



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL – HIDRÁULICA

CUANTIFICACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO UNDIMOTRIZ EN
DIFERENTES ESCALAS DE TIEMPO EN LA SERENA, CHILE

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA
DIEGO ANTONIO SELMAN CARO

TUTOR PRINCIPAL
DR. RODOLFO SILVA CASARÍN
INSTITUTO DE INGENIERÍA UNAM

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD.MX., MAYO 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fuentes Mariles Oscar Arturo

Secretario: Dr. Mendoza Baldwin Edgar Gerardo

1^{er}. Vocal: Dr. Silva Casarín Rodolfo

2^{do}. Vocal: Dr. Mariño Tapia Ismael De Jesús

3^{er}. Vocal: Dra. Chávez Cerón Valeria

Lugar donde se realizó la tesis: México, CDMX

TUTOR DE TESIS:

Dr. Rodolfo Silva Casarín

FIRMA

Agradecimientos

Gracias a cada una de las personas que me apoyaron e hicieron posible concretar este sueño, por hacer de mi estancia en México un mejor lugar y un sueño hecho realidad. Un agradecimiento a Itxaso y Emiliano por su apoyo incondicional, paciencia y compromiso. A Monica, por su compañía, amistad, ayuda y apoyo. A mi familia, profesores y amigos en Chile por su apoyo a la distancia.

Un agradecimiento especial al Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile por los datos facilitados, al Instituto de Hidráulica Ambiental de la Universidad de Cantabria por su apoyo en el modelado numérico y a los doctores del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por su apoyo constante en el desarrollo de esta tesis.

Finalmente, agradecer al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por su apoyo económico durante toda mi estancia de maestría.

Resumen

La energía de las olas es un recurso prometedor capaz de contribuir a mitigar el cambio climático, pero aún está en fase de desarrollo. La energía del oleaje se ve afectada por fluctuaciones a largo plazo inducidas por la variabilidad natural. Sin embargo, estas variaciones, con implicaciones para la variabilidad estacional y los fenómenos extremos, aún no se han integrado en la cuantificación de la energía de las olas ni en el diseño de los convertidores de energía de las olas (WECs). Este estudio pretende desarrollar una evaluación exhaustiva de la captación de energía del oleaje, teniendo en cuenta diferentes escalas temporales en La Serena, considerada una región energética del Pacífico chileno. Para ello, se validó un conjunto de datos de oleaje de alta resolución de 43 años del hindcast ERA5 con datos satelitales de GlobWave y se utilizó para caracterizar el recurso renovable en el área de estudio. La región estudiada tiene una potencia media anual de las olas de ~ 24 kW/m con una variabilidad estacional baja-moderada, que fluctúa entre +2 kW/m y -5 kW/m con un coeficiente de variación (CoV) de 0,61. Se identificaron cuatro localidades de interés en la zona de estudio. Las localidades más energéticas de aguas someras y profundas tienen una potencia media anual de las olas de ~ 25 kW/m y ~ 15 kW/m con un CoV de 0.84 y 0.62, respectivamente. Se observó una alta respuesta bajo El patrón climático: El Niño-Oscilación del Sur (ENSO), en donde La fase positiva de La Niña aumenta la potencia anual del oleaje en la región. Entre las localidades propuestas para la extracción de energía del oleaje, la localidad S_1 presenta una potencia del oleaje superior, con una variación temporal de 0.84 y una potencia media anual de 24.92 kW/m, en la fase de La Niña la potencia también se ve incrementada llegando a los 34 kW/m en invierno. Del análisis propuesto se logra determinar mediante criterios de selección la mejor localidad para el aprovechamiento energético manteniendo una potencia media anual mayor y una baja variabilidad temporal.

Abstract

Wave energy is a promising resource for contributing to climate change mitigation, but it is still in the development phase. Wave power is affected by long-term fluctuations induced by natural variability. However, these variations with implications for seasonal variability and extreme events, have not been integrated into the wave energy quantification yet nor in the design of wave energy converters (WECs). This study aims to develop a comprehensive assessment of wave energy harvesting, taking into account different time scales in La Serena, an energetic region of the Chilean Pacific. For this purpose, wave dataset of the ERA5 hindcast was validated with altimetry data of GlobWave. The region has an annual wave power average of ~ 24 kW/m with a low-moderate seasonal variability, between $+2$ kW/m and -5 kW/m, with a coefficient of variation (CoV) of 0.61. Four hot spots were identified in the study area. The most energetic shallow and deep-water hot spots have mean annual wave power ~ 25 kW/m and ~ 15 kW/m with a CoV of 0.84 and 0.62, respectively. The local wave climate response under the El Niño-Southern Oscillation (ENSO), where the negative phase (La Niña) increases the annual wave power in the region. Among the locations proposed for wave energy extraction, a higher wave power was observed in S_1 location, with a coefficient of variation of 0.84 and a mean annual wave power of 24.92 kW/m. In La Niña phase the wave power also increased, reaching 34 kW/m in winter. Consequently, based on the proposed analysis the best location for energy harvesting is determined by selection criteria, maintaining a higher average annual power and low temporal variability.

Índice general

CAPITULO 1: Introducción.....	14
1.1 Estado del arte	15
1.1.1 Variaciones del oleaje en diferentes escalas.....	16
1.1.2 Cuantificación del recurso a nivel local	17
1.1.3 Selección zona de estudio	19
1.2 Antecedentes previos.....	19
1.3 Alcances de investigación.....	20
1.4 Objetivos	21
1.4.1 Objetivo general	21
1.4.2 Objetivos específicos.....	21
CAPITULO 2: Metodología	22
2.1 Datos	22
2.2 Validación de datos	23
2.3 Caracterización del recurso energético del oleaje	23
2.3.1 Atlas de alta resolución	23
2.3.2 Disponibilidad energética de las olas	24
2.4 Caracterización del clima marino en diferentes escalas espacio temporales.....	26
2.4.1 Régimen medio	26
2.4.2 Régimen estacional	26
2.4.3 Régimen extremal	27
2.4.4 Variabilidad interanual	27
2.5 Convertidores de energía de las olas (WEC)	28
2.6 Identificación de las localidades de interés.....	29
CAPITULO 3: Caso de estudio.....	30
3.1 Caracterización preliminar de la potencia de oleaje.....	31
3.1.1 Disponibilidad y variabilidad anual	31
3.1.2 Variabilidad interanual	34
CAPITULO 4: Reanálisis de alta resolución	37

4.1	Validación de datos	37
4.2	Propagación de aguas profundas a someras.....	38
4.2.1	Validación del downscaling	39
CAPITULO 5: Caracterización del recurso energético		41
5.1	Régimen medio	43
5.2	Rosas de oleaje.....	45
5.3	Régimen extremal	47
5.4	Variabilidad anual y mensual	48
5.5	Variabilidad interanual.....	49
5.6	Selección multicriterio de dispositivos y geolocalización	51
CAPITULO 6: Conclusiones		59
CAPITULO 7: Futuras líneas de investigación.....		61
Referencias	62	
Apéndice A	66	
Tablas		66

Índice de tablas

<i>Características de los dispositivos WEC (Chang et al. 2018).</i>	28
<i>Validación datos de altura de ola entre WWIII, GW y ERA5.</i>	37
<i>Error cuadrático medio (RMSE), índice de dispersión (SI), Bias y coeficiente de correlación de Pearson (r) para H_s, T_p y D_{irm}.</i>	40
<i>Coefficientes de variación para cada sector de interés.</i>	49
<i>Parámetros de oleaje y energía más probables en aguas profundas y someras para cada dispositivo y localidad.</i>	57
<i>Estados de mar seleccionados mediante el algoritmo MDA.</i>	66

Índice de figuras

<i>Zona de estudio; Bahía de La Serena, región de Coquimbo, norte de Chile.</i>	31
<i>Potencia del oleaje. a) Potencia anual del oleaje, b) Potencia estacional del oleaje y c) Potencia del oleaje mensual.</i>	32
<i>Variabilidad temporal (CoV), anual (AV), estacional (SV) y mensual (MV) en la potencia de las olas.</i>	32
<i>Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico estacional. a) Verano (enero a marzo), b) Otoño (abril a junio), c) Invierno (julio a septiembre) y d) Primavera (octubre a diciembre). Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.</i>	33
<i>Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico estacional para la fase El Niño (ENSO). a) verano, b) Otoño, c) Invierno y d) Primavera. Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.</i>	35
<i>Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico para la fase La Niña (ENSO). a) verano, b) Otoño, c) Invierno y d) Primavera. Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.</i>	36
<i>Potencia media mensual de las olas en las fases del ENSO (El Niño y La Niña).</i>	36
<i>Batimetría utilizada en simulación. Puntos rojos ERA5_{sub,1} y ERA5_{sub,2} en Grid y Nested grid correspondientes a datos para simulación y validación del modelo, respectivamente; en la Localidad de La Serena, norte de Chile.</i>	38
<i>Serie de reanálisis – datos máxima disimilitud y estados de mar por parámetros de oleaje; La Serena, Chile.</i>	39
<i>Gráficas de dispersión de las series temporales propagados, entre datos simulados (IH) y datos observados (ERA5_{sub,2}) para la reconstrucción de Hs, Tp y Dir_m, considerando M = 500.</i>	40
<i>a) Potencia media anual y b) coeficiente de variación anual en la bahía de La Serena, Chile.</i>	41
<i>Localidades de interés seleccionados con mayor disponibilidad energética, puntos en azul representan zonas someras y en rojo, zonas profundas.</i>	42
<i>Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico en aguas someras para las 4 localidades de interés seleccionadas. Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.</i>	44

<i>Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico en aguas profundas para las 4 localidades de interés seleccionadas. Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.</i>	44
<i>Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S1.....</i>	45
<i>Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S2.....</i>	46
<i>Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S3.....</i>	46
<i>Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S4.....</i>	46
<i>Análisis extremal para altura de ola significativa y periodos de retorno asociados. a)</i>	
<i>S1, b) S2, c) S3 y d) S4.</i>	48
<i>Potencia media mensual del oleaje en aguas profundas para fases del ENSO, en azul El niño, el negro fase neutra y en rojo fase La Niña. a) localidad S1, b) localidad S2, c) localidad S3 y d) localidad S4.....</i>	50
<i>Potencia media mensual del oleaje en aguas someras para fases del ENSO, en azul El niño, el negro fase neutra y en rojo fase La Niña. a) localidad S1, b) localidad S2, c) localidad S3 y d) localidad S4.</i>	51
<i>Potencia media mensual para 6 dispositivos WEC. a), c), e) y g) dispositivos en aguas someras (Bref-HB, Bref-SHB, F-HBA, F-3OF, F-2HB y F-OWC) y b), d), f) y h) dispositivos en aguas profundas (Bref-HB y Bref-SHB).....</i>	52
<i>Matrices de potencia para dispositivos en los sitios $S_{n,s}$. Dispositivos Bref-SHB en gráficas a), c), e) y g) en zonas S1, S2, S3 y S4 respectivamente. Dispositivo F-OWC en gráficas b), d), f) y h) en zonas S1, S2, S3 y S4 respectivamente.</i>	54
<i>Matrices de potencia para dispositivos en los sitios $S_{n,d}$. Dispositivos Bref-SHB en gráficas a), c), e) y g) en zonas S1, S2, S3 y S4 respectivamente. Dispositivo F-OWC en gráficas b), d), f) y h) en zonas S1, S2, S3 y S4 respectivamente.</i>	55

Lista de acrónimos

AV: Variabilidad anual

Bref-HB: Boya de oleaje referenciada en el fondo

Bref-SHB: Boya de oscilación sumergida referenciada en el fondo

CoV: Coeficiente de variación

CPC: Centro de predicción

Dir_m: Dirección media

Dir_{mp}: Dirección media propagada

ENSO: El Niño-Southern Oscillation

F-HBA: Conjunto de boyas de oscilación flotantes

F-3OF: Dispositivo flotante de tres cuerpos de aletas oscilantes

F-2HB: Convertidor flotante de oscilación de dos cuerpos

F-OWC: Columna de agua oscilante

GEI: Gases de efecto invernadero

GW: Global Wave

H_s: Altura de ola significativa

H_{sp}: Altura de ola significativa propagada

MDA: Algoritmo de máxima disimilitud

MEI.v2: Multivariate ENSO index

MV: Variabilidad mensual

ONI: Oceanic Niño Index

RBF: Funciones de base radial

RMSE: Error cuadrático medio

r: Coeficiente de correlación de Pearson

SV: Variabilidad estacional

SI: Índice de dispersión

SWELL: Mar de fondo

SEAS: Mar de viento

T_p : Periodo pico

T_{pp} : Periodo pico propagado

WEC: Wave Energy Converter

WB: World Bank

WWIII: WAVE WATCH III

CAPITULO 1: Introducción

El clima marino y las características del oleaje son influenciadas por variaciones climáticas naturales de origen interno, así como por cambio climático de origen antrópico. Estas variaciones producen cambios en la circulación atmosférica y temperatura del agua (Wong et al., 2014) y son transferidas al oleaje, estudios han demostrado que esta transferencia de energía y su potencial del oleaje ha ido en aumento globalmente (Reguero et al., 2019; Odériz et al., 2021). Además, tendencias históricas han demostrado que dentro de las últimas décadas los valores extremos de altura de ola han ido en aumento, mayormente en latitudes altas en el hemisferio sur (Wang et al., 2001, 2002, 2009 & Young et al., 2011). Estos efectos climáticos sobre la energía de las olas afectan de manera considerable sobre los dispositivos, mostrando variaciones en sus rendimientos como respuesta a cambios en los periodos de las olas (Ulazia et al., 2023). Estudios sugieren que, para llevar a cabo un análisis completo en la variabilidad de dispositivos, es recomendable considerar su variabilidad intra e interanual (Morim et al., 2019).

Estudios han demostrado que, dentro de todas las fuentes de energías renovables no convencionales, presentan un impacto negativo menor, como erosión costera, uso de suelos, obras de construcción y/o mantenimiento, entre otros, en comparación con energías convencionales (Clément et al., 2002; Drew et al., 2009). Además, la energía undimotriz en general presenta una potencia mínima global de 5 kW/m en el 95% de los casos, y su eficiencia en la generación de energía sobre el 90% del tiempo (dispositivos eólicos y solares sobre el 20 y 30% respectivamente; Pelc et al., 2002; Castillo et al., 2018; López et al., 2013).

Considerando las posibles modificaciones en el comportamiento y variaciones en la eficiencia de dispositivos de captación de energía (WEC) debido a influencias del clima marino, en el estudio de Monárdez (2008) demostraron que la ubicación geográfica de Chile favorece la extracción de energía del oleaje dotando a sus costas como uno de los mejores sitios para la generación de energía eléctrica mediante energía del oleaje (Acuña & Monárdez, 2007; Monárdez, Acuña & Scott, 2008). El potencial energético en Chile y su extracción de energía undimotriz a lo largo de la costa chilena

aumenta exponencialmente de norte a sur, con rangos de disponibilidad energética de 25 kW/m en el norte hasta cerca de 110 kW/m en el sur. Además, presenta un factor de captura o rendimiento de extracción mucho mayor que en otros lugares del mundo (valores cercanos al 50%; Monárdez et al., 2008). Otro factor importante de las costas chilenas es la mínima variación de potencia (menor al 6%) en las distintas estaciones del año y su fuerte pendiente del fondo marino, lo que reduce el costo en términos de interconexión eléctrica (Monárdez et al., 2008).

Por lo anterior, el recurso energético en la Serena es prometedor dentro del panorama nacional en Chile y este trabajo tiene como objetivo realizar una cuantificación del recurso en diferentes escalas temporales que permita analizar la variabilidad en la disponibilidad energética del oleaje y como ésta influye en la eficiencia en distintos dispositivos WEC en la zona.

1.1 Estado del arte

Diferentes estudios han demostrado que la potencia del oleaje y su disponibilidad energética a lo largo de sus costas puede ser influenciada por diferentes variaciones climáticas a diferentes escalas de tiempo, algunas variaciones presentan una mayor respuesta frente a variabilidades anuales, inter o intra anuales, como también pueden ser mensuales, etc. Además, existen patrones climáticos que pueden intensificar la potencia del oleaje, como es el caso del ENSO, en donde se observa que en su fase negativa provoca un incremento en la potencia en zona extratropical del Pacífico Sur dónde la zona de estudio se ubica (Odériz et al 2020).

Los siguientes apartados pretender identificar las líneas base en la bibliografía existente sobre la que se sustenta este estudio, sobre la variación de parámetros del oleaje en distintas escalas temporales, como altura de ola, eventos extremos, dirección de incidencia.

1.1.1 Variaciones del oleaje en diferentes escalas

Dada su gran extensión, el océano Pacífico representa una importante fuente de energía del oleaje, en el Pacífico sur se generan las olas más consistentes y energéticas a diferencia del Pacífico norte que presenta una variación estacional con olas muy energéticas en invierno y poco energéticas en verano (Stopa et al., 2014).

Se han observado diferencias significativas en la altura de las olas debido a la variabilidad del oleaje en los océanos Pacífico y Atlántico (Semedo et al., 2011). Además, algunos estudios también han demostrado que estas variaciones climáticas a largo plazo modifican la magnitud de las alturas de olas extremas (Menéndez et al., 2008; Lobeto et al., 2021).

Reguero et al. (2015), evaluaron la potencia global de las olas abarcando las últimas seis décadas. Estimaron la potencia global anual y su variación media por cada década analizada, concluyendo que la variabilidad natural global puede ser un factor más relevante en la energía de las olas que los cambios históricos a largo plazo.

A nivel global y en la escala interanual, el ENSO altera los patrones climáticos globales y regionales a escala interanual (O'Hare et al., 2005) y es el modo de variabilidad climática que mayores efectos induce en las condiciones de oleaje. Además, también influye en la intensidad de las tormentas modificando la transferencia de energía en el oleaje (Stopa et al., 2014; Odériz et al., 2020).

Un estudio de Fairley (2020), elaboró un sistema de clasificación a gran escala del recurso energético del oleaje. Analizaron la variabilidad espacial global del clima de oleaje para caracterizar el clima por regiones con distintos rendimientos y potencias. Encontraron que las zonas con mayor energía son dominadas por oleaje y otra por tormentas más locales, de las cuales las zonas más energéticas predominan en el hemisferio sur. Otro factor que puede influenciar un aumento de la disponibilidad energética del país, dada la gran extensión territorial y la superficie oceánica que esta ofrece, es el cambio climático. En los escenarios de cambio climático se proyecta que las alturas de olas extremas pueden aumentar en aproximadamente el 25% de la superficie oceánica bajo escenarios RCP8.5, de los estudios se puede observar que en las costas de La Serena se proyecta un aumento tanto en la

altura media y en sus valores extremos en hasta 1 m (Lobeto et al., 2021). Además, también se observa a nivel global un aumento del recurso energético en el hemisferio sur en diferentes escenarios climáticos (Lobeto et al., 2021; Odériz et al., 2022).

Las costas de Chile presentan una baja variabilidad estacional, dispersión direccional y posee periodos de ola largos (Monárdez et al., 2008). Ulazia et al. (2023) demostraron que el rendimiento de los dispositivos tiene una fuerte relación con la variabilidad en el periodo de las olas, por lo que en las costas chilenas la variabilidad en dispositivos sería mínima. Chile cuenta con al menos un 74% de potencial energético en sus costas y en cuanto a su potencia de las olas, en general aumentan de 20 a 90 kW/m de norte a sur del país. En un análisis realizado para dos dispositivos de captación de energía, arrojaron variaciones en su rendimiento en hasta un 20% (Castillo et al., 2018; Monárdez et al., 2008).

1.1.2 Cuantificación del recurso a nivel local

Chile posee más de 4.000 km de costa expuesta al oleaje del Océano Pacífico, sus costas presentan fuertes pendientes en su fondo marino y ofrece zonas energéticas mayores en la costa o cerca de ella con un potencial bruto superior a los 165 GW (Meniconi et al., 2015). Dada la gran extensión de costa y su constante exposición al oleaje, es necesario analizar los cambios o variaciones históricas en la disponibilidad del recurso energético con el objetivo de cuantificar en mejor manera el potencial energético disponible.

En términos de desarrollo sostenible, Chile desde el 1980 ha mostrado un aumento sostenido en las emisiones de CO₂, incremento condicionado por el consumo de combustibles fósiles en sectores como el transporte y generación eléctrica. Según datos de WB (2010), las emisiones en Chile de plantas de petróleo y carbón contribuyen un aumento de hasta 20 veces en comparación con las hidroeléctricas.

Pasten et al. (2012) analizaron diferentes fuentes de energías renovables a lo largo de todo Chile, estudiaron su evolución, por fuentes de energía y la tasa de consumo bruto de energía primaria

desde 1991 al 2008. La tasa de consumo total para el 2008 fue de 33.2 GW, de los cuales el 71% corresponde a combustibles fósiles como petróleo, gas natural y carbón. En términos de generación y capacidad eléctrica en Chile en los mismos años, presentó una generación de energía eléctrica de 6.95 GW y una capacidad de 14.3 GW, con un consumo per cápita de 0.42 kW/persona. Estos valores entregan una tasa de crecimiento anual de generación desde el 1990 de un 7% aproximadamente. Para el año 2007, cerca del 60% de la energía eléctrica se generó en centrales termoeléctricas, en donde sus fuentes energéticas utilizadas son importaciones de carbón y derivados del petróleo. Dos de los mayores proyectos de generación de energía eléctrica son los proyectos Hidroeléctrico Aysén y la central termoeléctrica Castilla, las cuales aportan una generación de energía de 3.78 GW, incluyendo la generación actual se logra un total de 10.73 GW el cual representa el 86% de la demanda del 2023.

Por lo anterior, para desarrollar políticas de desarrollo sostenible es necesario abordar el comportamiento del oleaje en las costas chilenas con el objetivo de reducir la intermitencia del recurso energético. Fairley et al., (2017) analizaron el despliegue de granjas de dispositivos de captación de energía. El estudio consistió en evaluar la variabilidad de la energía extraída por una granja de dispositivos al cambiar la dirección de las olas, con lo cual demostró que, a mayor número de emplazamientos menor es el tiempo que tarda un dispositivo en extraer energía del oleaje.

Morim et al., (2019), demostraron la importancia de considerar la variabilidad interanual en el rendimiento de dispositivos. También demostraron que la optimización del rendimiento de los dispositivos WEC disminuye la variabilidad intra e interanual en su potencia. Al considerar la capacidad de extracción de dispositivos WEC en invierno, es posible contrastar esta información a partir de un estudio de Sierra et al., (2016) en donde analizaron el recurso energético de las olas a lo largo de la costa atlántica de Marruecos y comparó los recursos de energía con una isla vecina. Evaluaron una variabilidad temporal identificando una tendencia estacional considerable, demostrando que el recurso energético en invierno es superior en hasta cuatro veces mayor que en verano.

1.1.3 Selección zona de estudio

En esta tesis se estudia la localidad de La Serena, en la región de Coquimbo. Esta región pertenece a una zona extratropical, zona que se caracteriza por poseer una alta respuesta frente a variabilidad de largo plazo bajo ambas fases del ENSO (Odériz et al., 2021; Odériz et al., 2022). Otro factor que aporta importancia son sus 6 km de costa expuestas al oleaje, además ofrece condiciones climáticas con baja variabilidad temporal.

Se dice que uno de los mayores potenciales energéticos, junto a la energía solar en Chile, es la del mar y del extenso borde costero del país (Horvath, 2015). De las corrientes marinas, la energía mareomotriz; de las olas, la energía undimotriz; de las diferencias de mareas y temperatura, es posible, además, obtener energía mediante turbinas e ingeniosos sistemas tecnológicos, para transformar esta fuerza y energía en sistemas rotatorios para generadores eléctricos (Horvath, 2015).

1.2 Antecedentes previos

Según el Ministerio de Energía (2015) sobre Energías renovables en Chile Estado y Desafíos, la región de Coquimbo posee excelentes condiciones climáticas, las cuales permiten desarrollar tecnologías que facilitan la obtención de gran parte de la energía eléctrica de la matriz a partir de fuentes renovables, principalmente eólica, con un paulatino avance de la energía solar. Es importante destacar que la mayor fuente de generación de energía proviene del gas (23%) y del carbón (22.9%), sin embargo, el porcentaje de energías renovables alcanza una generación del 39.7% (Ministerio de Energía, 2015).

Chile ha captado la atención de los promotores de energía marina por su larga línea costera, su energético oleaje y las corrientes generadas por las mareas (hasta 66 kW/m y 5 m/s, respectivamente) llevan a un estimado de más de 160 GW de recursos de energía (Hassan, 2009). Por tal motivo, se requieren estudios de selección en el país, mostrando la viabilidad del sitio apropiados para obtener energía que contribuya a atenuar la incertidumbre en la variabilidad de

energía del oleaje y que genere la mínima repercusión en otras actividades y con otros ecosistemas. Algunos estudios pioneros en la materia están encabezados por la ENEMAR.

Por otro lado, dado el potencial energético disponible en las costas de Chile, en el acuerdo de Paris (COP21) se confirmó la importancia de no aumentar la temperatura global en 1.5°C (IPCC, 2019, p51), lo que se denominó crisis climática, estos cambios pueden modificar la disponibilidad energética en Chile dando paso a una mayor incertidumbre sobre el futuro de la energía de las olas. Por lo anterior, es necesario considerar energías renovables como solución parcial a la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI). En el diseño de dispositivos de captación de energía, si bien algunos estudios contemplan variabilidad temporal no integran variaciones futuras por cambio climático (Odériz et al., 2022).

1.3 Alcances de investigación

De acuerdo con el estado del arte actual, las variaciones a diferentes escalas temporales del oleaje y sus parámetros afectan en a la extracción de energía del. Es por ello por lo que resulta importante identificaren donde las variaciones de oleaje disponibles favorezcan en la capacidad de extracción de energía del oleaje considerando diferentes dispositivos WEC, tanto en aguas someras como intermedias y/o profundas.

Si bien, los estudios mencionados anteriormente constituyen una base de investigación histórica, es necesario integrar en los diseños de dispositivos y criterios de análisis, variabilidad anual e interanual en la localidad de interés, La Serena, y como esto puede condicionar y modificar el rendimiento, eficiencia y operación futura de los diversos dispositivos, su variabilidad a largo plazo y variabilidad en la extracción del recurso energético de las olas.

De lo anterior, esta investigación pretende determinar:

- Variación en la potencia del oleaje a diferentes escalas desde análisis de eventos sinópticos, variaciones mensuales, estacional, intra- e inter-anual en la bahía de La Serena.

- Selección multicriterio considerando variaciones multi-escala en localidades con mayor potencial en el recurso energético del oleaje y que presenten una menor variabilidad en aguas someras y profundas evaluando diferentes dispositivos WEC.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar la disponibilidad del recurso energético de las olas en la bahía de La Serena, región de Coquimbo, teniendo en cuenta su variabilidad natural climática a largo plazo en periodos temporales anuales, estacionales y mensuales en la disponibilidad de la energía para diferentes dispositivos convertidores de energía undimotriz.

1.4.2 Objetivos específicos

- Selección de la base de datos de reanálisis de oleaje de mayor calidad para la zona de estudio
- Caracterización y evaluación preliminar de la disponibilidad del recurso energético de las olas mediante la base de datos seleccionada.
- Confeccionar un atlas de oleaje de alta resolución de potencia y disponibilidad energética mediante un downscaling a partir de la metodología de Camus et al (2011) en la bahía de La Serena.
- Analizar e identificar criterios para establecer localidades de mayor potencial energético y baja variabilidad temporal en la bahía de La Serena.

- Evaluar la variación en la capacidad de extracción de energía del oleaje mediante dispositivos WEC, identificando los dispositivos a utilizar y evaluar su evolución temporal considerando distintas escalas temporales.
- Generar multicriterios para la selección de localidades de extracción del recurso energético en base a distintos análisis climáticos y escalas temporales.

CAPITULO 2: Metodología

2.1 Datos

Con el objetivo de realizar una caracterización del recurso en la zona de estudio, se analizan bases de datos de oleaje globales de ERA5 y WWIII (WAVEWATCH III), para luego ser contrastados y validados con datos de satélite de GlobWave (GW; Gavrikov et al., 2016). Posterior a su validación, se calcula el régimen medio, estacional y extremal considerando sus parámetros de oleaje para comprender de mejor manera la variación temporal del oleaje. Los datos presentan una resolución temporal horaria, abarcando un dominio de 62 años contemplados desde 1960 al 2021 y una resolución espacial de 0.5°.

Con el propósito de realizar simulaciones numéricas para analizar la propagación del oleaje, se consultan datos batimétricos facilitados por el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile (SHOA), de los cuales se solicitaron datos de sondas batimétricas asociadas a las Cartas Náuticas SHOA N° 4100 (Punta Poroto a Punta Lengua de Vaca) y 4111 (Bahía Coquimbo y Herradura de Guayacan).

2.2 Validación de datos

El conjunto de datos de oleaje de ERA5 y WWIII se validó con los datos altimétricos de GW, la resolución espacial es de 1° y la resolución temporal es mensual. Dado que la resolución de cuadrícula de los conjuntos de datos no era la misma, los valores mensuales de ERA5 y WWIII se interpolaron a la resolución de cuadrícula de GW (1°). Para el periodo 1979-2021 el sesgo fue calculado para la altura de ola significativa, sobre una base estacional y anual.

La validación de datos se realiza mediante la cuantificación del sesgo, según la ecuación 1:

$$Bias(\hat{\theta}) = E_{x|\theta}(\hat{\theta}) - \theta = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{\theta}_i - \theta)}{n} \quad (1)$$

donde $(\hat{\theta})$ representa los valores de altura de ola de WWIII y ERA5, θ es el valor de altura de ola de GW. Valores mayores a 0 indican una sobreestimación y menores, una subestimación.

2.3 Caracterización del recurso energético del oleaje

2.3.1 Atlas de alta resolución

Para realizar la propagación del oleaje desde aguas profundas a someras se llevará a cabo el método propuesto por Camus *et al.*, (2013). Aquí se hace una breve descripción del método, pero para más detalles se recomienda leer Camus *et al.* (2013). La primera etapa consiste en realizar un proceso de selección mediante el algoritmo de máxima disimilitud (MDA), el cual extrae de la base de datos de reanálisis un subconjunto de estados de mar representativos de las condiciones de oleaje disponibles.

De los estados de mar seleccionados se considera el de mayor magnitud de altura de ola significativa como dato inicial para realizar el cálculo de la disimilitud única entre este y cada estado de mar restante que ha sido seleccionado anteriormente, a partir de esto es posible definir la mayor diferencia de altura de ola que será usada posteriormente en la propagación del oleaje. En el proceso de selección, se establece una disimilitud única entre cada vector restante de la base de datos y cada vector del subconjunto con dato inicial para definir el dato con la mayor diferencia entre alturas.

Cada condición horaria de oleaje definidas por H_s , T_p y Dir_m , es propagado por el modelo SWAN. Las condiciones de contorno se consideran constantes a lo largo de todos los contornos de la malla caracterizada por H_s , T_p y Dir_m . Los cálculos estacionarios de SWAN implican la propagación instantánea de las olas a través del dominio. Uno de los requisitos de la metodología propuesta es la suposición de propagaciones estacionarias para que el subconjunto de los casos de propagación seleccionados pueda considerarse independiente.

La metodología de Camus et al. (2013) reconstruye las series temporales de los parámetros del oleaje en la costa con una interpolación basada en funciones de base radial (RBF). El método consiste en una suma ponderada de funciones básicas radialmente simétricas situadas en los puntos de datos. La aplicación del método evalúa la función de interpolación de la altura de ola significativa propagada RBF_H , periodo medio propagado RBF_T y las componentes x e y de la dirección de la onda media $RBF_{Dir,x}$, $RBF_{Dir,y}$, respectivamente. Por lo tanto, las series temporales se transfieren desde aguas profundas al punto de interés en aguas someras mediante las funciones RBF calculadas para cada parámetro propagado.

2.3.2 Disponibilidad energética de las olas

La potencia del oleaje se obtiene mediante la siguiente expresión de aguas profundas:

$$P = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T_e = 0.491 * H_s^2 T_e \quad (2)$$

donde P es la potencia de las olas por unidad de longitud de cresta (kW/m), H_s es la altura de ola significativa, T_e es el período de energía, ρ es la densidad del agua de mar y g es la aceleración de gravedad. T_e se obtiene según la siguiente expresión:

$$T_e = \alpha * T_p \quad (3)$$

donde α es un coeficiente cuyo valor depende de la forma del espectro de la onda (Cornett, 2008).

Teniendo en cuenta que los espectros de oleaje en esta zona son bastante amplios debido a la presencia combinada de estados de mar *swell* y *wind-seas*, estudios sugieren considerar un valor α conservador debido a los distintos estados de mar y oleaje presentes (Cornett, 2008; Boronowski et al., 2010). Con el fin de evaluar el recurso energético del oleaje y debido a la presencia de estados de mar con periodos muy variados, se utilizó un valor conservador de $\alpha = 0.9$ con el objetivo de abordar el mayor rango posible de periodos disponibles en la zona de estudio (Sierra et al., 2016), de acuerdo con otros estudios (Cornett, 2008; Boronowski et al., 2010).

La variabilidad temporal nos permite analizar la relación de los distintos procesos climáticos y el recurso energético. Para este caso de estudio, se requiere estudiar la variabilidad en la extracción de la energía eléctrica a partir de la potencia de las olas a diferentes escalas de tiempo. Para ello, se calcula el coeficiente de variación (CoV), el índice de variabilidad anual (AV), el índice de variabilidad estacional (SV) y mensual (MV) los cuales se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$CoV = \frac{\sigma}{\bar{P}} \quad (4)$$

$$AV = \frac{\bar{P}_{A1} - \bar{P}_{A2}}{\bar{P}_{year}} \quad (5)$$

$$SV = \frac{\bar{P}_{S1} - \bar{P}_{S2}}{\bar{P}_{year}} \quad (6)$$

$$MV = \frac{\bar{P}_{M1} - \bar{P}_{M2}}{\bar{P}_{year}} \quad (7)$$

donde σ es la desviación estándar de la potencia de las olas, \bar{P} es la potencia media de la muestra analizada, \bar{P}_{year} la potencia media anual de las olas; y \bar{P}_{A1} , \bar{P}_{S1} , \bar{P}_{M1} , son los valores medios de los años más energéticos y \bar{P}_{A2} , \bar{P}_{S2} , \bar{P}_{M2} valores medios menos energéticos, para valores anuales, estacionales y mensuales, respectivamente (Sierra et al., 2016; Gorr-Pozzi et al., 2021). El índice CoV calcula la variabilidad respecto al valor medio considerando todo el dominio de tiempo y se basa en los valores horarios de la potencia del oleaje, más sensibles a los valores extremos. En cambio, los índices AV, SV y MV se basan en medias anuales, estacionales y mensuales, respectivamente, siendo más sensibles a la variabilidad a larga escala temporal.

2.4 Caracterización del clima marino en diferentes escalas espacio temporales

2.4.1 Régimen medio

Mediante datos de altura de ola significativa (H_s) y periodos pico (T_p), se analiza el clima de oleaje en aguas someras. Por lo cual, en cada localidad se organizan los datos en tablas de incidencia, agrupando los estados de mar por magnitud y dirección abarcando todo el dominio. Finalmente, para poder esquematizar los datos tabulados, se elaboran rosas de oleaje y probabilidades conjuntas.

2.4.2 Régimen estacional

Para un análisis estacional, se agruparon todos los datos por cada mes considerando toda la base de datos disponible. Se procede a estimar la potencia media en cada mes, además de agrupar los parámetros de oleaje considerando su respectiva estación. Se elaboran matrices de probabilidad conjunta con isolíneas para indicar la potencia del oleaje esperada, según parámetros específicos de los estados de mar disponibles.

2.4.3 Régimen extremal

Para un análisis extremal, primero se definen los valores extremos anuales (EVA), luego los valores extremos se ajustan a una función de probabilidad Gumbel (valores extremos; Fiaga et al., 2011), La distribución de probabilidad se expresa según la (ec. 8) y una función de densidad de probabilidad según la (ec. 9).

$$F(x) = e^{-e^{-\alpha(x-\beta)}} \quad (8)$$

$$f(x) = \alpha e^{[-\alpha(x-\beta) - e^{-\alpha(x-\beta)}]} \quad (9)$$

donde α es un parámetro de forma, β parámetro de escala y x una variable aleatoria. Los parámetros α y β se estiman mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{1.2825}{s} \quad (10)$$

$$\beta = \bar{x} - 0.45s \quad (11)$$

donde \bar{x} representa la media de la muestra y s es la desviación estándar, se calcula según la siguiente expresión:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (12)$$

2.4.4 Variabilidad interanual

La variabilidad interanual del clima de olas a nivel mundial se rige principalmente por el ENSO (Odériz et al., 2020; Odériz et al., 2021), en donde las localidades ubicadas en zonas extratropicales

del Pacífico sur presentan una alta respuesta frente a variabilidad de largo plazo, como en el patrón climático ENSO (Odériz et al., 2020). Para estudiar la variabilidad interanual bajo una temporalidad mensual, se utilizan el índice climático ONI (Oceanic Niño Index) de Centro de Predicción de la NOAA (CPC) siguiendo los criterios propuestos por Odériz et al., (2021). Según este estudio el índice ONI ofrece mayor grado de significancia en términos de dirección y potencia de oleaje en la región de estudio. Se identificaron los meses de cada año que corresponden a las fases del ENSO (El Niño y La Niña). Para ese fin, los meses con índices superiores a +0,5 corresponden a fenómenos de El Niño, los inferiores a -0,5 son de La Niña y los valores entre -0,5 y +0,5 corresponden a fases neutras.

Los datos se organizan según los índices climáticas del ENSO, con el fin de presentar los meses correspondientes a cada fase y observar su variabilidad el recurso energético durante cada mes. También se elaboran probabilidades conjuntas por estación y según las fases de El Niño y La Niña.

2.5 Convertidores de energía de las olas (WEC)

Los dispositivos WEC considerados en el estudio son: boya de oleaje referenciada en el fondo (Bref-HB), boya de oscilación sumergida referenciada en el fondo (Bref-SHB), conjunto de boyas de oscilación flotantes (F-HBA), dispositivo flotante de tres cuerpos de aletas oscilantes (F-3OF), convertidor flotante de oscilación de dos cuerpos (F-2HB) y columna de agua oscilante flotante (F-OWC). La tabla 1 muestra el detalle para cada uno de los dispositivos mencionados (Babarit et al. 2012 & Chang et al. 2018).

Tabla 1: Características de los dispositivos WEC (Chang et al. 2018).

WEC	Diámetro (m)	Superficie (m^2)	Peso (T)
Bref-HB	3	42	31
Bref-SHB	7	220	200
F-HBA	8/132 ^a	4750	5233
F-3OF	25 ^b	2160	1622
F-2HB	20	2120	5704
F-OWC	24/50 ^c	6500	1800

^a El F-HBA es un dispositivo flotante de varios cuerpos; cada flotador tiene 8 m de diámetro, pero el dispositivo completo tiene una longitud de 132 m.

^b El dispositivo F-3OF utiliza cuatro aletas articuladas de 9,5 m unidas a una estructura flotante 25 m de longitud y anchura.

^c El dispositivo F-OWC es una estructura de 24 m x 50 m.

Según recomendaciones de los desarrolladores de dispositivos WEC (Neary et al. 2018), se considera una altura de ola de 50 años periodo de retorno como un parámetro de entrada.

2.6 Identificación de las localidades de interés

A partir de lo mencionado en el apartado **2.3.2**, se identificarán localidades que representen zonas con mayor disponibilidad energética y presenten una baja variabilidad temporal, considerando variabilidad mensual, estacional, anual, intra e interanual. Se analizan localizaciones en aguas profundas y someras con el objetivo de comparar rendimiento de distintos dispositivos a distintas profundidades.

CAPITULO 3: Caso de estudio

La zona de estudio se encuentra ubicada en el hemisferio sur en la localidad de La Serena, perteneciente a la región de Coquimbo al norte de Chile (figura 1). Coquimbo, pertenece al grupo SIC (zonas contempladas entre las regiones de Atacama y Los Lagos) y tiene una capacidad instalada de 15.141 MW (76.4%), una generación energética de 52.243 GWh (2.66%) y una demanda máxima de 7.536 MW (3.56%; Ministerio de Energía, 2015). Sin embargo, la región no contempla en su mercado eléctrico generación de energía eléctrica mediante fuentes provenientes del oleaje. De acuerdo a lo mencionado, dadas sus características, condiciones climáticas de oleaje y una alta respuesta frente a los modos de variabilidad climática como el ENSO, una forma de generar energía y suplir la demanda máxima estipulada por el gobierno de Chile es mediante la energía undimotriz, condicionando la zona a una variabilidad climática más dinámica alterando sus condiciones regionales a escalas interanuales, según algunos estudios desarrollados hasta el momento (Fairley et al., 2020).

De lo anterior y para analizar la capacidad de extracción en el recurso energético, se utilizaron los datos de oleaje de ERA5 en dos localizaciones. El primer conjunto de datos ($ERA5_{sub,1}$) se utilizó como condición de frontera (lat -30° , long -72°) y un segundo conjunto ($ERA5_{sub,2}$) para su posterior validación (lat -30° , long -71.5°). Cada estado de mar horario está definido por los parámetros de altura de ola significativa (H_s), período pico (T_p) y dirección media (Dir_m) según las condiciones de oleaje disponibles.



Figura 1: Zona de estudio; Bahía de La Serena, región de Coquimbo, norte de Chile.

3.1 Caracterización preliminar de la potencia de oleaje

Se presenta una caracterización preliminar y general de la zona de estudio, abarcando el recurso energético disponible, su variabilidad anual, mensual e interanual. Se observan patrones estacionales durante todo el año, sus respectivos índices de variabilidad, potencia esperada por estación y mes, y una distribución conjunta por estación y por fase del ENSO.

3.1.1 Disponibilidad y variabilidad anual

Luego de analizar el recurso renovable en la zona de estudio, se observa una potencia media anual de ~ 24 kW/m. Además, presenta una variabilidad baja – moderada, con un coeficiente de variación (CoV) de 0.61, y su potencia temporal fluctúa entre los $+2$ kW/m y -5 kW/m. La figura 2 muestra la potencia del oleaje anual, estacional y mensual para toda la serie de tiempo, la figura 3 muestra los coeficientes de variación temporal, anual, estacional y mensual en la potencia de las olas.

Coeficientes de variación (CoV) con valores entre 0.85 - 0.9 indican una variabilidad moderadamente estable, mientras que valores superiores a 1.2 presentan una variabilidad considerable. Índice de variación anual (AV), índice de variación estacional (SV) e índice de variación mensual (MV), con índices menores a 1, presentan una variabilidad moderada. La figura 3 presenta los valores para cada coeficiente. Se obtuvo un $CoV = 0.61$, $AV = 0.58$, $SV = 0.3$ y $MV = 0.37$.

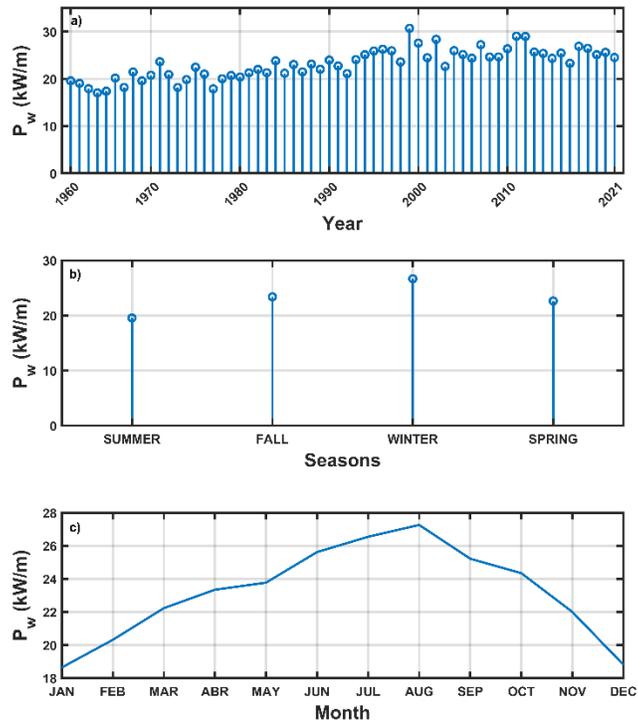


Figura 2: Potencia del oleaje. **a)** Potencia anual del oleaje, **b)** Potencia estacional del oleaje y **c)** Potencia del oleaje mensual.

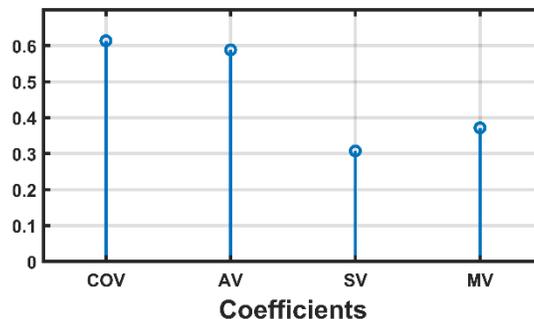


Figura 3: Variabilidad temporal (CoV), anual (AV), estacional (SV) y mensual (MV) en la potencia de las olas.

La figura 4 muestra la probabilidad conjunta de la ola significativa y periodo pico por cada estación, figura 4a, b, c, d corresponden a verano otoño, invierno y primavera respectivamente. Se distinguen dos estados de mar gobernantes. El primer conjunto presenta una matriz de disponibilidad energética más baja, con rangos H_s de 1.1 a 2.25 m y T_p de 6 a 10 s. El segundo conjunto presenta un rango de H_s entre 1 m a 3 m y una T_p de 10 s a 16 s. En los estados de mar gobernantes del primer conjunto se observa un rango de potencia menor (5 kW/m a 30 kW/m), con una mayor concentración de datos en H_s 1.75 m y T_p 8 s. El segundo conjunto de estados de mar presenta un rango mayor, con valores entre los 5 kW/m a 60 kW/m y una concentración máxima de energía en H_s 2 m y T_p 13.5 s. Además, se observa que las estaciones de verano e invierno poseen alturas de ola significativa mayores, pero con periodos pico similares.

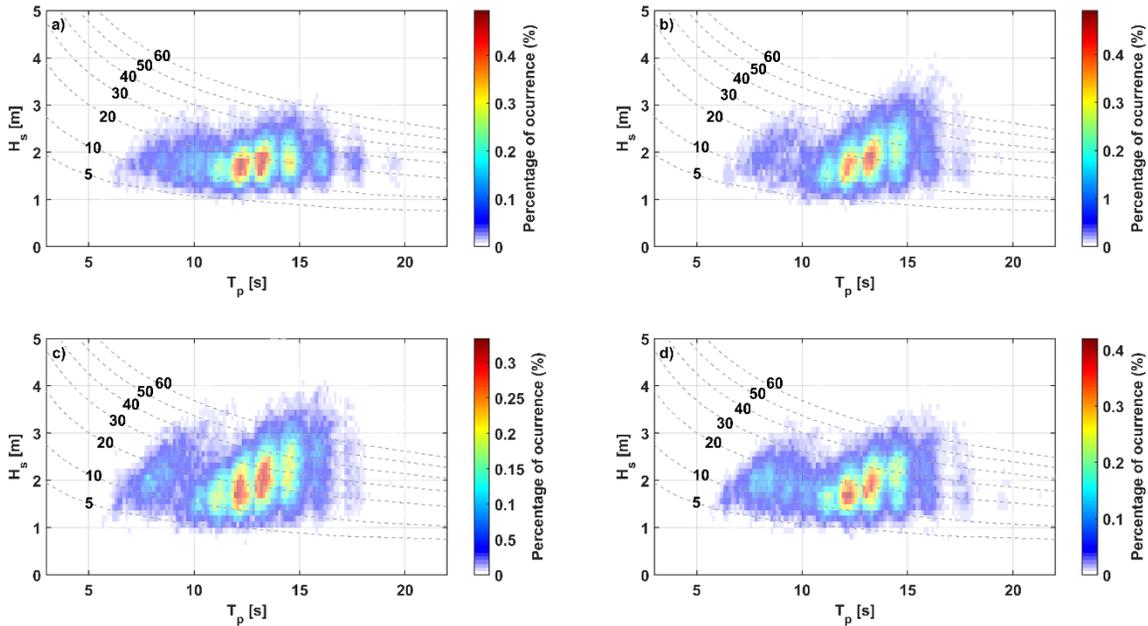


Figura 4: Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico estacional. **a)** Verano (enero a marzo), **b)** Otoño (abril a junio), **c)** Invierno (julio a septiembre) y **d)** Primavera (octubre a diciembre). Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.

3.1.2 Variabilidad interanual

La figura 5 muestra la probabilidad conjunta de la ola significativa y periodo pico para la fase El Niño, 5a correspondiente a El Niño - verano, 5b a El Niño - otoño, 5c a El Niño - invierno y 5d a El Niño - primavera. Para un análisis más detallado, se distinguen dos estados de mar gobernantes los cuales presentan una mayor frecuencia de datos. El primer estado de mar presenta distribuciones conjuntas con rangos H_s de 1.25 a 2.75 m y T_p de 6.5 a 10 s. El segundo estado de mar presenta un rango de H_s entre 1 m a 3.5 m y una T_p de 10 s a 16 s. En las zonas del primer conjunto se observa un rango de potencia entre 5 kW/m a 30 kW/m, con una mayor concentración de datos en H_s 2 m y T_p 7.5 s. El segundo conjunto presenta un rango mayor, con valores entre los 5 kW/m a 60 kW/m y una concentración máxima de energía en H_s 2 m y T_p 14 s. Se observa una mayor frecuencia de registros mayores en las alturas de ola significativa en otoño e invierno (mayores en invierno) con periodos de onda larga, esto permite una mayor disponibilidad energética en la zona entre los meses de julio a septiembre.

La figura 6 muestra la probabilidad conjunta de la ola significativa y periodo pico estacional para la fase de La Niña, 6a correspondiente a La Niña - verano, 6b a La Niña - otoño, 6c a La Niña - invierno y 6d a La Niña - primavera. Se distinguen dos estados de mar gobernantes. El primer estado de mar presenta una matriz de disponibilidad energética con rangos H_s de 1.25 a 3 m y T_p de 6.5 a 11 s. El segundo estado de mar presenta un rango de H_s entre 1 m a 3.75 m y una T_p de 10 s a 17 s. En las zonas del primer conjunto se observa un rango de potencia entre 5 kW/m a 30 kW/m, con una mayor concentración de datos en H_s 2 m y T_p 7.5 s. El segundo conjunto presenta un rango mayor, con valores entre los 5 kW/m a 60 kW/m y una concentración máxima de energía en H_s 2 m y T_p 14 s. Se observa en el mes de invierno un rango total de alturas de ola significativa mayores a las estaciones restantes, con un rango entre H_s de 1 a 5 m. Considerando el patrón climático del ENSO, la fase de La Niña ofrece un mayor rango en los valores de los registros de altura con periodos de onda largos registrando una potencia mayor a la fase de El Niño (11% superior).

La figura 7 muestra la variación de la potencia de las olas en ambas fases del ENSO (El Niño y La Niña) para todo el dominio de tiempo. En negro se muestra la potencia en la fase neutra, la potencia

en la fase de El Niño en azul y en rojo la fase de La Niña agrupadas por cada mes. Se observa un aumento en la potencia de las olas en la fase de La Niña en la región.

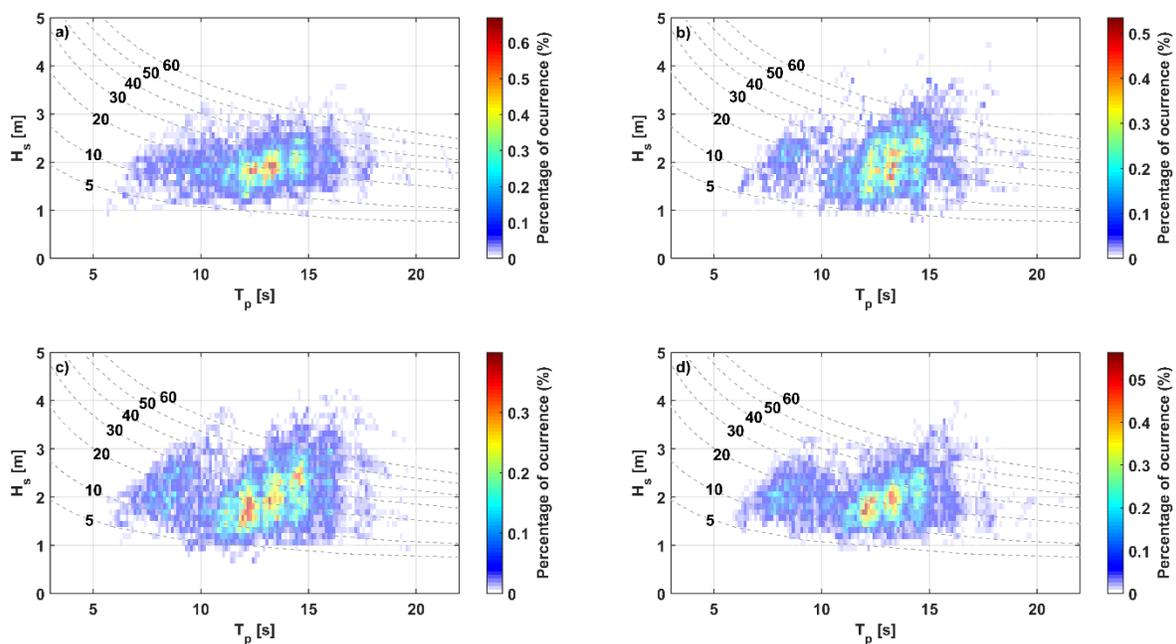


Figura 5: Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico estacional para la fase El Niño (ENSO). **a)** verano, **b)** Otoño, **c)** Invierno y **d)** Primavera. Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.

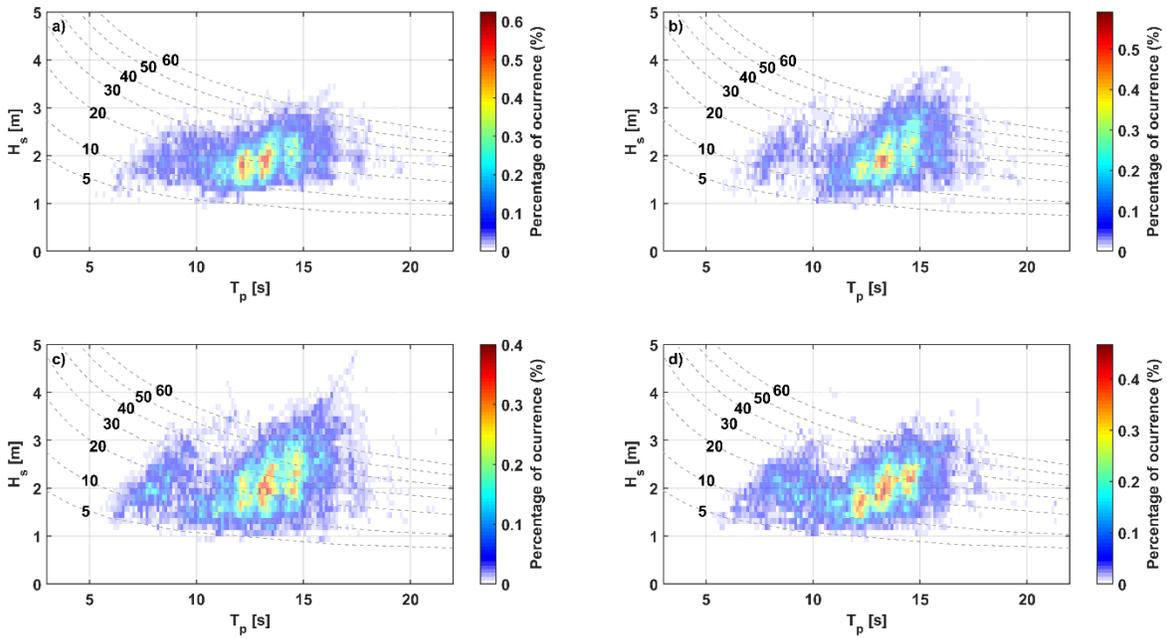


Figura 6: Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico para la fase La Niña (ENSO). **a)** verano, **b)** Otoño, **c)** Invierno y **d)** Primavera. Las líneas discontinuas representan isolíneas de potencia de olas en kW/m.

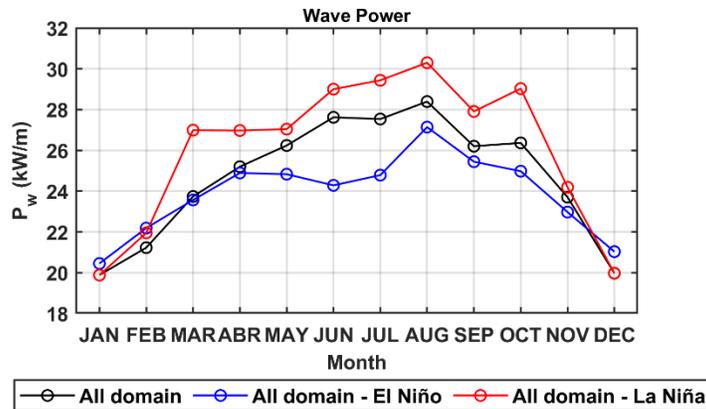


Figura 7: Potencia media mensual de las olas en las fases del ENSO (El Niño y La Niña).

A partir de la figura anterior, se observa que en los meses de mayor potencia (invierno), en las fases de El Niño la potencia de las olas disminuye en un 4.6% y en las fases de La Niña incrementa en un 6.7%. Además, en la fase de La Niña las estaciones muestran una potencia mayor que la fase de El

Niño. Un 4.42% superior en verano, 8.23% en otoño, 13.96% en invierno y en un 6.93% en primavera.

CAPITULO 4: Reanálisis de alta resolución

4.1 Validación de datos

Mediante datos previamente validados entre ERA5 y GW, se procedió a realizar una validación entre la base de datos de WWIII y GW, para luego ser comparados con los de ERA5. Como resultado de la validación, la tabla 2 muestra los datos de WWIII anuales, invierno desde el 21 de junio al 23 de septiembre, primavera desde el 23 de septiembre al 21 de diciembre, verano desde el 21 de diciembre al 20 de marzo y otoño desde el 20 de marzo al 21 de junio. Se puede observar que los datos de WWIII presentan sobreestimaciones, por lo tanto, para la caracterización del clima de oleaje se procedió a utilizar los datos de ERA5, contemplando un dominio temporal entre los años de 1960 al 2021.

Tabla 2: Validación datos de altura de ola entre WWIII, GW y ERA5.

Bias Hs	Coordinate		BiasHs	BiasHs	BiasHs	BiasHs	BiasHs
	Lon(°)	Lat(°)	Annual (m)	Winter (m)	Spring (m)	Summer (m)	Fall (m)
ERA5 vs GW	287	-30	0,00350	0,00447	-0,00618	-0,02436	0,04097
	288	-30	-0,17662	-0,18374	-0,28084	-0,11391	-0,15056
	288,5	-30	-0,26668	-0,27785	-0,41816	-0,15869	-0,24632
WWIII vs GW	288,5	-30	-0,72041	-0,89861	-0,81282	-0,60944	-0,59459

De la tabla 2 se puede observar que los datos de ERA5 presentan una menor desviación estándar en comparación a WWIII, en contraste a los datos de GW. Los datos de WWIII presentan una subestimación en los valores de altura significativa, tanto para datos anuales como estacionales.

4.2 Propagación de aguas profundas a someras

La figura 8 muestra la batimetría de la zona de estudio. Se utilizaron 2 mallas anidadas para la simulación desde aguas profundas a someras, con condición de frontera de dirección Este a Oeste. La malla general comprende 448 x 578 nodos de 100 m cada uno, con una longitud total de 44.8 x 57.8 km, una malla de detalle de alta resolución la cual comprende 456 x 454 nodos de 50 m cada uno, con una longitud total de 22.8 x 22.7 km.

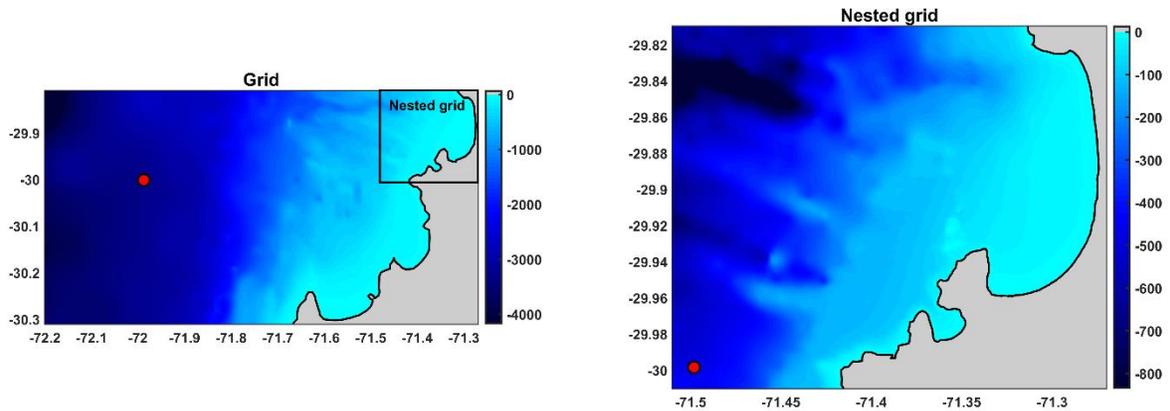


Figura 8: Batimetría utilizada en simulación. Puntos rojos ERA5_{sub,1} y ERA5_{sub,2} en Grid y Nested grid correspondientes a datos para simulación y validación del modelo, respectivamente; en la Localidad de La Serena, norte de Chile.

La figura 9 muestra la aplicación del algoritmo MDA considerando 500 casos ($M = 500$) para su posterior simulación y propagación, para las series temporales de cada parámetro (H_s , T_p y Dir_m) y la tabla 6 (Apéndice A) los estados de mar seleccionados ordenados por dirección. La selección del número de casos se realiza de acuerdo con lo sugerido en el trabajo de Camus et al. (2011), en donde al considerar un mayor número de casos simulados (M), el error en cada parámetro tiende a disminuir significativamente.

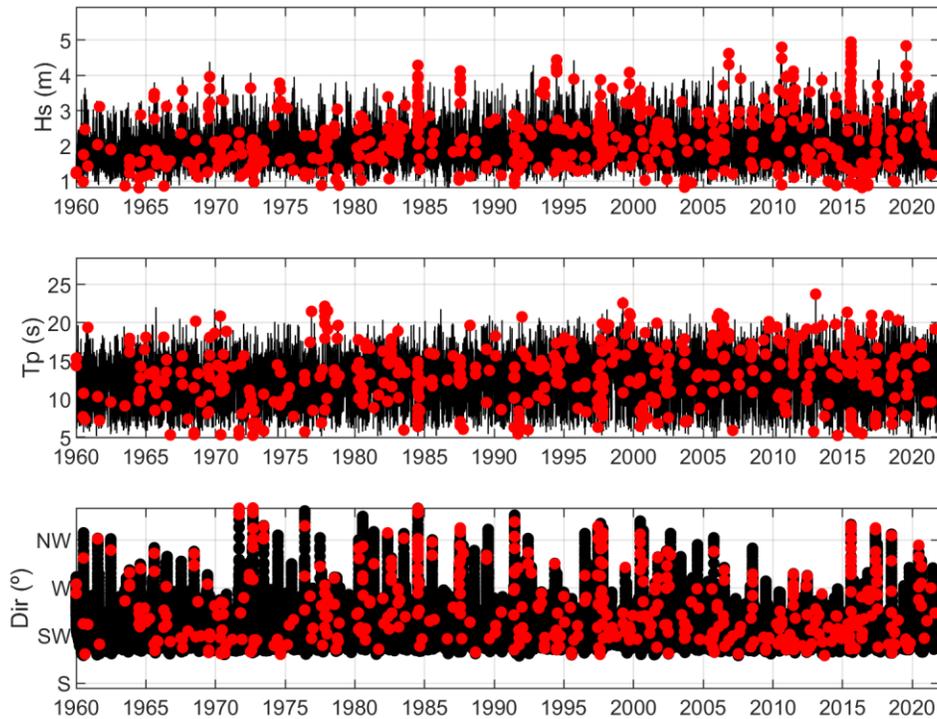


Figura 9: Serie de reanálisis – datos máxima disimilitud y estados de mar por parámetros de oleaje; La Serena, Chile.

4.2.1 Validación del downscaling

La metodología propuesta es aplicada para propagar el oleaje desde aguas profundas a someras. La serie temporal de los parámetros propagados, altura de ola significativa propagada (H_{sp}), periodo pico propagado (T_{pp}) y dirección media propagada (Dir_{mp}), son reconstruidos considerando los 500 casos seleccionados por el algoritmo MDA y comparados con la serie temporal del conjunto de datos de ERA5_{sub,2}.

En la figura 10 se muestran los gráficos de dispersión de las series temporales observadas (ERA5_{sub,2}) y las series temporales reconstruidas (IH) de H_{sp} , T_{pp} y Dir_{mp} . El error cuadrático medio (ECM), sesgo, índice de dispersión (SI) y coeficiente de correlación de Pearson (r) se calcularon para la altura de ola significativa, período pico y dirección media.

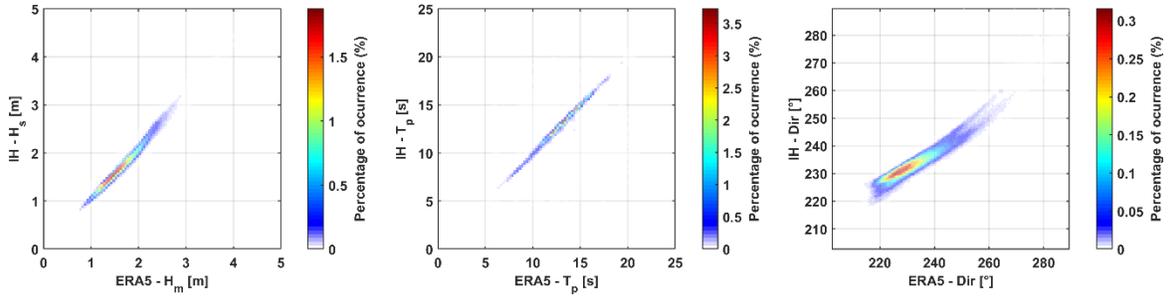


Figura 10: Gráficas de dispersión de las series temporales propagados, entre datos simulados (IH) y datos observados (ERA5_{sub,2}) para la reconstrucción de H_s , T_p y Dir_m , considerando $M = 500$.

Tabla 3: Error cuadrático medio (RMSE), índice de dispersión (SI), BIAS y coeficiente de correlación de Pearson (r) para H_s , T_p y Dir_m .

Parámetros de oleaje	RMSE	Bias	SI	r
H_s	0.06 m	-0.07	0.04	0.99
T_p	1.38 s	0.39	0.11	0.81
Dir_m	2.48 °	-0.39	0.01	0.95

La comparación entre los datos observados y datos reconstruidos se resumen en la tabla 4. Como se puede observar del gráfico de dispersión y tabla 4, las diferencias entre los datos observados y datos reconstruidos son en general pequeñas. Los datos reconstruidos en términos de su correlación (r) presentan un excelente ajuste para H_s y Dir_m con correlaciones mayores a 0.99 y 0.95 respectivamente, en cambio para T_p se obtiene una correlación menor de 0.81. El valor del sesgo muestra una ligera subestimación para los parámetros H_s y Dir_m , mientras que para T_p una sobreestimación de 0.39 s. Los bajos rangos de sesgo y los altos valores de correlación entre los resultados observados y los reconstruidos proporcionan un buen ajuste en el conjunto de datos.

CAPITULO 5: Caracterización del recurso energético

A partir del *downscaling* (reducción de escala) realizado y validado, es posible cuantificar de manera preliminar la disponibilidad energética de la zona de estudio. La potencia media del oleaje y su coeficiente de variación son representados en la figura 11a y 11b respectivamente. La zona de estudio presenta una potencia media alta (figura 11a) con un valor promedio de 24 kW/m, con valores mayores en aguas profundas. En la bahía de La Serena se observa una potencia media de 14 kW/m, con potencias mayores ubicadas en el centro de la bahía. Como se observa en la figura 11b el dominio simulado presenta en promedio un CoV menor a 1, lo que indica que es una zona con una baja variabilidad anual en términos energéticos. Las localidades con variabilidad mayores a 2.5 se encuentran en zonas de la línea de costa en donde se generan fenómenos de refracción debido a cambios en su dirección de propagación por asomeramiento. Al comparar los resultados obtenidos en función de su potencia media y coeficiente de variabilidad se puede observar que las zonas con mayor potencia también son regiones que presentan una baja variabilidad, por lo que sugieren un buen punto de interés.

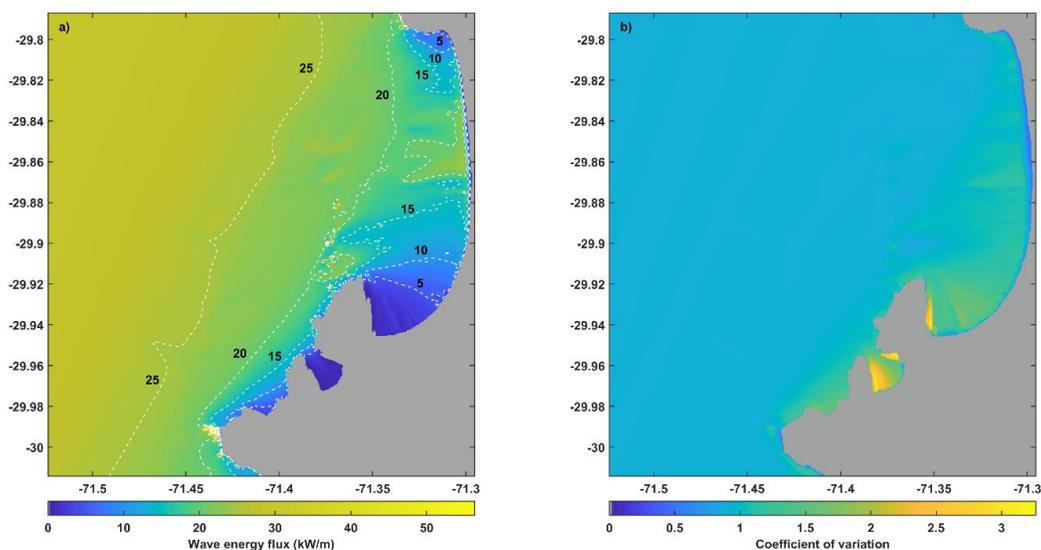


Figura 11: a) Potencia media anual y b) coeficiente de variación anual en la bahía de La Serena, Chile.

A partir de los resultados mostrados en la figura 11, se seleccionaron 4 localidades de interés las cuales cumplen las siguientes condiciones; primero presentar una mayor disponibilidad de energía (figura 11, gráfica a) y segundo, presentar un bajo coeficiente de variabilidad (figura 11, gráfica b). La figura 12 muestra la ubicación de cada sector seleccionado en donde las condiciones establecidas sean óptimas, además las figuras 13 y 14 muestran las probabilidades conjuntas de $S_{n,s}$ (aguas someras) y $S_{n,d}$ (aguas profundas) con sus respectivas potencias asociadas (en función de H_s y T_p) respectivamente, para cada localidad seleccionada.

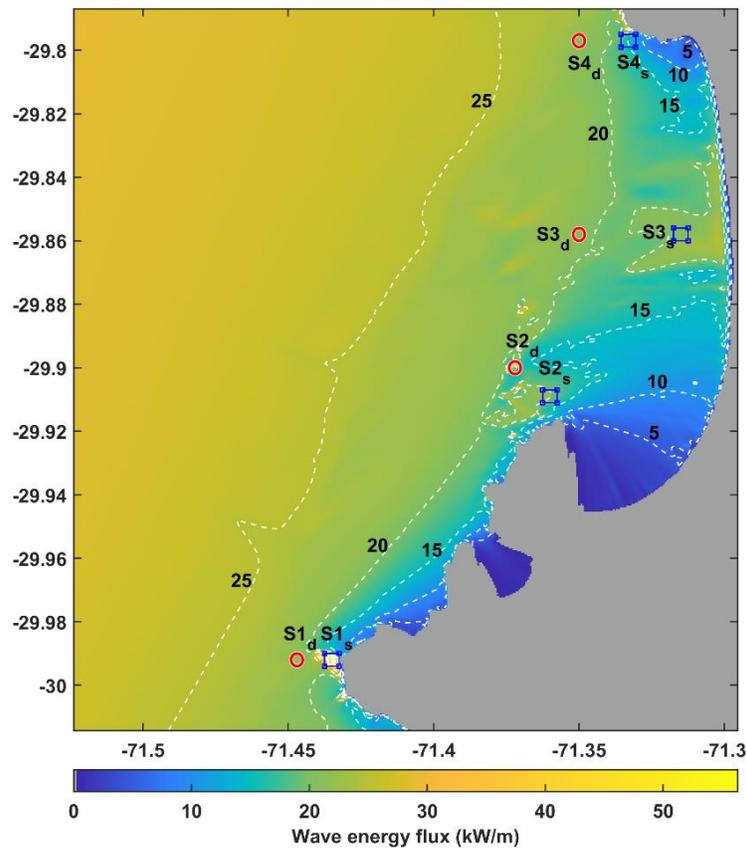


Figura 12: Localidades de interés seleccionados con mayor disponibilidad energética, puntos en azul representan zonas someras y en rojo, zonas profundas.

5.1 Régimen medio

La probabilidad conjunta es representada como la probabilidad de ocurrencia de los distintos estados de mar expresada como fracción del número total de observaciones, son presentadas en las figuras 13 y 14 para aguas someras y profundas respectivamente.

Se observa un patrón de ocurrencia en los estados de mar en sus parámetros con rangos entre los 0.75 m a 5.2 m para H_s y valores entre los 5 s y 22 s para T_p para la localidad S_1 , en cambio las localidades restantes su patrón de ocurrencia está entre los rangos 0.75 m a 3.25 m para H_s y valores entre los 5 s y 22 s para T_p . La potencia de olas más frecuente se concentra entre H_s de 1 m a 2 m y T_p de 10 s a 15 s. Se presentan isolíneas de potencia entre los valores 5 kW/m y 60 kW/m, en donde para la localidad S_1 en aguas someras en el punto más frecuente se tiene un rango de potencias más elevado, comprendiendo un rango entre los 10 kW/ a 40 kW/m. Para todas las demás localidades en el rango más frecuente de observaciones, se tiene un rango de potencias de 5 kW/m a 20 kW/m.

Se distinguen dos estados de mar gobernantes. El primer estado de mar está relacionado con olas cortas con una matriz de disponibilidad energética más baja, con rangos H_s de 0.75 a 1.75 m, y T_p de 7 a 12 s. El segundo estado de mar está relacionado con olas largas con H_s entre 1.5 m a 2.75 m y una T_p de 12 s a 16 s. Las zonas del primer conjunto tienen rangos de potencias menores (5 kW/m a 20 kW/m), con una mayor concentración de datos de H_s 1.5 m y T_p 9 s. Para el segundo conjunto el rango de potencias es mayor, con valores entre los 10 kW/m a 30 kW/m y una concentración máxima de energía de H_s 1.5 m y T_p 14 s. Sin embargo, el segundo conjunto en las zonas más energéticas ($S_{1,s}$) presenta un rango de potencia mayor, con valores entre los 10 kW/m y 50 kW/m y una concentración máxima de energía de H_s 2 m y T_p 14 s.

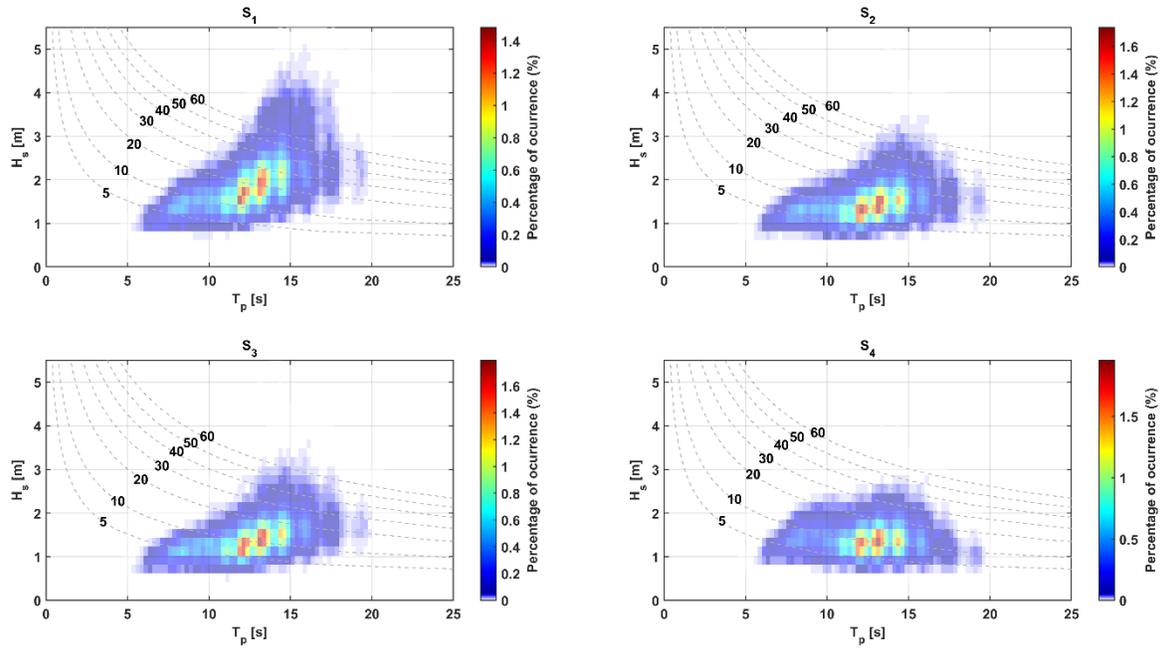


Figura 13: Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico en aguas someras para las 4 localidades de interés seleccionadas. Las líneas discontinuas representan isóneas de potencia de olas en kW/m.

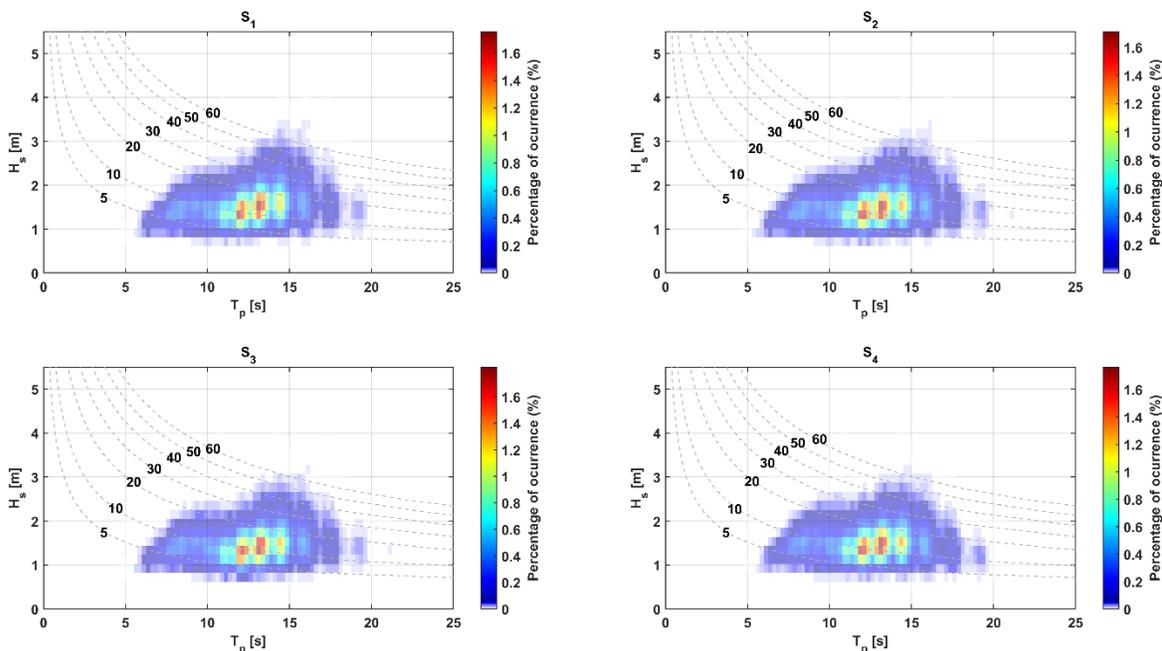


Figura 14: Probabilidad conjunta de la altura de ola significativa y periodo pico en aguas profundas para las 4 localidades de interés seleccionadas. Las líneas discontinuas representan isóneas de potencia de olas en kW/m.

A partir de la propagación desde aguas profundas a someras y considerando un dominio entre los periodos 1960 al 2021, se elaboró una caracterización del clima de oleaje en las 4 localidades de interés, en función de la altura de ola significativa, periodo pico y dirección náutica de las olas. Se llevo a cabo un análisis estadístico considerando todos los datos horarios de la base de datos generada para régimen medio y extremal.

5.2 Rosas de oleaje

Las figuras 15, 16, 17 y 18 muestran la representación esquemática de la tabla de incidencia y su distribución conjunta para las localidades S_1 , S_2 , S_3 y S_4 respectivamente, donde los valores de altura de ola significativa se ordenan en función de su dirección náutica y magnitud.

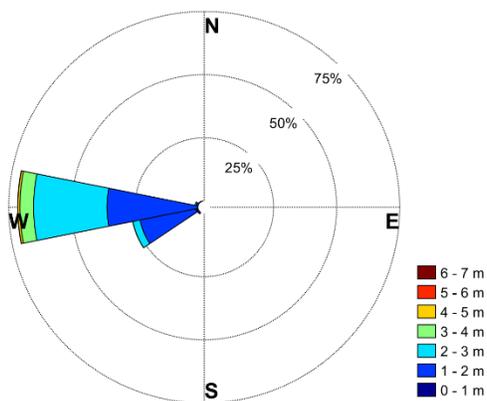


Figura 15: Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S_1 .

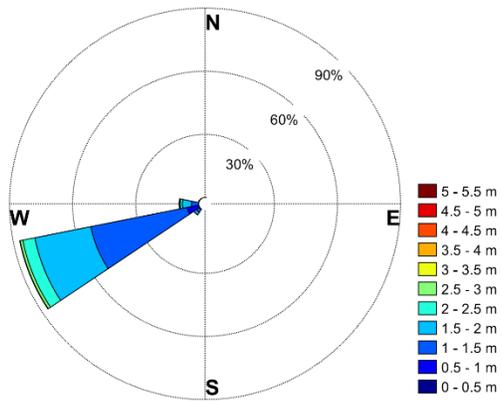


Figura 16: Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S₂.

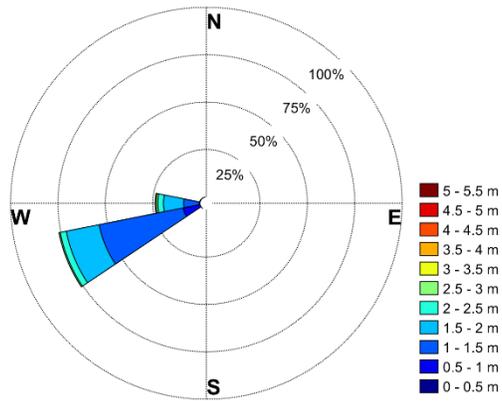


Figura 17: Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S₃.

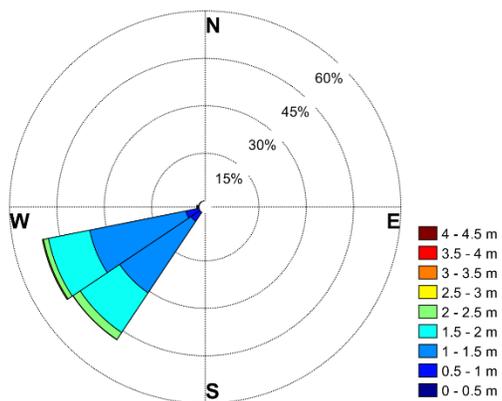


Figura 18: Caracterización La Serena; Rosa de oleaje anual para la localidad S₄.

A partir de la rosa de oleaje, se puede obtener la dirección de propagación predominante de todos los estados de mar propagados. Para la localidad S_1 , comprende 2 direcciones predominantes abarcando el 98% de los datos. En la dirección 247.5° comprende el 26% de los datos y presenta una altura de ola significativa de 3.03 m y en los 270° , comprende el 71% de los datos y una altura de 4.92 m. La mayor concentración de datos se encuentra entre los rangos 1.3 a 2.2 m para H_s y entre 11.5 a 13.8 s para T_p . En la localidad S_2 , su dirección predominante se encuentra en los 247.5° y abarca el 87% de los datos y presenta una altura de ola significativa de 3.12 m. La mayor concentración de datos se encuentra entre los rangos 1 a 1.7 m para H_s y entre 11.5 a 14.7 s para T_p . En la localidad S_3 , comprende 2 direcciones predominantes abarcando el 99% de los datos. En la dirección 247.5° se encuentran el 76% de los datos y presenta una altura de ola significativa de 2.84 m, en los 270° se encuentran el 23% de los datos y una altura de 3.94 m. La mayor concentración de datos se encuentra entre probabilidad de ocurrencia se encuentra en los rangos 1 a 1.6 m para H_s y entre 11.8 a 14.7 s para T_p . Finalmente, en la localidad S_4 , posee 2 direcciones predominantes abarcando el 99% probabilidad. En la dirección 225° se encuentra el 48% probabilidad y presenta una altura de ola significativa de 2.52 m. En la dirección 247.5° comprende 50% de probabilidad de ocurrencia y presenta una altura de ola significativa de 2.81 m. La probabilidad mayor se encuentra entre los rangos 1 a 1.57 m para H_s y entre 11.7 a 14.6 s para T_p .

5.3 Régimen extremal

La figura 19 muestra las curvas generadas a partir de los valores extremos para las localidades S_1 , S_2 , S_3 y S_4 respectivamente. Mediante un ajuste con la función Gumbel se obtuvieron las alturas de olas significantes para periodos de retorno.

El análisis a largo plazo en aguas someras para un periodo de retorno de 5 años, las localidades S_1 , S_2 , S_3 y S_4 presentan una altura de ola significativa de 5.41, 3.85, 4 y 3.1 m respectivamente. Considerando las recomendaciones de diseño de dispositivos WEC (Neary et al., 2018), para un periodo de retorno de 50 años las localidades S_1 , S_2 , S_3 y S_4 presentan una altura de ola significativa de 6.27, 4.62, 4.85 y 3.8 m respectivamente. En ambos casos, la localidad S_1 presenta una mayor altura de ola y a largo plazo una mayor aportación energética (figura 19a).

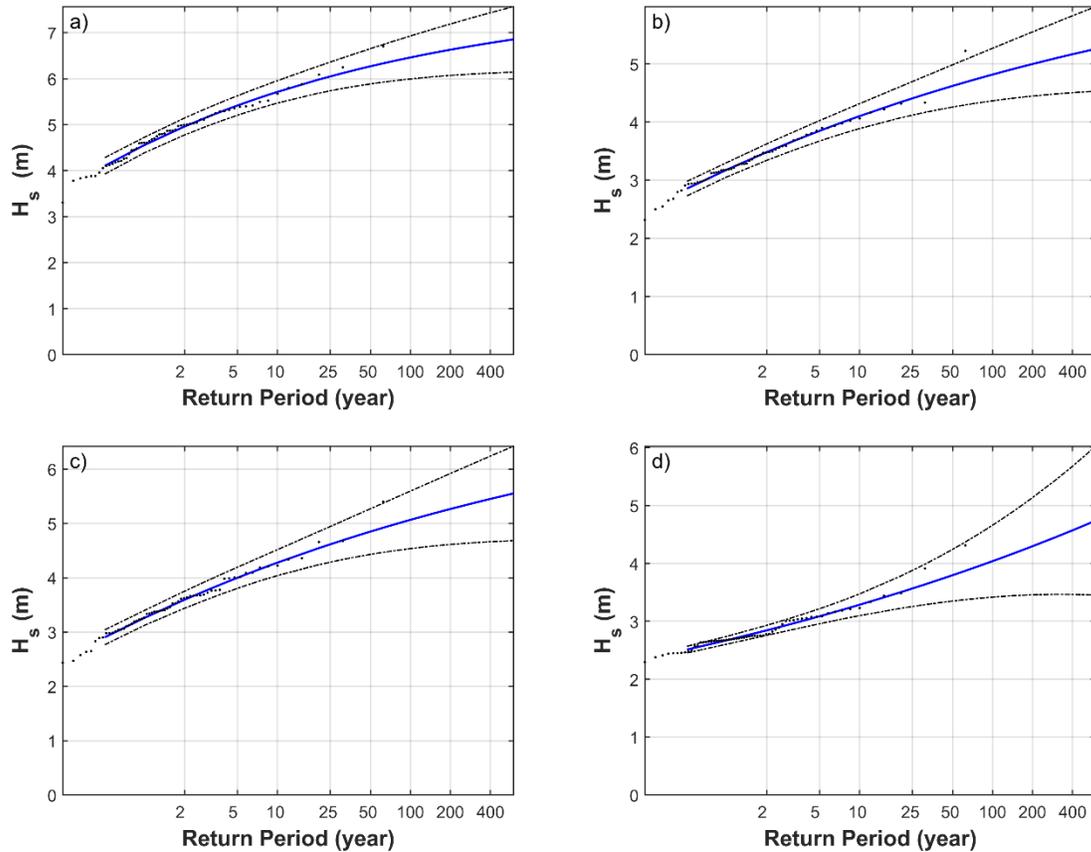


Figura 19: Análisis extremal para altura de ola significativa y periodos de retorno asociados. **a)** S_1 , **b)** S_2 , **c)** S_3 y **d)** S_4 .

5.4 Variabilidad anual y mensual

Se analizó la variabilidad intra e inter-anual para cada punto de interés (tabla 5). Considerando la batimetría, se puede observar que las localidades con mayor energía ($S_{1,s}$ y $S_{1,d}$) son también las localidades con menor profundidad.

La variabilidad temporal de la potencia de las olas, a diferentes escalas de tiempo, se obtuvieron mediante el coeficiente de variación (CoV), índice de variabilidad anual (AV), índice de variabilidad estacional (SV) y mensual (MV). Los índices se obtienen según las ecuaciones 4 – 7.

Tabla 4: Coeficientes de variación para cada sector de interés.

	Shallow water				Deep water			
	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
Pw (kW/m)	24.92	13.65	13.15	11.61	14.88	14.19	13.06	13.62
Z (m)	0 - 40				40 - 100			
CoV	0.84	0.68	0.76	0.54	0.62	0.61	0.60	0.47
AV	0.77	0.61	0.67	0.44	0.44	0.54	0.53	0.47
SV	0.23	0.20	0.21	0.17	0.17	0.19	0.19	0.18
MV	0.39	0.33	0.34	0.29	0.29	0.31	0.31	0.30

La tabla 4 presenta la potencia media de las olas y sus índices de variabilidad para los sitios seleccionados. La localidad S₁ en aguas someras tiene en promedio una potencia superior en un 50% aproximadamente a las demás localidades seleccionadas. En cambio, los sectores en aguas profundas presentan en promedio una potencia de olas similar, se observa que el punto más energético en aguas someras es un 45% superior al emplazamiento de aguas profundas.

Al comparar los sectores en aguas someras y profundas entre emplazamientos, los índices de variabilidad son más bajos en los sectores de aguas profundas, debido a que en la costa se producen efectos de refracción. Sin embargo, en función de los resultados obtenidos, se observa que todas las localidades de interés seleccionados presentan un coeficiente de variabilidad baja -moderada. Además, la variabilidad temporal (CoV) en el sector de mayor potencia media se mantiene baja tanto para aguas someras y profundas.

5.5 Variabilidad interanual

Siguiendo el estudio realizado por Odériz *et al.*, 2021, en donde indican que, si bien no hay un mejor índice para cada zona de estudio, mediante una significancia estadística del índice climático ENSO para la potencia de las olas y dirección media del oleaje en zonas del Pacífico tropical, demostraron que el índice climático MEI.v2 arrojó un mayor grado de significancia (74.18% para potencia de las olas). Por lo cual se tiene que para P_w el índice climático que ofrece mayor significación es el MEI y, para dirección en primer lugar el Niño 3.4 y luego el índice MEI. Por lo anterior el índice seleccionado y aplicado en este estudio, y además el que mejor resultados ofrece es el índice MEI.v2.

Las figuras 20 y 21 muestran la variación en la potencia media mensual en aguas profundas y someras, para las localidades S_1 (a), S_2 (b), S_3 (c) y S_4 (d) respectivamente, en las distintas fases del ENSO para los años 1979 al 2021. En negro se muestra la potencia del oleaje en su fase neutra, la fase de El Niño en azul y en rojo la fase de La Niña agrupadas por cada mes.

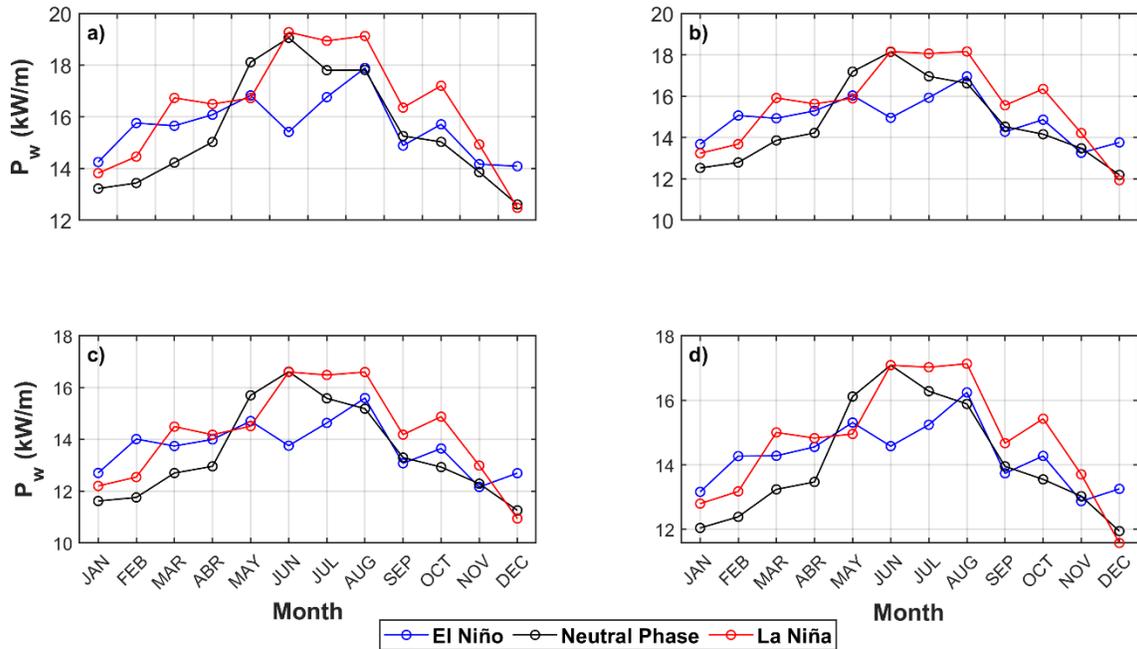


Figura 20: Potencia media mensual del oleaje en aguas profundas para fases del ENSO, en azul El Niño, el negro fase neutra y en rojo fase La Niña. **a)** localidad S_1 , **b)** localidad S_2 , **c)** localidad S_3 y **d)** localidad S_4 .

Tanto en aguas profundas como someras, se observa un aumento en la potencia del oleaje en la fase de La Niña. Los meses de mayor potencia en ambos casos ocurren en invierno, en la fase de El Niño en aguas profundas la potencia del oleaje disminuye en un 6.47% en S_1 , un 6.61% en S_2 , un 6% en S_3 y un 5.19% en S_4 . En la fase de El Niño en aguas someras la potencia del oleaje disminuye en un 12.52% en S_1 , un 6.85% en S_2 , un 7.72% en S_3 y un 4.29% en S_4 . En general, la fase de La Niña durante todo el año y en todas las localidades, presenta una potencia de oleaje mayor en comparación con la fase de El Niño. En la localidad más energética correspondiente a S_1 en aguas someras, se observa un incremento en la potencia de un 0.64% en verano, 13.59% en otoño, 15.15% en invierno y en un 4.94% en primavera. En aguas profundas un incremento en la potencia de un 1.45% en verano, 7.94% en otoño, 8.97% en invierno y en un 1.45% en primavera.

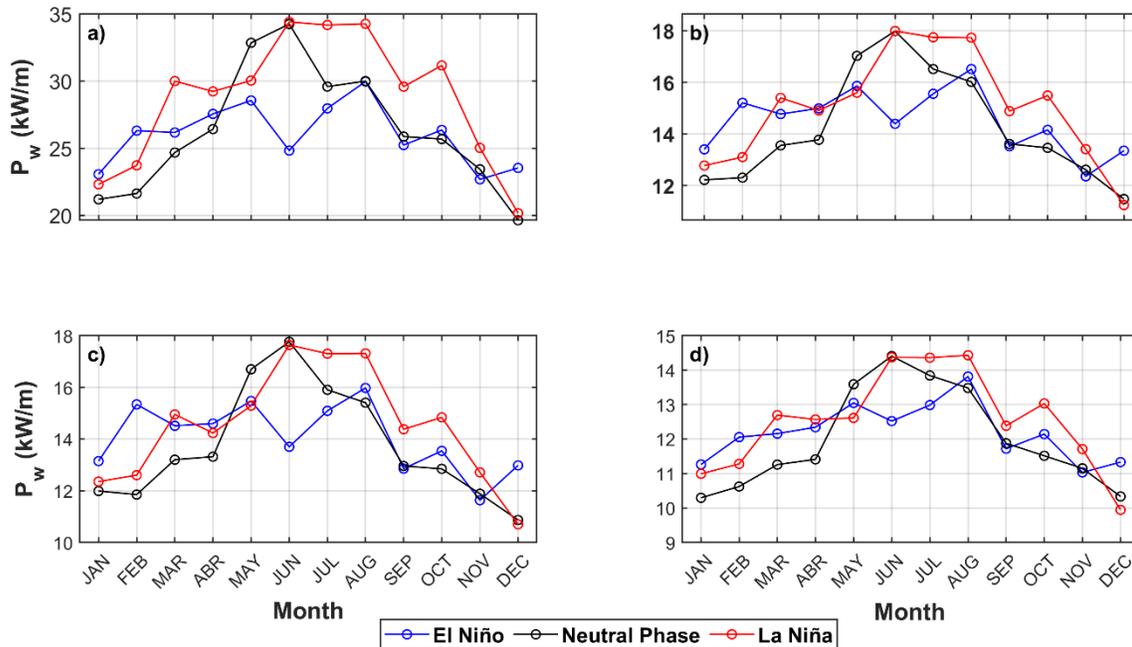


Figura 21: Potencia media mensual del oleaje en aguas someras para fases del ENSO, en azul El Niño, el negro fase neutra y en rojo fase La Niña. **a)** localidad S_1 , **b)** localidad S_2 , **c)** localidad S_3 y **d)** localidad S_4 .

5.6 Selección multicriterio de dispositivos y geolocalización

De acuerdo con los 6 dispositivos WEC mencionados en el apartado 2.6 se elaboraron sus matrices de potencia para determinar los dispositivos que presenten la mayor capacidad de extracción en el dominio, considerando boyas y dispositivos flotantes. La figura 22 muestra la potencia media mensual de cada dispositivo, figuras **a)**, **c)**, **e)** y **g)** corresponden a los sitios en aguas someras con profundidades menores a los 40 m, figuras **b)**, **d)**, **f)** y **h)** corresponden a sitios en aguas profundas con profundidades entre los 40 y 100 m. En aguas someras el dispositivo F-OWC ofrece una mayor potencia media mensual, con un promedio de 242.77 kW; y en aguas profundas la boya Bref-SHB con una mayor potencia media mensual de 8.14 kW.

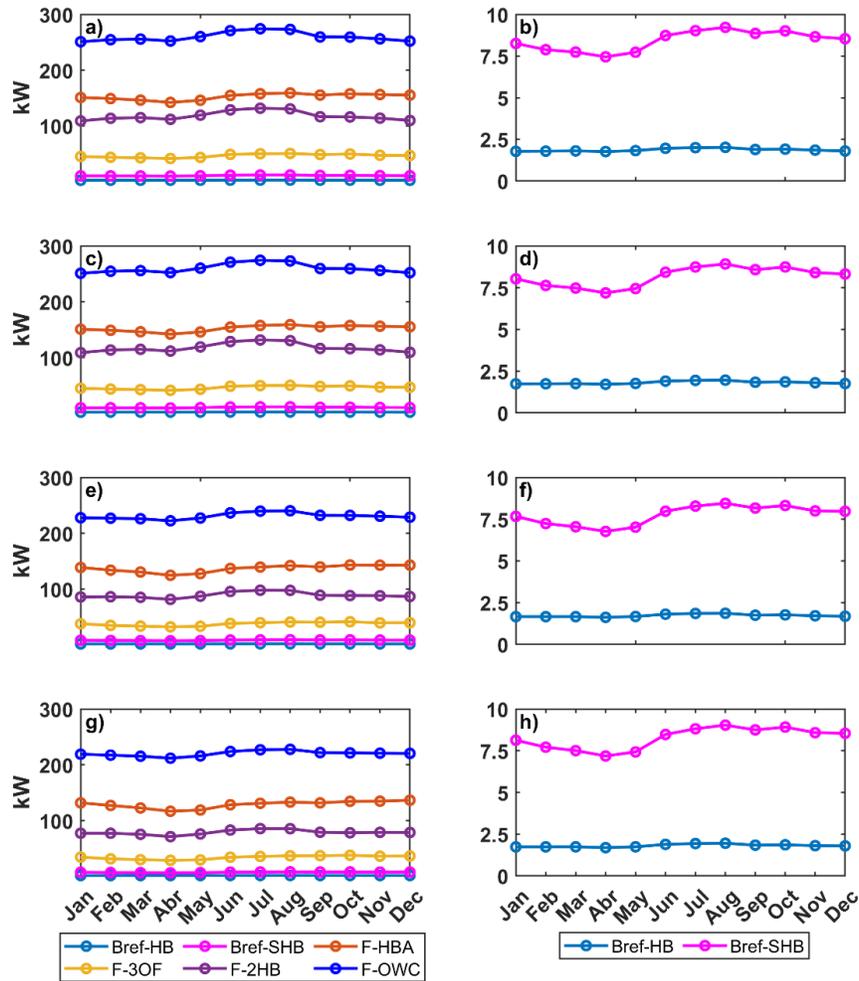


Figura 22: Potencia media mensual para 6 dispositivos WEC. **a), c), e) y g)** dispositivos en aguas someras (Bref-HB, Bref-SHB, F-HBA, F-3OF, F-2HB y F-OWC) y **b), d), f) y h)** dispositivos en aguas profundas (Bref-HB y Bref-SHB).

Para el dispositivo F-OWC en aguas someras, las localidades S_1 , S_2 , S_3 y S_4 presentan una potencia media mensual de 259.95, 221.72, 230.93 y 220.21 kW respectivamente. Para el dispositivo Bref-SHB en aguas profundas, las localidades S_1 , S_2 , S_3 y S_4 presentan una potencia media mensual de 8.43, 8.16, 7.74 y 8.26 kW respectivamente.

A partir de los 2 dispositivos WEC seleccionados para el estudio (F-OWC y Bref-SHB) dada su condición de mayor generación de energía, se elaboraron matrices de potencia para las localidades seleccionadas. En la figura 23 se encuentran las matrices de las cuatro localidades para aguas

someras, el dispositivo Bref-SHB se muestra en las figuras 23 y 24, graficas **a), c), e) y g)**. La figura 26 muestra las matrices de potencia para aguas profundas, el dispositivo F-OWC se muestra en las figuras 23 y 24, graficas **b), d), f) y h)**.

La mayor concentración de energía en las matrices de potencia en aguas someras (figura 23) para el sector S_1 (23a,b) están concentradas entre H_s de 1.75 m a 2.75 m y un T_p de 12 s a 14 s. Para el sector S_2 (23c,d) están concentradas entre H_s de 1.25 m a 2.25 m y un T_p de 12.5 s a 14.5 s. Para el sector S_3 (23e,f) están concentradas entre H_s de 1.25 m a 2.25 m y un T_p de 12.5 s a 14.5 s. Finalmente, para el sector S_4 (23g,h) están concentradas entre H_s de 1.25 m a 2.25 m y un T_p de 12.5 s a 14.5 s.

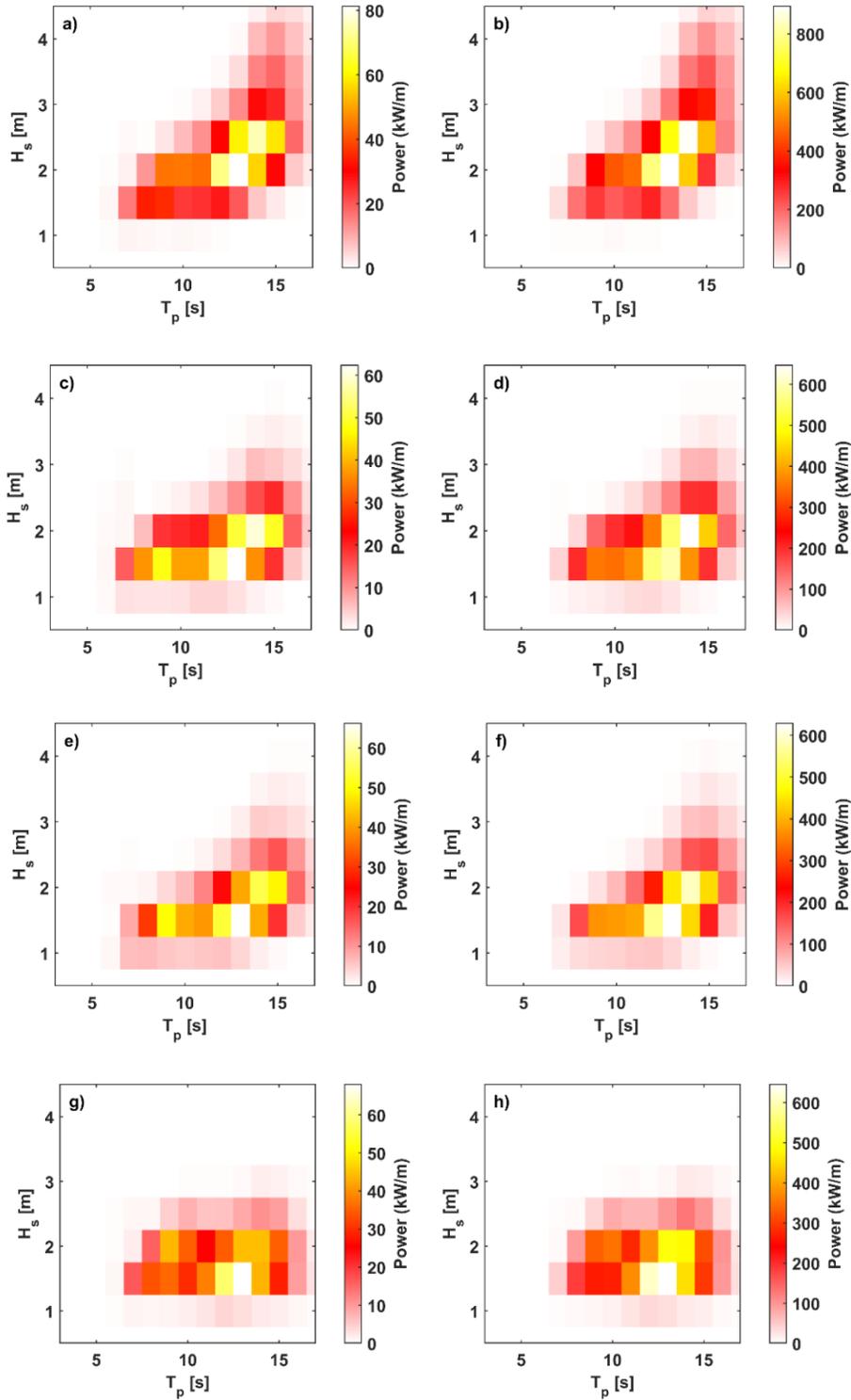


Figura 23: Matrices de potencia para dispositivos en los sitios $S_{n,s}$. Dispositivos Bref-SHB en gráficas **a)**, **c)**, **e)** y **g)** en zonas S_1 , S_2 , S_3 y S_4 respectivamente. Dispositivo F-OWC en gráficas **b)**, **d)**, **f)** y **h)** en zonas S_1 , S_2 , S_3 y S_4 respectivamente.

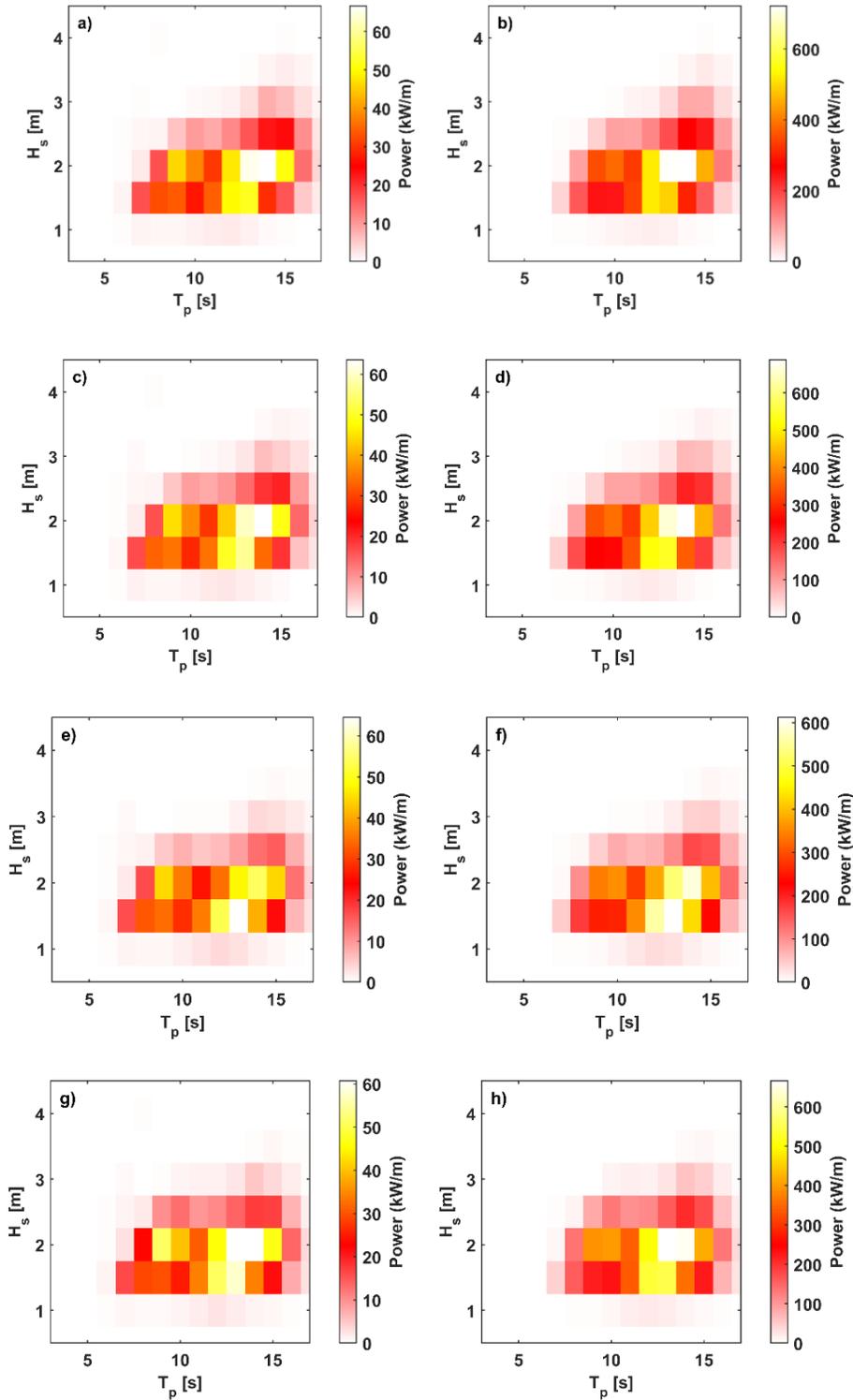


Figura 24: Matrices de potencia para dispositivos en los sitios $S_{n,d}$. Dispositivos Bref-SHB en gráficas **a), c), e) y g)** en zonas S_1, S_2, S_3 y S_4 respectivamente. Dispositivo F-OWC en gráficas **b), d), f) y h)** en zonas S_1, S_2, S_3 y S_4 respectivamente.

Para el caso en aguas profundas, la mayor concentración de energía en las matrices de (figura 24) para la localidad S_1 (24a,b) están concentradas entre H_s de 1.75 m a 2.25 m y un T_p de 12.5 s a 14.5 s. Para la localidad S_2 (24c,d) están concentradas entre H_s de 1.75 m a 2.25 m y un T_p de 12.5 s a 14.5 s. Para la localidad S_3 (24e,f) están concentradas entre H_s de 1.25 m a 2.25 m y un T_p de 12.5 s a 14.5 s. Finalmente, la localidad S_4 (24g,h) están concentradas entre H_s de 1.75 m a 2.25 m y un T_p de 12.5 s a 14.5 s.

De lo anterior y a partir del apartado 5.1.4 figuras 13 y 14, se realiza un ensamble entre las probabilidades conjuntas entre H_s y T_p (figuras 13 y 14) y las matrices de potencia para dispositivos WEC (figuras 23 y 24). La potencia esperada extraída en las respectivas localidades de interés se estima buscando los estados de mar que comprendan una mayor frecuencia de datos, luego en las matrices de potencia se busca la magnitud de la potencia considerando los valores en cada parámetro de oleaje identificado (H_s y T_p). Se analizan 2 conjuntos de datos en donde se observan una mayor frecuencia de los estados de mar más característicos, un primer conjunto en los parámetros de H_s y T_p de 1.5 m y 9 s respectivamente; un segundo conjunto con parámetros de H_s y T_p de 1.5 m y 14 s.

De acuerdo con los conjuntos de estados de mar analizados, la tabla 5 muestra la potencia de oleaje extraída por cada dispositivo y su respectiva localidad. Se puede concluir que, en aguas someras, para el primer conjunto de datos, los estados de mar en las localidades con mayor capacidad de extracción corresponden al sector S_3 y la menor S_1 (41.19% superior en ambos dispositivos). En cambio, para el segundo conjunto de datos corresponde al sector S_1 y la menor S_2 (53.25% superior en Bref-SHB y un 58.31% en F-OWC). En aguas profundas para el primer conjunto de datos, la localidad con la mayor capacidad de extracción corresponde al sector S_2 y la menor S_4 (15.98% superior en Bref-SHB y un 16% en F-OWC), mientras que, para el segundo conjunto de datos, corresponde al sector S_3 y la menor S_1 (39.21% en Bref-SHB y un 39.22% en F-OWC).

Tabla 5: Parámetros de oleaje y energía más probables en aguas profundas y someras para cada dispositivo y localidad.

		Deep water					
		Conjunto 1			Conjunto 2		
Localidad	Dispositivo	Hs (m)	Tp (s)	Pw (kW)	Hs (m)	Tp (s)	Pw (kW)
S1	Bref-SHB	1.5	9	33.86	1.5	14	29.23
S1	F-OWC	1.5	9	250.8	1.5	14	306.2
S2	Bref-SHB	1.5	9	34.54	1.5	14	33.62
S2	F-OWC	1.5	9	255.9	1.5	14	352.2
S3	Bref-SHB	1.5	9	34.5	1.5	14	40.69
S3	F-OWC	1.5	9	255.5	1.5	14	426.3
S4	Bref-SHB	1.5	9	29.78	1.5	14	34.12
S4	F-OWC	1.5	9	220.6	1.5	14	357.5

		Shallow water					
		Conjunto 1			Conjunto 2		
Localidad	Dispositivo	Hs (m)	Tp (s)	Pw (kW)	Hs (m)	Tp (s)	Pw (kW)
S1	Bref-SHB	1.5	9	35.3	2	14	55.72
S1	F-OWC	1.5	9	261.5	2	14	603
S2	Bref-SHB	1.5	9	47.8	1.5	14	36.36
S2	F-OWC	1.5	9	354.1	1.5	14	380.9
S3	Bref-SHB	1.5	9	49.84	1.5	14	41.59
S3	F-OWC	1.5	9	369.2	1.5	14	435.7
S4	Bref-SHB	1.5	9	35.84	1.5	14	43.31
S4	F-OWC	1.5	9	265.5	1.5	14	453.7

A partir de todos los análisis propuestos, los criterios de selección para establecer localidades de interés para su posterior extracción de energía del oleaje consideran variabilidades temporales anuales, estacionales, mensuales, variabilidad anual e interanual (fases del ENSO), disponibilidad energética y eventos extremos en cada localidad.

En términos de variabilidad anual, estacional y mensual, las 4 localidades presentaron una variabilidad menor a 1 para cada caso. Este valor proporciona un comportamiento en la potencia del oleaje de bajo a moderado, favoreciendo en la extracción del recurso y manteniendo una magnitud promedio anual constante. Mediante el análisis de régimen medio, se tiene que la localidad S_1 ofrece alturas de ola significante mayores en su dirección predominante (71% de los datos) con alturas mayores a los 4 m y la mayor frecuencia de datos se encuentran en rangos entre los 0.75 m a 5.2 m para H_s y valores entre los 5 s y 22 s para T_p , superior a las localidades restantes.

Según el análisis de tormentas y valores extremos, la localidad S_1 para periodos de retorno de 5 y 50 años, presenta una altura de ola significativa de 5.41 y 6.27 m respectivamente. En ambos casos, la localidad S_1 presenta alturas de ola superiores a las demás localidades y a largo plazo una mayor aportación y disponibilidad energética.

Según el análisis de variabilidad interanual en las distintas fases del ENSO, en la localidad S_1 se observa una mayor energía del oleaje en ambas fases. En la fase de La Niña se observa un incremento en la potencia durante todo el año, con potencias máximas en los meses de invierno. En aguas profundas en los meses de invierno se tiene una potencia de oleaje promedio de 19 kW/m, en cambio en aguas someras esa magnitud se ve incrementada alcanzando una potencia promedio de 34 kW/m. La potencia en la localidad S_1 en la fase del Niño disminuye en hasta un 6.47%, pero sus potencias mensuales siguen siendo superiores en comparación con las localidades restantes.

Por lo anterior, la localidad S_1 ofrece condiciones y características de oleaje que favorecen su disponibilidad energética, mantiene una variabilidad temporal baja a moderada, además ofrece una potencia anual promedio superior y una aportación energética en función de su altura significativa mayor en su dirección predominante. Además, considerando al ENSO su potencia se ve incrementada en la fase de La Niña durante todo el año.

CAPITULO 6: Conclusiones

Esta tesis presenta una caracterización del recurso de energía undimotriz y una evaluación de distintos dispositivos de extracción de energía (WEC) tanto en aguas profundas como someras en la región costera de La Serena, al norte de Chile. La disponibilidad de energía undimotriz se determina utilizando 62 años de datos de reanálisis de alta resolución y su predicción con el modelo de propagación de oleaje SWAN y la metodología de Camus et al (2011). Las simulaciones de oleaje fueron validadas con datos de ERA5, mostrando una buena correlación entre sus parámetros. En base a los resultados, la zona de estudio presenta una alta disponibilidad energética en todo su dominio espacial. La región presenta una disponibilidad de potencia de las olas con un valor medio de 24 kW/m, valor que se ve incrementado durante los meses de invierno.

Se analizaron 6 dispositivos WEC en las 4 localidades de interés situadas en aguas someras y profundas. En aguas someras el dispositivo F-OWC presentó una capacidad de extracción superior con una media anual de 259.6 kW en S_1 , 221.72 kW en S_2 , 230.93 kW en S_3 y 220.21 kW en S_4 . En aguas profundas el dispositivo Bref-SHB presentó mayor capacidad de extracción, con una media anual de 8.43 kW en S_1 , 7.54 kW en S_2 , 7.74 kW en S_3 y 8.26 kW en S_4 .

Las localidades de interés se encuentran situadas en zonas próximas a la costa, con valores de potencia mayores y con una baja variabilidad temporal. Se encuentran variabilidades mayores a 1.5 en zonas donde se generan fenómenos de refracción. Zonas en aguas profundas presentan una disponibilidad energética constante con baja variabilidad. Por lo cual, las localidades de interés seleccionadas comparten una mayor potencia y baja variabilidad temporal en el recurso energético. A partir de la caracterización de la potencia de oleaje, se determinó la capacidad de extracción del recurso energético por cada dispositivo WEC analizado. A partir de los dispositivos seleccionados en las respectivas localidades de interés se cuantificó la potencia en cada localidad seleccionada, de los cuales los sitios S_1 en aguas someras y S_3 en aguas profundas presentan la mayor disponibilidad media de energía. El primer sitio contempla olas de 0.75 m a 5.25 m para H_s y el segundo olas de 0.75 m a 3.25 m para H_s . Ambas localidades contemplan valores de T_p entre los 5 s y 22 s. Se puede observar que en aguas someras presenta una disponibilidad de energía un 36.94% superior en el

dispositivo Bref-SHB y un 41.45% superior en F-OWC. Además, se observa que las mayores potencias se registran en invierno, con un aumento en la potencia media de las olas en hasta 5 kW/m.

La disponibilidad energética del oleaje se ve incrementada en la fase de La Niña en todas sus estaciones, observando una potencia mayor en los meses de invierno (13.96% superior que en la fase de El Niño). Los meses que presentan mayor recurso de energía de las olas son julio, agosto y septiembre, con una mayor frecuencia de datos en H_s de 2 m y T_p de 13.5 s y una potencia promedio de 29.36 kW/m.

CAPITULO 7: Futuras líneas de investigación

El trabajo desarrollado en esta tesis y los resultados obtenidos, dan pie a un amplio abanico de posibles trabajos como futuras líneas de investigación. Como primera línea de investigación, aquellos aspectos considerados en este estudio abordan temas de variabilidad temporal en el recurso energético, extracción del recurso y cuantificación de su energía.

Por lo anterior, una segunda línea de investigación es analizar una adaptabilidad al cambio climático, dado que la energía de las olas se ve afectada por fluctuaciones a largo plazo inducidas por su variabilidad natural y el cambio climático, además de su variabilidad temporal y a largo plazo en la disponibilidad energética de la zona. Analizar los posibles cambios en el recurso energético al integrar las variaciones de largo plazo por cambio climático y variabilidad natural denle el análisis del oleaje y como esto puede influir en cambios futuros en el recurso, ya sean positivos o negativos y su cuantificación de la energía undimotriz.

Una tercera línea de investigación es analizar una infraestructura energética y su integración a la matriz de energía eléctrica. Esto considera arreglos de dispositivos de extracción de energía en zonas costeras con un potencial energético mayor, generalmente en zonas extratropicales. Buscar satisfacer la demanda de energía mediante energía undimotriz cuantificando la disponibilidad del recurso y sus costos asociados. Además, se puede incluir en la investigación una proyección de la demanda energética, según proyecciones de población SSP (shared socioeconomic pathways).

Referencias

- Acuña H., Monárdez P. (2007): Evaluation of the Potential of Wave Energy in Chile. Paper from the XVII Chilean Conference of Hydraulic Engineering. Chilean Association of Hydraulic Engineering Magazine, Vol. 22, Nº1. pp. 10-30.
- Babarit A., Hals J., Muliawan M.J., Kurniawan A., Moan T., Krokstad J., Corrigendum to “Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters” [Renew Energy 41 (2012) 44–63], Renewable Energy, Volume 74, 2015, Pages 955-957, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.060>.
- Barnard, P., Short, A., Harley, M. et al. Coastal vulnerability across the Pacific dominated by El Niño/Southern Oscillation. Nature Geosci 8, 801–807 (2015). <https://doi.org/10.1038/ngeo2539>
- Boronowski S, Wild P, Rowe A, van Kooten GC. Integration of wave power in Haida Gwaii. Renewable Energy 2010;35:2415-242.
- Camus P., Mendez Fernando J., Medina Raul, A hybrid efficient method to downscale wave climate to coastal areas, Coastal Engineering, Volume 58, Issue 9, 2011, Pages 851-862, ISSN 0378-3839, <https://doi.org/10.1016/j.coastaleng.2011.05.007>.
- Camus P., Mendez Fernando J., Medina Raul, Tomas Antonio, Izaguirre Cristina, High resolution downscaled ocean waves (DOW) reanalysis in coastal areas, Coastal Engineering, Volume 72, 2013, Pages 56-68, ISSN 0378-3839, <https://doi.org/10.1016/j.coastaleng.2012.09.002>.
- Castillo Villagra, R., Segovia Barros, V., Díaz Flores, G., & Araya Medina, C. (2018). Potencial undimotriz de la región de Tarapacá (Chile) como foco de fomento productivo. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 26(1), 72-85.
- Cornett AM. A global wave energy resource assessment. In International Offshore and Polar Engineering Conference, Vancouver, Canada 2008; pp. 318-326.
- Clément, A., McCullen, P., Falcão, A., Fiorentino, A., Gardner, F., Hammarlund, K., ... & Thorpe, T. (2002). Wave energy in Europe: current status and perspectives. Renewable and sustainable energy reviews, 6(5), 405-431.
- Drew, B., Plummer, A. R., & Sahinkaya, M. N. (2009). A review of wave energy converter technology.
- Fiagá, S. B. G., & González, H. R. (2011). Metodología para el ajuste de modelos de valor extremo Tipo I (Gumbel) y Log Pearson Tipo III, para series de valores máximos. Ingenio Magno, 2(1). Recuperado a partir de <http://revistas.ustatunja.edu.co/index.php/ingeniomagno/article/view/41>

- Gavrikov, A. V., Krinitsky, M. A., & Grigorieva, V. G. (2016). Modification of Globwave satellite altimetry database for sea wave field diagnostics. *Oceanology*, 56(2), 301–306.
- Godoi, V. A., & Torres Júnior, A. R. (2020). A global analysis of austral summer ocean wave variability during SAM-ENSO phase combinations. *Climate Dynamics*, 54(9), 3991–4004. <https://doi.org/10.1007/s00382-020-05217-2>
- González Reguero, B., Losada Rodríguez, I., & Méndez Incera, F. J. (2019). A recent increase in global wave power as a consequence of oceanic warming.
- Gorr-Pozzi, E., García-Nava, H., Larrañaga, M., Jaramillo-Torres, M. G., & Verduzco-Zapata, M. G. (2021). Wave energy resource harnessing assessment in a subtropical coastal region of the pacific. *Journal of Marine Science and Engineering*, 9(11), 1264.
- Grace Chang, Craig A. Jones, Jesse D. Roberts, Vincent S. Neary, A comprehensive evaluation of factors affecting the levelized cost of wave energy conversion projects, *Renewable Energy*, Volume 127, 2018, Pages 344-354, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.071>.
- Hassan G. Preliminary Site Selection, *Chilean Marine Energy Resources*, 2009. 5.
- Horvath, A. (2015). *La revolución de los territorios y de las energías*. Santiago: Editorial LOM.
- I. Fairley, H.C.M. Smith, B. Robertson, M. Abusara, I. Masters, Spatio-temporal variation in wave power and implications for electricity supply, *Renewable Energy*, Volume 114, Part A, 2017, Pages 154-165, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.075>.
- Iain Fairley, Matthew Lewis, Bryson Robertson, Mark Hemer, Ian Masters, Jose Horrillo-Caraballo, Harshinie Karunarathna, Dominic E. Reeve, A classification system for global wave energy resources based on multivariate clustering, *Applied Energy*, Volume 262, 2020, 114515, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114515>.
- IPCC, 2019. Calentamiento global de 1.5oC. Resumen para responsables de políticas. Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5oC con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza. IPCC, Ginebra, Suiza, 110 pp.
- Joao Morim, Nick Cartwright, Mark Hemer, Amir Etemad-Shahidi, Darrell Strauss, Inter- and intra-annual variability of potential power production from wave energy converters, *Energy*, Volume 169, 2019, Pages 1224-1241, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.080>.
- Lobeto, H., Menendez, M. & Losada, I.J. Future behavior of wind wave extremes due to climate change. *Sci Rep* 11, 7869 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41598-021-86524-4>

- López, I., Andreu, J., Ceballos, S., De Alegría, I. M., & Kortabarria, I. (2013). Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment. *Renewable and sustainable energy reviews*, 27, 413-434.
- Menéndez, M., Méndez, F. J., Losada, I. J., & Graham, N. E. (2008). Variability of extreme wave heights in the northeast Pacific Ocean based on buoy measurements. *Geophysical Research Letters*, 35(22).
- Meniconi, J. P. (2015). Chile y su costa: Líder potencial de Energía Marina. October). [https://doi.org/10.13140/RG.2\(33531.26409\)](https://doi.org/10.13140/RG.2(33531.26409)).
- Monárdez, P., Acuña, H. and Scott, D. (2008). Evaluation of the potential of wave energy in Chile. 27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, ASME, Estoril, Portugal
- Naciones Unidas (ONU), Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), 12 diciembre 2015, disponible en esta dirección: <https://www.refworld.org/es/docid/602021b64.html>
- Neary VS, Coe RG, Cruz J, Haas KA, Bacelli G, Debruyne Y, et al. Classification systems for wave energy resources and WEC technologies. *Int Mar Energy J* 2018; 1:71–9.
- Odériz, I., Gomez, I., Ventura, Y., Diaz, V., Escalante, A., Gomez, D. T., et al., (2020). Understanding drivers of connectivity and resilience under tropical cyclones in coastal ecosystems at Puerto Morelos, Mexico. *Journal of Coastal Research*, 95(sp1), 128–132. <https://doi.org/10.2112/SI95-025.1>
- Odériz, I., Silva, R., Mortlock, T. R., Mori, N., Shimura, T., Webb, A., ... & Villers, S. (2021). Natural Variability and Warming Signals in Global Ocean Wave Climates. *Geophysical Research Letters*, e2021GL093622.
- Odériz, Itxaso et al. Tranzonanal wave climate regions on continental and polar coasts in a warming world. *Nat. Clim. Chang*, 2022.
- O'Hare, G., Sweeny, J and Rob, W. 2005. *Weather, Climate and Climate Change: Human perspectives*. Pearson Education Limited. London, England, 403 pp.
- Pastén, C. (2012). Chile, energía y desarrollo. *Obras y proyectos*, (11), 28-39.
- Pelc, R., & Fujita, R. M. (2002). Renewable energy from the ocean. *Marine Policy*, 26(6), 471-479.
- Reguero B.G., Losada I.J., Méndez F.J., A global wave power resource and its seasonal, interannual and long-term variability, *Applied Energy*, Volume 148, 2015, Pages 366-380, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.114>.

- Sierra, J. P., Martin, C., Mösso, C., Mestres, M., & Jebbad, R. (2016). Wave energy potential along the Atlantic coast of Morocco. *Renewable Energy*, 96, 20-32.
- SERVICIO HIDROGRÁFICO Y OCEANOGRÁFICO DE LA ARMADA (SHOA). Sondas batimétricas, de la Costa de Chile. Valparaíso: Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada, Publicaciones Náuticas 4100, 4111.
- Semedo, A. et al. (2011) 'A Global View on the Wind Sea and Swell Climate and Variability from ERA-40', *Journal of Climate*. American Meteorological Society, 24(5), pp. 1461–1479. doi: 10.1175/2010JCLI3718.1
- Stopa, J. E., & Cheung, K. F. (2014). Periodicity and patterns of ocean wind and wave climate. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 119(8), 5563–5584. <https://doi.org/10.1002/2013JC009729>
- Takahashi, K., Montecinos, A., Goubanova, K., & Dewitte, B. (2011). ENSO regimes: Reinterpreting the canonical and Modoki El Niño. *Geophysical Research Letters*, 38(10), L10704. <https://doi.org/10.1029/2011GL047364>
- Ulazia Alain, Saenz-Aguirre Aitor, Ibarra-Berastegui Gabriel, Sáenz Jon, Carreno-Madinabeitia Sheila, Esnaola Ganix, Performance variations of wave energy converters due to global long-term wave period change (1900–2010), *Energy*, Volume 268, 2023,126632, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126632>.
- Wang, X. L., Swail, V. R., Zwiers, F. W., Zhang, X. & Feng, Y. Detection of external influence on trends of atmospheric storminess and northern oceans wave heights. *Clim. Dyn.* 32, 189–203 (2009).
- Wang, X. L. & Swail, V. R. Changes of extreme wave heights in northern hemisphere oceans and related atmospheric circulation regimes. *J. Clim.* 14, 2204–2221 (2001).
- Wang, X. L. & Swail, V. R. Trends of Atlantic wave extremes as simulated in a 40-yr wave hindcast using kinematically reanalyzed wind fields. *J. Clim.* 15, 1020–1035 (2002).
- WB (2010). CO2 emissions (metric tons per capita) The World Bank. <http://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC>.
- Wong, P. P. et al. Coastal systems and low-lying areas. *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part B: Regional Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* 361–409 (Cambridge University Press, Cambridge, 2014).
- Young, I. R., Zieger, S. & Babanin, aV. Global trends in wind speed and wave height. *Sci.* (80-.). 332, 451–455 (2011).

Apéndice A

Tablas

Tabla 6: Estados de mar seleccionados mediante el algoritmo MDA.

AÑO	MES	DIA	HORA	Hs (m)	Tp (s)	Dm (°)
2013	9	15	10	2.08	7.76	206.12
1997	8	3	22	2.69	8.64	207.24
1974	8	31	10	3.60	13.51	207.25
1995	7	21	3	1.75	17.56	207.31
1960	8	17	11	2.47	7.34	207.51
2007	7	8	20	2.64	13.23	207.75
1970	5	18	23	1.70	5.34	207.93
2002	7	3	7	1.57	7.57	208.27
1974	9	1	6	3.26	9.67	208.59
1970	8	30	12	1.56	11.51	208.72
2018	7	19	5	1.87	6.73	208.72
1969	7	6	0	3.18	8.34	209.05
1995	7	18	1	2.35	16.19	209.18
1988	8	30	1	2.13	14.18	209.19
1974	9	4	14	1.56	9.53	209.25
1988	8	29	15	1.79	13.27	209.34
2005	10	16	8	2.34	13.07	209.39
1970	6	3	13	2.06	12.68	209.39
1969	7	5	18	3.11	13.31	209.46
1972	7	8	7	3.64	10.49	209.58
2012	6	7	1	2.77	19.14	210.17
1965	8	27	10	1.87	8.53	210.90
1972	8	3	22	2.00	9.68	210.91
1969	7	6	17	2.78	10.49	211.13
1969	7	5	9	2.84	14.04	211.17
2009	6	25	18	1.49	12.90	211.25
1970	8	14	18	2.06	11.24	211.30
1991	6	5	18	1.53	6.31	211.53
1994	6	25	0	4.44	13.31	211.57
1994	6	25	7	4.09	12.21	211.78
1994	6	27	10	1.77	14.93	211.78

1997	8	5	5	2.34	8.85	211.78
2010	12	12	4	3.47	8.25	211.80
2011	7	1	22	3.28	15.61	211.81
1981	9	14	11	1.77	10.54	212.14
1978	8	25	10	1.05	12.16	212.22
2015	7	15	5	3.55	18.08	212.35
2015	7	15	1	3.22	18.50	212.55
2019	9	20	15	2.81	11.81	212.58
2009	6	23	5	2.87	15.86	212.63
2010	12	12	13	3.95	10.54	212.72
2015	11	27	9	2.82	17.71	212.82
1993	8	9	9	3.81	14.29	212.90
1994	6	24	15	4.17	14.58	212.95
2015	8	18	0	3.14	17.08	213.32
1997	7	3	23	2.45	11.84	213.40
1967	8	21	1	3.09	11.90	213.62
2005	9	1	19	1.93	15.99	213.78
2001	9	1	18	2.50	19.92	213.98
2012	8	25	0	3.53	14.62	214.06
2017	7	17	5	3.38	11.05	214.07
2008	5	31	22	1.53	15.47	214.35
1994	9	7	16	2.49	14.57	214.52
1974	8	6	23	3.78	9.24	214.59
2006	7	16	0	1.29	11.54	214.77
1984	8	27	16	1.34	8.49	214.92
2012	2	7	7	2.52	18.35	215.34
1974	3	15	11	2.58	9.66	215.51
1977	9	6	3	1.27	13.85	215.77
2015	7	20	2	3.74	16.80	216.02
1991	10	15	3	2.78	7.50	216.26
1975	2	24	7	3.07	10.46	216.34
1993	8	8	16	3.69	11.53	216.41
2018	10	8	12	0.98	15.40	216.42
1970	10	12	4	2.16	18.84	216.54
2018	4	15	8	1.47	20.91	216.60
1965	8	3	16	3.37	13.61	216.65
1961	9	3	22	3.11	7.20	216.71
2010	5	17	22	1.42	17.74	216.89
2012	10	15	4	1.32	4.80	217.19
2018	8	23	8	1.01	13.38	217.24

2019	9	1	9	2.38	10.62	217.29
2019	8	1	23	4.26	10.57	217.34
2015	7	20	19	4.11	17.03	217.41
1972	10	6	18	0.98	8.50	217.42
2010	11	8	19	2.99	8.90	217.49
2010	5	17	13	1.20	10.28	217.61
2019	11	6	3	3.41	16.61	217.82
2013	7	25	15	1.67	19.63	218.90
2008	8	17	8	2.60	16.75	219.09
2011	7	7	0	1.11	16.95	219.10
1966	10	3	0	1.58	5.32	219.21
2019	7	23	3	4.27	15.93	219.22
1965	11	14	7	1.71	12.42	219.38
2014	3	17	16	1.94	13.30	219.42
1978	10	19	11	1.34	19.62	219.43
2006	11	1	4	4.62	17.97	219.67
1965	10	8	13	1.49	10.78	219.96
2006	10	31	23	4.31	18.56	220.24
2019	8	2	11	3.96	13.16	220.30
1972	12	14	3	1.38	6.86	220.45
2005	5	19	15	2.95	13.10	220.51
2019	7	22	23	4.84	16.57	220.53
1995	9	18	18	3.89	15.42	220.67
1980	10	2	9	2.04	17.31	220.77
1999	9	15	21	4.08	19.34	220.78
1972	10	8	21	1.73	6.39	220.78
1972	11	15	1	2.09	6.46	220.99
2004	9	28	22	2.04	8.78	221.23
1971	11	26	5	1.78	8.07	221.29
1971	3	18	4	1.71	14.24	221.31
1974	6	11	0	3.09	14.47	221.36
2010	8	15	21	0.90	10.10	221.44
2000	3	28	4	3.37	12.09	221.51
1967	8	15	6	3.57	15.63	221.51
2019	7	14	16	2.25	7.80	221.57
1984	10	27	0	2.65	12.29	221.70
2009	9	17	3	3.04	19.26	221.70
1986	8	20	11	0.71	12.48	221.85
1999	9	15	8	3.20	21.17	221.96
1987	9	1	22	2.13	12.41	221.98

1999	9	15	18	3.76	19.68	222.05
1989	8	28	5	2.66	13.76	222.13
2014	12	4	17	1.44	14.60	222.16
2005	9	9	23	2.68	10.94	222.18
2003	8	28	22	0.87	17.86	222.22
1976	11	20	2	2.29	21.46	222.26
2020	11	10	13	2.08	14.37	222.40
2016	5	23	9	0.91	5.48	222.52
1978	9	28	8	3.04	17.93	222.53
1967	7	8	1	2.35	13.51	222.56
1994	7	8	20	1.49	13.31	222.59
1991	10	14	23	2.52	6.68	222.65
1997	10	26	21	1.85	11.17	222.66
2003	9	16	16	1.03	7.03	222.69
2009	9	16	21	2.79	20.12	222.95
1998	3	27	3	1.69	16.79	222.97
1970	5	8	22	1.87	20.84	223.03
1992	4	14	15	1.78	15.55	223.14
1993	8	15	20	3.44	9.87	223.17
1969	7	30	22	3.96	18.06	223.30
2009	5	5	0	3.35	17.71	223.35
1968	7	29	19	2.16	20.17	223.76
1998	9	30	15	2.26	15.85	224.15
1969	8	1	11	3.22	15.74	224.28
2015	7	5	19	0.96	19.68	224.37
1994	10	1	23	1.42	12.06	224.44
2007	2	13	8	1.20	5.91	224.55
1968	12	16	20	1.64	9.65	224.71
1996	1	5	8	2.56	8.79	224.72
1994	4	24	21	1.27	15.70	225.24
2016	5	23	16	0.82	14.14	225.84
2011	3	20	17	1.84	18.57	225.94
2005	10	4	17	2.37	17.49	226.12
2013	4	23	8	2.64	15.51	226.35
2014	7	3	23	2.92	15.37	226.47
1969	7	30	19	3.62	12.92	226.50
1977	12	29	2	2.12	10.07	226.57
2001	3	1	17	2.99	16.77	227.21
2014	7	2	8	3.39	19.78	227.25
1998	3	21	21	2.55	19.67	227.42

2005	9	3	12	1.19	18.34	227.55
1990	1	29	22	2.76	18.22	227.77
1980	6	15	7	1.03	11.59	227.83
2016	6	3	9	1.16	13.11	227.87
2018	9	24	14	2.92	10.17	227.97
2007	8	6	12	2.96	11.89	228.09
2002	6	28	6	2.40	14.71	228.14
1999	5	31	6	2.14	18.53	228.24
2015	4	30	21	2.76	21.34	228.75
2003	8	29	14	0.83	16.29	228.85
1968	1	9	15	1.54	7.38	229.18
1998	6	30	16	3.63	17.42	229.28
1991	10	8	6	1.30	8.44	229.87
1994	6	18	23	4.24	17.31	229.88
1999	10	6	2	1.45	20.94	230.01
2012	12	3	1	1.47	5.74	230.05
1970	6	21	5	3.31	14.01	230.09
2012	9	3	12	1.82	12.99	230.42
1980	4	4	23	2.46	12.36	230.71
2003	11	13	6	1.84	7.17	231.07
1982	6	17	19	1.07	14.65	231.18
1980	10	14	23	2.58	16.69	231.30
2014	8	24	21	1.85	5.25	231.35
2010	6	15	10	3.60	14.62	231.65
1976	12	28	12	1.66	8.52	231.86
2015	5	8	3	1.35	17.03	231.89
1992	1	13	12	1.95	16.23	232.33
1980	5	28	6	2.84	13.62	232.41
1998	6	16	15	1.86	14.78	232.47
1997	6	2	21	1.45	14.02	232.60
2013	12	22	5	1.00	9.36	232.79
1966	4	15	5	1.58	18.08	232.80
2018	7	9	3	2.12	13.21	232.81
1977	11	2	18	2.15	8.58	232.86
1983	2	21	22	2.57	10.20	233.09
2015	8	2	16	3.42	16.17	233.16
1999	9	13	21	3.28	12.34	233.16
1964	7	30	13	1.54	12.78	233.33
2007	9	5	12	3.92	16.39	233.47
2006	2	13	0	2.11	21.15	233.57

1995	12	23	18	1.29	11.59	234.26
2016	1	2	15	0.91	5.72	234.49
1990	2	8	9	1.59	15.65	234.56
2001	4	5	0	1.39	10.24	234.70
1975	4	21	8	1.64	11.48	234.88
2002	3	30	13	2.26	11.51	235.01
1966	6	28	7	3.12	15.13	235.08
2010	7	5	9	2.63	14.53	235.15
2002	5	23	18	1.05	17.12	235.17
2015	8	9	10	4.07	14.53	235.19
1960	11	2	0	1.43	19.37	235.42
1997	10	1	16	1.92	19.87	235.63
2010	8	19	2	4.80	17.39	235.67
1964	7	4	20	0.76	10.59	235.79
2015	5	19	1	2.42	13.55	235.93
2010	4	9	16	2.27	19.40	235.98
1960	7	3	3	0.99	7.69	236.02
1999	4	2	17	1.97	10.83	236.11
1982	1	30	11	2.00	12.11	236.24
2003	8	31	2	2.18	14.61	236.57
1978	11	14	6	0.88	13.03	236.70
2006	6	16	17	2.48	20.73	236.87
2006	6	16	21	2.81	19.61	236.99
1988	4	5	16	1.14	19.63	237.48
1995	1	18	15	2.47	18.04	237.55
2006	6	17	2	3.04	18.44	237.56
1964	12	31	13	1.87	18.08	237.79
2013	1	24	17	1.25	23.71	238.09
1985	5	16	4	2.86	16.01	238.61
2021	1	18	14	1.80	9.62	238.78
2015	9	24	19	1.24	6.42	238.80
2010	8	18	20	4.48	17.22	239.14
2016	5	2	19	1.27	15.83	239.48
2018	12	23	16	1.63	20.26	239.50
2016	3	5	3	2.15	17.59	239.73
1975	8	7	13	1.31	7.74	239.93
1985	9	9	1	2.35	15.87	240.10
2001	1	6	12	1.60	7.54	240.68
2016	7	14	18	2.73	11.81	240.77
1965	4	4	10	1.20	13.28	240.98

2011	8	10	17	3.59	17.68	241.28
2008	6	4	21	2.70	17.22	241.38
1964	8	5	19	1.11	11.03	242.33
1978	1	14	11	1.69	21.53	242.44
1982	5	17	0	3.39	14.84	242.53
1983	8	12	20	3.15	13.47	242.71
2000	6	25	23	2.44	12.40	242.74
2014	8	6	10	1.71	12.86	243.20
2014	7	14	4	0.88	15.68	243.42
2000	10	31	4	1.03	18.66	243.60
2017	1	27	21	1.25	20.95	243.63
2006	6	9	1	3.72	15.22	243.71
1966	6	17	12	1.48	9.10	243.81
1999	12	13	16	1.68	17.14	243.84
1977	11	3	17	2.12	22.12	243.85
1970	3	8	10	1.40	12.21	244.01
1991	5	30	5	2.89	12.88	244.33
1970	2	22	12	1.61	14.43	244.42
2013	4	16	18	2.07	16.31	244.46
2012	6	14	19	1.61	10.55	244.47
1998	2	6	2	2.54	19.24	244.47
2003	6	13	11	3.25	17.32	244.53
1980	2	22	21	1.94	14.11	245.00
1970	7	23	17	2.16	12.78	245.19
1984	7	5	20	3.54	13.34	245.31
1987	7	26	5	4.12	15.16	245.56
1964	7	5	0	0.81	9.80	246.02
1999	3	27	0	1.41	22.54	246.12
1994	7	17	6	2.72	14.96	246.12
2021	8	17	2	1.73	19.15	246.15
1982	8	28	5	1.88	11.63	246.18
1971	10	19	6	1.14	14.58	246.29
1980	4	2	18	1.34	17.75	246.35
2018	7	1	8	2.43	14.39	246.58
1990	7	2	12	1.17	8.62	247.01
2015	8	9	3	4.41	14.70	247.68
2010	7	7	11	2.46	10.70	247.79
2001	7	7	13	2.17	15.14	248.31
1984	8	11	16	2.12	10.30	248.72
1966	4	21	10	0.86	12.30	248.85

1976	5	26	21	1.14	12.35	249.00
2017	7	4	18	3.71	16.67	249.91
1997	10	3	16	2.71	16.27	249.92
2013	1	26	23	1.42	19.20	250.09
2008	7	16	16	2.99	16.24	250.72
1964	11	25	2	1.15	16.47	250.81
1964	7	5	12	1.07	9.88	250.81
2004	9	5	17	2.64	13.27	250.84
2006	1	2	23	1.81	20.62	250.86
1993	3	17	12	1.38	13.85	250.90
1995	6	16	15	1.42	15.45	251.41
1977	11	5	21	2.45	17.93	251.58
1987	1	21	3	1.83	15.65	251.64
1991	12	29	1	1.47	20.75	251.91
1987	7	25	15	3.92	14.42	251.96
2020	8	25	5	3.13	14.66	252.83
1997	8	18	4	2.87	17.76	252.91
1977	8	7	15	0.88	6.89	253.03
1969	12	11	3	2.11	18.61	253.05
1993	2	21	20	1.36	10.46	253.06
2011	6	19	2	4.12	16.25	253.47
2001	9	29	23	2.40	15.56	254.16
2006	1	4	2	1.91	17.51	254.23
1997	6	19	11	2.12	11.83	254.31
1978	7	15	5	2.34	13.35	254.38
1977	11	4	2	2.02	21.58	254.67
1970	7	24	22	3.28	15.83	255.40
1983	2	9	2	1.97	13.44	255.70
1993	5	20	6	3.53	15.04	255.81
1981	1	26	3	1.64	13.28	255.81
1997	9	7	10	3.00	12.81	255.91
1970	5	28	8	1.66	11.01	256.31
2004	2	27	10	0.95	11.12	256.73
2000	9	10	23	2.05	9.17	256.87
1968	9	27	8	1.12	13.33	256.91
1997	10	15	22	1.73	9.42	257.31
1996	7	5	21	2.40	12.08	257.34
1981	1	28	16	2.12	16.66	257.49
1963	7	4	11	0.87	9.11	257.60
1983	3	25	22	2.19	14.35	258.54

2020	6	17	17	2.86	14.20	258.59
2016	11	25	16	1.25	11.87	259.11
1997	11	8	13	1.82	12.21	259.13
1982	1	3	20	1.57	16.25	259.90
1972	1	11	12	1.21	15.65	260.68
1978	1	15	16	1.79	19.13	260.90
1996	8	6	2	1.33	8.32	260.96
2016	5	14	19	1.51	14.51	261.37
1994	12	27	5	1.68	17.56	261.80
1976	10	13	13	1.20	17.42	262.09
2017	1	28	8	1.40	19.69	262.39
2011	6	18	9	2.72	16.12	262.45
2008	7	13	17	1.97	10.90	262.72
1980	8	3	12	2.59	13.08	262.89
2017	6	26	13	2.52	11.06	263.25
1997	8	18	1	2.81	10.25	263.33
2017	6	17	5	2.73	11.91	264.04
2013	7	5	13	3.86	15.01	264.15
1987	7	25	4	3.63	13.30	264.48
1993	5	19	14	2.57	14.60	264.64
1960	1	2	15	1.22	14.37	264.77
2016	10	23	18	0.87	13.22	264.86
2011	6	20	20	3.29	13.34	264.88
1984	7	11	12	3.16	11.91	265.10
1977	11	4	11	2.07	20.77	265.20
2015	8	8	21	4.63	14.56	266.17
2018	7	2	4	2.03	12.84	266.71
2017	1	28	16	1.50	18.59	266.89
2016	10	23	8	0.93	14.49	266.91
1997	9	19	1	1.55	11.82	267.34
1983	2	6	11	1.80	14.73	267.37
1991	6	2	12	1.53	10.14	267.51
2001	7	19	18	2.32	10.03	267.82
2011	6	20	4	3.41	14.68	268.01
1983	2	2	22	2.38	18.88	268.87
2005	8	16	7	1.97	16.97	268.89
1991	6	16	18	0.93	10.22	269.03
2004	7	21	12	2.92	12.91	269.05
2002	5	13	20	1.74	13.35	269.50
2011	6	18	11	3.10	16.31	269.54

2021	5	4	22	1.20	9.61	269.77
2001	7	30	10	2.36	13.35	270.49
2001	7	19	6	1.85	9.52	270.52
2020	6	17	3	2.99	14.42	270.93
1966	6	20	11	1.41	13.51	271.06
2012	5	27	5	1.90	11.76	271.36
1963	10	31	20	1.45	17.34	271.51
2002	7	21	0	2.13	15.29	271.56
1977	11	4	16	2.20	19.85	272.34
2011	6	18	18	3.95	16.41	272.66
2011	6	18	14	3.54	16.48	272.98
1963	11	1	14	1.62	16.15	273.05
1984	8	10	10	1.63	8.56	273.29
1987	6	26	17	1.07	12.33	273.34
1969	6	5	20	1.25	8.13	273.40
1960	1	4	18	1.26	15.34	273.44
2020	8	24	9	2.27	17.15	274.17
2008	7	21	15	2.11	13.75	275.47
2017	6	16	18	2.36	11.45	275.56
2000	9	10	17	1.98	8.12	275.87
1984	7	11	7	3.41	11.79	276.35
2006	7	6	20	1.88	15.58	277.11
1982	8	12	5	2.02	17.86	277.17
1980	7	25	20	2.60	10.35	277.53
1972	9	7	20	1.24	6.52	277.80
1972	6	6	5	1.34	11.17	278.49
2001	9	29	19	2.53	16.06	278.96
1978	7	14	20	2.57	13.81	279.08
2002	5	25	15	2.63	12.43	279.75
1982	8	13	4	2.91	15.67	280.22
2012	6	17	14	1.67	9.89	280.94
1976	5	23	18	1.24	13.19	280.99
1997	8	17	21	2.89	9.75	280.99
1980	7	24	10	2.05	11.34	281.21
1987	6	27	3	1.03	14.31	281.34
1996	7	4	2	1.69	11.66	281.62
1997	5	29	20	2.22	9.81	281.83
1972	6	6	11	1.36	8.97	282.47
2015	8	8	16	4.95	13.98	282.64
2011	6	20	8	3.47	14.44	282.70

2008	7	20	20	1.38	16.29	282.84
1991	6	16	21	1.11	10.15	284.03
1992	8	29	1	2.31	14.33	284.06
2017	6	25	23	2.99	12.17	284.15
1963	10	31	3	1.23	17.93	284.24
1987	7	24	4	1.86	13.36	284.41
2017	5	12	22	1.50	7.78	285.39
1965	8	10	5	3.48	13.16	285.43
1991	6	17	15	1.57	14.18	285.90
1984	7	11	4	3.67	11.52	286.03
2006	7	6	21	2.04	15.47	286.59
2000	6	24	7	2.85	8.53	286.94
2015	8	7	23	3.19	13.38	287.45
1964	8	16	17	2.88	14.29	288.04
2017	6	24	17	2.36	12.09	288.11
1984	7	4	19	2.73	11.58	288.39
1991	9	16	15	1.81	5.45	288.64
1999	5	28	4	3.22	15.75	289.20
1982	8	12	12	2.20	17.24	289.39
1977	6	30	17	1.61	12.96	290.02
2020	8	24	14	2.53	16.87	290.04
2002	5	26	12	2.24	10.81	290.81
1968	6	17	12	1.29	5.61	290.87
1968	6	17	6	1.38	11.49	291.53
1992	6	6	3	2.46	9.49	292.45
1981	5	12	16	1.68	8.87	292.51
1994	5	5	11	2.50	13.54	292.57
1997	10	14	22	2.01	9.46	292.62
1987	6	28	3	1.13	13.10	293.15
2000	9	10	15	2.08	7.45	293.44
1997	8	17	18	3.11	9.47	294.37
2015	8	8	13	4.81	13.56	294.76
2018	7	4	9	1.39	8.26	295.41
1987	7	24	7	2.12	13.22	295.47
1982	8	12	18	2.79	16.37	295.71
2017	5	13	13	1.52	6.67	296.00
1987	7	24	22	3.56	12.44	296.82
1989	6	12	16	1.36	16.50	297.01
1980	4	22	15	1.72	14.76	297.60
1960	7	12	5	1.75	10.75	298.04

2015	8	8	0	3.38	6.32	298.38
1984	7	11	2	3.98	11.04	298.44
2001	9	29	16	2.67	6.79	298.56
2020	6	17	8	3.47	14.36	298.78
1989	6	12	14	1.43	9.54	300.52
1985	7	17	6	1.78	12.47	300.73
2002	8	27	12	2.10	11.04	301.04
2000	6	23	14	3.08	12.73	301.73
1968	6	17	8	1.44	5.35	302.11
1965	8	9	20	2.76	11.42	302.49
2000	6	24	4	3.22	8.44	302.60
1987	10	9	17	2.20	6.07	302.68
1984	7	9	6	2.05	14.87	302.93
1992	6	5	15	1.71	5.99	303.24
1984	7	10	6	2.40	14.31	303.97
2002	6	4	15	2.42	12.40	303.99
2017	5	12	10	1.78	7.75	304.15
2005	10	2	11	1.61	4.09	304.22
1962	6	25	15	1.90	9.61	305.47
1984	7	4	23	3.12	11.51	306.50
1997	8	17	15	3.44	9.06	306.78
1980	4	11	3	2.46	10.10	306.96
1991	6	18	7	2.06	12.89	307.16
2015	8	8	11	4.65	13.38	307.25
1997	8	16	15	2.95	14.49	307.78
1972	9	7	14	1.38	6.89	308.23
1997	10	14	14	2.20	8.57	308.48
1984	7	5	6	3.58	7.50	308.93
1980	7	25	14	2.79	9.42	309.01
1987	7	24	21	3.67	12.30	309.61
2020	6	17	11	3.72	14.35	310.13
2000	6	23	15	3.42	6.43	312.96
1985	7	22	8	2.11	11.72	312.97
1984	7	11	0	4.29	8.75	313.01
1972	9	6	13	1.89	5.28	315.76
1961	7	19	13	2.04	10.32	316.04
1984	7	10	7	2.54	14.27	316.11
1997	6	11	2	2.18	6.32	316.12
1973	6	15	15	1.56	10.63	316.17
2015	8	8	10	4.56	8.21	316.32

1983	7	8	4	2.49	5.95	316.61
1997	10	14	7	2.45	8.09	317.27
1973	6	15	16	1.59	4.88	317.77
1991	6	18	8	2.23	12.82	318.28
2018	7	4	20	1.97	8.18	319.21
2000	6	24	1	3.56	8.35	320.42
1997	10	13	19	2.80	7.76	320.87
1997	8	17	11	3.88	8.52	320.98
1997	10	13	13	2.89	12.82	321.64
1982	5	8	23	2.48	9.70	321.68
1987	7	24	19	3.72	12.06	322.58
2017	5	11	6	2.14	14.61	324.75
2015	8	8	4	3.87	7.16	324.94
1987	7	24	15	3.20	6.55	324.99
1972	9	7	11	1.55	6.81	326.00
1987	7	24	17	3.58	7.06	326.28
2017	5	11	7	2.21	7.27	326.38
1997	6	12	0	2.66	8.81	327.85
1973	6	15	23	1.86	5.83	327.91
2015	8	8	8	4.34	7.86	328.38
1976	5	27	11	2.29	5.72	328.39
1991	6	18	13	2.59	6.31	332.12
1971	9	10	7	2.00	5.30	339.16
1984	7	10	10	2.90	6.40	340.74
1972	9	7	7	1.87	6.74	340.82
1984	7	10	16	3.93	8.06	344.44
1971	9	10	9	2.39	5.89	344.95
1972	9	7	4	2.17	6.72	345.19
1984	7	10	13	3.43	7.17	347.65