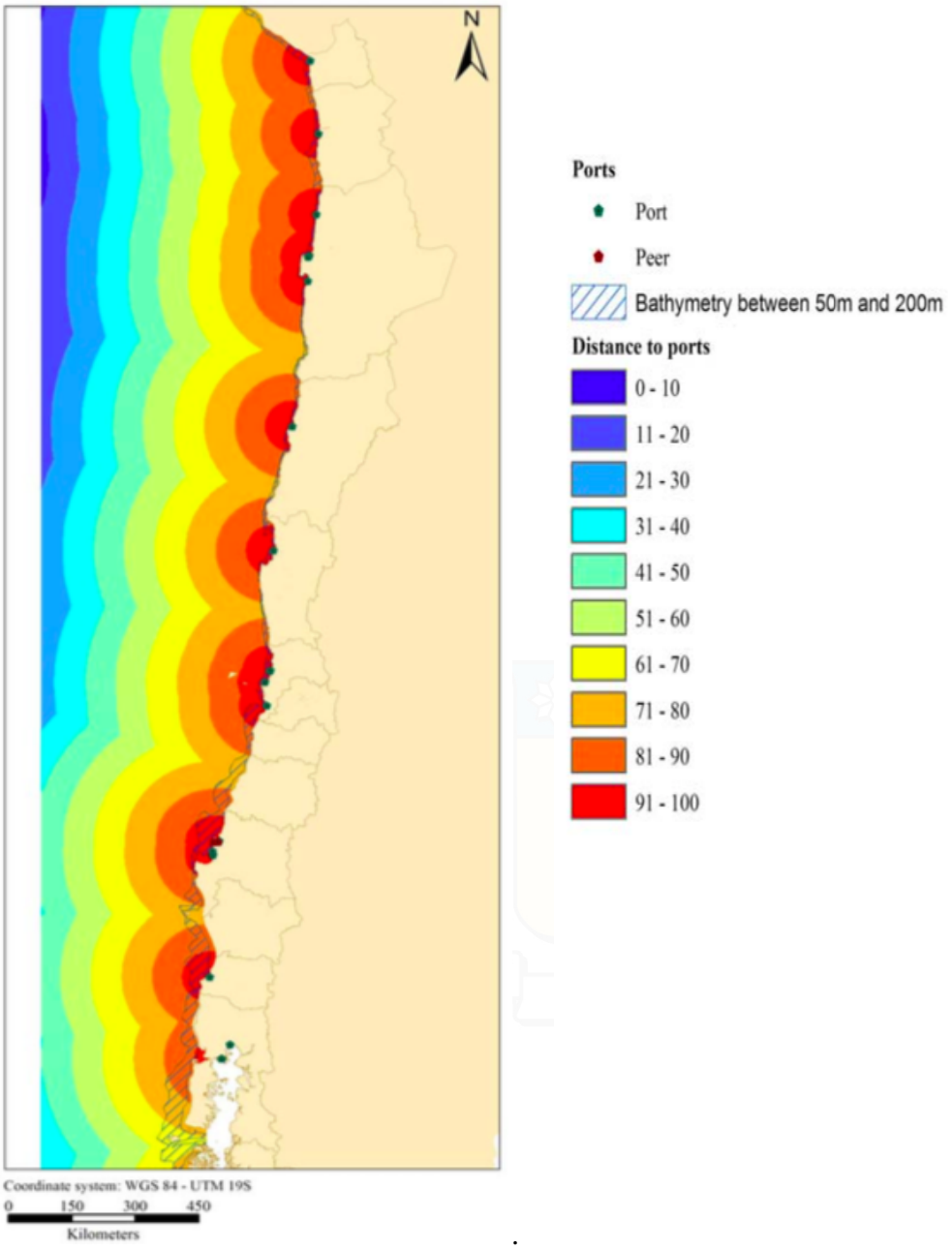


Figura 7.3: Clasificación de acuerdo a la distancia a puertos.

Fuente: Cruz et al. (2009).

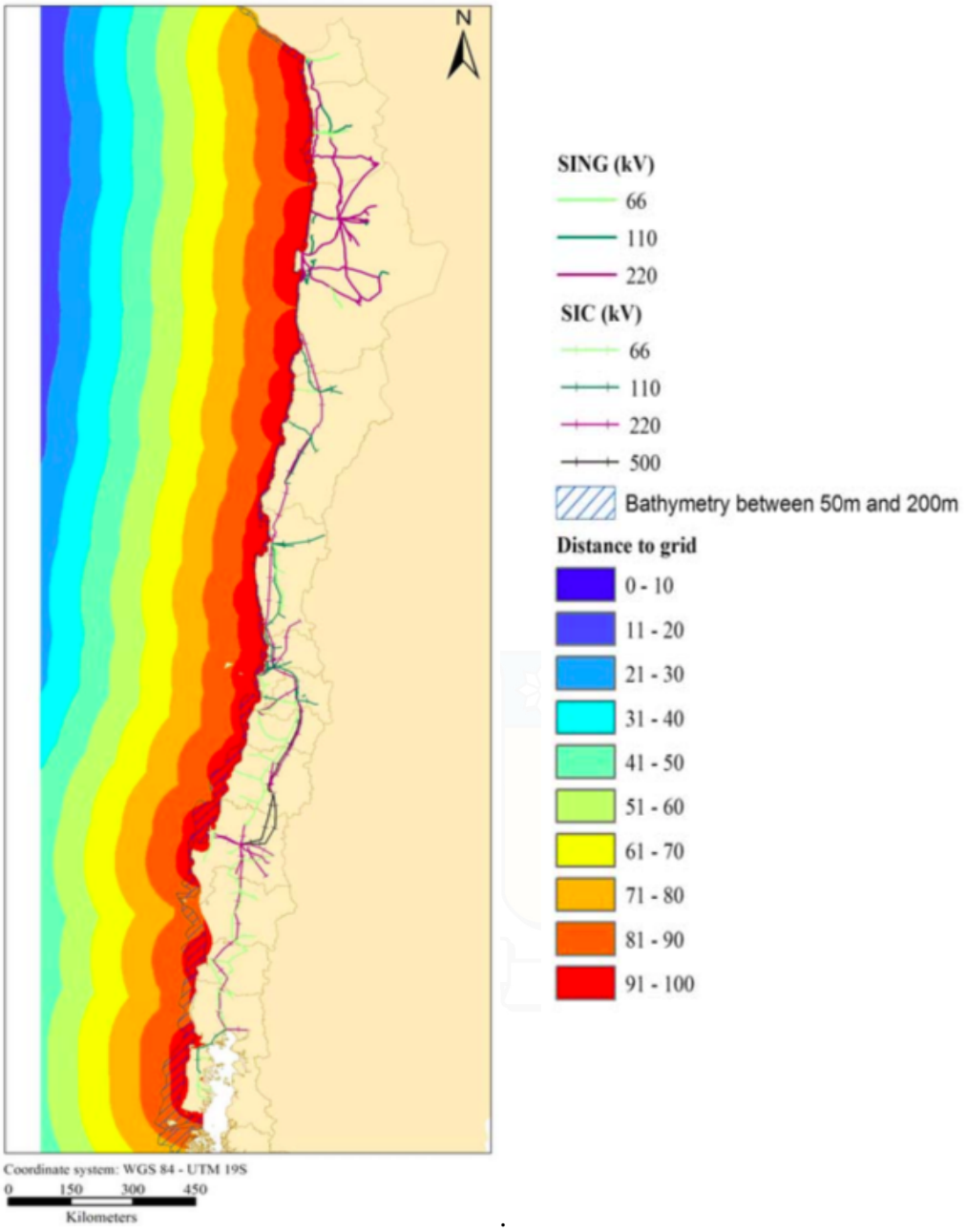
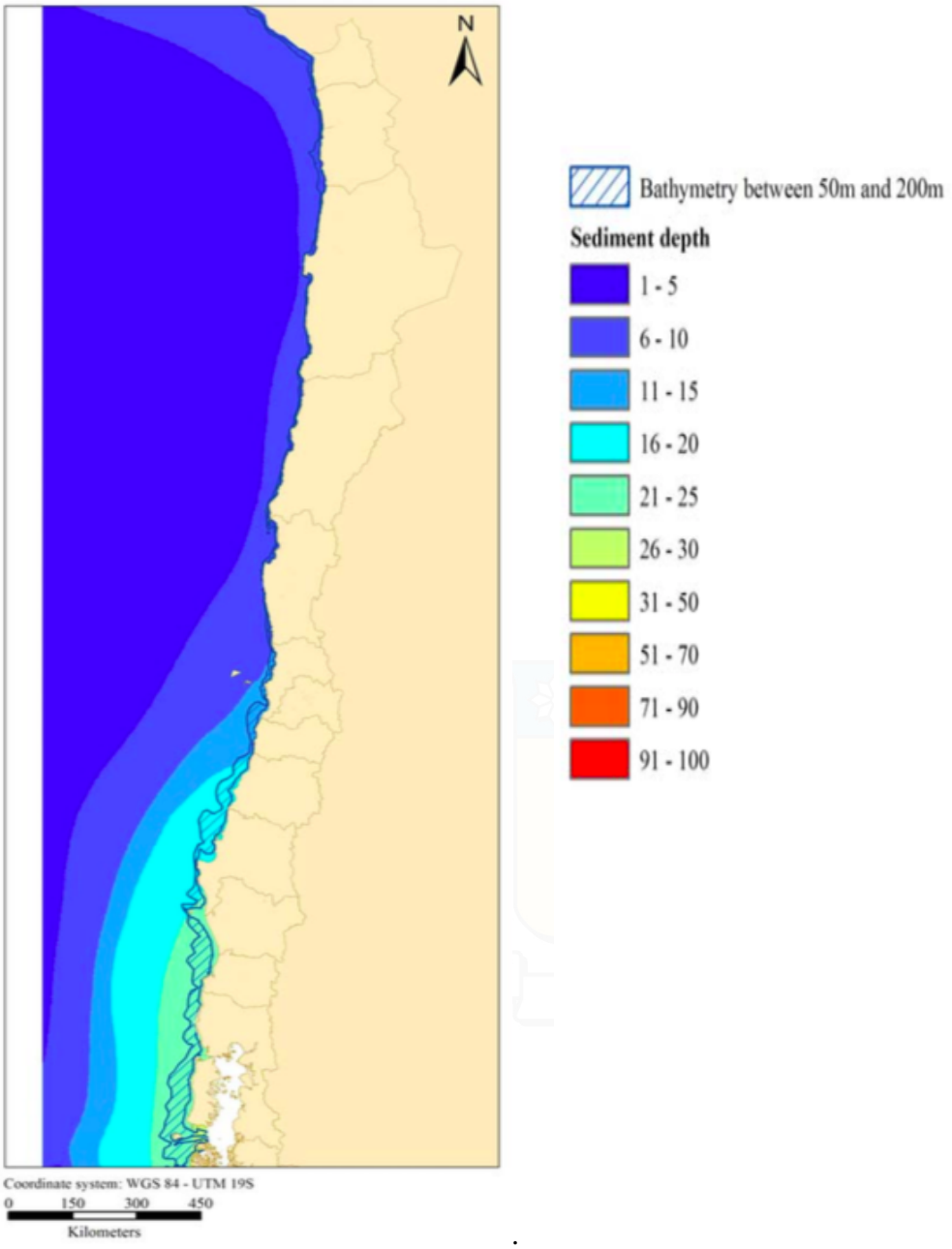


Figura 7.4: Clasificación de acuerdo a la distancia a la red central.

Fuente: Cruz et al. (2009).



.

Figura 7.5: Clasificación de acuerdo a la profundidad del fondo marino.

Fuente: Cruz et al. (2009).

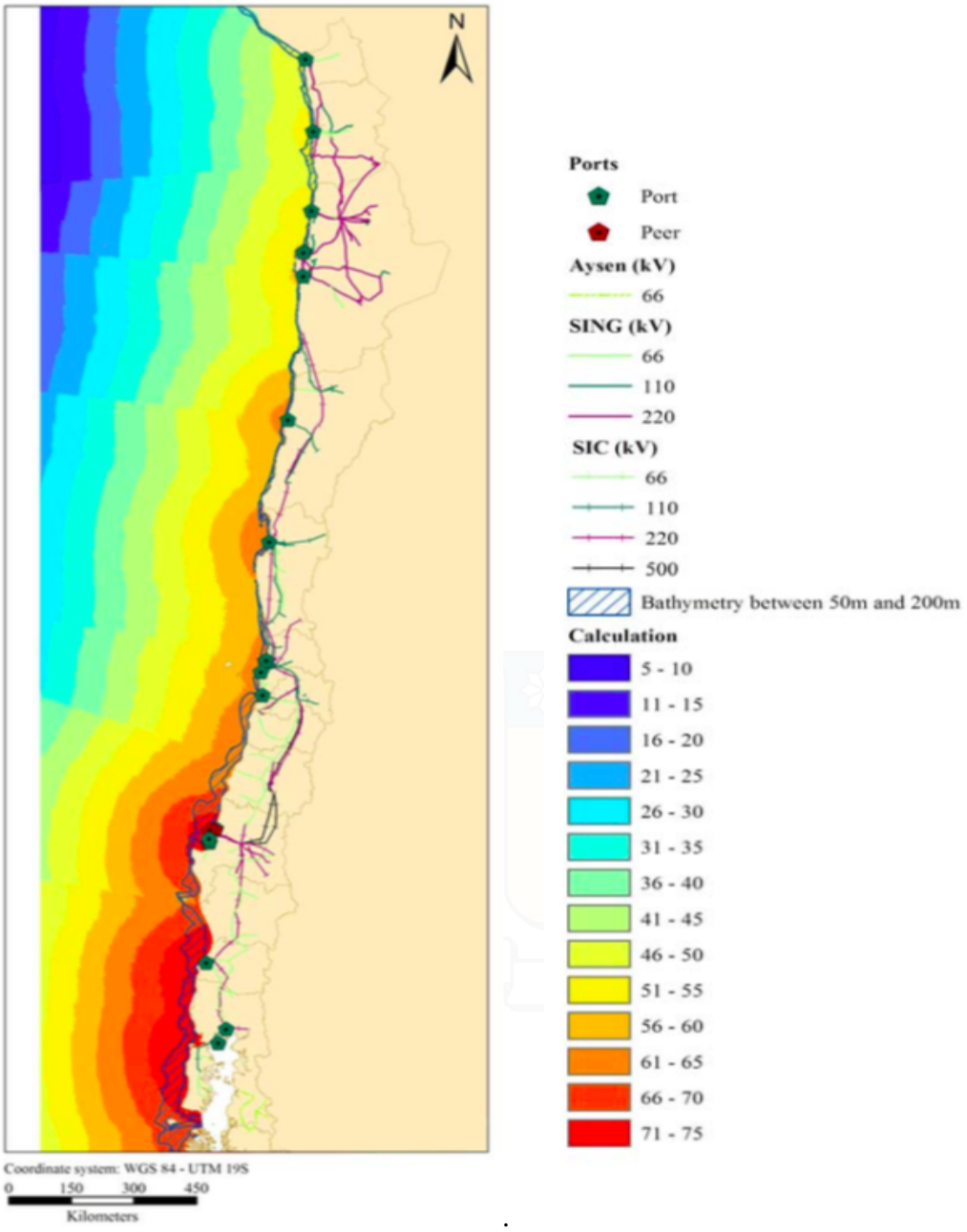


Figura 7.6: Clasificación conjunta.

Fuente: Cruz et al. (2009).

Posteriormente se realizó un análisis detallado a partir de la región del Bío-Bío. En el estudio realizado por GHP se analiza también la región de Valparaíso, que es este caso de investigación queda excluida debido a un menor potencial energético. El análisis consistió en combinar toda la información: puertos, subestaciones eléctricas, redes eléctricas (66 kW, 110 kW, 220 kW y 500 kW), áreas protegidas de conservación marina, sitios arqueológicos, humedales, sitios de interés científico, áreas protegidas, comunidades indígenas, suelos contaminados, zonas de denominación de origen, zonas de interés turístico, concesiones de pesca, batimetría entre 50 y 200 metros en un mismo mapa para poder visualizar las posibles áreas potenciales. En la figura 7.7[9] se muestra el mapa detallado de la octava y novena región y en la figura 7.8 el mapa de la decimacuarta y décima región.

Los puntos con mayor recurso undimotriz según el estudio fueron: Puerto San Vicente, Puerto de Coronel, Puerto Corral y Puerto Montt [10]. Según la figura 7.7 las áreas al sur de Puerto de Coronel no presentaron cercanía a puertos lo que influye a la hora de realizar operaciones y mantenimientos, además el área con batimetría adecuada es reducida, impidiendo posible ampliación del proyecto. Las zonas más prometedoras de esta región, resultaron ser las ubicadas entre el Puerto San Vicente y el Terminal Escuadrón siendo el primero el mejor evaluado según su potencial (entre 43 kW/m y 47 kW/m). Parámetros que influyeron en este área fueron: la presencia de suelos contaminados pudiendo afectar el desarrollo del proyecto a largo plazo, las concesiones de pesca y el tamaño de los puertos en caso de requerir apoyo para la operación y los mantenimientos.

Por otro lado en la figura 7.8, se encontraron dos puntos potenciales. El primero cercano al Puerto Corral, beneficiado por su cercanía a la red eléctrica, batimetría dentro de los rangos establecidos y con posibilidades de extender la capacidad del proyecto. Su desventaja al igual que los sitios anteriores trató sobre la envergadura, pudiéndose transformar en una restricción en la elección del tamaño de los dispositivos. La otra posible locación se ubicó en las cercanía del Puerto Montt, el cual presentó dentro de todos, el mayor potencial undimotriz. La distancia reducida a la red, presencia de uno de los puertos más grandes de la región y batimetría acorde formaron parte de las ventajas del sitio, mientras que sus desventajas fueron: alta presencia de humedales, tráfico marino, zona

[9] La simbología de cuadrados negros con número en la figura 7.7 y 7.8 hacen referencia a los puntos seleccionado en el estudio realizado por la empresa GHP.

[10] Los nombres son referencias de acuerdo a la cercanía con los puertos.

potencial para desarrollo de energía mareomotriz.

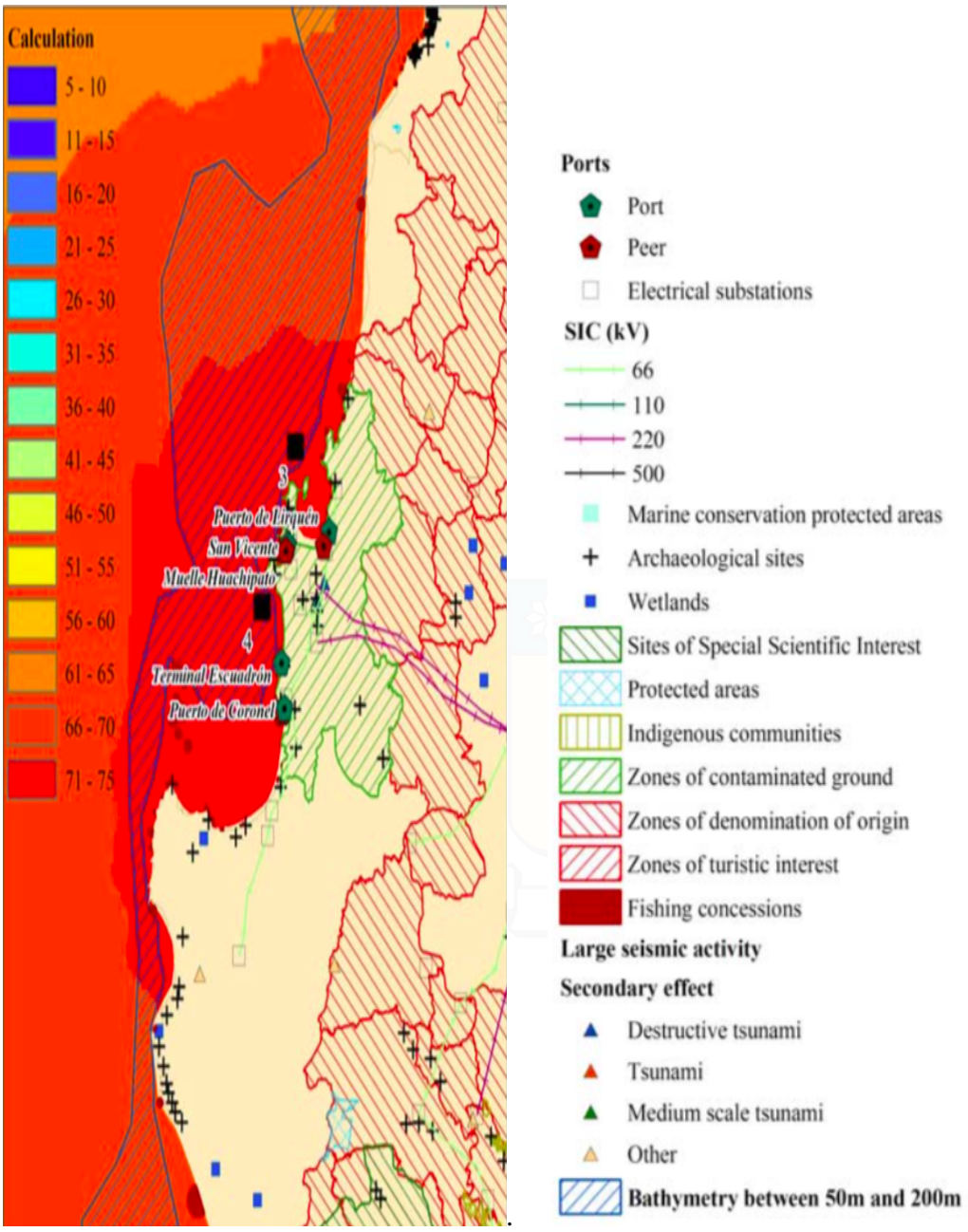


Figura 7.7: Mapa con análisis detallado de la VIII y IX región.

Fuente: Cruz et al. (2009).

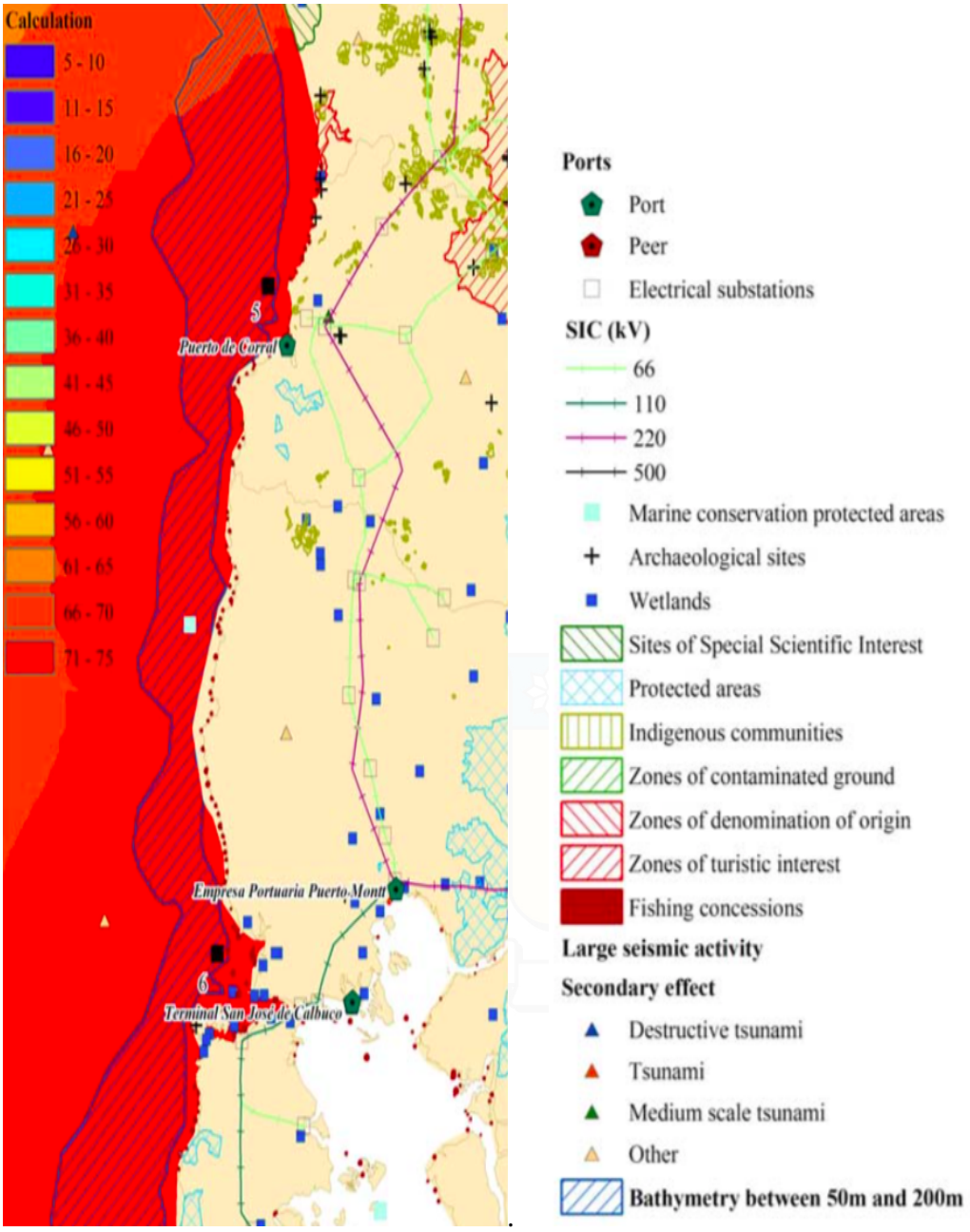


Figura 7.8: Mapa con análisis detallado de la XIV y la X región.

Fuente: Cruz et al. (2009).

En la tabla 7.1[11] se muestran los sitios seleccionados en el estudio[12] con sus respectivos potenciales energéticos, distancia al sistema eléctrico y base de mantenimiento, además de incorporar un último sitio de acuerdo al potencial observado en el EM.

[11] Se utilizó un convertidor de coordenadas web https://tool-online.com/es/conversion-coordenadas.php , para transformar coordenadas WGS84-UTM19S a WGS84.

[12] Las coordenadas establecidas forman un marco de referencia.

Tabla 7.1: Sitios potenciales para ubicación de central undimotriz.
Fuente: Cruz et al. (2009).

Sitio	Región	Base de mantenimiento	Latitud	Longitud	Promedio en distancia a la subestación eléctrica km	Red eléctrica más cercana del SEN	Potencia media kW/m	Producción energética anual de un parque de 30MW GWh/año
1	VIII	Puerto San Vicente	-36,5494	-73,0929	13	66 kV 220 kV	45	66,22
2	VIII	Puerto de Coronel	-36,8386	-73,2311	10	66 kV 220 kV	45	66,22
3	XIV	Puerto de Corral	-39,7019	-73,5085	17	66 kV 220 kV	50	73,58
4	X	Puerto $Montt_1$[1]	-41,6257	-73,9105	27	66 kV 110 kV 220 kV	52	76,53
5	X	Puerto $Montt_2$	-41,4549	-73,885	-	66 kV 110 kV 220 kV	51,08	71,17[2]

[1] La diferencia entre Puerto $Montt_1$ y Puerto $Montt_2$ es que el segundo no forma parte del estudio realizado por la empresa GH y fue elegido de acuerdo al potencial observado en el EM.
[2] Calculado en base a la relación lineal que se menciona en la ecuación 7.6.

Posteriormente en la tabla 7.2 se muestran los resultados obtenidos con ayuda del EM y del software *Google Earth* de los factores evaluados en el modelo de los sitios específicos.

Tabla 7.2: Sitio potenciales para ubicación de central undimotriz.
Fuente: elaboración propia.

Sitio	Potencia kW/m	Distancia al puerto km	Producción energética anual de un parque de 30MW GWh/año	Distancia a la red SEN km
1	24,89	26	36,628	14
2	13,03	28	19,175	10,5
3	52,73	20,8	77,598	25
4	44,22	114	65,075	25,7
5	51,08	128	75,17	45

La potencia de la tabla 7.1 corresponde a la potencia media obtenida por GHP, mientras que la potencia de la tabla 7.2 es la potencia específica del grupo de coordenadas del sitio que se obtuvo de los reportes[13]generados por el EM, promediando la potencia mensual.[14] La producción energética anual de la tabla 7.1 hace referencia[15] a la calculada en el estudio

[13] Ver anexo A.2
[14] Los reportes generados con la herramienta de la Universidad de Chile analizan la energía del océano relacionada al oleaje. Entregan resultados de simulaciones numéricas a lo largo de la costa chilena. Las simulaciones se realizaron con el modelo WW3 (Wavewatch III).
[15] En ausencia de datos espectrales para los climas de onda locales para consultar la matriz de potencia específica del dispositivo, la evaluación preliminar supone una relación lineal entre la potencia energética media de las olas locales con respecto al clima de onda nominal.

y la producción energética de la tabla 7.2 utiliza como valor de entrada el valor de potencia obtenido por el EM.

Si bien el área del parque depende del tipo de dispositivo y de su capacidad instalada, para efectos prácticos y comparativos se estableció como caso base en el estudio una central de dispositivos Pelamis con capacidad de 30MW con un área estimada de 1 km^2. La ecuación 7.2 explica la manera en que se obtuvo la cantidad de dispositivos, N, que para el caso fueron 40 dispositivos. Para determinar la producción de energía anual se utilizó la información obtenida en Pelamis wave power (sf) y las ecuaciones 7.3, 7.4 y 7.5 donde L es el largo de captura del dispositivo, P promedio de potencia de salida del dispositivo, J potencia de energía por metro de cresta de ola, FC factor de capacidad o factor de planta y D la disponibilidad del dispositivo. Para el caso se propuso un factor de planta de 0,41 y una disponibilidad del 75 %.

$$N = \frac{Capacidad\ nominal}{Potencia\ nominal\ del\ dispositivo} \tag{7.2}$$

$$N = \frac{30{,}000[kW]}{750[kW]} = 40$$

$$L = \frac{P}{J} \tag{7.3}$$

$$L = \frac{750\ [kW]}{55\ \left[\frac{kW}{m}\right]} = 13{,}636\ [m]$$

$$FC = \frac{Potencia\ efectiva}{Potencia\ nominal} \tag{7.4}$$

$$Producción_{anual\ total} = 365 \cdot 24 \cdot L \cdot J \cdot FC \cdot N \cdot D \tag{7.5}$$

La ecuación 7.6, se utilizó para determinar la producción energética anual de una central de 30 MW de la tabla 7.1, en cada uno de los sitios, suponiendo una relación lineal entre la potencia media y la producción anual.

$$Producción_{anual\ total} = 365\left[\frac{\cancel{día}}{año}\right] \cdot 24\left[\frac{hora}{\cancel{día}}\right] \cdot 750[kW] \cdot 0,41065 \cdot 40 \cdot 0,75 \quad (7.6)$$
$$= 80,94\left[\frac{GWh}{año}\right]$$

Otra característica importante que se consideró que no figura dentro de los factores es la variabilidad que presenta el oleaje en cada sitio, en la tabla 7.3 a continuación se muestra.

Tabla 7.3: Potencial promedio anual y desviación estándar por sitio.
Fuente: elaboración propia.

Sitio	Región	Base de mantenimiento	Potencial energético kW/m	Desviación estándar
1	VIII	Puerto San Vicente	24,89	8,41
2	VIII	Puerto de Coronel	13,03	5,17
3	IX	Puerto de Corral	52,72	15,08
4	X	Puerto Montt	44,21	13,41
5	X	Puerto Montt	51,08	4,72

Luego se realizó el modelo de los factores ponderados asignando a cada sitio un valor para cada factor y ponderando según el peso de cada factor para obtener una nota final. Cada nota se asignó de acuerdo a los límites establecidos en la tabla 7.4

Finalmente en la tabla 7.5 se muestran los resultados obtenidos con este método.

El cálculo del valor del último factor (geología del suelo), fue calculado según el mapa de escalas de colores de la figura 7.5, asignando los valores de acuerdo a los porcentajes presentes en el mapa, en caso de haber más de un sitio con el mismo porcentaje, se le asignó el mismo valor. La nota para cada sitio en el factor posibilidad de expansión se asignó de acuerdo a la área disponible con la batimetría indicada que se muestra en las figuras 7.7 y 7.8.

Como se observa, el sitio con menor valor (1,5) es referido al cercano al Puerto Corral, por lo que se tendería a pensaría como la mejor ubicación para posicionar la central. Sin

Tabla 7.4: Rangos asignados a cada nota según factores.
Fuente: elaboración propia.

Nota	Potencial Energético kW/m	Distancia a puerto km	Distancia a red central km	Desviación estándar
1	>50	<40	0-10	<5
2	50-40	60-40	10-20	5-10
3	40-30	80-60	20-30	10-15
4	30-20	100-80	30-40	15-20
5	<20	>100	>40	>20

Tabla 7.5: Modelo de factores ponderados.
Fuente: elaboración propia.

Región	Base de mantenimiento	Potencial energético (40 %)	Distancia a puertos (25 %)	Distancia a la red central (25 %)	Geología del suelo marino (10 %)	Nota
VIII	Puerto San Vicente	4	1	2	2	2,55
VIII	Puerto de Coronel	5	1	1	2	2,7
IX	Puerto de Corral	1	1	3	1	1,5
X	Puerto Montt	2	5	3	1	2,9
X	Puerto Montt	1	5	5	1	3

embargo, gracias a los reportes del EM, se observó una gran variabilidad en el potencial a lo largo del año, ver anexo A.2, es decir, en los meses de invierno el potencial indicaba valores máximos, que no se apreciaron en los otros sitios y en época estival este disminuía drásticamente, provocando una alteración en el promedio anual. Por el contrario, el sitio con menor desviación es el número 5, lo que podría verse reflejado en un suministro más estable de energía que cualquiera de los otros. Por estos motivos se realiza un análisis más exhaustivo, incorporando nuevos factores y ponderaciones, ver tabla 7.6.

Tabla 7.6: Modelo factores ponderados para elección de ubicación.
Fuente: elaboración propia.

Sitio	Potencial energético (40 %)	Distancia a puerto (10 %)	Distancia a red central (10 %)	Geología del suelo marino (5 %)	Tamaño del puerto (10 %)	Desviación estándar (20 %)	Posibilidad de expansión (5 %)	Nota
1	4	1	2	2	2	2	1	2,65
2	5	1	1	2	3	2	2	3,1
3	1	1	3	1	3	4	3	2,1
4	2	5	3	1	1	3	4	2,55
5	1	5	5	1	1	1	5	2

Finalmente el sitio a escoger una vez realizado todos los análisis pertinentes es el número 5 ubicado en la X Región con base de mantenimiento y operación en Puerto Montt con una profundidad aproximada de 110 metros[16]. También es necesario mencionar que a pesar de tener variación estacional, Chile versus otros países con este tipo de recurso, presenta baja variación estacional del potencial, transformándose en un beneficio para su explotación (Acuña y Monárdez, 2007), asegurando un suministro estable de energía.

7.2. Mareas

Zonas adecuadas para la ubicación de centrales mareomotrices implican la existencia de grandes corrientes de mareas a una profundidad relativamente baja, donde la velocidad se amplifique por efectos naturales de canalización entre la costa y el suelo marino. Ejemplos claros son los estrechos, fiordos, canales entre islas, entradas a lagos o bahías, entre otros. Además para que el sitio se considere con potencial comercial, se necesita como mínimo una velocidad de flujo máxima de marea viva entre los 2 m/s y 2,5 m/s (Cruz et al., 2009) (4-5 nudos), debido a la densidad necesaria de energía para lograr un proyecto rentable.

Como se mencionó al inicio de este capítulo, los factores que se utilizaron para determinar la localización de la central mareomotriz fueron: batimetría, potencial del recurso energético, distancia a la red central, distancia a puertos, áreas protegidas, concesiones de pesca, sitios de navegación y profundidad límite para la instalación de los dispositivos. A

[16]Obtenida a través del software Google Earth.

diferencia del recurso proveniente de las olas, las centrales que ocupan la energía de las mareas dependen en gran medida de la geografía de la zona de interés, es por ese motivo que se considera un mayor número de factores. Principalmente, la profundidad es una restricción clave dentro de estos, existiendo un ínfimo desarrollo en dispositivos que pueden instalarse a profundidades mayores a los 100 metros, estableciendo por consecuente una profundidad límite de 80 metros para el caso.

Un primer acercamiento de la zona que se evaluó fue realizada por el servicio hidrográfico y oceanográfico de la Armada de Chile, en adelante SHOA, señalando los sitios con mayor rango de mareas en la figura 7.9. No figuran áreas con potencial mareomotriz suficiente ni en la zona centro ni en la zona norte del país, es por esto que no se incluyen en la investigación. En otro estudio el SHOA indicó sitios potenciales para proyectos energéticos relacionados a las mareas, ver figura 7.10. Solo se tuvieron en cuenta los sitios que pudiesen ser conectados al SEN, dejando de lado la región de Aysén y de Magallanes, a pesar de contar con gran recurso energético, especialmente en el Estrecho de Magallanes.

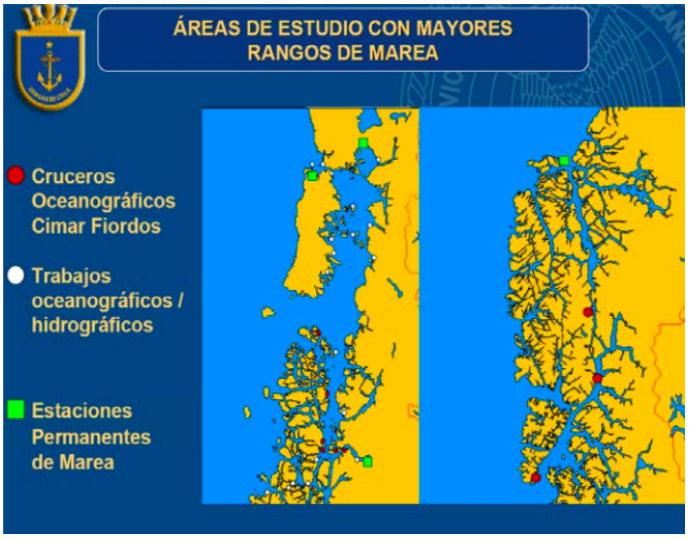


Figura 7.9: Sitios con mayor rango de mareas.
Fuente: Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile (sf).

En el estudio realizado por la empresa GHP, se predijo el flujo a través de un modelo numérico realizado por Aiken (2008), pero esta vez adaptado específicamente a la zona sur de Chile, a partir de la X región. Los resultados se muestran en las figuras 7.11 y 7.12.

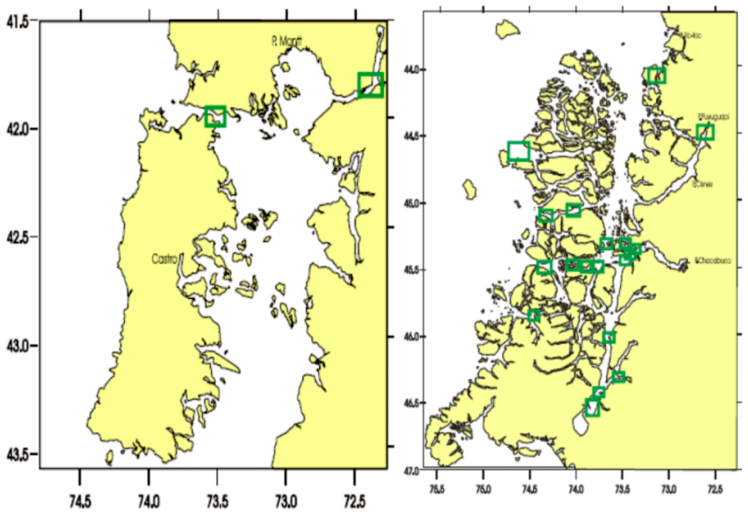


Figura 7.10: Sitios ideales para proyectos mareomotrices.
Fuente: Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile (sf).

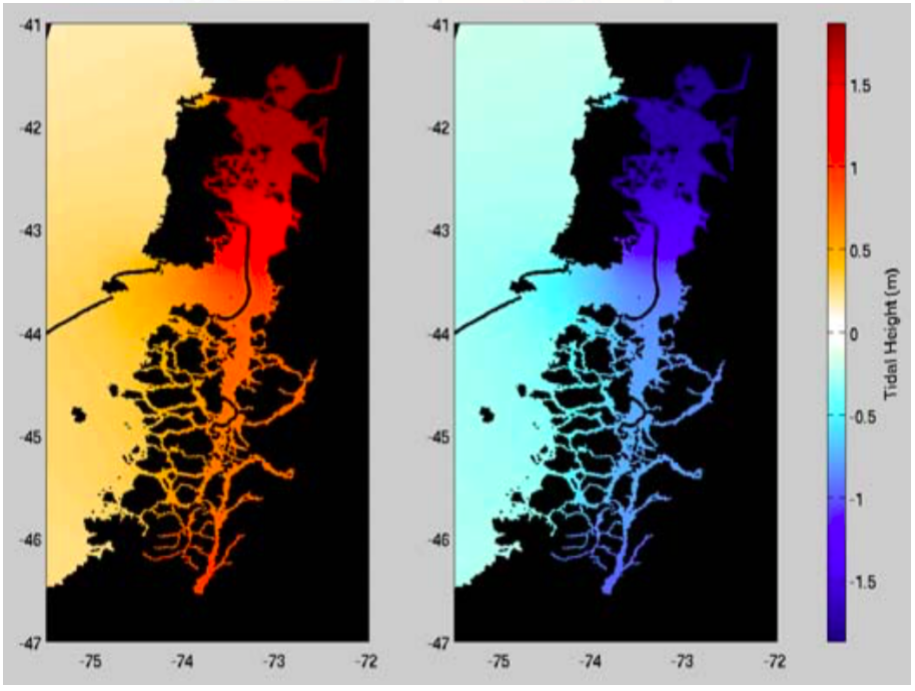


Figura 7.11: Elevación concurrente del nivel del agua en el mar interior chileno.
Fuente: Cruz et al. (2009).

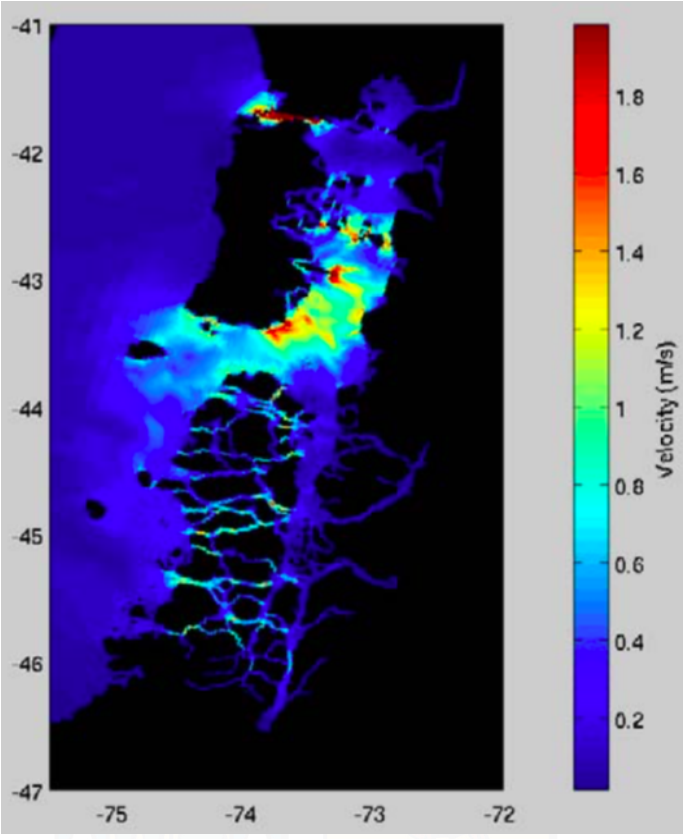


Figura 7.12: Potencial recurso de las mareas (corriente máxima de la marea viva) en el mar interior chileno.
Fuente: Cruz et al. (2009).

A pesar que Chile no figura dentro de los países con mayor recurso de mareas como para ser explotado, en la figura 7.13 se presenta un mapa con los puntos potenciales de interés a lo largo de Chile de acuerdo a estudios previos (Cruz et al., 2009), que puedan establecer una conexión a la red SEN. También se indicaron las zonas protegidas: el área marina costera protegida de múltiples usos (AMCP-MU) Lafken Mapu Lahual, la reserva marina Pullinque ubicada en el estero de Quetalmahue, el AMCP-MU denominada fiordo Comau, la reserva marina Putemún situada en el estero de Castro y el AMCP-MU Patipalena-Añihue.

Posteriormente reuniendo toda la información y resultados se pudo evaluar algunos parámetros en cada sitio, ver tabla 7.7. Se excluyó el seno de Reloncaví pese a su alto potencial debido a que sus profundidades se encuentran por sobre los 100 metros.

Tabla 7.7: Áreas con potencial recurso mareomotriz.
Fuente: elaboración propia.[17]

Sitio	Latitud	Longitud	Ancho del sitio km	Largo del sitio km
Canal del Chacao	-41.792753°	-73.524348°	2-5	10
Canal Apaio	-42.666667°	-73.136667°	2	2
Golfo Corcovado	-43.218930°	-73.292500°	4	10
Boca del Guafo	-43.582830°	-73.991648°	5	25

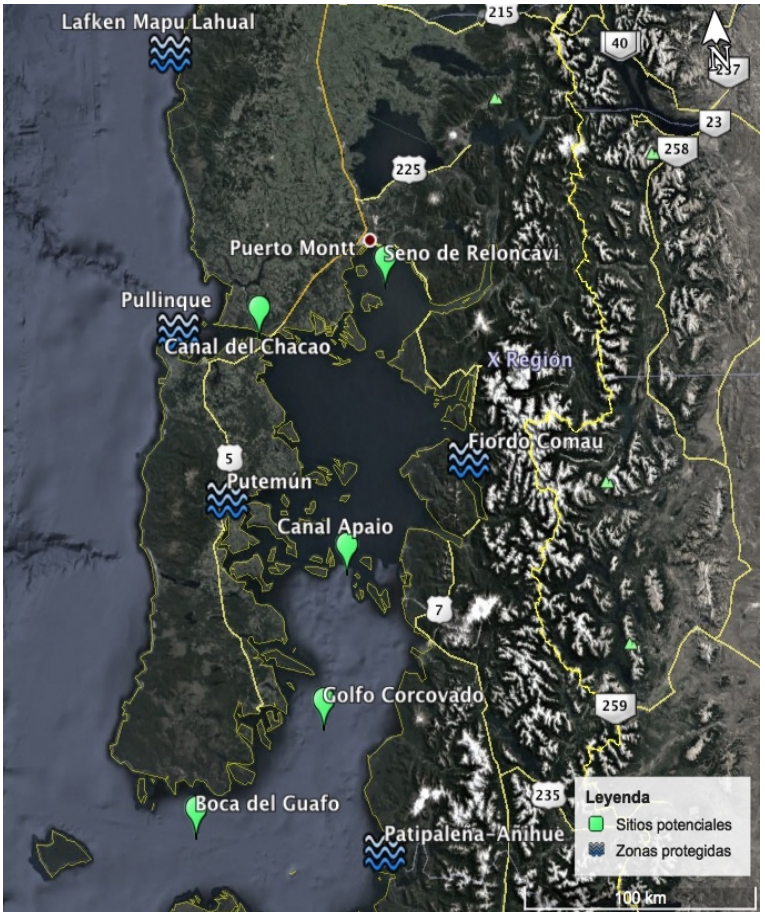


Figura 7.13: Potenciales sitios para la ubicación de una central mareomotriz.
Fuente: elaboración propia.[18]

Los factores que se seleccionaron se encuentran detallados a continuación con su

[17] Elaboración en base al estudio realizado por Cruz et al. (2009).
[18] Elaboración en base a cartas publicadas por Aiken (2008) y estudio realizado por Cruz et al. (2009).

porcentaje de relevancia según el método de ponderación de factores:

- Potencial energético: 35 %
- Distancia a puertos: 20 %
- Distancia a la red central: 20 %
- Límite de profundidad: 10 %
- Concesiones de pesca: 5 %
- Navegación: 5 %
- Áreas de protección ambiental: 5 %

Posteriormente se muestran las resultados obtenidos en (Cruz et al., 2009) adaptados a esta investigación. En la figura 7.14 se observan los puertos cercanos a la zona, en la figura 7.15 las redes eléctricas disponibles, en la figura 7.16 las concesiones marítimas de pesca y en la figura 7.17 los problemas medioambientales presentes en la zona.

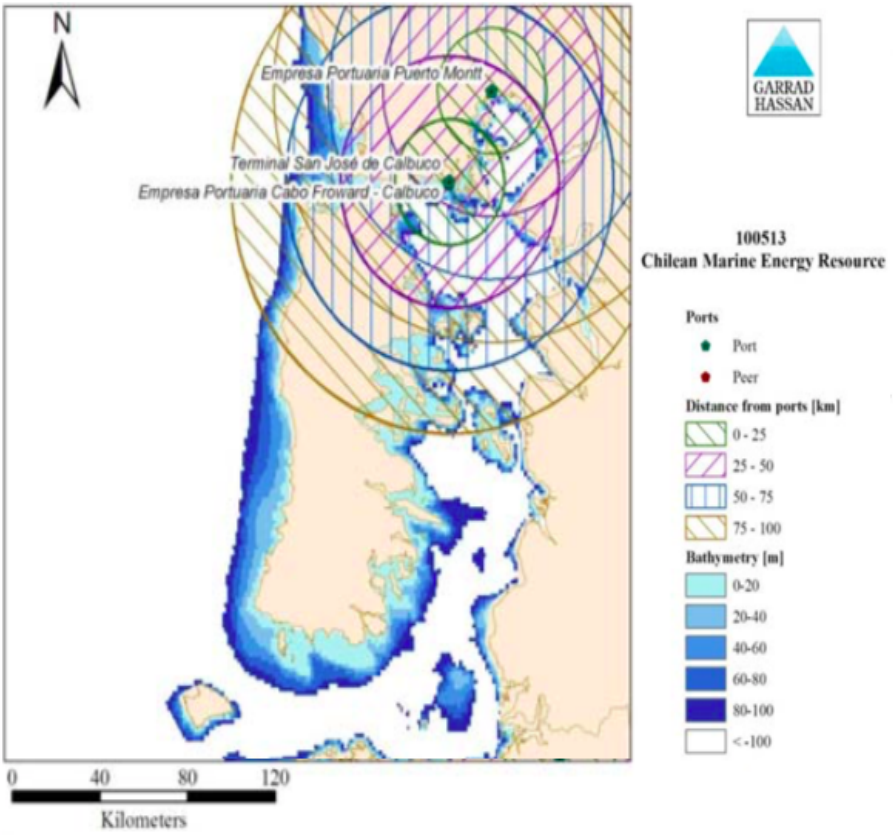


Figura 7.14: Puertos cercanos a la zona.
Fuente: Cruz et al. (2009).

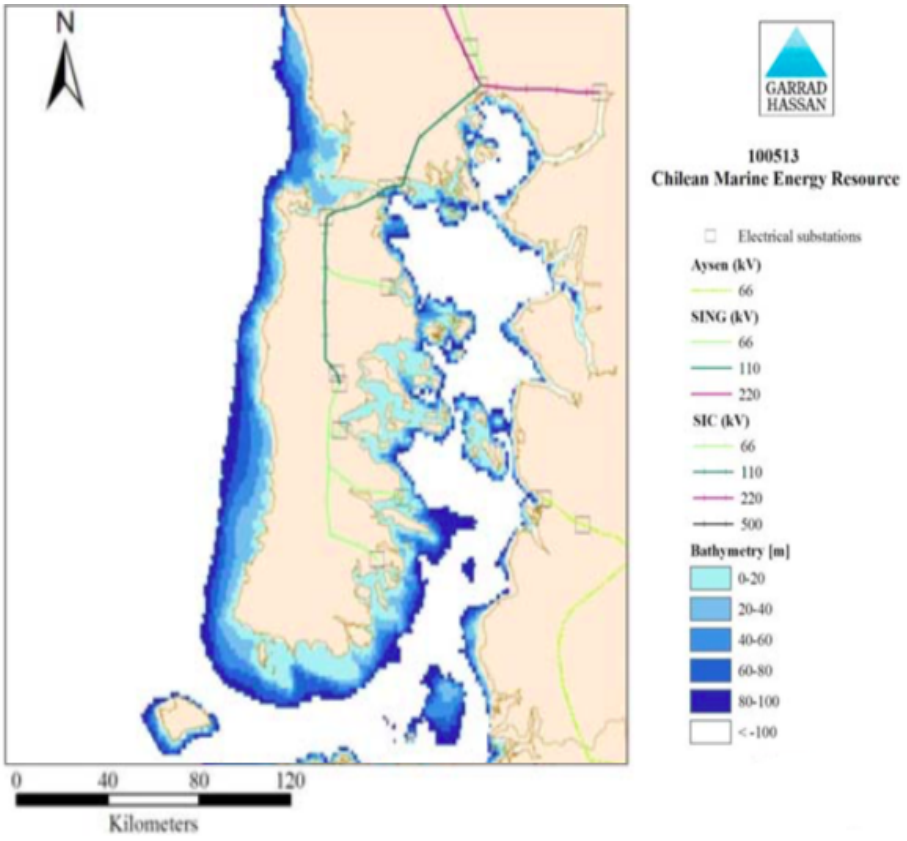


Figura 7.15: Redes eléctricas en la zona.
Fuente: Cruz et al. (2009).

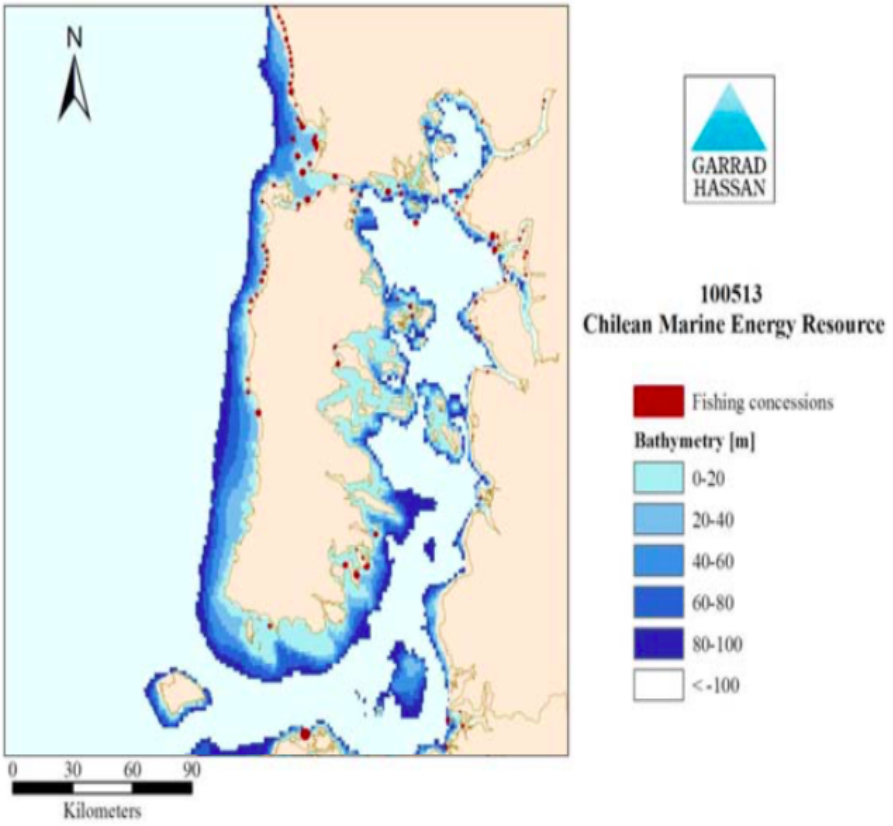


Figura 7.16: Concesiones marinas de pesca en la zona.
Fuente: Cruz et al. (2009).

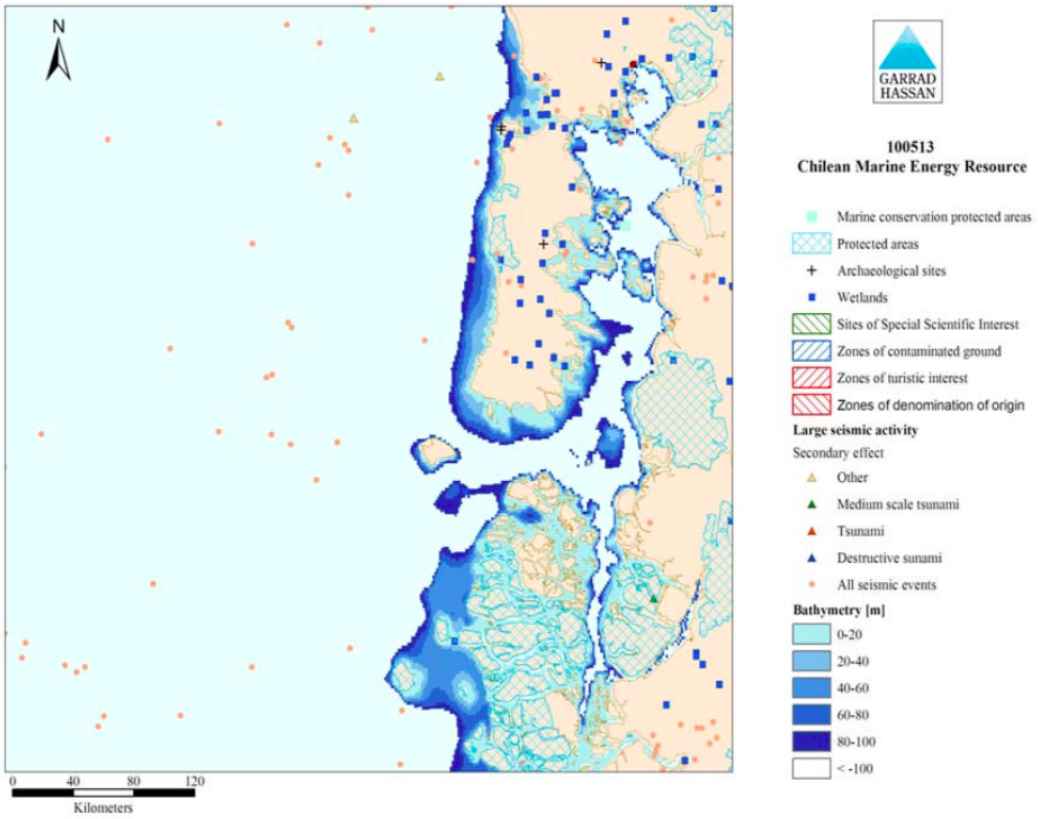


Figura 7.17: Problemas ambientales en la zona.
Fuente: Cruz et al. (2009).

En la tabla 7.8 se aprecia un resumen de toda la información compilada de acuerdo a cada sitio. Observar que el único sitio con posible explotación comercial es el primero.

Tabla 7.8: Información de sitios potenciales según factores.
Fuente: elaboración propia.[19]

Sitio	Flujo máximo m/s	Distancia a puertos km	Distancia a la red central km	Tipo de red	Rango de profundidad m	Concesiones marinas	Problemas de navegación	Cercanía zona protegida
Canal del Chacao	3,5-5	0-25 Cabo Froward ~ 80 Puerto Montt	0-10 ~ 60	110 kV 220 kV	31-100	3 [1]	Buques pesqueros, cruce de ferry	No
Canal Apaio	~ 1,8	75-100 Cabo Froward	~ 60	110 kV	100	0	Posible conflicto de transporte	No
Golfo Corcovado	2	>100	~ 30 >65	66 kV 110 kV	20-100	0	No	No
Boca del Guafo	~ 1,8	>100	35 >130	66 kV 110 kV	20-100	0	No	No

[1] Posee 3 concesiones marinas de subpesca, la primera denominada Lenqui-Punta Santa Teresa (ID 462), la segunda Bahía Pragua (ID 349) y la última Punta Remolinos - Punta Soledad (ID 444).

Los criterios de asignación de puntuación se detallan en la tabla 7.9. En el caso de los últimos cuatro factores se asignó nota 5 a aquellos que contaban con restricciones de este tipo y 1 a aquellos que no las poseían, no se fijaron puntuaciones intermedias, por ser variables binarias.[20]

Tabla 7.9: Criterios para asignar puntuación de acuerdo a cada factor.
Fuente: elaboración propia.

Nota	Media de la marea viva máxima	Distancia a puerto	Distancia a red	Profundidad	Conesiones marinas	Problema de navegación	Problemas medioambientales
1	>2,7	0-25	<70	<100	No	No	No
2	2,5-2,7	25-50	70-90	-	-	-	-
3	2-2,5	50-75	90-110	-	-	-	-
4	1,5-2	75-100	110-140	-	-	-	-
5	<1,5	>100	>140	>100	Si	Si	Si

Finalmente la puntuación de acuerdo al método de los factores ponderados para cada sitio se aprecia en la tabla 7.10, siendo la zona con menor nota la número 1, es decir, aquella localizada en el Canal del Chacao, con una profundidad aproximada de 55 metros.

[19] Elaboración en base al estudio realizado por Cruz et al. (2009).

[20] El caso del factor profundidad se trató como variable binaria como consecuencia de la limitada información que se poseía.

Tabla 7.10: Método de los factores ponderados para elegir sitio para parque mareomotriz. Fuente: elaboración propia.

Sitio	**Media de la marea viva máxima (35 %)**	**Distancia a puerto (20 %)**	**Distancia a red (20 %)**	**Profundidad (10 %)**	**Concesiones marinas (5 %)**	**Problemas de navegación (5 %)**	**Problemas medioambientales (5 %)**	**Nota**
Canal de Chacao	1	1	1	1	5	5	1	1,4
Canal Apiao	4	4	1	5	1	5	1	3,25
Golfo Corcovado	3	5	1	1	1	1	1	2,5
Boca del Guafo	4	5	4	1	1	1	1	3,45

8 | Proyecto de centrales marinas

En este capítulo se evaluó la instalación de un parque undimotriz y un parque mareomotriz, donde se analizó y detalló la elección de los dispositivos para cada planta de acuerdo a las restricciones de ubicación obtenidas en el capítulo anterior. También se utilizó el software *RETScreen* para la evaluación de ambos proyectos. Este, es un sistema de gestión de energía limpia con el objetivo de evaluar viabilidad de proyectos de eficiencia energética, energía renovable y co-generación, así como el continuo rendimiento energético. Apoya la toma de decisiones al ser una herramienta bastante completa y contar con análisis de producción de energía, costos, emisiones de GEI, análisis financiero, análisis de riesgo y sensibilidad, ver anexo A.1.

8.1. Elección del dispositivo

8.1.1. Dispositivo de olas

De acuerdo a la ubicación seleccionada en el capítulo anterior, es decir, el sitio nº 5 con una profundidad de 110 metros y con base de mantenimiento en Puerto Montt, la elección del dispositivo queda restringida a solo aquellos offshore. Por estos motivos, se analizó e hizo prevalecer aquellos que tuvieran mayor información disponible abierta al público, seleccionando el dispositivo Pelamis P-750.[21]

El equipo Pelamis como se explicó en el capítulo 6, contiene cuatro secciones cilíndricas de acero que se conectan entre sí a través de tres módulos de conversión de potencia hidráulica, cada uno con una potencia de 250 kW y con un sistema completo de generación de energía. En la tabla 8.1 se detallan las características específicas del dispositivo.

[21] El análisis que se realizó es solo comparativo debido a que la empresa Pelamis Wave Power cerró sus instalaciones el año 2014.

Tabla 8.1: Características de Pelamis P-750
Fuente: Pelamis wave power (sf).

Estructura	
Largo	150 m
Diámetro	3,5 m
Masa	700 t (balasto incluido)
Proa	5 m de largo, terminación cónica
Toma de fuerza	3 unidades independientes de conversión de energía
Unidad de conversión de energía	
Toma de fuerza	4 cilindros hidráulicos (2 de empuje, 2 de balanceo)
Velocidad del ariete	0 - 0,1 m/s
Potencia alisando / almacenando	Acumuladores de alta presión.
Presión de trabajo	100 - 350 Bar
Conversión de potencia	2 motores de desplazamiento variable
Generador	2 de 157 kVA / 125 kW
Velocidad	1500 rpm
Potencia	
Potencia total	750 kW
Producción anual	2.7 GWh
Potencia de onda nominal	55 kW/m
Limite de potencia hidrostática	>6 - 7 m altura de ola significativa
Tipo de generador	Asincrónico
Voltaje del sistema	Trifásico, 415/690 Vac 50/60 Hz
Transformador	950 kVA 11kV o 33kV
Sitio de amarre	
Profundidad	>50 m
Corriente	<1 nudo
Sistema de amarre	Amarre flexible
Comparaciones	
Equivalencia en combustible	600 t/año
Equivalencia en emisiones de CO_2	2000 t/año

Cada módulo de conversión de potencia, ver figura 8.1, en adelante PCM, contiene una junta de levantamiento y balanceo. El paquete de energía modular está ubicado en un segundo compartimiento completamente sellado detrás del compartimiento del ariete, de modo que en caso de falla del sellado, solo los arietes hidráulicos se sumerjan. El peso máximo de los componentes individuales es inferior a 3 toneladas para permitir el reemplazo utilizando equipos de levantamiento ligero. El movimiento inducido por las olas de cada junta es resistido por conjuntos de cilindros hidráulicos configurados como bombas. Estos bombean aceite en acumuladores de alisado que luego drenan a una

velocidad constante a través de un motor hidráulico acoplado a un generador eléctrico. Los acumuladores están dimensionados para permitir una salida continua y suave. Se incluye un intercambiador de calor de aceite a agua para descargar el exceso de energía en mares grandes y proporcionar la carga térmica necesaria en caso de pérdida de la red. La eficiencia general de conversión de energía varía desde alrededor del 70 % a niveles de potencia bajos hasta más del 80 % a plena capacidad. Se utiliza un solo transformador para aumentar el voltaje a un nivel apropiado para la transmisión a tierra. La energía de alto voltaje se alimenta al fondo marino mediante un único cable umbilical flexible, y luego se conecta a tierra mediante un cable submarino convencional.

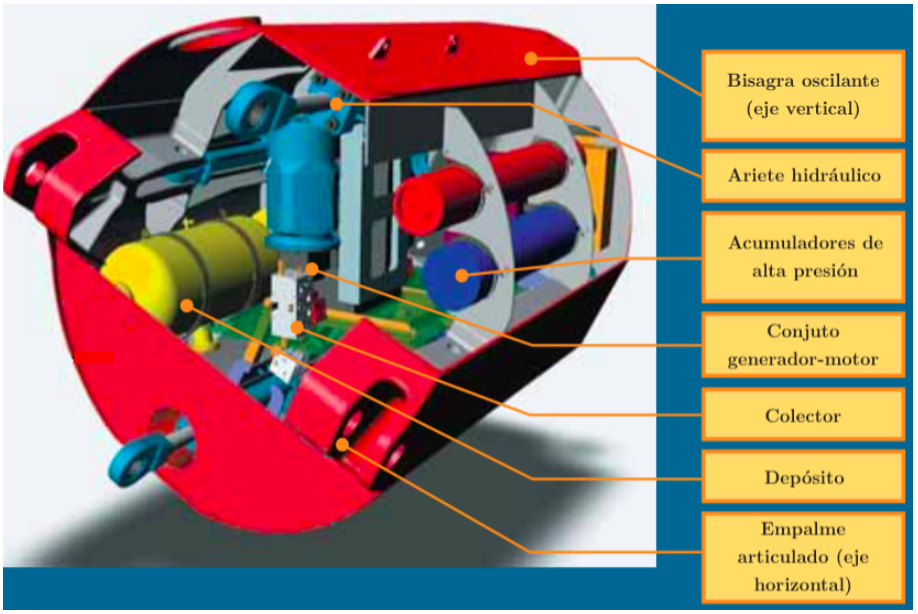


Figura 8.1: Vista interna de un módulo de conversión de energía de Pelamis. Fuente: Pelamis wave power (sf).

Hay un total de 4 secciones tubulares de acero, que son los principales elementos estructurales del dispositivo, cada una de 70 toneladas aproximadamente. Los amarres son del tipo catenario y utilizan una combinación de acero, cadenas, pesos muertos y anclajes de empotramiento. Cada equipo posee un transformador para aumentar el voltaje del generador al voltaje de interconexion de la central. Los detalles de la instalación se puede observar en la figura 8.2 y 8.3, donde la unión entre cada dispositivo es del tipo cadena a través de un cable puente con una distancia mínima de 150 metros, y a su vez estos se conectan con un único cable elevador a una caja de conexiones submarinas ubicada en el fondo marino. Los cables son trifásicos con un núcleo de fibra, el que

permite establecer una comunicación confiable entre los dispositivos y el sistema de supervisión terrestre, reduciendo las intervenciones físicas de mantenimiento y optimizando la operación. Posteriormente desde la caja de conexiones nace el cable submarino, aislado herméticamente para protegerlo del ambiente oceánico y de los altos niveles de tensión. Estos deben ser enterrados en sedimentos suaves ya que resultan muy sensibles a daños. Algunos de estos cables deben ser reemplazados cada 10 años. Junto con los cable terrestres es necesario instalar circuitos de interruptores para proteger la infraestructura de la red de fallas del sistema.

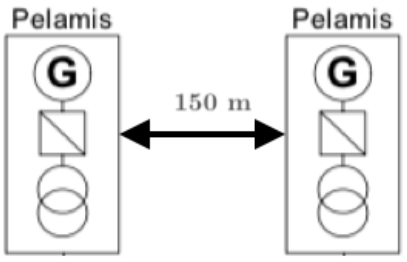


Figura 8.2: Medidas entre cada Pelamis.
Fuente: Previsic (2004).

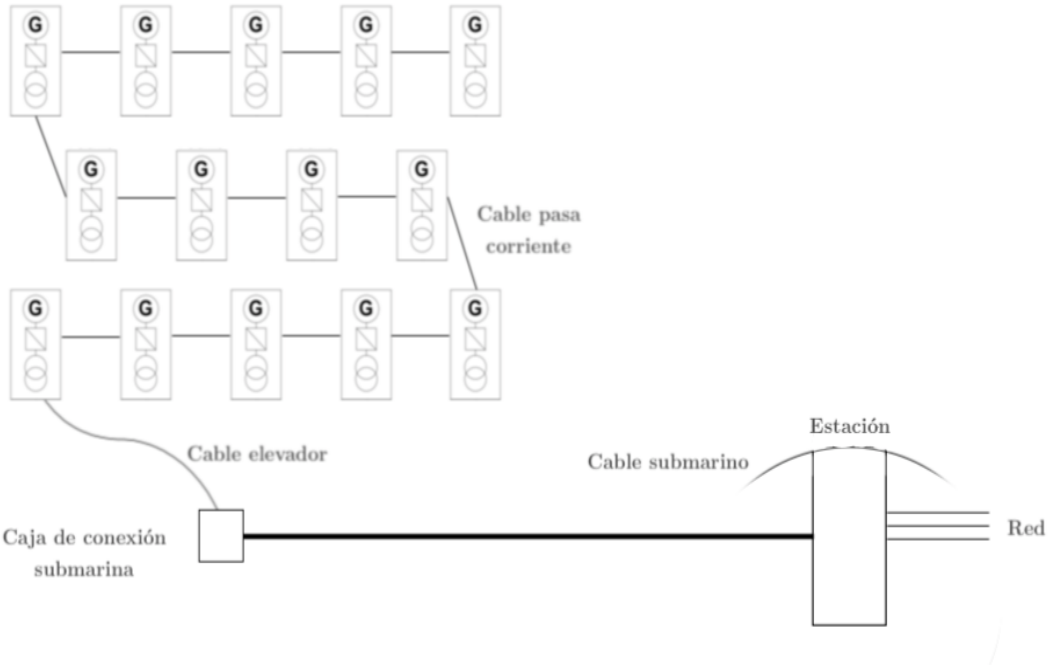


Figura 8.3: Disposición del parque con equipos Pelamis.
Fuente: Previsic (2004).

Pelamis fue diseñado con una cantidad mínima de intervención física. Las sofisticadas

capacidades de monitoreo remoto le permiten al operador en caso de una falla, aislarla, para determinar el problema exacto y, si es necesario, programar una intervención física. Además, el dispositivo cuenta con muchos niveles de redundancia que reducen la necesidad de responder de forma inmediata. Las actividades de mantenimiento establecidas son: retoque de pintura, intercambio de algunos de los elementos de toma de fuerza (arietes hidráulicos) e inspecciones. Estas tareas deben ser anuales y en la costa, por lo que se requiere separar al equipo completamente de los amarres y remolcarlo al puerto.

8.1.2. Dispositivo de mareas

En un inicio, para la elección del dispositivo se utilizó la tabla 8.2 del estudio (Mehmood et al., 2012a) para determinar el diámetro adecuado de la turbina según la profundidad del sitio escogido. Como consecuencia, se estableció una restricción: dispositivos con diámetro del rotor igual o superior a 20 metros.

Tabla 8.2: Rotor del diámetro en función de la profundidad.
Fuente: Mehmood et al. (2012a).

Profundidad m	**Diámetro de rotor m**
20 - 25	5
25 - 40	10
>40	20

Otra restricción para la elección del dispositivo radicó en la información específica técnica y financiera disponible del mismo. Considerando este aspecto, el equipo escogido fue Seagen-S, constituido por una torre[22] y dos rotores completamente sumergidos. En el capítulo 6 se mostraron algunos detalles del equipo. Actualmente existe un version mejorada de este (2 MW), que no fue utilizada en este informe, ya que, el primero cuenta con experiencia a escala comercial, es decir, al ser uno de los pocos que pudo instalarse en un parque de energía marina (1,2 MW) en 2008. En la tabla 8.3 se muestran las características principales.

La figura 8.4 muestra el equipo en funcionamiento y la figura 8.5 en mantenimiento. Este tipo de equipo tiene la capacidad de elevar las alas junto con los rotores hasta la

[22]La masa la torre queda delimitada por la velocidad de diseño para diferentes tipos de sedimentos (Polagye y Previsic, 2006).

Tabla 8.3: Características de Seagen-S 1,2 MW.
Fuente: Marine Current Turbine (sf).

Rotor	
Diámetro	20 m
Área de barrido	628 m^2 (2 rotores)
Velocidad del rotor	4 - 11,5 rpm
Regulación de potencia	Regulación activa del paso de la pala
Cantidad de rotores por dispositivo	2
Sistema de transmisión	
Tipo de caja de engranaje	Planetario
Refrigerante de la caja de engranaje	Agua de mar que pasa
Freno mecánico	
Tipo	Liberado hidráulicamente
Generador	
Tipo	Asíncrono
Potencia nominal	Calificado para proporcionar 1.000 kW al cable de exportación a la red
Potencia total	1200 kW
Voltaje	690 V
Sistema de refrigeración	Agua de mar que pasa
Sistema de monitoreo	
Sistema SCADA	Basado en la web
Control remoto	Control total de la turbina
Torre	
Tipo	Acero tubular cilíndrico
Altura del cubo	Adaptada para problemas de profundidad de agua / restricciones de navegación
Datos operacionales	
Velocidad de marea de corte	1 m/s
Potencia nominal en	2,5 m/s
Peso	
Trenes de conducción	60 t
Torre	213 t

superficie, lo que facilita el mantenimiento y cualquier tipo de reparación o cambio de piezas, incluso no requiriendo mano de obra más especialidad (buzos) y por lo tanto, disminuyendo costos en mantenimiento.[23] [24]

Los rotores poseen un eje horizontal y utilizan un sistema activo de inclinación de las

[23] Las tareas involucradas en este ciclo de mantenimiento anual incluyen actividades como la sustitución del aceite de la caja de engranajes, la aplicación de grasa para rodamientos y el cambio de filtros de aceite.

[24] Las únicas actividades que debiesen hacerse bajo el agua serían las reparaciones al mecanismo de elevación o la inspección de la superficie exterior de la torre.

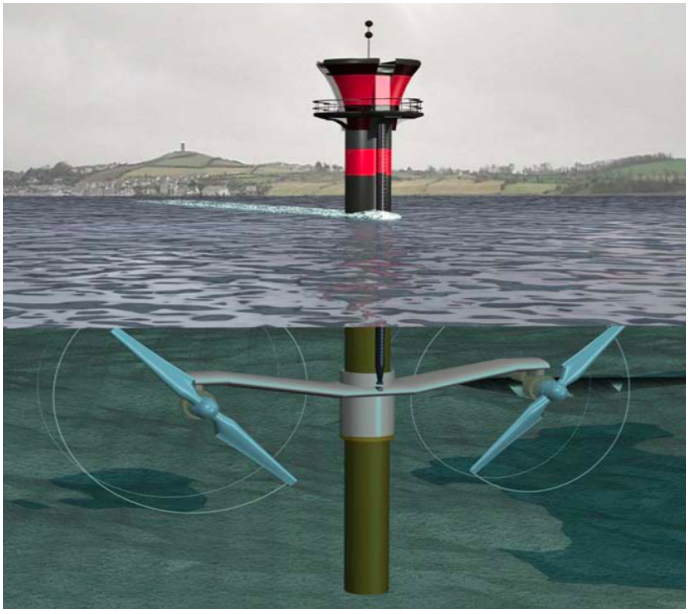


Figura 8.4: Seagen-S en operación.
Fuente: Schweizer et al. (2011).



Figura 8.5: Seagen-S en mantenimiento.
Fuente: Zhou et al. (2014).

aspas que limita las fuerzas estructurales durante condiciones de alto flujo, permitiendo una mayor eficiencia en su uso dependiendo la velocidad de la marea. El cubo del rotor aloja los actuadores de paso de la cuchilla, los cojinetes de giro y el sistema de engrase automático en una configuración compacta y fácil de mantener. La caja de engranajes es liviana y permite simplificar las operaciones de mantenimiento y logística, además

de reducir el peso y el costo estructural general. Está equipada con grandes sistemas de filtrado que garantizan hasta 1 año entre cambio de filtro. El generador resulta ser una máquina asincrónica cerrada con rotor de jaula de ardilla, el cual no requiere anillos de deslizamiento. El uso de convertidores de frecuencia hace posible que este logre una alta eficiencia de carga parcial. El freno mecánico, como se especifica en la tabla 8.3, es hidráulico permitiendo detener el funcionamiento para elevaciones y mantenimientos o en condiciones teóricas de falla. El controlador que posee utiliza un sistema de control de turbina eólica estándar y contiene un teclado y pantalla para facilitar la lectura y ajuste de la configuración. El sistema hace posible el control remotamente, permite restablecer alarmas y registrar datos. El convertidor del equipo se conecta a la red a través de un transformador integrado, un interruptor de protección y un relé de protección de red estándar. Cada dispositivo es autónomo eléctricamente, permitiendo una infraestructura mínima en tierra y la utilización de un cable submarino común entre varios equipos. La turbina se activa automáticamente cuando la velocidad de la marea es aproximadamente 1 m/s, además el ángulo de inclinación y la velocidad del rotor se ajustan maximizando la eficiencia hidrodinámica. La potencia nominal es alcanzada a una velocidad de 2,5 m/s. Además, la turbina, está equipada con un sistema SCADA basado en la web. Este sistema ofrece: control remoto, una variedad de vistas de estado (datos eléctricos, mecánicos, meteorológicos y de mareas como también estados de operación, fallas y redes.) e informes útiles desde un navegador web estándar de Internet. Otro sistema con el que cuenta, es un sistema de monitoreo de condición de turbina que posee varios niveles de alarma (desde informativos hasta de apagado). Cada tren motriz de turbina 600 kW, se monta a una viga transversal que a su vez está soportada por una torre de acero tubular. La viga transversal es la que puede elevarse hasta la superficie. Cada dispositivo alberga un transformador elevador para aumentar el voltaje desde el voltaje del generador hasta un voltaje de interconexión de matriz adecuado.

En la figura 8.6 se observa la disposición y medidas a considerar en la instalación de los dispositivos, teniendo en cuenta una distancia mínima de 15 metros desde la superficie hasta la parte más alta del rotor.

En la figura 8.7 se aprecia la configuración espacial que tendrían los dispositivos al conformar la central.

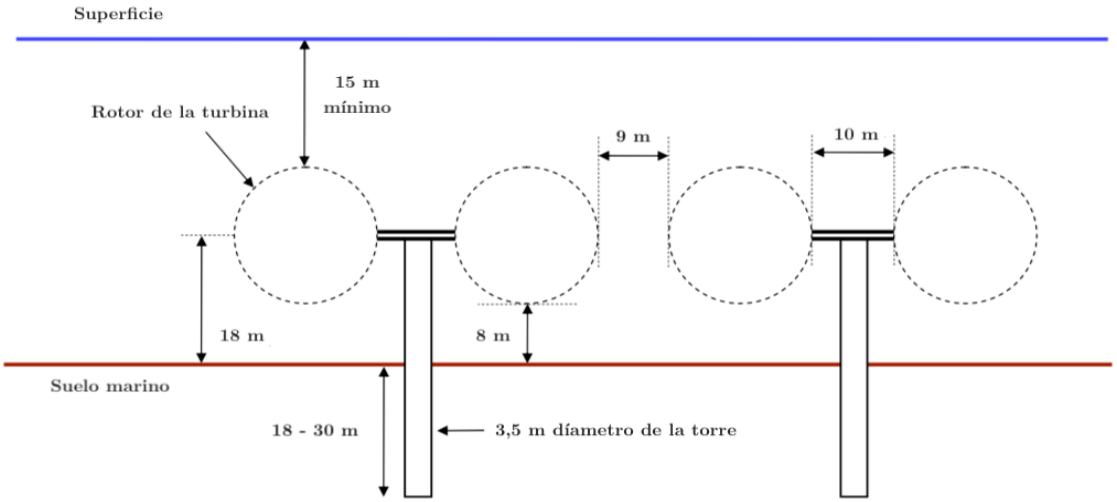


Figura 8.6: Medidas Seagen-S.
Fuente: Polagye y Previsic (2006).

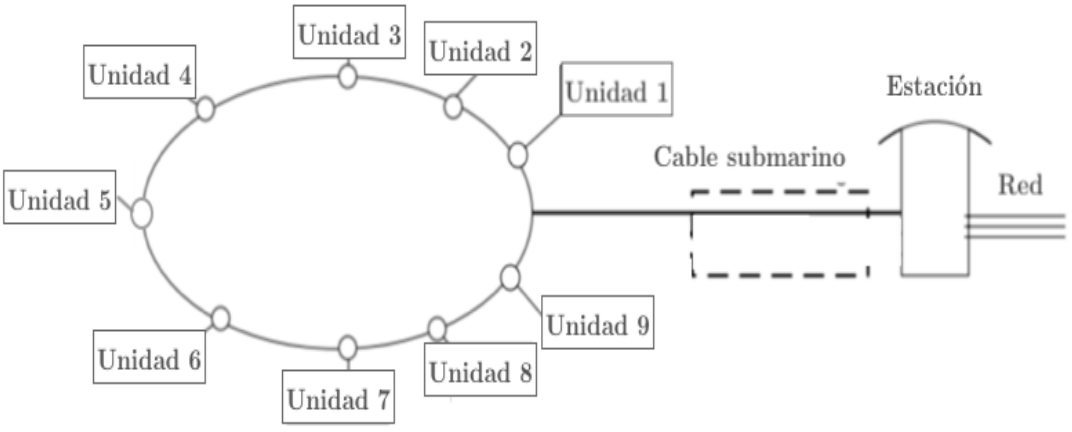


Figura 8.7: Disposición del parque con equipos Seagen-S.
Fuente: Polagye y Previsic (2006).

8.2. Modelo de energía

El caso en estudio considera una planta de 10,5 MW instalados y para el análisis del modelo de energía, se requiere como parámetros: la capacidad de generación en kW, el factor de utilización (%) y la tarifa de exportación de electricidad en USD/MWh.

La tarifa de exportación a de electricidad a la red central que se utilizó se obtuvo del informe técnico efectuado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), y corresponde al precio nudo de corto plazo del nudo Puerto Montt 220 con un valor de 60,279 USD/MWh con un dolar observado en ese momento de 640,82 CLP/USD, equivalente a 38.627,989 CLP/MWh (Comisión nacional de energía, 2018a). Este valor fue utilizado para ambas centrales.

8.2.1. Modelo de energía de las olas

La capacidad de generación en este caso depende de la ubicación y del dispositivo seleccionado. Según los reportes obtenidos con el EM, para la localización elegida, la altura significativa media es de 2,853 metros y el período medio de 12,193 segundos, ingresando estos valores en la matriz de poder de Pelamis, ver figura 8.8, se obtiene una capacidad de generación media de 165 kW por dispositivo, este valor considera la eficiencia del equipo. La generación total se estima en 2310 kW, asumiendo 14 dispositivos.

El factor de capacidad, factor de planta o de carga, en adelante FC, hace referencia al cociente entre la energía producida en un período de tiempo y la energía generada si se hubiese trabajado a plena carga durante el mismo intervalo. Según Acuña y Monárdez (2007) el FC a lo largo de Chile se comporta de acuerdo a la figura 8.9 para profundidades hasta 25 metros. Para determinar el FC se utilizó la capacidad de generación media, obteniendo un FC igual al 23 %.

8.2.2. Modelo de energía de las mareas

La obtención de energía mareomotriz depende en este caso, de la velocidad de flujo del sitio, la profundidad y el dispositivo, de acuerdo a Polagye y Previsic (2006), para un dispositivo Seagen-S 1,2 MW la máxima cantidad de energía que puede extraerse es del

Significant wave height (H_{sig}, m) \ Power period (T_{pow}, s)	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0
0.5	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle
1.0	idle	22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21	idle	idle	idle
1.5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33
2.0	57	88	115	136	148	153	152	147	138	127	116	104	93	83	74	66	59
2.5	89	138	180	212	231	238	238	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92
3.0	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132
3.5	-	270	354	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180
4.0	-	-	462	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213
4.5	-	-	544	635	642	648	628	590	562	528	473	432	382	356	338	300	266
5.0	-	-	-	739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328
5.5	-	-	-	750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355
6.0	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	415
6.5	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	481
7.0	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	525
7.5	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622	593
8.0	-	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	690	625

Figura 8.8: Matriz de poder de Pelamis P-750 en kW.
Fuente: Pelamis wave power (sf).

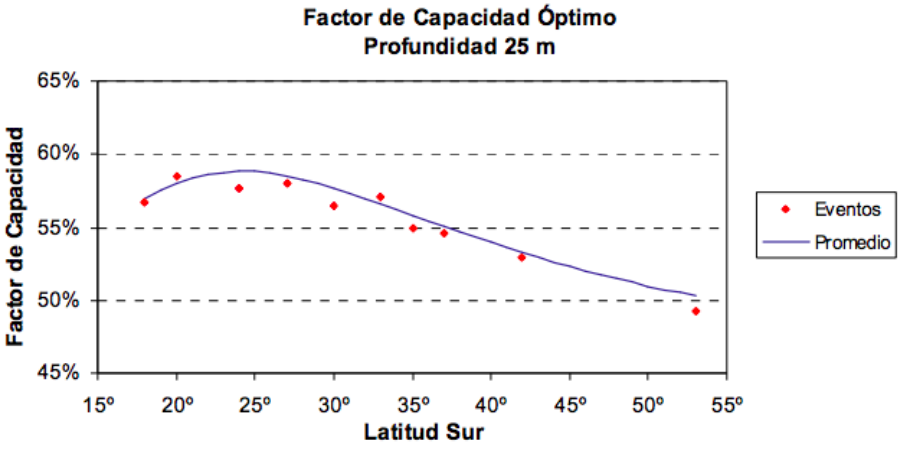


Figura 8.9: Factor de capacidad óptimo a lo largo de Chile.
Fuente: Acuña y Monárdez (2007).

orden del 60 %, es decir, 720 kW independiente de la velocidad y la profundidad. A esto, se le suma que para un sitio con velocidad máxima de flujo de 3,5 m/s la energía cinética extraída puede ser del 15 % del valor anterior. Para este caso de estudio se consideró la misma proporción, ya que, la velocidad máxima de flujo se asemeja a la del sitio seleccionado. Como consecuencia, para un dispositivo de 1,2 MW la energía que se puede extraer es de 0,108 MW, sumando 972 kW en total considerando los 9 dispositivos. Este valor se obtiene asumiendo:

- eficiencia rotor: 45 %
- eficiencia caja de engranaje: 96 %
- eficiencia generador: 45 %
- disponibilidad: 95 %

El factor de capacidad para este análisis también quedó estipulado según el estudio Polagye y Previsic (2006), utilizando un factor del 30 %.

8.3. Análisis de costos

Este análisis asume un error estimado del 30 % sobre la inversión final debido al ser un estudio de pre-factibilidad. Se asume un horizonte de vida del proyecto de 20 años para ambas centrales.

8.3.1. Análisis de costos de central undimotriz

Se eligió el método 1, el cual es un método más agregado pero los costos se detallan más en profundidad en esta sección. El desarrollo de los costos de Pelamis se realizó en base a Previsic (2004), Dalton et al. (2010), O'Connor et al. (2013) y Dunnett y Wallace (2009).

El costo inicial de un Pelamis, correspondiente a los módulos y las secciones de acero estaban valoradas en $1.565.000 USD y $850.000 USD respectivamente al año 2004, logrando un total de $2.415.000 USD.

Cuando se compra más de un dispositivo existen economías de escala que pueden aprovecharse. En la ecuación 8.1 se muestra el porcentaje de descuento que se puede obtener en cada unidad y en la ecuación 8.2 el valor total de los dispositivos aplicando el descuento total.

$$P_N = N^{\frac{ln(bdf)}{ln(2)}} \tag{8.1}$$

Donde P representa el porcentaje final con descuento incluido del dispositivo N, bdf por sus siglas en inglés, el factor de descuento por volumen, en este caso 0,9 y N la cantidad

de dispositivos a comprar.

$$Total \quad IC_{WEC} = \sum_{1}^{N} P_N * IC_{WEC} \tag{8.2}$$

Inicialmente en los estudios mencionados se aconseja calcular el valor de las instalaciones, amarres, entre otros, a partir del costo inicial de los dispositivos, en adelante IC_{WEC}, en la tabla 8.4 se muestran los porcentajes del costo de IC_{WEC} de cada parámetros.

Tabla 8.4: Costos según porcentaje de IC_{WEC}.
Fuente:O'Connor et al. (2013).

Costos	% de ICwec
Amarres	10
Instalación dispositivos	33
Piezas de repuesto	2
Permisos	2
Estudios de GEI	2
Conexión a la red	5

El cálculo del cableado se desglosó en tres partes, cableado submarino, cableado terrestre e instalación de estos, que se muestran en las tablas 8.5, 8.6 y 8.7 respectivamente, con valor al año 2013.[25]

Tabla 8.5: Costos de cableado submarino.
Fuente: O'Connor et al. (2013).

Rango en MW	kV	USD/km
0,25 - 7,5	20	40.690
8,1 - 20	38	119.310
21 - 110	110	198.621

Tabla 8.6: Costos de cableado terrestre.
Fuente: O'Connor et al. (2013).

Rango en MW	kV	USD/km
0,5 - 8	20	36.690
8 - 20	38	62.408
21 - 110	110	146.752

[25]Los valores se encontraban en euros y fueron transformados a dólares estadounidenses según el cambio que se mostró en el artículo de investigación 1,45 €/USD.

Tabla 8.7: Costos de instalación de cableado.
Fuente: O'Connor et al. (2013).

Tipo de instalación	USD/km
Cable zanjado	194.483
Cable sin zanja	68.966
Cable cubierto (roca)	647.586

Para este proyecto se consideró que las instalaciones se conectarán a la red central, en este caso al SEN, ver figura 8.10, se observa específicamente la ubicación seleccionada y todas las estaciones o subestaciones disponibles en la zona. Por motivos de acceso de información se seleccionó conectarse a la estación Puerto Montt 220, considerando una distancia del sitio a la costa de 4 km y 75 km desde la costa hasta la estación eléctrica.[26] También se consideró que el primer kilómetro de cableado submarino debe ser cubierto y el resto debe ser instalado con zanja.

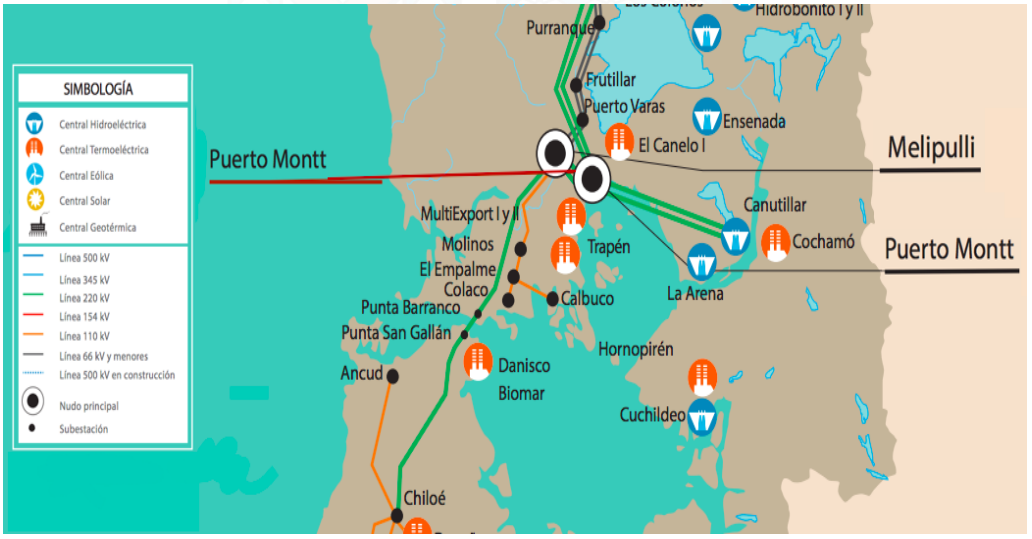


Figura 8.10: Sistema eléctrico nacional 2018 de la zona seleccionada para localización de central undimotriz..
Fuente: Coordinador eléctrico nacional (2018).

Otros costos a considerar son los costos de operación y mantenimiento, las tarifas de gestión y de desmantelamientos, el primero representa el 3 % del costo inicial total, en adelante TIC, el segundo representa el 10 % del TIC y el tercero no se consideró para este estudio debido a que el impacto ambiental que provoca desmontar todos los equipos es más perjudicial que si estos quedan en el fondo marino.[27]

[26] En ambos caso se selecciona el cableado que considera 38 kV.
[27] No se consideraron costos de reposición de equipos, debido al menor horizonte de vida del proyecto y al

Realizando los cálculos para la central undimotriz se obtuvieron los siguientes costos actualizados al 2018:[28]

$$\sum_{1}^{10} P_N = 10,7211 \tag{8.3}$$

$$Total \quad IC_{WEC} = 27{,}800{,}399$$

Tabla 8.8: Costos iniciales de central undimotriz.
Fuente: O'Connor et al. (2013).

Costos anuales	**USD**
Dispositivos Pelamis	27.800.399
Amarres	3.463.375
Instalación dispositivos	11.429.136
Piezas de repuesto	692.675
Permisos y seguros	692.675
Estudios de GEI	692.675
Conexión a la red	1.731.687
Cableado submarino	510.647
Cableado terrestre	5.008.242
Instalación cableado	6.851.729
TIC	58.873.240
Tarifas de gestión	5.887.324
Costo Total	64.760.564

Tabla 8.9: Costos anuales de central undimotriz.
Fuente: O'Connor et al. (2013).

Costos anuales	**USD**
Operación y mantenimiento	1.942.817

También se consideró que cada 10 años se realizarán reinversiones en operación y en partes y piezas, correspondientes al 4 % y 7 % del TIC respectivamente (Previsic, 2004), ver tabla 8.10.

tipo de estudio que se realizó, ya que, profundizar en ese análisis requiere de conocimientos técnicos que no se poseen (Dalton et al., 2010).

[28] Para la conversión de valores de 2004 se utilizo el cambio de 1 dólar USD 2004 = 1,34 dólares USD 2018, para el conversión del 2013 1 dólar USD 2013 = 1,07 dólares USD 2018

Tabla 8.10: Costos de reinversión cada 10 años en central undimotriz.
Fuente: Previsic (2004).

Costos de revisión	USD
Operaciones	2.590.423
Parte y piezas	4.533.239
Total	7.123.662

8.3.2. Análisis de costos de central mareomotriz

Se eligió el mismo método que para la central undimotriz, es decir, el método 1. El análisis se baso en los estudios realizados por Vazquez y Iglesias (2016), Mehmood et al. (2012b) y Polagye y Previsic (2006).

Inicialmente se hizo la estimación de los costo de capital, que a su vez se clasificaron en: sistema de conversión de energía, elementos de acero estructural, cables submarinos, instalación de turbinas, instalación de cables, conexión a la red. El primero obtuvo como valor inicial 1.022.050 USD por unidad[29], y utilizando la ecuación 8.1 con un factor de descuento por volumen de 0,85, se obtuvo el porcentaje de descuento por cada unidad. Al considerar 9 dispositivos, se generó un valor total de 8.346.625 USD. En la tabla 8.11 se muestran los costos desglosados de acuerdo a una planta con 9 dispositivos Seagen. Los costos de estructuras se obtuvieron considerando un valor por unidad de 659.710 USD. Los costos de cableado, instalación de cables y conexión a la red utilizaron los mismos estándares que la central undimotriz.[30] La central se conectará al igual que la central anterior a la estación Puerto Montt 220, por lo tanto, la distancia desde el punto de ubicación a ésta es de 60 km.[31]Para el cálculo de la instalación de las turbinas se estipuló un valor de 1.802.500 USD por equipos instalados.

Los costos anuales que se consideraron fueron de operación y mantenimiento y de permisos y seguros con el 2 % del costo total cada uno, ver tabla 8.12.

Por último se consideró que cada 10 años se realizarán revisiones de operación y de partes y piezas, correspondientes al 4 % y 7 % del TIC respectivamente, ver tabla 8.13.

[29]Se utilizó actualizó el valor del año 2006 al 2018 con la conversión 1,25 USD 2018/USD 2006.
[30]Se seleccionó el cable de 38 kV.
[31]El cableado submarino asume 1 km de largo hasta la costa y el cableado terrestre 59 km de largo. Para la instalación se consideró el cableado marino con instalación cubierta.

Tabla 8.11: Costos iniciales de central mareomotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Costos anuales	Costo USD
Sistema de conversión de energía	8.346.625
Elementos de acero estructural	7.421.738
Estudios GEI	315.367
Partes de repuesto	315.367
Cableado submarino	127.662
Cableado terrestre	3.939.817
Instalación de cables	5.046.741
Instalación de turbinas	16.222.500
Conexión a la red	788.418
TIC	**42.524.235**
Costos de gestión	4.252.423
Costo Total	**46.776.658**

Tabla 8.12: Costos anuales de central mareomotriz.
Fuente: O'Connor et al. (2013).

Costos anuales	USD
Operación y mantenimiento	935.533
Permisos y seguros	935.533
Costo anuales totales	**1.871.066**

Tabla 8.13: Costos de reinversión cada 10 años de central mareomotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Costos de revisión	USD
Operaciones	1.700.969
Parte y piezas	2.976.696
Total	4.677.666

8.4. Análisis de ingresos

Se consideró un ingreso por venta de potencia, proporcional al 20 % de la capacidad instalada. Este valor se determinó por la CNE y corresponde al precio nudo de corto plazo del nudo Puerto Montt 220 con un valor de 9,905 USD/MWh (Comisión nacional de energía, 2018a).

Para cada central existen dos tipos de ingresos diferentes, el primero corresponde al ingreso por venta de electricidad y el segundo al ingreso por venta de potencia. En la tabla 8.14, se muestran los ingresos anuales para cada central.

Tabla 8.14: Ingresos anuales en USD por central.
Fuente: Elaboración propia.

Ingresos anuales	Central undimotriz	Central mareomotriz
Electricidad	1.219.802	513.267
Potencia	182.304	182.304

8.5. Análisis emisiones

Este análisis queda limitado a lo entregado por el software, se utilizó el método 2[32] para el caso actual (caso base) y se introdujeron como parámetros los porcentajes de generación según el tipo de fuente de energía, y la eficiencia en la generación de electricidad que otorga el programa, ver tabla 8.15[33].

Tabla 8.15: Emisiones del caso actual.
Fuente: Elaboración propia

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Eficiencia en la generación de electricidad %	Factor de emisión de GEI tCO_2/MWh
Biomasa	2	25	0
Mini hidráulica de pasada	2	100	0
Eólica	7	100	0
Solar	9	100	0
Hidráulica de pasada	12	100	0
Petróleo Diésel	13	30	0,955
Hidráulica de embalse	15	100	0
Gas natural	19	45	0,472
Carbón	21	35	1,074

Además se estipuló que la pérdidas por transporte y distribución serán del 7 % aproximadamente para el caso propuesto y para el caso base (Banco Mundial, 2014d). La reducción anual de emisiones de GEI para el parque undimotriz es de 8.279 tCO_2 y para el parque mareomotriz de 3.484 tCO_2, esto debido a que la primera exporta mayor cantidad de energía a la red.

[32]Este método permite ingresar el porcentaje de las diversas fuentes de energías para el caso base.
[33]Las equivalencias del software son: 25 tCO_2 = 1 tCH_4 y 298 tCO_2 = 1 tN_2O

8.6. Análisis financiero

Esta sección será única para ambos casos, ya que ambas son ERNC y son valores estándares para las dos centrales. La tasa de escalamiento de electricidad considera la variación en el precio que esta sufrirá por un período de doce meses; para el caso de este estudio se consideró analizar el aumento en el costo marginal por región tomando como referencia una barra del sistema troncal representativa en cada caso. En la figura 8.11 se proyecta el costo marginal hasta el 2035 por región.

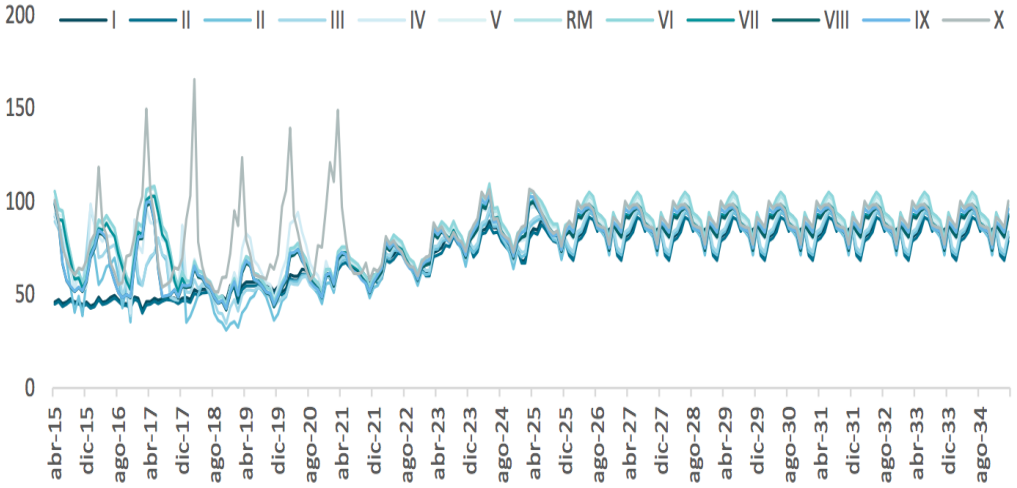


Figura 8.11: Proyección costo marginal al 2035 por región en dólares estadounidenses. Fuente: Quiroz & Asociados (2015).

Según lo observado los costos marginales a 2015 bordean los 73 USD dólares aproximadamente, mientras que para el 2035 se espera que estén al rededor de 94 USD dólares, esto conlleva un aumento del 29 %, es decir, una tasa de escalamiento del 1,3 % anual.

La inflación se define como el aumento sostenido y generalizado de una cierta cantidad de bienes y servicios de un país en un período de tiempo determinado, y en la mayoría de los casos ese período se reduce a un año. Para poder medir el comportamiento de la inflación se utilizan ciertos índices que muestran el crecimiento en términos porcentuales de una canasta de bienes ponderada, el índice que se utiliza es el precio al consumidor, en adelante IPC.

La figura 8.12 muestra el comportamiento del IPC desde febrero de 1989 hasta noviembre de 2018, observando grandes variaciones los primeros 5 años, posteriormente un leve descenso durante otros 5 años más y finalmente un comportamiento más homogéneo

hasta la fecha. En la figura 8.13 se observa la variación del IPC general desde 2013 a 2018 observando un alza sostenida con una tasa de crecimiento del 19,05 % hasta noviembre de 2018. Como consecuencia se estipuló para este estudio una tasa de inflación alrededor del 3 %.

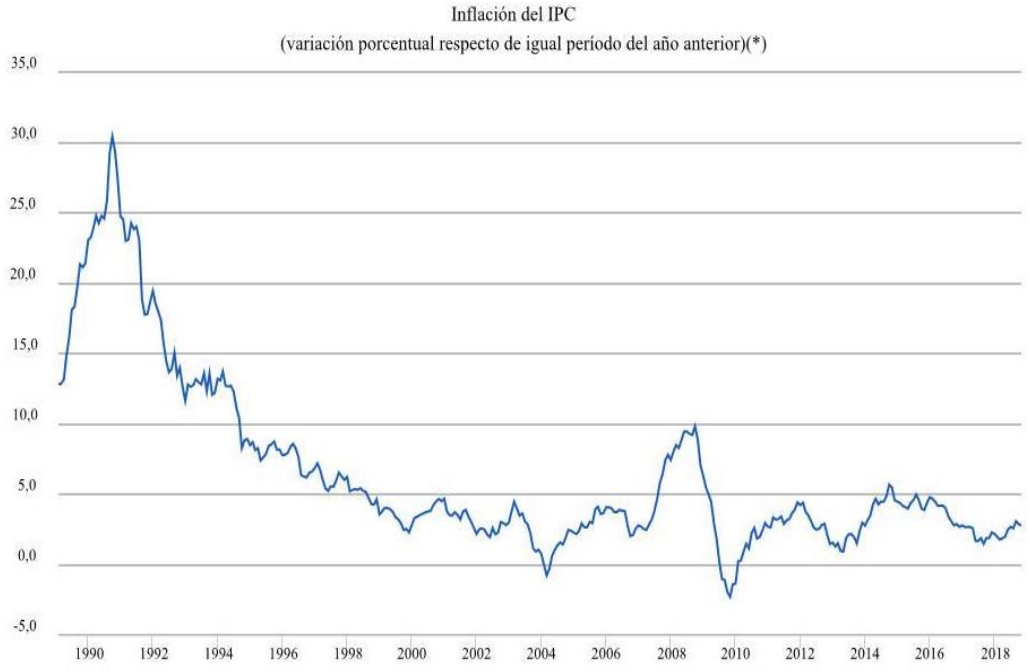


Figura 8.12: Comportamiento IPC.
Fuente: Banco Central (2018a).

La tasa de descuento es una medida financiera que se utiliza para evaluar proyectos de inversión, que depende del país, la tecnología y el riesgo asociado a estos. Para proyectos de energía se estima que esta tasa toma el valor entre el 8 % y 15 % (Entec UK Ltd, 2006). Según Ministerio de Energía (2017) la tasa de descuento R_e se define en la ecuación 8.4, donde r_f es la tasa libre de riesgo, β_e beta apalancado, MRP premio por riesgo de mercado y CRP premio por riesgo país.

$$R_e = r_f + \beta_e * MRP + CRP \tag{8.4}$$

La tasa libre de riesgo es un parámetro teórico asumiendo que la inversión no tendrá ningún tipo de riesgo, en la actualidad se puede comparar con los bonos estadounidenses o alemanes, asumiendo que las posibilidades de no pago tienden a cero. Para el caso se estima aproximadamente en 2,8 %.

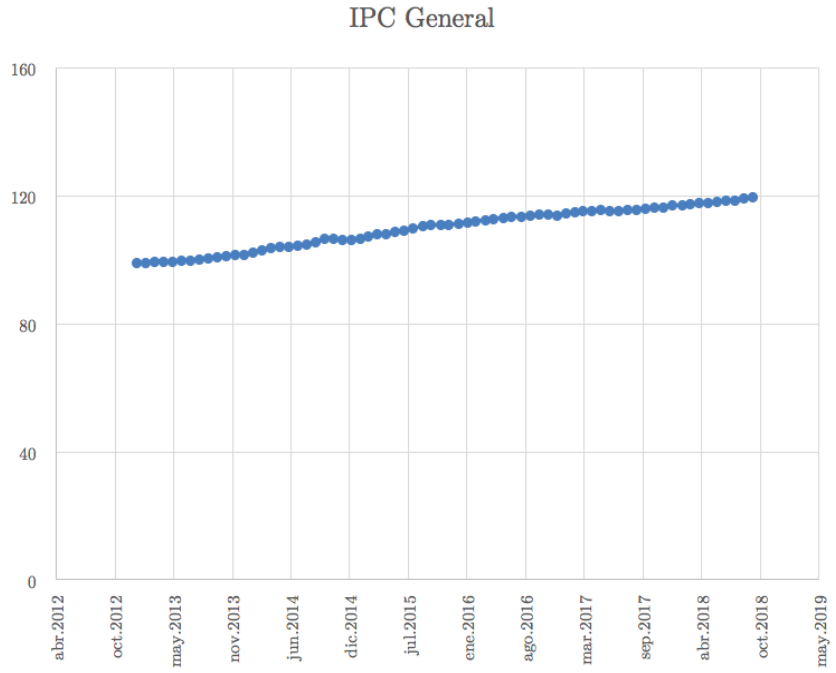


Figura 8.13: Variación IPC general de enero 2013 a noviembre 2018.
Fuente: Banco Central (2018b).

El beta apalancado (β_e) para su cálculo considera como parámetros el beta sin apalancamiento (β_a), la razón deuda financiera neta (D) y capitalización bursátil (E) y la tasa de impuesto efectivo (τ), ver ecuación 8.5.

$$\beta_e = \beta_a(1 + \frac{D}{E}(1 + \tau)) \tag{8.5}$$

Se asume que estos parámetros se modificarán de acuerdo al tipo de generación de energía, siendo en este estudio β_a igual 0,7 para ERNC, reflejando un mayor riesgo de recurso y una menor madurez, y según Damodaran (2018) los valores de $\frac{D}{E}$ y τ son 0,9823 y 0,24 respectivamente.[34] Como consecuencia el beta apalancado obtiene el valor de

$$\beta_e = 0,7(1 + 0,9823(1 - 0,24)) \tag{8.6}$$

$$\beta_e = 1,22$$

El *MRP* es la diferencia entre el retorno esperado del mercado y la tasa libre de riesgo, que varía entre el 3,5 % y el 7 %. Un valor esperado para efectos de estimación de

[34]Estos valores fueron calculados para el sector de energías limpias y renovables en los Estados Unidos, con un total de 22 firmas.

rentabilidad hace referencia a un 6 %.

El *CRP* hace mención a un tipo de rentabilidad adicional de acuerdo a su ubicación geográfica, la cual pudiese estar relacionada a riesgos regulatorios idiosincráticos, políticos entre otros. Por consecuencia esta variable es distinta si el proyecto se ubica en un país en vía de desarrollo o no. En el caso de Chile este factor ha sido afectado por la baja del cobre en los últimos años llegando a un valor de 1,74 %.

Una vez obtenidos todos los valores anteriores se calcula el valor final de la tasa de descuento en la ecuación 8.7, la cual se encuentra dentro de los límites esperados según el informe (Entec UK Ltd, 2006).

$$R_e = 2,8\,\% + 1,22 * 6\,\% + 1,74\,\% \tag{8.7}$$

$$R_e = 11,86\,\%$$

La relación de deuda para proyectos tipo ERNC se recomiendan en un 60 % (Ministerio de Energía, 2017), con financiamiento del tipo Project Finance.[35] Este tipo de deuda utiliza como tasa la suma de la tasa LIBOR (London Interbank Offered Rate)[36], y un margen que establece incrementos periódicos. Para el caso se utilizó una tasa LIBOR del 3 % con margen del 2,5 % con una duración de la deuda del ciclo de vida del proyecto. También se consideró un sistema de amortización constante para la deuda.

Las actividades realizadas por generadores de electricidad son gravados por el impuesto de primera categoría a partir del año 2017, por lo tanto se fija un I.V.A. del 27 %. Inicialmente no se consideraron incentivos ni donaciones para ningún caso.

8.6.1. Central unidmotriz

Inicialmente se muestra en la tabla 8.16 un resumen de los flujos de proyecto.

[35] Por 'Project Finance' se entiende una financiación estructurada basada en los flujos de caja a largo plazo generados por una sociedad constituida para un proyecto aislado, y tomando colateralmente como garantía los activos de esta sociedad. El verdadero elemento diferenciador de un 'project finance' es que se estructura en base a la predictibilidad a largo plazo de sus flujos de caja en base a una estructura de contratos fijos con sus clientes, proveedores, reguladores de mercado, etc. Estas características se encuentran a menudo ligadas a sociedades activas en el sector de infraestructuras, energía, renovables, 'utilities', etc. tales como carreteras, plantas eléctricas, parkings de vehículos, aeropuertos, parques eólicos, refinerías, etc.

[36] La tasa de interés interbancaria de Londres, o LIBOR, es la tasa de interés promedio anualizada en la cual un grupo selecto de bancos grandes y acreditados que participa en el mercado interbancario de dinero de Londres puede solicitar préstamos no garantizados a otros bancos.

Tabla 8.16: Resumen flujos central undimotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Flujos	USD
Costos iniciales totales	64.760.564
Costos anuales totales	5.194.289
Costos periódicos	7.123.662
Ingresos anuales por exportación de electricidad	1.219.802
Ingresos anuales por venta de potencia	182.304

Posteriormente los indicadores financieros obtenidos con el software se muestran en la tabla 8.17.

Tabla 8.17: Indicadores financieros central undimotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Unidad	Valor
TIR antes de impuestos	%	Negativo
TIR luego de impuestos	%	Negativo
Pago simple de retorno del capital	año	246
Repago - capital	año	>proyecto
Valor presente neto (VPN)	USD	-52.423.497
Ahorros anuales en ciclo de vida	USD/año	-6.956.894
Relación beneficio - costo		-1
Cobertura - servicio de deuda		-3,8
Costo de reducción de GEI	USD/tCO2	840
Costo de producción de energía	USD/kWh	0,521

Las gráficas de los flujos anuales después de impuestos y acumulados se observan en la figura 8.14 y 8.15 respectivamente.

8.6.2. Central mareomotriz

La tabla 8.18 muestra un resumen de los costos de la central mareomotriz.

Tabla 8.18: Resumen flujos central mareomotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Flujos	USD
Costos iniciales totales	46.776.658
Costos anuales totales	4.219.610
Costos periódicos	4.677.666
Ingresos anuales por exportación de electricidad	513.267
Ingresos anuales por venta de potencia	182.304

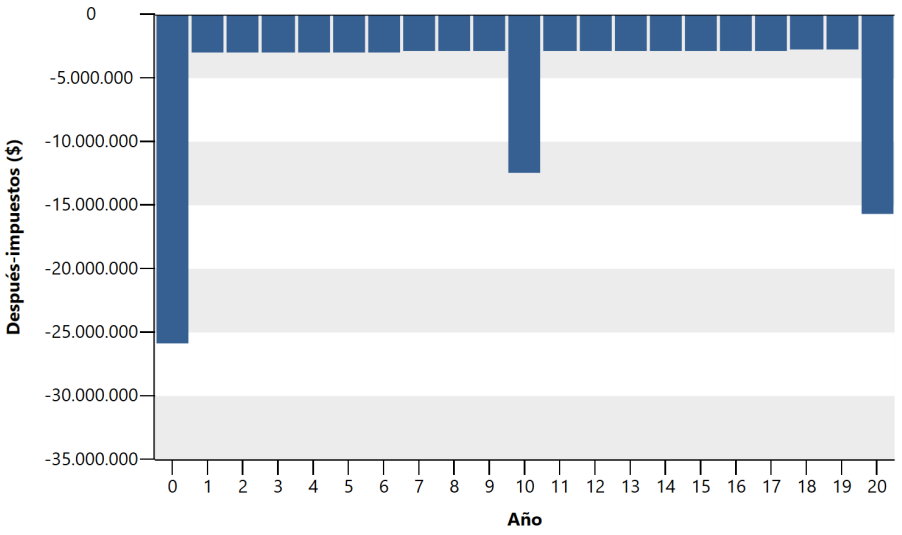


Figura 8.14: Flujos anuales después de impuestos de central undimotriz.
Fuente: Elaboración propia.

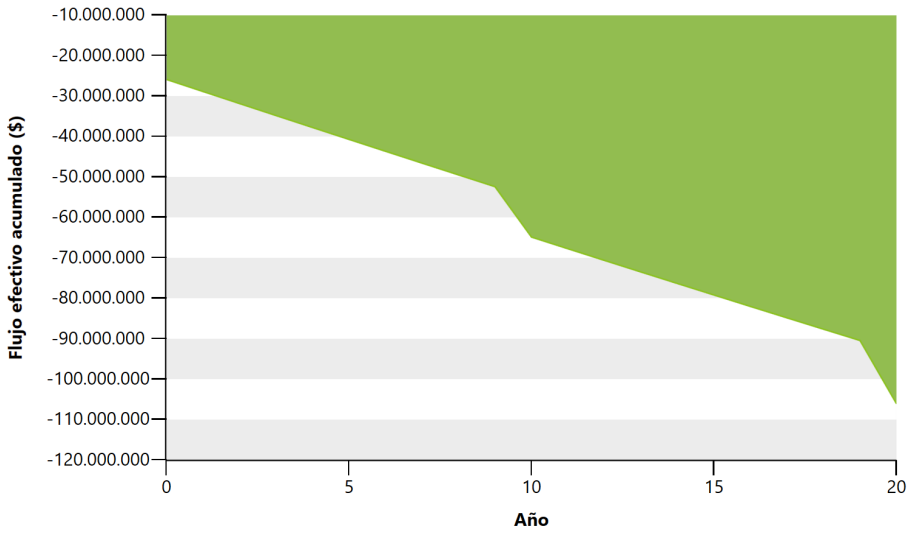


Figura 8.15: Flujos anuales acumulados de central undimotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente los indicadores financieros obtenidos con el software se muestran en la tabla 8.19.

Las figuras 8.16 y 8.17 reflejan los flujos anuales después de impuestos y acumulados de la central.

Tabla 8.19: Indicadores financieros central mareomotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Unidad	Valor
TIR antes de impuestos	%	Negativo
TIR luego de impuestos	%	Negativo
Pago simple de retorno del capital	año	Ninguno
Repago - capital	año	>proyecto
Valor presente neto (VPN)	USD	-47.220.665
Ahorros anuales en ciclo de vida	USD/año	-6.266.449
Relación beneficio - costo		-1,5
Cobertura - servicio de deuda		-4,2
Costo de reducción de GEI	USD/tCO2	1.799
Costo de producción de energía	USD/kWh	0,95

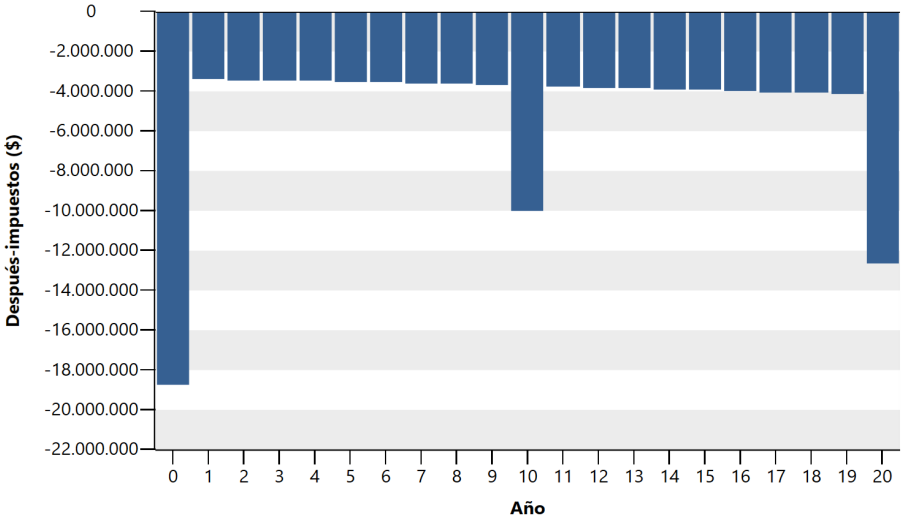


Figura 8.16: Flujos anuales después de impuestos de central mareomotriz.
Fuente: Elaboración propia.

8.7. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad en ambos casos se realizó con el software *RETScreen Expert*, ya que, presenta un mayor rango de posibilidades para sensibilizar las variables. Los indicadores principales que se evaluaron fueron:

- Valor presente neto o VPN
- Tasa interna de retorno o TIR

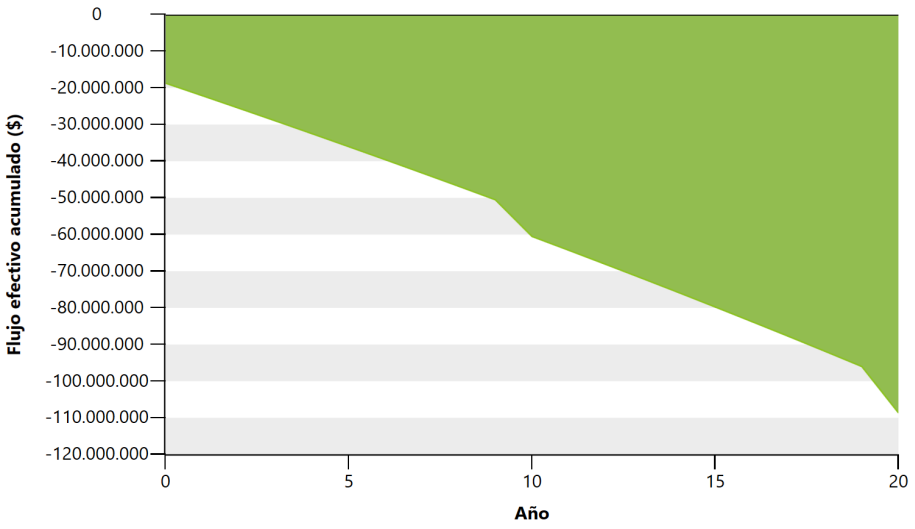


Figura 8.17: Flujos anuales acumulados de central mareomotriz.
Fuente: Elaboración propia.

8.7.1. Análisis de sensibilidad central undimotriz

8.7.1.1. Sin incentivos

- Valor presente neto (VPN)

  Se considero un rango de sensibilidad del 100 % y un umbral de 0 ver figuras: 8.18,8.19, 8.20 y 8.21.

- Quitar análisis | Costos iniciales | $

Operación y Mantenimiento		0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	9.731.527	-871.714	-11.776.623	-23.818.074	-36.163.306	-48.631.044
880.257	-50,0%	3.545.622	-7.113.926	-19.164.046	-31.619.519	-44.171.228	-56.756.210
1.760.513	0,0%	-2.640.284	-14.621.124	-27.220.691	-39.822.094	**-52.423.497**	-65.024.900
2.640.770	50,0%	-10.286.576	-22.887.978	-35.489.381	-48.090.784	-60.692.187	-73.293.590
3.521.026	100,0%	-18.555.265	-31.156.668	-43.758.071	-56.359.474	-68.960.877	-81.562.280

Figura 8.18: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

Se aprecian solo 5 casos donde el valor del VPN es igual o superior a cero, pero el único más razonable resulta ser el escenario donde los costos iniciales se reducen en un 75 % y la electricidad exportada a la red aumenta en un 100 %.

- TIR después de impuestos

  También se consideró un rango de sensibilidad del 100 % con un valor mínimo del

- Quitar análisis

Electricidad exportada a la red		Costos iniciales: 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705 ($)
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	-21.026.198	-33.627.601	-46.229.003	-58.830.406	-71.431.809	-84.033.212
10.117,80	-50,0%	-11.522.042	-24.123.445	-36.724.847	-49.326.250	-61.927.653	-74.529.056
20.235,60	0,0%	-2.640.284	-14.621.124	-27.220.691	-39.822.094	**-52.423.497**	-65.024.900
30.353,40	50,0%	4.469.889	-6.140.766	-18.018.611	-30.424.338	-42.953.421	-55.527.645
40.471,20	100,0%	11.580.061	976.820	-9.739.034	-21.558.075	-33.839.275	-46.254.247

Figura 8.19: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Electricidad exportada a la red		Tasa de interés de la deuda: 0,00%	1,10%	2,20%	3,30%	4,40%	5,50% (%)
MWh		-100,0%	-80,0%	-60,0%	-40,0%	-20,0%	0,0%
0,00	-100,0%	-61.570.470	-63.319.928	-65.184.634	-67.161.154	-69.245.206	-71.431.809
10.117,80	-50,0%	-52.066.314	-53.815.772	-55.680.479	-57.656.999	-59.741.050	-61.927.653
20.235,60	0,0%	-42.562.158	-44.311.616	-46.176.323	-48.152.843	-50.236.894	**-52.423.497**
30.353,40	50,0%	-33.212.818	-34.925.640	-36.761.276	-38.714.808	-40.780.370	-42.953.421
40.471,20	100,0%	-24.661.130	-26.208.893	-27.914.227	-29.768.104	-31.752.079	-33.839.275

Figura 8.20: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Relación de deuda		Tasa de interés de la deuda: 0,00%	1,38%	2,75%	4,13%	5,50%	6,88% (%)
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	-66.778.450	-66.778.450	-66.778.450	-66.778.450	-66.778.450	-66.778.450
30%	-50,0%	-54.670.304	-55.772.778	-56.964.653	-58.242.256	-59.600.973	-61.035.479
60%	0,0%	-42.562.158	-44.767.106	-47.150.855	-49.706.062	**-52.423.497**	-55.292.509
90%	50,0%	-30.454.012	-33.761.434	-37.337.058	-41.169.868	-45.246.021	-49.549.538
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.21: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

10 %. Los únicos caso con un valor positivo se observan en la figura 8.22, el primero ocurriría si los costos iniciales y de operación y mantenimiento disminuyesen en un 100 %, no pudiendo ser factible el caso, el segundo se daría si los costos iniciales se redujesen en un 100 % y los de operación y mantenimiento se mantuviesen, todos los demás escenarios muestran un valor negativo.

- Quitar análisis

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales $ 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	Positivo	-5,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
880.257	-50,0%	-1,7%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
1.760.513	0,0%	30,8%	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
2.640.770	50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
3.521.026	100,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.22: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

8.7.1.2. Con incentivos

1. **Incentivo del 20 % de los costos iniciales**

   Este escenario tampoco arrojó valores rentables, a pesar de contar con un incentivo de alrededor de 13 MUSD. El valor del VPN es aproximadamente de -42 MUSD, TIR negativa y un tiempo de repago de capital mayor a la vida del proyecto.

   - Valor presente neto

     Se designó un rango del 100 % y un umbral de cero, ver figura 8.23 y 8.24.

- Quitar análisis

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales $ 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	19.186.570	8.583.328	-2.321.580	-14.363.032	-26.708.263	-39.176.002
880.257	-50,0%	13.000.664	2.341.116	-9.709.004	-22.164.477	-34.716.186	-47.301.168
1.760.513	0,0%	6.814.759	-5.166.081	-17.765.649	-30.367.052	**-42.968.455**	-55.569.858
2.640.770	50,0%	-831.533	-13.432.936	-26.034.339	-38.635.742	-51.237.145	-63.838.548
3.521.026	100,0%	-9.100.223	-21.701.626	-34.303.029	-46.904.432	-59.505.835	-72.107.238

Figura 8.23: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

   - TIR después de impuestos

     Se estableció un rango del 100 % y un umbral de cero, ver figuras 8.25, 8.26, 8.27, 8.28, 8.29 y 8.30.

     Los resultados arrojan que en todos los casos que los costos iniciales se reduzcan como mínimo en un 75 % sería viable invertir en el proyecto de la central unidmotriz con un 20 % de los costos iniciales como incentivo, incluso si los costos de operación y mantenimiento aumentasen en un 50 % o hasta

- Quitar análisis

Electricidad exportada a la red		Costos iniciales $ 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	-11.571.155	-24.172.558	-36.773.961	-49.375.364	-61.976.767	-74.578.170
10.117,80	-50,0%	-2.066.999	-14.668.402	-27.269.805	-39.871.208	-52.472.611	-65.074.014
20.235,60	0,0%	6.814.759	-5.166.081	-17.765.649	-30.367.052	**-42.968.455**	-55.569.858
30.353,40	50,0%	13.924.931	3.314.277	-8.563.568	-20.969.295	-33.498.378	-46.072.602
40.471,20	100,0%	21.035.104	10.431.862	-283.992	-12.103.032	-24.384.233	-36.799.205

Figura 8.24: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales $ 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	Positivo	-9,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
880.257	-50,0%	-6,0%	6,1%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
1.760.513	0,0%	3,5%	26,2%	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
2.640.770	50,0%	12,8%	52,4%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
3.521.026	100,0%	21,9%	81,7%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.25: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Electricidad exportada a la red		Costos iniciales $ 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	24,5%	90,7%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
10.117,80	-50,0%	14,2%	56,7%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
20.235,60	0,0%	3,5%	26,2%	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
30.353,40	50,0%	-7,6%	3,8%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
40.471,20	100,0%	Positivo	-13,4%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.26: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Relación de deuda		Costos iniciales $ 0	12.952.113	25.904.226	38.856.338	51.808.451	64.760.564
%		-100,0%	-80,0%	-60,0%	-40,0%	-20,0%	0,0%
0%	-100,0%	3,5%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	3,5%	41,6%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	3,5%	17,4%	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**
90%	50,0%	3,5%	13,5%	27,6%	49,0%	85,1%	154,5%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno		Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.27: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Tasa de interés de la deuda		Costos iniciales $ 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00%	-100,0%	3,5%	18,9%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
2,75%	-50,0%	3,5%	22,2%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
5,50%	0,0%	3,5%	26,2%	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
8,25%	50,0%	3,5%	31,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
11,00%	100,0%	3,5%	36,5%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.28: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Relación de deuda		Operación y Mantenimiento $ 0	440.128	880.257	1.320.385	1.760.513	2.200.641
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	-7,6%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
90%	50,0%	91,8%	107,6%	123,3%	138,9%	154,5%	170,0%
120%	100,0%						

Figura 8.29: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos operación y mantenimiento y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Relación de deuda		Tasa de interés de la deuda % 0,00%	1,38%	2,75%	4,13%	5,50%	6,88%
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
90%	50,0%	88,9%	103,5%	119,3%	136,3%	154,5%	173,7%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.30: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

un 100 % o si la tasa de interés de la deuda también aumentase. Un mayor apalancamiento implica mejor viabilidad del proyecto.

2. **Incentivo del 50 % de los costos iniciales**

   Suponiendo un valor de incentivos 32 MUSD, los indicadores financieros siguen siendo no favorables, con un valor VPN de alrededor de -28 MUSD, una TIR negativa y un repago de capital mayor al tiempo de vida del proyecto.

   - Valor presente neto

     Se consideró un rango de sensibilidad del 100 % y un valor máximo de cero,

ver figura 8.31.

- Quitar análisis		Costos iniciales ▾					$
Operación y Mantenimiento ▾		0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	33.369.133	22.765.892	11.860.983	-180.468	-12.525.700	-24.993.439
880.257	-50,0%	27.183.228	16.523.680	4.473.559	-7.981.914	-20.533.622	-33.118.604
1.760.513	0,0%	20.997.322	9.016.482	-3.583.086	-16.184.489	**-28.785.891**	-41.387.294
2.640.770	50,0%	13.351.030	749.627	-11.851.776	-24.453.178	-37.054.581	-49.655.984
3.521.026	100,0%	5.082.340	-7.519.063	-20.120.465	-32.721.868	-45.323.271	-57.924.674

Figura 8.31: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Costos iniciales ▾					$
Electricidad exportada a la red ▾		0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	2.611.408	-9.989.995	-22.591.398	-35.192.800	-47.794.203	-60.395.606
10.117,80	-50,0%	12.115.564	-485.839	-13.087.242	-25.688.644	-38.290.047	-50.891.450
20.235,60	0,0%	20.997.322	9.016.482	-3.583.086	-16.184.489	**-28.785.891**	-41.387.294
30.353,40	50,0%	28.107.494	17.496.840	5.618.995	-6.786.732	-19.315.815	-31.890.039
40.471,20	100,0%	35.217.667	24.614.425	13.898.571	2.079.531	-10.201.669	-22.616.641

Figura 8.32: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Tasa interna de retorno

  El rango de sensibilidad se estimó en un 100 % y un umbral de cero dado los resultados anteriores. En las figuras 8.33, 8.34, 8.35 y 8.36 se observan los resultados obtenidos, cabe destacar que el análisis de costos iniciales versus la tarifa de exportación de electricidad se comporta de la misma manera que la figura 8.34.

- Quitar análisis		Costos iniciales ▾					$
Operación y Mantenimiento ▾		0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	Positivo	-11,3%	-3,3%	12,3%	Negativo	Negativo
880.257	-50,0%	-8,6%	-2,5%	6,5%	32,0%	Negativo	Negativo
1.760.513	0,0%	-1,9%	4,7%	15,8%	52,9%	**Negativo**	Negativo
2.640.770	50,0%	4,0%	11,3%	24,5%	74,3%	Negativo	Negativo
3.521.026	100,0%	9,1%	17,1%	32,8%	96,0%	Negativo	Negativo

Figura 8.33: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Electricidad exportada a la red		Costos iniciales 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	10,4%	18,8%	35,3%	102,5%	Negativo	Negativo
10.117,80	-50,0%	4,8%	12,2%	25,7%	77,6%	Negativo	Negativo
20.235,60	0,0%	-1,9%	4,7%	15,8%	52,9%	**Negativo**	Negativo
30.353,40	50,0%	-9,9%	-3,6%	5,1%	29,0%	Negativo	Negativo
40.471,20	100,0%	Positivo	-14,6%	-6,6%	6,8%	Negativo	Negativo

Figura 8.34: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Relación de deuda		Costos iniciales 0	12.952.113	25.904.226	38.856.338	51.808.451	64.760.564
%		-100,0%	-80,0%	-60,0%	-40,0%	-20,0%	0,0%
0%	-100,0%	-1,9%	2,1%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	-1,9%	2,7%	14,4%	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	-1,9%	3,1%	10,5%	23,9%	80,3%	**Negativo**
90%	50,0%	-1,9%	3,4%	9,0%	14,8%	21,0%	27,9%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno		Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.35: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Tasa de interés de la deuda		Costos iniciales 0	16.190.141	32.380.282	48.570.423	64.760.564	80.950.705
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00%	-100,0%	-1,9%	2,6%	10,4%	32,3%	Negativo	Negativo
2,75%	-50,0%	-1,9%	3,6%	12,9%	41,5%	Negativo	Negativo
5,50%	0,0%	-1,9%	4,7%	15,8%	52,9%	**Negativo**	Negativo
8,25%	50,0%	-1,9%	5,9%	19,1%	66,0%	Negativo	Negativo
11,00%	100,0%	-1,9%	7,2%	22,7%	80,7%	Negativo	Negativo

Figura 8.36: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda.
Fuente: Elaboración propia.

Se aprecia que al disminuir los costos iniciales en un 25 % en todos los casos la TIR aumenta. Un análisis importante resulta ser el evaluar la relación de la deuda, ya que al aumentarla en un 50 %, es decir, lograr un apalancamiento del 90 % es más beneficioso para el proyecto, incluso aumentando los costos iniciales en un 20 %. Otro caso particular resulta ser la figura 8.36, donde el aumentar la tasa de interés de la deuda tiene repercusión sobre la TIR si los costos iniciales se reducen en un 75 %, 50 % o 25 %.

8.7.2. Análisis de sensibilidad central mareomotriz

8.7.2.1. Sin incentivos

- Valor presente neto (VPN)

  Se estableció un rango de sensibilidad del 100 % y un umbral de cero. En las figuras 8.37, 8.38, 8.39 y 8.40 se muestran los resultados obtenidos.

- Quitar análisis		Costos iniciales					
Operación y Mantenimiento		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	3.036.098	-4.651.056	-13.322.115	-22.309.587	-31.372.152	-40.460.372
844.381	-50,0%	-2.897.696	-11.982.932	-21.084.945	-30.186.958	-39.288.971	-48.390.985
1.688.762	0,0%	-10.812.612	-19.914.625	-29.016.638	-38.118.652	**-47.220.665**	-56.322.678
2.533.143	50,0%	-18.744.305	-27.846.318	-36.948.332	-46.050.345	-55.152.358	-64.254.371
3.377.524	100,0%	-26.675.998	-35.778.012	-44.880.025	-53.982.038	-63.084.052	-72.186.065

Figura 8.37: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y a los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Costos iniciales					
Electricidad exportada a la red		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	-18.810.914	-27.912.928	-37.014.941	-46.116.954	-55.218.968	-64.320.981
4.257,36	-50,0%	-14.811.763	-23.913.776	-33.015.790	-42.117.803	-51.219.816	-60.321.829
8.514,72	0,0%	-10.812.612	-19.914.625	-29.016.638	-38.118.652	**-47.220.665**	-56.322.678
12.772,08	50,0%	-6.813.460	-15.915.474	-25.017.487	-34.119.500	-43.221.513	-52.323.527
17.029,44	100,0%	-2.847.865	-11.916.322	-21.018.336	-30.120.349	-39.222.362	-48.324.375

Figura 8.38: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y a la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Tasa de interés de la deuda					
Electricidad exportada a la red		0,00%	1,38%	2,75%	4,13%	5,50%	6,88%
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	-48.096.107	-49.688.744	-51.410.530	-53.256.160	-55.218.968	-57.291.259
4.257,36	-50,0%	-44.096.955	-45.689.593	-47.411.379	-49.257.008	-51.219.816	-53.292.108
8.514,72	0,0%	-40.097.804	-41.690.441	-43.412.227	-45.257.857	**-47.220.665**	-49.292.956
12.772,08	50,0%	-36.098.652	-37.691.290	-39.413.076	-41.258.706	-43.221.513	-45.293.805
17.029,44	100,0%	-32.099.501	-33.692.139	-35.413.924	-37.259.554	-39.222.362	-41.294.654

Figura 8.39: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

Todos los casos muestran un VPN negativo, excepto en el caso de reducción del 100 % de los costos.

- Quitar análisis		Tasa de interés de la deuda					
Relación de deuda		0,00%	1,38%	2,75%	4,13%	5,50%	6,88%
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	-57.589.270	-57.589.270	-57.589.270	-57.589.270	-57.589.270	-57.589.270
30%	-50,0%	-48.843.537	-49.639.856	-50.500.748	-51.423.563	-52.404.967	-53.441.113
60%	0,0%	-40.097.804	-41.690.441	-43.412.227	-45.257.857	**-47.220.665**	-49.292.956
90%	50,0%	-31.352.071	-33.741.027	-36.323.706	-39.092.151	-42.036.362	-45.144.800
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.40: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a la tasa de interés de la deuda y a la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Tasa interna de retorno (TIR)

  Al igual que en el caso undimotriz, se eligió un rango del 100 % y un umbral del 10 %. El único caso en que la TIR resulta positiva es disminuyendo los costos iniciales en un 100 % y los de operación y mantenimiento en un 50 %, ver figura 8.41.

- Quitar análisis		Costos iniciales					
Operación y Mantenimiento		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	-4,9%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
844.381	-50,0%	102,8%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
1.688.762	0,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
2.533.143	50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
3.377.524	100,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.41: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y a los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

8.7.2.2. Con incentivos

1. **Incentivo de 20 % de los costos iniciales**

   Suponiendo un valor de incentivos de 10 MUSD aproximadamente, correspondiente al 20 % de los costos iniciales, los indicadores financieros siguen siendo no favorables, con un valor VPN de alrededor de -40 MUSD, una TIR negativa y un repago de capital mayor al tiempo de vida del proyecto.

   - Valor presente neto (VPN)

     El rango considerado es igual en todos los casos, 100 % y umbral de cero, ver figura 8.42 y 8.43.

   - Tasa interna de retorno (TIR)

     Se utilizó un rango del 100 % y un umbral de cero dado los resultados anteriores,

- Quitar análisis

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales $ 0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	9.865.490	2.178.337	-6.492.723	-15.480.195	-24.542.760	-33.630.980
844.381	-50,0%	3.931.696	-5.153.539	-14.255.553	-23.357.566	-32.459.579	-41.561.592
1.688.762	0,0%	-3.983.219	-13.085.233	-22.187.246	-31.289.259	**-40.391.272**	-49.493.286
2.533.143	50,0%	-11.914.913	-21.016.926	-30.118.939	-39.220.953	-48.322.966	-57.424.979
3.377.524	100,0%	-19.846.606	-28.948.619	-38.050.633	-47.152.646	-56.254.659	-65.356.673

Figura 8.42: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y a los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Electricidad exportada a la red		Costos iniciales $ 0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	-11.981.522	-21.083.535	-30.185.549	-39.287.562	-48.389.575	-57.491.588
4.257,36	-50,0%	-7.982.371	-17.084.384	-26.186.397	-35.288.411	-44.390.424	-53.492.437
8.514,72	0,0%	-3.983.219	-13.085.233	-22.187.246	-31.289.259	**-40.391.272**	-49.493.286
12.772,08	50,0%	15.932	-9.086.081	-18.188.095	-27.290.108	-36.392.121	-45.494.134
17.029,44	100,0%	3.981.527	-5.086.930	-14.188.943	-23.290.956	-32.392.970	-41.494.983

Figura 8.43: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

ver figura 8.44, 8.45, 8.46, 8.47, 8.48 y 8.49.

- Quitar análisis

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales $ 0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	-8,1%	4,1%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
844.381	-50,0%	5,1%	32,9%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
1.688.762	0,0%	18,1%	70,2%	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
2.533.143	50,0%	30,1%	110,2%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
3.377.524	100,0%	42,1%	150,7%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.44: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis

Electricidad exportada a la red		Costos iniciales $ 0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	30,2%	110,6%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
4.257,36	-50,0%	24,2%	90,2%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
8.514,72	0,0%	18,1%	70,2%	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
12.772,08	50,0%	11,8%	50,7%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
17.029,44	100,0%	5,0%	32,6%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.45: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Costos iniciales $					
Relación de deuda		0	9.355.332	18.710.663	28.065.995	37.421.326	46.776.658
%		-100,0%	-80,0%	-60,0%	-40,0%	-20,0%	0,0%
0%	-100,0%	18,1%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	18,1%	393,3%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	18,1%	47,1%	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**
90%	50,0%	18,1%	30,5%	48,2%	75,3%	120,0%	204,4%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.46: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Costos iniciales $					
Tasa de interés de la deuda		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00%	-100,0%	18,1%	60,1%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
2,75%	-50,0%	18,1%	64,7%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
5,50%	0,0%	18,1%	70,2%	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
8,25%	50,0%	18,1%	76,3%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
11,00%	100,0%	18,1%	83,1%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo

Figura 8.47: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Operación y Mantenimiento $					
Relación de deuda		0	422.191	844.381	1.266.572	1.688.762	2.110.953
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
90%	50,0%	122,1%	142,8%	163,4%	183,9%	204,4%	224,8%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.48: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos de operación y mantenimiento y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Tasa de interés de la deuda %					
Relación de deuda		0,00%	1,38%	2,75%	4,13%	5,50%	6,88%
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
90%	50,0%	138,9%	153,5%	169,3%	186,3%	204,4%	223,5%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.49: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

Los costos iniciales al reducirse en 75 % muestran indicios de una TIR positiva en cualquier escenario, incluso si los costos de operación aumentan. El aumento de la relación de la deuda en un 50 % también indica valores positivos de la TIR, aún si los costos iniciales aumentasen. Estos dos parámetros resultan ser los que potencian un proyecto viable, el primero de manera indirecta y el segundo de manera directa.

2. **Incentivo del 50 % de los costos iniciales**

Considerando un incentivo igual al 50 % de los costos iniciales, es decir, de 23 MUSD, los resultados financieros siguen siendo desfavorables, VPN igual a -30 MUSD, TIR negativa y payback mayor a 20 años.

- Valor presente neto (VPN)

Se asignó un rango de 100 % y umbral de cero. Las únicas combinaciones que muestran resultados de VPN superior a cero son las que se muestran en la figura 8.50.

- Quitar análisis		Costos iniciales					$
Operación y Mantenimiento		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	20.109.578	12.422.425	3.751.365	-5.236.107	-14.298.672	-23.386.892
844.381	-50,0%	14.175.784	5.090.549	-4.011.465	-13.113.478	-22.215.491	-31.317.505
1.688.762	0,0%	6.260.868	-2.841.145	-11.943.158	-21.045.171	**-30.147.185**	-39.249.198
2.533.143	50,0%	-1.670.825	-10.772.838	-19.874.851	-28.976.865	-38.078.878	-47.180.891
3.377.524	100,0%	-9.602.518	-18.704.532	-27.806.545	-36.908.558	-46.010.571	-55.112.585

Figura 8.50: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Costos iniciales					$
Electricidad exportada a la red		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	-1.737.434	-10.839.447	-19.941.461	-29.043.474	-38.145.487	-47.247.501
4.257,36	-50,0%	2.261.717	-6.840.296	-15.942.309	-25.044.323	-34.146.336	-43.248.349
8.514,72	0,0%	6.260.868	-2.841.145	-11.943.158	-21.045.171	**-30.147.185**	-39.249.198
12.772,08	50,0%	10.260.020	1.158.007	-7.944.007	-17.046.020	-26.148.033	-35.250.047
17.029,44	100,0%	14.225.615	5.157.158	-3.944.855	-13.046.869	-22.148.882	-31.250.895

Figura 8.51: Análisis de sensibilidad de VPN con respecto a los costos iniciales y la electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Tasa interna de retorno (TIR)

  Se asumió un rango de 100 % y umbral de cero, ver figuras 8.52, 8.53, 8.54, 8.55, 8.56 y 8.57

- Quitar análisis		Costos iniciales					
Operación y Mantenimiento		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
$		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0	-100,0%	-10,4%	-3,7%	5,5%	30,8%	Negativo	Negativo
844.381	-50,0%	-1,0%	6,3%	18,1%	58,9%	Negativo	Negativo
1.688.762	0,0%	6,9%	14,7%	29,4%	87,6%	**Negativo**	Negativo
2.533.143	50,0%	13,1%	22,1%	40,5%	116,5%	Negativo	Negativo
3.377.524	100,0%	18,6%	29,1%	51,7%	145,3%	Negativo	Negativo

Figura 8.52: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Costos iniciales					
Electricidad exportada a la red		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
MWh		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00	-100,0%	13,1%	22,1%	40,6%	116,8%	Negativo	Negativo
4.257,36	-50,0%	10,1%	18,5%	35,0%	102,2%	Negativo	Negativo
8.514,72	0,0%	6,9%	14,7%	29,4%	87,6%	**Negativo**	Negativo
12.772,08	50,0%	3,2%	10,7%	23,8%	73,1%	Negativo	Negativo
17.029,44	100,0%	-1,0%	6,2%	18,0%	58,6%	Negativo	Negativo

Figura 8.53: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y electricidad exportada a la red.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Costos iniciales					
Relación de deuda		0	9.355.332	18.710.663	28.065.995	37.421.326	46.776.658
%		-100,0%	-80,0%	-60,0%	-40,0%	-20,0%	0,0%
0%	-100,0%	6,9%	16,3%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	6,9%	14,2%	37,8%	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	6,9%	12,8%	22,0%	41,4%	131,3%	**Negativo**
90%	50,0%	6,9%	11,8%	17,1%	22,8%	29,3%	36,8%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.54: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

Este escenario resulta ser el más favorable, debido a que solo se requiere de una disminución del 25 % de los costos iniciales sin importar en cuanto varíen los costos de operación y mantenimiento o la tasa de interés de la deuda para tener una central viable. Por último el aumento en la relación de la deuda también resulta primordial para una mejor rentabilidad del proyecto.

- Quitar análisis		Costos iniciales					$
Tasa de interés de la deuda		0	11.694.165	23.388.329	35.082.494	46.776.658	58.470.823
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0,00%	-100,0%	6,9%	12,9%	24,0%	65,2%	Negativo	Negativo
2,75%	-50,0%	6,9%	13,7%	26,5%	75,6%	Negativo	Negativo
5,50%	0,0%	6,9%	14,7%	29,4%	87,6%	**Negativo**	Negativo
8,25%	50,0%	6,9%	15,7%	32,7%	101,3%	Negativo	Negativo
11,00%	100,0%	6,9%	16,9%	36,3%	116,2%	Negativo	Negativo

Figura 8.55: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Operación y Mantenimiento					$
Relación de deuda		0	422.191	844.381	1.266.572	1.688.762	2.110.953
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
90%	50,0%	21,8%	25,7%	29,4%	33,1%	36,8%	40,4%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.56: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a los costos operación y mantenimiento y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

- Quitar análisis		Tasa de interés de la deuda					%
Relación de deuda		0,00%	1,38%	2,75%	4,13%	5,50%	6,88%
%		-100,0%	-75,0%	-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%
0%	-100,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
30%	-50,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
60%	0,0%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	**Negativo**	Negativo
90%	50,0%	26,0%	28,4%	31,0%	33,8%	36,8%	40,0%
120%	100,0%	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

Figura 8.57: Análisis de sensibilidad de TIR con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de deuda.
Fuente: Elaboración propia.

8.8. Análisis de riesgo

Este análisis se diferencia del anterior al analizar cada variable de forma independiente, es decir, Céteris Páribus.

8.8.1. Análisis riesgo central undimotriz

Para el análisis de riesgo se seleccionaron 5000 combinaciones para todos los casos. El rango que se seleccionó para cada parámetro se observa en la tabla 8.20. A los costos

iniciales y a los costos de operación y mantenimiento se les atribuyó un rango del 30 % de acuerdo al análisis establecido en (Previsic, 2004) y (Bosserelle et al., 2015) respectivamente. La electricidad exportada a la red está ligada al factor de planta de la central y a la eficiencia del dispositivo, por lo que se asumió un rango del 5 % debido al tipo de tecnología y para la tarifa de exportación se asignó un 2 % como consecuencia del aumento en el costo marginal de la producción de energía. La relación de la deuda asume un rango más grande debido al tipo de proyecto, considerando como mínimo un 50 % del apalancamiento de la deuda, es decir, un rango del 17 %. La tasa de interés utiliza un rango del 10 %, a causa de que el proyecto base no puede obtener una tasa menor al 5 %. La duración de la deuda se analizó de acuerdo a los estudios mencionados al comienzo.

Tabla 8.20: Parámetros y rangos para análisis de riesgo.
Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Unidad	Valor	Rango (+/-)
Costos iniciales	USD	64.772.902	30 %
Operación y mantenimiento	USD	1.942.817	30 %
Electricidad exportada a la red	MWh	20.235,6	5 %
Tarifa de exportación la red	USD/MWh	60,28	2 %
Relación de deuda	%	60	17 %
Tasa de interés de la deuda	%	5,5	10 %
Duración de deuda	año	20	25 %

8.8.1.1. Valor presente neto (VPN)

En la figura 8.58 se aprecia el impacto que tiene cada parámetros sobre el VPN. Los impactos de manera directa sobre el VPN son realizados por los parámetros: relación de deuda, duración de deuda, electricidad exportada a la red y tarifa de exportación de electricidad. Por el contrario el resto de los parámetros evaluados presentan un efecto indirecto sobre el VPN.

Posteriormente se realizó una simulación Montecarlo,[37] con un nivel de riesgo del 10 %,

[37] La simulación Montecarlo es un método estadístico no determinista que se utiliza para resolver problemas matemáticos con la utilización de números aleatorios cuando existen dos o más variables aleatorias que se comportan de manera independiente. Consiste en la simulación de múltiples escenarios de un evento en base a estas variables, y la observación de sus resultados. Se le asigna distintas distribuciones de probabilidad a las variables para los valores que puedan tomar, a modo de obtener una gráfica de previsión que muestre los resultados de los múltiples escenarios determinados, permitiendo, a su vez, realizar un análisis de sensibilidad para cada una de estas.

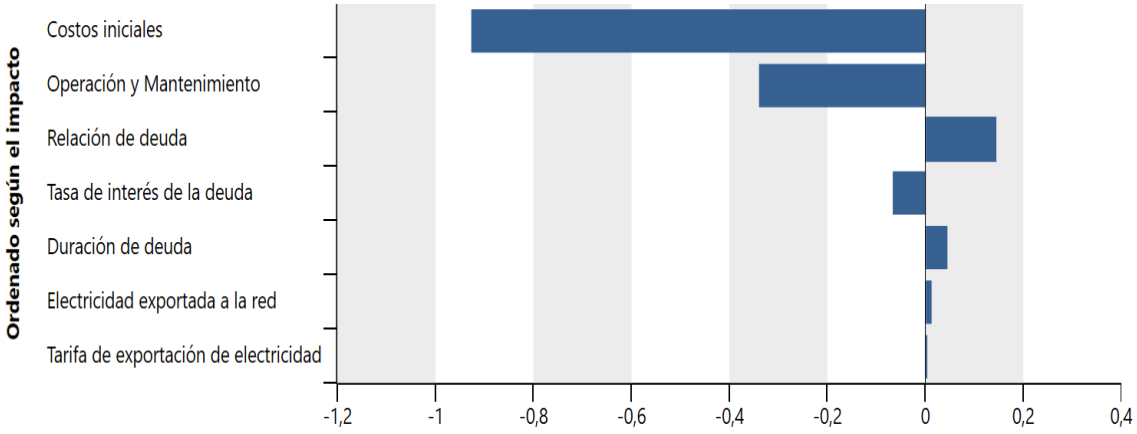


Figura 8.58: Impacto relativo de parámetros sobre VPN para central undimotriz.
Fuente: Elaboración propia.

es decir, para un intervalo de confianza del 90 %, el resultado se observa en la figura 8.59.

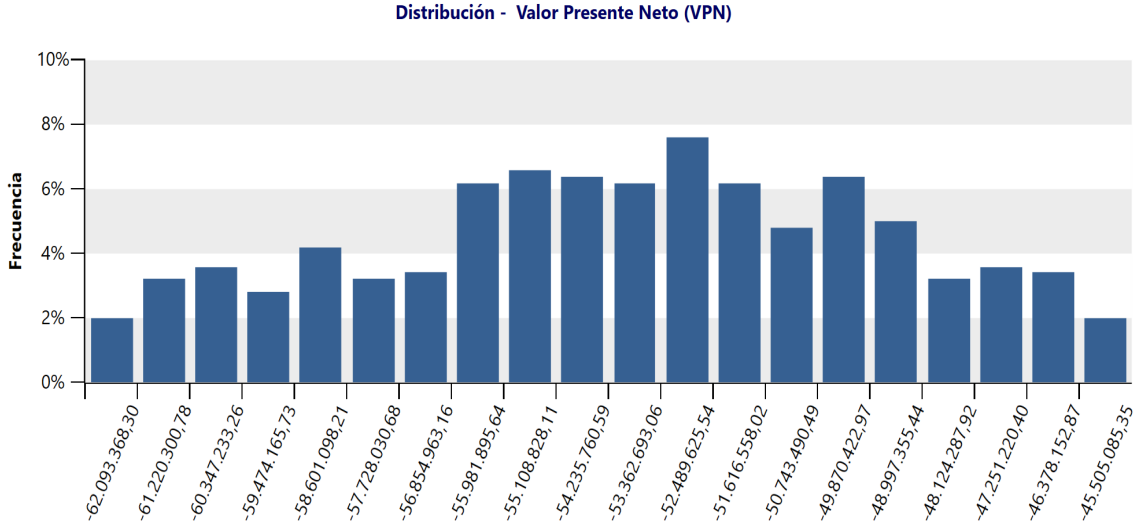


Figura 8.59: Distribución VPN con un intervalo de confianza del 90 % para central undimotriz.
Fuente: Elaboración propia.

El análisis de riesgo de la variable TIR no se pudo realizar, debido a que para el 100 % de los casos no queda definida, al igual que el repago de capital, el cual es mayor o igual que la vida del proyecto para el 99,82 % de los casos.

8.8.2. Análisis riesgo central mareomotriz

Para el análisis de riesgo también se seleccionaron 5000 combinaciones. El rango que se seleccionó para cada parámetro se observa en la tabla 8.21. Los rangos de los

costos iniciales y los de operación y mantenimiento se atribuyeron de acuerdo al análisis establecido en (Rourke et al., 2010a), el resto quedó determinado en el análisis de riesgo de la central undimotriz.

Tabla 8.21: Parámetros y rangos para análisis de riesgo para central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Unidad	Valor	Rango (+/-)
Costos iniciales	USD	46.776.658	30 %
Operación y mantenimiento	USD	1.871.066	30 %
Electricidad exportada a la red	MWh	8.514,7	5 %
Tarifa de exportación la red	USD/MWh	60,28	2 %
Relación de deuda	%	60	17 %
Tasa de interés de la deuda	%	5,5	10 %
Duración de deuda	año	20	25 %

8.8.2.1. Valor presente neto (VPN)

En la figura 8.60 se aprecia el impacto que tiene cada parámetros sobre el VPN. Los impactos de manera indirecta son producidos por los costos iniciales, costos de operación y mantenimiento y la tasa de interés de la deuda. Por el contrario el resto tiene un impacto de forma directa.

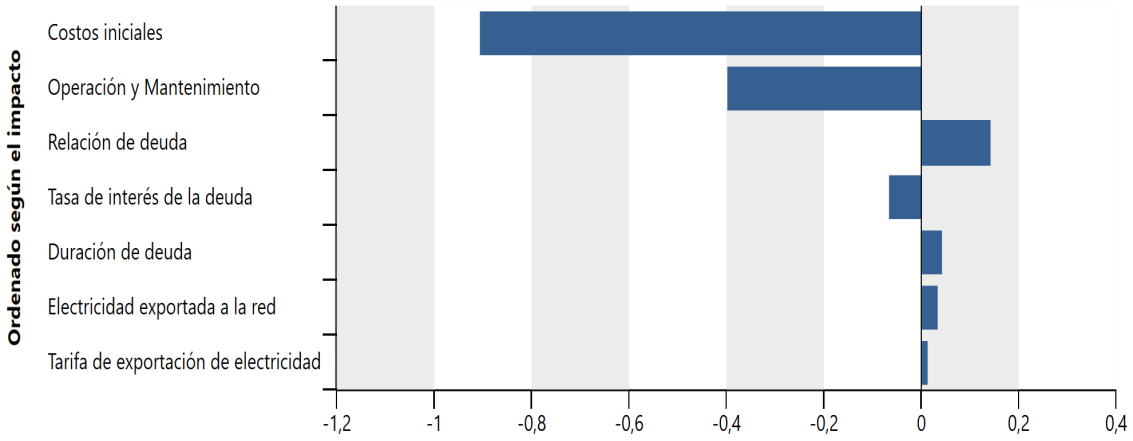


Figura 8.60: Impacto relativo de parámetros sobre VPN para central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente se realizó una simulación Montecarlo, con un nivel de riesgo del 10 %, es decir, para un intervalo de confianza del 90 %, el resultado se observa en la figura 8.61.

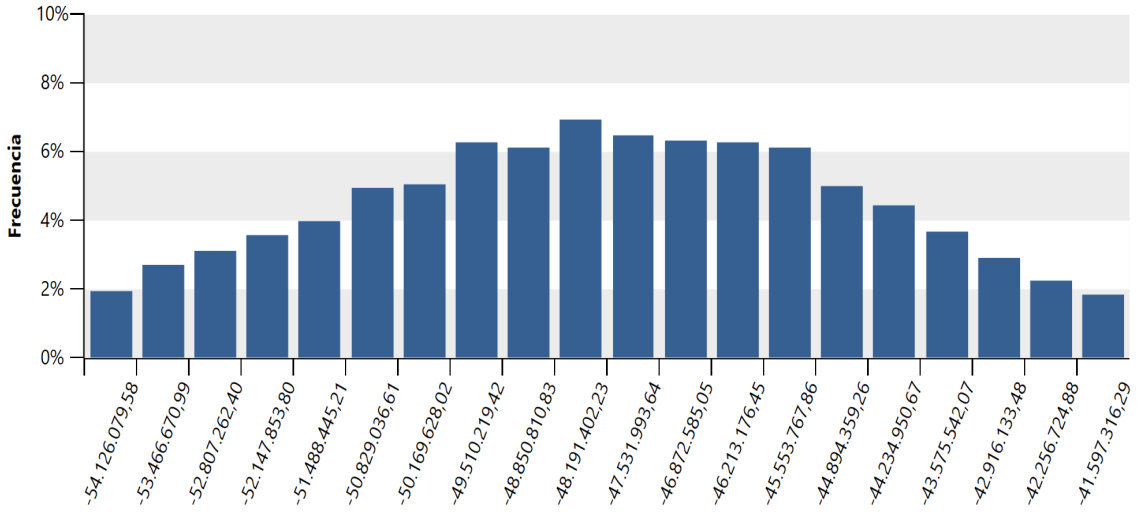


Figura 8.61: Distribución VPN con un intervalo de confianza del 90 % para central mareomotriz. Fuente: Elaboración propia.

El análisis de riesgo de la variable TIR no se pudo realizar, debido a que para el 100 % de los casos no queda definida, al igual que el repago de capital, el cual es mayor o igual a la vida del proyecto para el 100 % de los casos.

8.9. Análisis recurso marino

Otro análisis que se realizó, solo para la central undimotriz, fue el variar la altura significativa de la ola, es decir, si se pudiese aumentar el nivel de la ola con ayuda de otro dispositivo y manteniendo el período constante (10,5 segundos), que impacto tendría este en la generación de energía y en los indicadores de rentabilidad. Se fijaron 3 escenarios, ver tabla 8.22.

De acuerdo al análisis se desprende que un aumento de la altura significativa tendría un impacto positivo razonable dentro del proyecto. El poder generar una altura mayor se podría lograr con la ayuda de otro dispositivo que tengo la función de embudo para lograr canalizar la ola. El impacto cuantitativo de este nuevo dispositivo queda fuera del alcance de este estudio.

Tabla 8.22: Comparación escenarios según Hs para central undimotriz.
Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
H_s m	2,5	3,5	5
Generación planta kW	2.310	4.088	7.294
Producción anual MWh	20.236	35.811	63.895
VPN	-52.432.497	-37.979.332	-14.570.349
TIR	Negativa	-100 %	0,36 %
Repago capital	>20 años	>20 años	16,1

8.10. Comparación centrales

En la tabla 8.23 se muestra un resumen de los indicadores más relevantes para poder establecer una comparación más clara entre centrales. Como se observa ambos parques no son viables, sin embargo, existen diferencias significativas entre ellas. En primer lugar la capacidad de generación de energía es mayor en la central undimotriz, a pesar de que los dispositivos undimotrices tengan menor capacidad (Pelamis 750 kW) que los mareomotrices (Seagen-S 1200 kW). Otro aspecto importante es el factor de planta, para las centrales undimotriz siempre resulta ser muy bajo en comparación con las centrales mareomotrices, pudiendo alcanzar en estas últimas valores incluso del 50 %. La energía exportada a la red resulta por temas de capacidad de generación mayor con los dispositivos Pelamis versus aquellos Seagen-S.

Otro análisis particular radica en el porcentaje que ocupan los equipos, cables e instalaciones dentro de los costos iniciales totales de cada central. En el parque undimotriz el 30 % de los TIC son atribuidos a los equipos, el 18 % a su instalación, el 5 % a los amarres y el 19 % al cableado y su instalación. Por otro lado en el parque mareomotriz los sistemas de conversión de energía ocupan solo el 18 % de los TIC, es decir, un 12 % menos que en el primer caso, cabe destacar que este valor no considera el equipo completo debido a que no se toma en cuenta el acero estructural que se utiliza como soporte de este sistema, el cual ocupa el 16 % de los TIC. Los costos de instalación de equipo representan el 35 % de los TIC y el cableado y su instalación el 20 %. Se concluye que en los parque undimotrices

el mayor porcentaje se destina a equipos mientras que en uno mareomotriz se destina para la instalación de estos.

Los costos anuales y de reinversión serán mayores siempre para la central con mayor TIC, como consecuencia de que estos se estiman como porcentaje de los TIC. Los ingresos generados por la venta de energía para ambos casos es mínimo en comparación con los TIC, y se debe netamente a la capacidad de generacion de los equipos, donde de los 10,5 MW instalados solo se extrae el 22 % y 9 % del parque undimotriz y mareomotriz respectivamente. De esto se desprende que el costo de energía y de reducción de GEI sea mayor para la segunda central a pesar de tener TIC menores.

Tabla 8.23: Comparación centrales.
Fuente: Elaboración propia.

Indicadores		**Central undimotriz**	**Central mareomotriz**
Capacidad de generación	kW	2310	972
Factor de plata	%	23	30
Energía exportada a la red anual	MWh	20.235,6	8.514,7
Costos iniciales totales	USD	64.760.564	46.776.658
Costos anuales	USD	1.942.817	1.871.066
Costos reinversión	USD	7.123.662	4.677.666
Ingreso por venta electricidad	USD	1.219.802	153.978
Ingreso por venta potencia	USD	182.304	182.304
Costo producción energía	USD / kWh	0,521	0,95
Costo reducción GEI	USD / tCO2	840	1.799
VPN	USD	-52.423.497	-47.220.665
TIR	%	negativa	negativa
Payback	Años	>20 años	>20 años

Finalmente, de acuerdo a los análisis de sensibilidad y de riesgo se distingue que los factores influyen de la misma manera sobre los indicadores financieros en ambas centrales, es decir, los factores que afectan a estos positivamente son:

- Tasa de descuento: si aumento esta tasa, hace referencia a que el valor del dinero en el tiempo será cada vez menor, reduciendo los costos del proyecto.
- Relación de la deuda: mayor apalancamiento resultará en mejores flujos debido a la mejor utilización del costo de oportunidad.
- Costo anual de la electricidad: mayor sea el costo marginal de la electricidad, mayores ingresos se obtendrán por venta de esta.

Por el contrario los parámetros que tienen un impacto negativo en los indicadores son:

- Inflación: aumento en los costos totales y por lo tanto en los flujos anuales.
- Duración de vida del proyecto: suponiendo que la deuda durará más tiempo, mayor serán los intereses.
- Tasa de interés de la deuda: una mayor tasa implicará una deuda mayor.

Para el análisis de sensibilidad sin incentivos solo hay un escenario donde el VPN es positivo y resulta en la reducción de todos los costos para ambas centrales. Considerando incentivos el análisis se diversifica, ya que, considerando un incentivo del 20 % de los TIC, solo en la central undimotriz existen casos factibles de VPN positivo, y es si los costos iniciales se reducen en un 75 % y los de operación y mantenimiento en un 50 % o si si los costos iniciales se reducen en un 75 % y la electricidad exportada a la red aumenta por lo menos en un 50 %. Lo mismo sucede en el caso de aplicar un incentivo del 50 % de los TIC, pero esta vez con mayor posibilidad de casos factibles. En ambos casos el aumento de la relación de la deuda resulta beneficioso.

En el caso del VPN resulta ser muy sensible a los costos iniciales y de operación y mantenimiento. La TIR se comporta de manera similar a pesar que en algunos casos los proyectos resultan viables con incentivos del 20 % o 50 % de los TIC. Es importante mencionar que un aumento de la TIR no implica necesariamente un aumento en el VPN.

9 | Conclusiones

Actualmente se atraviesa una situación preocupante a nivel mundial sobre la contaminación y escasez de recursos naturales. Las grandes emisiones de GEI sumado al uso indiscriminado de recurso no renovables promueven el desarrollo de estas problemáticas. Esto provoca un impacto a nivel global que requiere atención y preocupación de parte no solo de la industria, si no también del sector residencial. Protocolos, acuerdo y tratados son algunas de las medidas de mitigación que adoptan algunos países y organizaciones mundiales para poder sobrellevar y reducir el efecto de estas causas sobre el cambio climático. Dentro de este marco medioambiental resulta imprescindible tomar medidas urgentes y eficientes a nivel energético.

Chile a noviembre de 2018 cuenta con una matriz energética compuesta en un 53 % por combustibles fósiles, lo que indica que más de la mitad de los recursos necesarios para producir energía deben ser importados y no provienen de fuentes renovables. Estos datos alarman e incentivan fomentar el uso de las ERNC, teniendo en cuenta el desarrollo e investigación en tecnología que implica. A pesar de contar con ERNC dentro de la matriz chilena, no existe ningún tipo de energía marina dentro de esta, desaprovechando la gran franja costera con la que cuenta Chile.

Las tecnologías actuales desarrolladas y disponibles no están validadas a escala comercial, limitando el uso y la ampliación de los proyectos. Otro aspecto importante resulta ser la poca homogeneidad que existe entre estos. Para el caso de Chile resulta más beneficioso elegir equipos offshore en el caso de energía undimotriz, debido a la gran profundidad con la que se cuenta cerca de la costa y evitar aquellos onshore, ya que, existen un gran número de concesiones marinas y zonas marinas protegidas. En el caso de tecnologías mareomotrices se recomiendan aquellas completamente sumergidas o parcialmente, dependiendo de la zona y profundidad, para disminuir el impacto visual y posibles problemas de trafico

marino.

La ubicación para centrales undimotrices es mejor en zonas con latitudes mayores, considerando que el recurso aumenta de norte a sur, además Chile cuenta con un lugar estratégico geográficamente que le permite obtener un potencial suficientemente alto como para instalar una central en el norte del país. En el caso de las centrales mareomotrices se recomienda su ubicación en fiordos o canales, los cuales se encuentran en mayor cantidad hacia al sur, limitados por las zonas marinas, humedales y tráfico marino. Por el contrario, las mareas también se ubican en zonas específicas de acuerdo a las corrientes, pero Chile no se encuentra dentro de esos países favorecidos. Por otro lado el beneficio de las centrales mareomotrices radica en la predictibilidad que tienen las mareas, facilitando la organización, gestión de la operación y los mantenimientos e incluso disminuyendo costos, además de contar con un mayor factor de capacidad.

Los proyectos evaluados durante esta investigación presentan altos costos en equipos, instalación y cableado lo que se ve reflejado en indicadores financieros desfavorables. La central undimotriz presenta un VPN de -52.423.497 USD y la central mareomotriz de -47.220.655 USD, ambas con TIR negativa y con un período del repago de capital mayor a 20 años. A pesar de ser ambas centrales no rentables, incluso con grandes incentivos, existen diferencias que pudiesen ser en un mediano o largo plazo considerables, como la distribución de los TIC, donde en el parque de olas el mayor porcentaje es asignado a los equipos y por otro lado en el parque de las mareas es asignado a la instalación de estos. En ambos casos la reducción anual de emisiones de GEI es mayor a las 3.000 tCO_2. Un caso particular que se pudiese considerar para una mejor rentabilidad en la central undimotriz, es el aumento de la altura significativa de las olas, utilizando otro dispositivo que las canalice.

Al variar algunos parámetros en el análisis de sensibilidad, el impacto de cada uno sobre el VPN se comporta de igual manera para ambas centrales, es decir, al aumentar cualquiera de estos factores: inflación, duración de vida del proyecto o tasa de interés de la deuda se produce un efecto negativo sobre el indicador VPN. Sin embargo, la tasa de descuento, relación de la deuda y costos anual de la electricidad impactan de manera directa sobre el VPN.

Algunos motivos que avalen estos resultados son: el estado embrionario en el que se

encuentran las tecnologías marinas en general a nivel mundial, los altos costos de equipos, los altos costos de operación y mantenimiento, la complejidad del ambiente oceánico y el poco incentivo en investigación y desarrollo tanto por el sector privado como público.

Este tipo de energía no resultará viable en el corto plazo, pudiese llegar a serlo pero se requiere de dispositivos eficientes y relativamente económicos que permitan crear una central conectada a la red y esta a su vez pueda inyectar un porcentaje relativamente alto del total de la capacidad instalada de esa red. También en necesario el apoyo y fomento en I+D por instituciones gubernamentales para lograr un mayor conocimiento y avance en este rubro, potenciando el recurso natural disponible y las ERNC.

Referencias

Acuña, Hugo y Monárdez, Patricio (2007). Evaluación del potencial de la energía del oleaje en chile. 7.1, 7.1, 8.2.1, 8.9

Aiken, Chris (2008). Barotropic tides of the chilean inland sea and theirsensitivity to basin geometry. *Journal of geophysical research*, 113. 7.2, 18

AW Energy (2018). Surge phenomenon. http://aw-energy.com/waveroller/surge_phenomenon/. 5.10

Banco Central (2018a). Inflación del ipc. http://www.bcentral.cl/en/web/guest/inflacion. 8.12

Banco Central (2018b). Precios. https://si3.bcentral.cl/Siete/secure/cuadros/arboles.aspx. 8.13

Banco Mundial (2014a). Energy and mining. https://data.worldbank.org/topic/energy-and-mining. 4.1

Banco Mundial (2014b). Indicadores. https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.FOSL.ZS?end=2015&locations=CL-AR-BO-BR-PE&start=2014&view=chart. 4.3.1

Banco Mundial (2014c). Producción de electricidad a partir de fuentes renovables, excluida la hidroeléctrica. https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.RNWX.KH. 4.3.2

Banco Mundial (2014d). Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción). https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS?end=2014&locations=CL&start=2014&view=map. 8.5

Banco Mundial (2017). Resumen del año 2017 en 12 gráficos. http://www.bancomundial.org/es/news/feature/2017/12/15/year-in-review-2017-in-12-charts. 4.3.2

BioPower Systems Pty Ltd. (s.f.). biostream concept. http://bps.energy/biostream. 6.33

Blue Energy Canada Inc. (s.f.). Vertical axis hydro turbine. http://www.bluenergy.com/technology_method_vaht.html. 6.3.2.1, 6.21

Bosserelle, Cyprien; Reddy, Sandeep; y Kru¨ger, Jens (2015). *CosEt analysiEs oEf wave energyE iEn thEe Pacific*. Technical report, Pacific Community. 8.8.1

Bruni, Sandro (2014). *Geotermia: Una fuente sostenible de energía*. Technical report, Banco interamericano de desarrollo. 4.3.2.5

Cada, Glenn; Ahlgrimm, James; Bahleda, Michael; Bigford, Tom; Stavrakas, Stefanie Damiani; Hall, Douglas; Moursund, Russell; y Sale., Michael (2007). Potential impacts of hydrokinetic and wave energy conversion technologies on aquatic environments. *Fisheries*, 34(4). 1

Chenari, Behrang; Saadatian, Shiva; y Ferreira, Almerindo (2006). Wave energy systems: an overview of different wave energy converters and recommendation for future improvements. 6.17

Comisión nacional de energía (2018a). *Fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residendal: informe técnico defeinitivo*. Technical report, Comisión nacional de energía. 8.2, 8.4

Comisión nacional de energía (2018b). *Reporte mensual sector energético*. Technical report, Comisión nacional de energía. 5.1

Coordinador eléctrico nacional (2018). Sistema eléctrico nacional. https://infotecnica.coordinador.cl/. 8.10

Corfo (2012). Desarrollo de un sistema innovador de impulsión de agua de mar utilizando energía undimotriz para plantas desaladoras de ósmosis. http://repositoriodigital.corfo.cl/handle/11373/9433. 1

Cruz, J.; Thomson, M. D.; y Stavroulia, E. (2009). *Preliminary site selection - chilean marine energy resources.* Technical report, Garrad Hassan and Partners Limited. (document), 7.1, 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6, 7.7, 7.8, 7.1, 7.2, 7.11, 7.12, 7.2, 17, 18, 7.2, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 19

Dalton, G.J.; Alcorn, R.; y Lewis, T. (2010). Case study feasibility analysis of the pelamis wave energy convertor in ireland, portugal and north america. *Renewable Energy*, 35(2), 443–455. 8.3.1, 27

Damodaran, Aswath (2018). Betas by sector. http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. 8.6

de Juana, Jose María; de Francisco García, Adolfo; Gonzázlez, Jesús Fernandez; García, Florentino Santos; Ángel Herrero García, Miguel; y Martínez, Antonio Crespo (2003). *Energías renovables para el desarrollo*. Paraninfo, 1 edición. 4.3, 4.3.2, 4.3.2.1, 4.3.2.4

Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010). Explorador de energía marina. http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Marino/. (document), 7.1, A.1, A.2, A.3, A.4, A.5

Diéz, Pedro Fernández (s.f.). *Energía del mar*. 5.9, 5.11, 5.12, 5.13

Drew, B.; Plummer, A. R.; y Sahinkaya, M. N. (2009). A review of wave energy converter technology. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 223(8), 887–902. 6.15

Dunnett, David y Wallace, James S. (2009). Electricity generation from wave power in canada. *Renewable Energy*, 34, 179–195. 8.3.1

EEL ENERGY (s.f.). The eel tidal energy converter. http://www.eel-energy.fr/en/eel-tidal-energy-convertor/. 6.29

Ener Data (2016). Global energy statistical yearbook 20. https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html. 4.1

Entec UK Ltd (2006). *Cost estimation methodology: The Marina Energy Challenge approach to estimating the cost of energy produced by marine energy systems.* Technical report, Carbon Trust. 8.6, 8.6

Ereño, Pedro Ibañez (2008). Energías de las olas: Situación y futuro. https://www.udc.es/iuem/documentos/doc_xornadas/anaeco/APROVEITAMENTODAENERXIADASOLAS.pdf. 6.12, 6.19

European Marine Energy Centre Ltd. (2017a). Tidal developers. http://www.emec.org.uk/marine-energy/tidal-developers/. (document), 6.3, A.10

European Marine Energy Centre Ltd. (2017b). Wave developers. http://www.emec.org.uk/marine-energy/wave-developers/. (document), 6.2, A.6, A.7, A.8, A.9

European OWC Wave Power Plant on the Island of Pico/Azores (2006). Sección transversal. http://www.pico-owc.net/gallery.php?cat=42&id=221&wnsid=876fa4f958a10ff4b8039bbe914e145b. 6.1

Falcão, António F. De O. (2010). Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 899–918. 1, 1, **??**, 6.9, 6.10, 6.11, 6.14, 6.18

Farley, F.J.M. y Rainey, R.C.T. (s.f.). Radical design options for wave-profiling wave energy converters. 6.13

Fernández, Jesús (2003). *Energías renovbles para todos*. 4.3.2.4

GCK Technology Inc (2002). The gorlov helical turbine. http://www.gcktechnology.com/GCK/pg2.html. 6.3.2.1, 6.20

Generadora de Chile AG (2017). Generación eléctrica en chile. http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile. 5.1

Henderson, Ross (2006). Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the pelamis wave energy converter. *Renewable Energy*, 31(2), 271–283. 6.8

Japan Marine Science and Technology Center (1998). The mighty whale. 6.3

Jupiter Hydro Inc. (s.f.). Energy that doesn't cost the earth. http://jupiterhydro.com/. 6.30

López-González, J.; Bert, C. Hiriart-Le; y Silva-Casarán, R. (2010). Cuantificación de energía de una planta mareomotriz. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 11(2), 233–245. 5.14

Marine Current Turbine (s.f.). *SeaGen-S.* Technical report, Marine Current Turbine. (document), 8.3

Marine Current Turbines (s.f.). *SeaGen-S 2MW.* Technical report, Marine Current Turbines. 6.25

Masuda, Y.; Yamazaki, T.; Outa, Y.; y McCormick, M. (1987). Study of backward bent duct buoy. *OCEANS '87*, (pp. 384–389). 6.2

Mehmood, Nasir; Liang, Zhang; y Khan, Jawad (2012a). Diffuser augmented horizontal axis tidal current turbines. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 4(18), 3522–3532. (document), 6.22, 8.1.2, 8.2

Mehmood, Nasir; Liang, Zhang; y Khan, Jawad (2012b). Diffuser augmented horizontal axis tidal current turbines. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 4, 3522–3532. 8.3.2

Minesto (s.f.). The future of renewable energy. https://minesto.com/our-technology. 6.31

Ministerio de Energía (2017). *Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad*. Technical report, Gobierno de Chile. 8.6, 8.6

Ministerio del medio ambiente (2014). Plan de acción nacional de cambio climático 2017-2022. 4.2, 4.2.1, 4.3.2

Natural Resources Canada (2004). *Retscreen software online user manual*. Government of Canada. A.1

Noaa (2014). Global climate report. https://www.ncdc.noaa.gov/sotc/global/201707. 1

Nobre, Ana; Pacheco, Miguel; Jorge, Raquel; Lopes, M.F.P.; y Gato, L.M.C. (2009). Geo-spatial multi-criteria analysis for wave energy conversion system deployment. *Renewable Energy*, 34, 97–111. 7.1

Oceanflow Energy Limited (s.f.). Evopod technology. http://www.oceanflowenergy.com/Evopod-Technology.html. 6.23

O'Connor, M.; Lewis, T.; y Dalton, G. (2013). Tecno-economic perfomance of the pelamis p1 and wavestar at different ratings and various locations in europe. *Renewable Energy*, 50, 889–900. (document), 8.3.1, 8.4, 8.5, 8.6, 8.7, 8.8, 8.9, 8.12

Payne, Grégory S.; Taylor, Jamie R.M.; Bruce, Tom; y Parkin, Penny (2008). Assessment of boundary-element method for modelling a free-floating sloped wave energy device. part 1: Numerical modelling. *Ocean Engineering*, 35(3), 333–341. 6.4

Pelamis wave power (s.f.). *Pelamis P-750 wave energy converter.* Technical report, Pelamis wave power. (document), 7.1, 8.1, 8.1, 8.8

Pelissero, Mario; Haim, Pablo; Oliveto, Guillermo; Galia, Francisco; y Tula, Roberto (2011). *Aprovechamiento de la energía undimotriz.* Technical report, Universidad Tecnológica Nacional. 5.6, 5.8

Polagye, Brian y Previsic, Mirko (2006). *System level design, performance, cost and economic assessment – Tacoma narrows Washington tidal in-stream power plant.* Technical report, EPRI. 22, 8.6, 8.7, 8.2.2, 8.3.2

Polinder, Henk y Scuotto, Mattia (2005). *Wave Energy Converters and their Impact on Power Systems*. Technical report, 2005 International Conference on Future Power Systems. 5.2, 5.5

Previsic, Mirko (2004). *System level design, perfomance and costs for San Francisco California Pelamis offshore wave power plant.* Technical report, Electricity Innovation Institute, Global Energy Partners, EPRI. (document), 8.2, 8.3, 8.3.1, 8.3.1, 8.10, 8.8.1

Quiroz & Asociados (2015). *Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (2050).* Technical report, Centro de despacho económico de carga. 8.11

Renewable Energy UK (s.f.). Lunar energy tidal power. http://www.reuk.co.uk/favourites.php?remove=Lunar-Energy-Tidal-Power.htm. 6.26

ResHydro (s.f.). The hydrokinetic contraphase resonator. http://www.reshydro.com/our-technology/overview/. 6.28

Rourke, Fergal O.; Boyle, Fergal; y Reynolds, Anthony (2010a). Marine current energy devices: Current status and possible future applications in ireland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 1026–1036. 5.3, 8.8.2

Rourke, Fergal O.; Boyle, Fergal; y Reynolds, Anthony (2010b). Tidal energy update 2009. *Applied Energy*, 87(2), 398–409. 5.3, 2, 6.3.2

Rudnick, Hugh (2006). *Seguridad energética en Chile: dilemas, oportunidades y peligros.* Technical Report 4, Pontificia Universidad Católica de Chile. 1, 4.1

Schweizer, Peter E.; Cada, Glenn F.; y Bevelhimer, Mark S. (2011). *Estimation of the Risks of Collision or Strike to Freshwater Aquatic Organisms Resulting from Operation of Instream Hydrokinetic Turbines*. 8.4

SeaQurrent (s.f.). The next generation tidal energy plants based on the principle of kiting. https://seaqurrent.com/. 6.32

SEEWEC (s.f.). Starting point for further development. http://www.seewec.org/pictures.html. 6.16

Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile (s.f.). Mediciones en el mar interior chilenos ubicado a partir de la x región. http://www.shoa.cl/php/index.php. 7.9, 7.10

Thorpe, T. W. (1999). *A Brief Review of Wave Energy*. Technical report, The UK Department of Trade and Industry. 5.2, 6.7

Tidal Energy Pty Ltd. (s.f.). What is hydro kinetic energy? http://tidalenergy.com.au/index-subpage-2.html. 6.27

United Nations Climate Change (s.f.). https://unfccc.int/. 4.2

Vazquez, A. y Iglesias, G. (2016). Capital costs in tidal stream energy projects – a spatial approach. *Energy*, 107, 215–226. 8.3.2

Verdant Power, Inc. (s.f.). Free flow system. https://www.verdantpower.com/free-flow-system. 6.3.2.2, 6.24

Versalovic, S. (2011). Memoria en identificación de barreras para el desarrollo de la energía marina en chile. Master's thesis, Universidad de Chile. 1

Zhou, Zhibin; Scuiller, Franck; Charpentier, Jean Frédéri; Benbouzid, Mohamed; y Tang, Tianhao (2014). An up-to-date review of large marine tidal current turbine technologies. *2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition*, (pp. 480–484). 8.5

A | Anexos

A.1. RETScreen

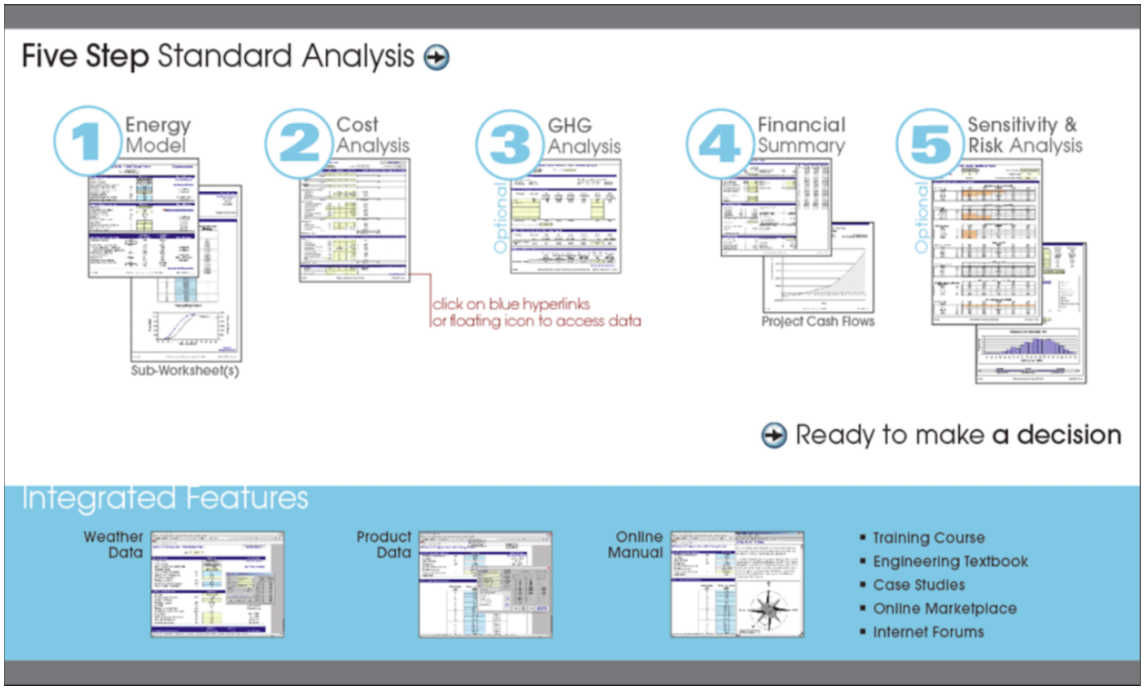


Figura A.1: Diagrama de flujo del modelo RETScreen.
Fuente: Natural Resources Canada (2004).

A.2. Reportes de ubicación

En este anexo se muestran las tablas que arrojaron los reportes del explorador marino para cada sitio a evaluar. Los parámetros se definen a continuación:

- H_s: altura significativa, corresponde a la media aritmética del tercio de las olas más altas en un conjunto de olas.
- T_m: período de oleaje, es la media aritmética de los períodos de oleaje. El período corresponde al intervalo entre olas (en segundos).
- P: potencia, es el flujo de energía en kW por metro.
- D_m: dirección, la media de las direcciones de propagación

1. Sitio N°1:

Tabla A.1: Reporte del sitio n°1 obtenido por el EM.
Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010).

Mes	$\mathbf{H}_s$ m	$\mathbf{T}_m$ s	**P** kW/m	$\mathbf{D}_m$
Enero	2,02	10,65	23,64	198,7
Febrero	1,84	10,69	19,33	193,6
Marzo	1,76	11,46	18,89	191,9
Abril	1,82	11,43	20,86	197,9
Mayo	2,06	11,26	26,77	201,7
Junio	2,46	9,98	34,56	186,1
Julio	2,49	10,63	38,95	191,2
Agosto	2,36	11,09	38,4	191,7
Septiembre	1,88	10,35	19,9	196,9
Octubre	2,09	10,9	26,11	200,5
Noviembre	1,86	10,39	18,61	200,1
Diciembre	1,57	9,81	12,66	204,8

2. Sitio N°2:

Tabla A.2: Reporte del sitio n°2 obtenido por el EM.
Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010).

Mes	$\mathbf{H}_s$ m	$\mathbf{T}_m$ s	**P** kW/m	$\mathbf{D}_m$
Enero	1,35	10,7	10,8	189,1
Febrero	1,34	10,98	10,47	182,4
Marzo	1,3	11,52	10,35	182,3
Abril	1,27	11,62	10,4	187,2
Mayo	1,42	11,11	12,5	191,4
Junio	1,88	9,63	19,85	177,4
Julio	1,88	10,18	21,3	181,3
Agosto	1,81	10,72	22,11	182,2
Septiembre	1,41	10,23	11,22	187,1
Octubre	1,46	10,74	12,51	189,2
Noviembre	1,29	10,47	8,97	188,8
Diciembre	1,06	9,94	5,92	192,8

3. Sitio Nº3:

Tabla A.3: Reporte del sitio nº3 obtenido por el EM.
Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010).

Mes	$\mathbf{H}_s$ m	$\mathbf{T}_m$ s	**P** kW/m	$\mathbf{D}_m$
Enero	2,8	10,9	45,32	204,1
Febrero	2,54	10,59	36,24	200,4
Marzo	2,41	11,35	36,09	200,7
Abril	2,78	11,69	48,9	208,3
Mayo	3,05	11,62	58,57	206,9
Junio	3,41	10,89	73,09	198,3
Julio	3,42	11,18	74,5	197,4
Agosto	3,33	11,58	75,37	195
Septiembre	2,72	10,99	42,76	204,5
Octubre	3,06	11,42	60,07	206,3
Noviembre	2,78	10,91	43,66	208,6
Diciembre	2,6	10,49	38,15	214,2

4. Sitio Nº4:

Tabla A.4: Reporte del sitio nº4 obtenido por el EM.
Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010).

Mes	$\mathbf{H}_s$ m	$\mathbf{T}_m$ s	**P** kW/m	$\mathbf{D}_m$
Enero	2,8	10,26	42,54	193,8
Febrero	2,46	9,95	31,82	187,3
Marzo	2,26	10,6	28,96	189
Abril	2,58	10,78	38,83	195,2
Mayo	2,9	10,8	49,29	193,7
Junio	3,26	10,07	65,18	183,4
Julio	3,2	10,38	60,75	182,1
Agosto	3,22	10,63	64,18	181,3
Septiembre	2,54	10,12	34,61	191,2
Octubre	2,87	10,53	49,74	192,6
Noviembre	2,59	10,23	35,39	195,6
Diciembre	2,4	9,52	29,3	199,9

5. Sitio Nº5:

Tabla A.5: Reporte del sitio nº5 obtenido por el EM.
Fuente: Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (2010).

Mes	$\mathbf{H}_s$ m	$\mathbf{T}_m$ s	**P** kW/m	$\mathbf{D}_m$
Enero	2,84	11,59	47,14	184,1
Febrero	2,74	11,46	43,23	183,9
Marzo	2,67	12,27	45,04	183
Abril	2,81	12,72	51,62	184
Mayo	2,93	12,64	55,05	182,2
Junio	2,95	12,24	55,69	179,3
Julio	2,94	12,43	54,65	178
Agosto	2,95	12,81	56,26	176,9
Septiembre	2,83	12,12	49,06	183
Octubre	2,93	12,6	55,28	182,1
Noviembre	2,85	11,93	48,81	185,8
Diciembre	2,8	11,5	45,54	188,9

A.3. Dispositivos para el aprovechamiento de olas

Tabla A.6: Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo atenuador. Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b).

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Able Technologies LLC	EEUU	Electric Generating Wave Pipe	Atenuador
Aker Solutions ASA	Noruega	Aker WEC	Atenuador
AlbaTERN Ltd	Reino Unido	WaveNet	Atenuador
ATA Engineering	EEUU	-	Atenuador
Atmocean Inc	EEUU	WES - Wave Energy System	Atenuador
AWECS Atenuador	EEUU	-	Atenuador
Cal Poly-Protean Wave Energy Inc	EEUU	-	Atenuador
Columbia Power Technologies	EEUU	StingRAY	Atenuador
Crestwing / Danyard Engineering Aps	Dinamarca	Crestwing	Atenuador
DEXAWAVE A/S	Dinamarca	DEXAWAVE converter	Atenuador
Eco Wave Power	Israel	Wave Clapper	Atenuador
Eco Wave Power	Israel	Power Wing	Atenuador
Ecomerit Technologies	EEUU	Centipod	Atenuador
Ensea	Italia	SWATHS	Atenuador
Floating Power Plant AS	Dinamarca	Poseidon – Wave wind hybrid	Atenuador
Globalone Sciences	EEUU	-	Atenuador
Grey Islandia Energy Inc	Canadá	SeaWEED	Atenuador

Continuación de la tabla A.6.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Group Captain SM Ghouse	India	Free Floating Wave Energy Convertor (FFWEC)	Atenuador
KN Ocean Energy Science & Development	Dinamarca	KNSWING	Atenuador
Kneider Innovations	Francia	Wave Energy Propulsion	Atenuador
Laminaria	Bélgica	Laminaria	Atenuador
M4Wave Power	Reino Unido	M4	Atenuador
Martifer Energia	Portugal	FLOW	Atenuador
Mocean Energy	EEUU	-	Atenuador
Navatek Ltd	EEUU	Navatek WEC	Atenuador
Ocean Energy Laboratory of Guangzhou Institute of Energy Conversion (GIEC), Chinese Academy of Sciences	China	Eagle	Atenuador
Ocean Energy Laboratory of Guangzhou Institute of Energy Conversion (GIEC), Chinese Academy of Sciences	China	Duck	Atenuador
Oceantec Energias Marinas SL	España	Oceantech Energy Convertor	Atenuador

Continuación de la tabla A.6.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Perpetuwave	Australia	Xtracta (Hybrid Atenuador)	Atenuador
Sea Power Ltd	Irlanda	Sea Power Platform	Atenuador
Tecnalia	España	PSE-MAR	Atenuador
Vortex Oscillation Technology Ltd	Rusia	Vortex Oscillation Technology	Atenuador
WavePiston	Dinamarca	WavePiston	Atenuador
Waves Ruiz	Francia	-	Atenuador
Wavetube	Suecia	-	Atenuador

Tabla A.7: Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo bombeo, columna de agua oscilante y convertidor de onda oscilante.
Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b).

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Checkmate Seaenergy Reino Unido Ltd	Reino Unido	Anaconda	Bombeo
Vigor Wave Energy AB	Suecia	Vigor Wave Energy Convertor	Bombeo
Dresser Rand	EEUU	HydroAir	Columna de agua oscilante
Joules Energy Efficiency Services Ltd	Irlanda	TETRON	Columna de agua oscilante
Leancon Wave Energy	Dinamarca	LEANCON WEC	Columna de agua oscilante

Continuación de la tabla A.7.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Marine Power Technologies Pty Ltd	Australia	Energy Islandia	Columna de agua oscilante
Oceanlinx	China	greenWAVE	Columna de agua oscilante
Oceanlinx	China	ogWave	Columna de agua oscilante
Oceanlinx	China	blueWAVE	Columna de agua oscilante
Pico	Portugal	Pico OWC	Columna de agua oscilante
Principle Power	EEUU	-	Columna de agua oscilante
Ryokuseisha	Japón	WAG Buoy	Columna de agua oscilante
SDK Marine	España	SDK Wave Turbine	Columna de agua oscilante
Sea Energies Ltd	Irlanda	SEWEC	Columna de agua oscilante

Continuación de la tabla A.7.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Spar Buoy	Portugal	Spar Buoy	Columna de agua oscilante
AW Energy	Finland	WaveRoller	Convertidor de onda oscilante
BioPower Systems Pty Ltd	Australia	bioWave	Convertidor de onda oscilante
Costas Wave	EEUU	Costas Wave	Convertidor de onda oscilante
Ing Arvid Nesheim	Noruega	Oscillating Device	Convertidor de onda oscilante
Kozoriz Franklin California Maglev Inc	EEUU	-	Convertidor de onda oscilante
Langlee Wave Power	Noruega	Langlee System	Convertidor de onda oscilante
Offshore Wave Energy Ltd (OWEL)	Reino Unido	OWEL WEC	Convertidor de onda oscilante
Polygen Ltd	Reino Unido	Ocean WaveFlex	Convertidor de onda oscilante

Continuación de la tabla A.7.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Resolute Marine Energy Inc	EEUU	SurgeWEC	Convertidor de onda oscilante
Team FLAPPER	EEUU	-	Convertidor de onda oscilante
University of Tokyo (UT)	Japón	WaveRudder	Convertidor de onda oscilante
Wave Electricity Renewable Power Ocean (WERPO)	Israel	SDE	Convertidor de onda oscilante
40 South Energy	Italia	H24	Otros
Aimmer Reino Unido	Reino Unido	Aimmer	Otros
AlbaTERN Ltd	Reino Unido	SQUID	Otros
Alternative Energy Engineering Associates	EEUU	AEEA-WECS	Otros
Atargis Energy Corporation	EEUU	Cycloidal Wave Energy Converter (CycWEC)	Otros
Avium AS	Turkey	Yeti Cluster System	Otros
Bosch Rexroth	Alemania	-	Otros
Buoyant Energy	EEUU	-	Otros
Caley Ocean Systems	Reino Unido	Wave Plane	Otros
Coppe Subsea Technology	Brasil	Clean Energy from Waves	Otros
Earth by Design	EEUU	-	Otros

Continuación de la tabla A.7.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Etymol Ocean Power SpA	Chile	Etymol WEC - Alfa Series	Otros
Fetzer Wave	EEUU	-	Otros
Gmax Tidal Energy	EEUU	-	Otros
Greenfield Techonolgies LLC	EEUU	-	Otros
Greenheat Systems Ltd	Reino Unido	Gentec WaTS	Otros
Gyrogen (DNS)	EEUU	-	Otros
Havkraft	Noruega	Evolver (Havkraft Wave Energy Converter – H-WEC)	Otros
Healy's Wave Energy Convertor	EEUU	-	Otros
Hui Nalu	EEUU	-	Otros
Hydrokinetic Energy Solutions	EEUU	-	Otros
IHC Tidal Energy	Países Bajos	Wave Rotor/Oceanmill	Otros
Intentium AS	Noruega	Intentium Offshore Wave Energy Convertor	Otros
Interproject Service (IPS) AB	Suecia	IPS OWEC Buoy	Otros
James F Marino	EEUU	-	Otros
Jetty Joule	EEUU	-	Otros
Jospa Ltd	Irlanda	Irish Tube Compressor	Otros
Leviathan Energy Waves	EEUU	-	Otros
Limerick Wave Ltd	Reino Unido	Limerick Wave PTO	Otros

Continuación de la tabla A.7.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Marine Hydroelectric Company	EEUU	MHG (Marine Hydroelectric Generator)	Otros
Muroran Institute of Technology	Japón	Pendulor	Otros
NEMOS GmbH	Alemania	NEMOS	Otros
Ocean RusEnergy	Rusia	Ocean 3	Otros
Ocean RusEnergy	Rusia	Ocean 160	Otros
Ocean RusEnergy	Rusia	Ocean 640	Otros
Ovsiankin Energy Group	EEUU	-	Otros
PAULEY (Phil Pauley Innovation)	Reino Unido	Solar Marine Cells	Otros
Poseidon's Kite	EEUU	-	Otros
Rotary Wave SL	España	Rotary	Otros
Royal Wave	EEUU	-	Otros
RTI Wave Energy	EEUU	RTI F2/F2D	Otros
Rutgers Wave Power	EEUU	Cyclic Pitch Paddle Wheel	Otros
SARA Inc	EEUU	MHD Wave Energy Conversion (MWEC)	Otros
Sea Wave Energy Ltd (SWEL)	Reino Unido	Waveline Magnet	Otros
SeaFoil	EEUU	-	Otros
TAMU-OSSL	EEUU	-	Otros
Team Treadwater	EEUU	-	Otros
Trident Energy Ltd	Reino Unido	PowerPod & PowerPod II (Linear Generator)	Otros

Continuación de la tabla A.7.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Uniturbine Corporation	EEUU	-	Otros
University of Genoa	Italia	Seaspoon	Otros
Uppsala University	Suecia	Uppsala/Seabased AB Wave Energy Convertor	Otros
Vortex	EEUU	-	Otros
Wave Water Works	EEUU	-	Otros
WavePlane Production	Dinamarca	WavePlane	Otros
Wavepower Technologies Limited	Reino Unido	-	Otros
Waves2Energy	EEUU	-	Otros
Wave-tricity	Reino Unido	-	Otros
Wavy Turbine	EEUU	-	Otros
Weptos	Dinamarca	WEPTOS WEC	Otros
Wizards of Energy	EEUU	-	Otros

Tabla A.8: Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo rebosamiento / terminador, masa giratoria y diferencial de presión sumergido.
Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b).

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Advance Ocean Energy @ Virginia Tech	EEUU	MULLET	Rebosamiento /Terminador
Atlantic Wavepower Partnership	EEUU	-	Rebosamiento /Terminador
AWS Ocean Energy	Reino Unido	AWS III	Rebosamiento /Terminador

Continuación de la tabla A.8.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Brimes Energy	EEUU	Jellyfish	Rebosamiento /Terminador
JAMSTEC	Japón	Mighty Whale	Rebosamiento /Terminador
Kinetic Wave Power	EEUU	PowerGin	Rebosamiento /Terminador
Norvento	España	Wavecat	Rebosamiento /Terminador
Ocean Wave and Wind Energy (OWWE)	Noruega	OWWE-Rig	Rebosamiento /Terminador
Polygen Ltd	Reino Unido	Volta WaveFlex	Rebosamiento /Terminador
RTI Wave Power	EEUU	-	Rebosamiento /Terminador
Sea Power International AB	Suecia	Streamturbine	Rebosamiento /Terminador
SeWave Ltd	Islas Feroe	OWC	Rebosamiento /Terminador
The CyanWave Wave Energy Converter	Irlanda	CyanWave4	Rebosamiento /Terminador
Wave Dragon	Dinamarca	Wave Dragon	Rebosamiento /Terminador
Wave Energy AS	Noruega	Seawave Slot-Cone Generator	Rebosamiento /Terminador
Ecole Centrale de Nantes	Francia	SEAREV	Masa giratoria

Continuación de la tabla A.8.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Enorasy Labs	EEUU	-	Masa giratoria
Waves for Energy	Italia	ISWEC	Masa giratoria
Wello OY	Finland	Penguin	Masa giratoria
WITT Ltd	Reino Unido	-	Masa giratoria
Bombora Wave Power	Australia	mWave	Diferencial de presión sumergido
Calwave	EEUU	WaveCarpet	Diferencial de presión sumergido
Calwave	EEUU	CalWave	Diferencial de presión sumergido
College of the North Atlantic	Canadá	SARAH Pump	Diferencial de presión sumergido
M3 Wave LLC	EEUU	DMP Device	Diferencial de presión sumergido
Marine Power Systems	Reino Unido	WaveSub	Diferencial de presión sumergido

Continuación de la tabla A.8.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
ORECon	Reino Unido	MRC 1000	Diferencial de presión sumergido
SeaNergy	Israel	Turbo Outburst Power/Top Desalination System	Diferencial de presión sumergido

Tabla A.9: Dispositivos para el aprovechamiento de olas del tipo absorbedor puntual. Fuente European Marine Energy Centre Ltd. (2017b).

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Abengoa Seapower	España	Órgano	Absorbedor puntual
AdapWave	EEUU	-	Absorbedor puntual
AeroVironment Inc	EEUU	Eel Grass	Absorbedor puntual
Applied Technologies Company, Ltd (ATC)	Rusia	Float Wave Electric Power Station (FWEPS)	Absorbedor puntual
Aquagen Technologies	Australia	Rig Drive	Absorbedor puntual
AquaHarmonics	EEUU	-	Absorbedor puntual
Aqua-Magnetics Inc	EEUU	Electric Buoy	Absorbedor puntual
Aqua-Shift	EEUU	-	Absorbedor puntual

Continuación de la tabla A.9.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Atlas Ocean Systems	EEUU	SQ5	Absorbedor puntual
Balkee Tide and Wave Electricity Generator	Mauricio	TWPEG	Absorbedor puntual
Blue Power Energy Ltd	Irlanda	Blue Power Take Off (PTOU)	Absorbedor puntual
Brandl Motor	Alemania	Brandl Generator	Absorbedor puntual
Carnegie Wave Energy Ltd	Australia	CETO 6	Absorbedor puntual
CorPower Ocean AB	Suecia	CorPower Wave Energy Converter	Absorbedor puntual
CorPower Ocean AB	Suecia	CPO2	Absorbedor puntual
Ecotricity	Reino Unido	Searaser	Absorbedor puntual
ELGEN Wave	EEUU	Horizon Platform	Absorbedor puntual
Energystics	EEUU	Vibristor	Absorbedor puntual
Finima-Aimmer	Hong Kong	Aimmer III	Absorbedor puntual
FlanSea	Bélgica	Wave Pioneer	Absorbedor puntual
Float Inc	EEUU	Rho-Cee	Absorbedor puntual
Fred Olsen Ltd	Noruega	Lifesaver	Absorbedor puntual

Continuación de la tabla A.9.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Green Ocean Wave Energy	EEUU	Ocean Wave Air Piston	Absorbedor puntual
Hydrocap Energy SAS	Francia	Seacap	Absorbedor puntual
Independent Natural Resources	EEUU	SEADOG	Absorbedor puntual
Indian Wave Energy Device	India	IWAVE	Absorbedor puntual
Ingine Inc	Corea del sur	INWave	Absorbedor puntual
IOWEC	EEUU	-	Absorbedor puntual
Joules Energy Efficiency Services Ltd	Irlanda	Wave Train	Absorbedor puntual
Joules Energy Efficiency Services Ltd	Irlanda	Wave Train	Absorbedor puntual
Korean Institute of Ocean Science and Technology (KIOST)	Korea	-	Absorbedor puntual
Kymogen	EEUU	Kymogen WEC	Absorbedor puntual
MakerStrong	EEUU	eBuoy	Absorbedor puntual
Marine Energy Corporation	EEUU	Wave Catcher	Absorbedor puntual

Continuación de la tabla A.9.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Maruthi Power	EEUU	-	Absorbedor puntual
Mighty Waves Energy Team	EEUU	-	Absorbedor puntual
Motor Wave	Hong Kong	Motor Wave	Absorbedor puntual
Neptune Renewable Energy Ltd	Reino Unido	Triton	Absorbedor puntual
Neptune Wave Power	EEUU	-	Absorbedor puntual
Next Gen	EEUU	-	Absorbedor puntual
Northwest Energy Innovations	New Zealand	Azura	Absorbedor puntual
Norwegian University of Science and Technology	Noruega	CONWEC	Absorbedor puntual
Nualgi Nanobiotech	India	Rock n Roll wave energy device	Absorbedor puntual
Ocean Electric Inc	EEUU	Wave platform	Absorbedor puntual
Ocean Energy Industries Inc	EEUU	WaveSurfer	Absorbedor puntual

Continuación de la tabla A.9.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Ocean Energy Laboratory of Guangzhou Institute of Energy Conversion (GIEC), Chinese Academy of Sciences	China	Neza II	Absorbedor puntual
Ocean Harvesting Technologies	Suecia	Ocean Harvester	Absorbedor puntual
Ocean Motion International	EEUU	OMI Combined Energy System	Absorbedor puntual
Ocean Power Technologies (OPT)	EEUU	Power Buoy	Absorbedor puntual
Ocean Wave and Wind Energy (OWWE)	Noruega	Wave Pump Rig	Absorbedor puntual
Oceanic Power	España	SeaHeart	Absorbedor puntual
Oscilla Power, Inc	EEUU	TDB (magnetostrictve wave enargy harvester_	Absorbedor puntual
OWEC Ocean Wave Energy Company	EEUU	OWEC Ocean Wave Energy Converter	Absorbedor puntual
Pelagic Power AS	Noruega	W2Power	Absorbedor puntual
PIPO Systems	España	APC-PISYS	Absorbedor puntual
Pontoon Power	Noruega	Pontoon Power Converter	Absorbedor puntual

Continuación de la tabla A.9.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Protean Wave Energy Limited	Australia	Protean WEC	Absorbedor puntual
RESEN ENERGY	Dinamarca	Resen Waves LOPF buoys	Absorbedor puntual
Sea Green Technologies	EEUU	-	Absorbedor puntual
Seabased AB	Suecia	Linear generator (Islandiaberg Project)	Absorbedor puntual
Seatricity	Reino Unido	Oceanus 2	Absorbedor puntual
Seawood Designs Inc	Canadá	SurfPower	Absorbedor puntual
SEEWEC Consortium	Reino Unido	FO3	Absorbedor puntual
Sigma Energy	Eslovenia	MD Wave Power Converter	Absorbedor puntual
Sinn Power	Alemania	Sinn Power WEC	Absorbedor puntual
Slow Mill	Holland	Slow Mill	Absorbedor puntual
Snapper Consortium	Reino Unido	Snapper	Absorbedor puntual
Spindrift Energy	EEUU	Spindrift Energy Device	Absorbedor puntual
Super Watt Wave Catcher	EEUU	-	Absorbedor puntual
The Bobber Company Ltd	Reino Unido	Manchester Bobber	Absorbedor puntual

Continuación de la tabla A.9.

Compañía	**País**	**Nombre dispositivo**	**Tipo**
Tremont Electric	EEUU	nPower WEC	Absorbedor puntual
Wave Energy Team at Virginia Tech	EEUU	-	Absorbedor puntual
Wave Star Energy ApS	Dinamarca	Wave Star	Absorbedor puntual
Waveberg Development	EEUU	Waveberg	Absorbedor puntual
Waves4Power AB	Suecia	WaveEL-buoy	Absorbedor puntual
Waveswing America	EEUU	-	Absorbedor puntual

A.4. Dispositivos para el aprovechamiento de mareas

Tabla A.10: Dispositivos para el aprovechamiento de mareas.
Fuente: European Marine Energy Centre Ltd. (2017a)

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Minesto	Suecia	Deep Green	Cometa de marea
SeaCurrent	The PaÃses Bajos	SeaCurrent TidalKite	Cometa de marea
Seapower scrl	Italia	GEM	Cometa de marea
Lunar Energy	Reine Unido	Rotech Tidal Turbine (LTT)	Efecto Venturi
OpenHydro	Ireland	Open-Centre Turbine	Efecto Venturi
Tidal Energy Pty Ltd	Australia	Davidson Hill Venturi (DHV) Turbine	Efecto Venturi
EEL Energy	Francia	EEL Energy	Hidroala Oscilante
Integrated Power Technology Corporation	EEUU	TURBOFOIL	Hidroala Oscilante
Leading Edge	EEUU	-	Hidroala Oscilante
ResHydro	EEUU	Hydrofoil Cascade Resonator (HCR)	Hidroala Oscilante
BioPower System Pty Ltd	Australia	bioStream	Otros
Bluewater	Países Bajos	BlueTEC (Bluewater Tidal Energy Converter)	Otros

Continuación de la tabla A.10.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Elemental Energy Technology Limited	Australia	SeaUrchin	Otros
Hales Water Turbines Ltd	Reine Unido	Hales Turbine	Otros
Hydrovolts Inc	EEUU	WF-10-15 Waterfall Turbine	Otros
Kepler Energy	Reine Unido	Kepler Turbine	Otros
Modec	Japón	Savonius Keel & Wind Turbine Darrieus (SKWID)	Otros
Natural Currents	EEUU	Red Hawk	Otros
QED Naval	Escocia	Subhub	Otros
Tidal Sails AS	Noruega	Tack Reach	Otros
Vortex Hydro Energy	EEUU	VIVACE (Vortex Induced Vibrations Aquatic Clean Energy)	Otros
Flumill	Noruega	Flumill Power Tower	Tornillos de ArquÃmides
Jupiter Hydro Inc	Canadá	-	Tornillos de ArquÃmides
Andritz Hydro Hammerfest	Noruega	HS1000	Turbina de eje horizontal
Atlantis Resources Corp	Reine Unido	AR-1500	Turbina de eje horizontal
Atlantis Resources Corp	Reine Unido	AR-1000	Turbina de eje horizontal
Atlantisstrom	Alemania	Atlantisstorm	Turbina de eje horizontal

Continuación de la tabla A.10.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Balkee Tide and Wave Electricity	Mauricio	Tidal and Wave Power Electrical Generator (TWPEG)	Turbina de eje horizontal
Bosch Rexroth	Alemania	-	Turbina de eje horizontal
Bourne Energy	EEUU	CurrentStar	Turbina de eje horizontal
Bourne Energy	EEUU	TidalStar	Turbina de eje horizontal
Bourne Energy	EEUU	OceanStar	Turbina de eje horizontal
Cetus Energy	Australia	Cetus Turbine	Turbina de eje horizontal
Free Flow Power Corporation	EEUU	SmarTurbine	Turbina de eje horizontal
Hydra Tidal AS	Noruega	Morild II	Turbina de eje horizontal
Hydro-Gen	Francia	Hydro-Gen	Turbina de eje horizontal
Hydrovolts Inc	EEUU	C-12 Canal Turbine	Turbina de eje horizontal
Kawasaki Heavy Industries, Ltd	Japon	-	Turbina de eje horizontal
Magallanes Renovables	España	Magallanes Project	Turbina de eje horizontal
Mako Tidal Turbines	Australia	MAKO Tidal Turbines	Turbina de eje horizontal

Continuación de la tabla A.10.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Marine Current Turbines	Reine Unido	SeaGen S	Turbina de eje horizontal
Marine Current Turbines	Reine Unido	SeaGen U	Turbina de eje horizontal
Marine Energy Corporation	EEUU	Current Catcher	Turbina de eje horizontal
Nautricity Ltd	Reine Unido	CoRMaT	Turbina de eje horizontal
Nova Innovation Ltd	Reine Unido	Nova M100	Turbina de eje horizontal
Ocean Flow Energy	Reine Unido	Evopod	Turbina de eje horizontal
Ocean Renewable Power Company (ORPC)	EEUU	RivGen Power System	Turbina de eje horizontal
Ocean Renewable Power Company (ORPC)	EEUU	TidGen Power System	Turbina de eje horizontal
Ocean Renewable Power Company (ORPC)	EEUU	OCGen	Turbina de eje horizontal
Oceana Energy Company	EEUU	TIDES	Turbina de eje horizontal
Offshore Islands Ltd	EEUU	Current Catcher	Turbina de eje horizontal
Renewable Devices Marine Ltd	Reine Unido	Capricon 5	Turbina de eje horizontal

Continuación de la tabla A.10.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Renewable Devices Marine Ltd	Reine Unido	Capricon 125	Turbina de eje horizontal
SABELLA SAS	Francia	D03	Turbina de eje horizontal
SCHOTTEL group	Alemania	STG (SCHOTTEL Tidal Generator)	Turbina de eje horizontal
Scotrenewables	Reine Unido	SR2000	Turbina de eje horizontal
SMD Hydrovision	Reine Unido	TiDEL	Turbina de eje horizontal
Straum AS	Noruega	Hydra Tidal	Turbina de eje horizontal
Suanders Energy Ltd	Reine Unido	Power-Frame	Turbina de eje horizontal
Sustainable Marine Energy (SME)	Reine Unido	PLAT-O	Turbina de eje horizontal
Tidal Energy Ltd	Reine Unido	DeltaStream	Turbina de eje horizontal
TidalStream Limited	Reine Unido	Triton 6 (Tidal Turbine Platform System)	Turbina de eje horizontal
TidalStream Limited	Reine Unido	Triton 3 (Tidal Turbine Platform System)	Turbina de eje horizontal
Tidalys	Francia	ELECTRImar 4200	Turbina de eje horizontal
Tidalys	Francia	ELECTRImar 1800	Turbina de eje horizontal
Tocardo Tidal Turbines	Países Bajos	T2	Turbina de eje horizontal

Continuación de la tabla A.10.

Compañía	País	Nombre dispositivo	Tipo
Verdant Power	EEUU	Free Flow Kinetic Hydropower System (KHPS)	Turbina de eje horizontal
Water Wall Turbine Inc	Canadá	Water Wall Turbine - In-Flow Water Current Technology	Turbina de eje horizontal
Current Power AB	Suecia	Current Power	Turbina de eje vertical
Current2Current	Reine Unido	Tidal Turbine	Turbina de eje vertical
Deepwater Energy BV	Países Bajos	Oryon Watermill	Turbina de eje vertical
EC-OG	Reine Unido	Subsea Power Hub	Turbina de eje vertical
Free Flow 69	Reine Unido	Osprey	Turbina de eje vertical
GCK Technology	EEUU	Gorlov Turbine	Turbina de eje vertical
HydroQuest	Francia	Hydroquest Tidal	Turbina de eje vertical
IHC Tidal Energy	Países Bajos	OceanMill	Turbina de eje vertical
Instream Energy Systems	Canadá	Vertical Axis Hydrokinetic Turbines (VAHT)	Turbina de eje vertical
Lucid Energy Technologies	EEUU	Gorlov Helical Turbine (GHT)	Turbina de eje vertical

Continuación de la tabla A.10.

Compañía	**País**	**Nombre dispositivo**	**Tipo**
New Energy Corporation	Canadá	EnviroGen/EnviroCurrent	Turbina de eje vertical
Norwegian Ocean Power	Noruega	H300	Turbina de eje vertical
REAC Energy GmbH	Alemania	StreamCube	Turbina de eje vertical
Repetitive Energy Company	Reine Unido	REPEN6	Turbina de eje vertical