



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODELADO, ANÁLISIS Y CONTROL DE UN CONVERTIDOR DE
ENERGÍA DE LAS OLAS

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

PRESENTA:
OSVALDO ARELLANO ROMERO

TUTOR PRINCIPAL
DR. PAUL ROLANDO MAYA ORTIZ
FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., AGOSTO 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



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. César Angeles Camacho
Secretario: Dr. Gerardo René Espinosa Pérez
Vocal: Dr. Paul Rolando Maya Ortiz
1er. Suplente: Dr. Rubén Tapia Olvera
2do. Suplente: M.I. Germán Jorge Carmona Paredes

La tesis se realizó en el Posgrado de Ingeniería, UNAM.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Paul Rolando Maya Ortiz

A Astrid

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), particularmente al Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, por la formación recibida. Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico otorgado durante la realización del posgrado. Al Dr. Paul Rolando Maya Ortiz por el asesoramiento en este trabajo de investigación. A mis amigos y compañeros de estudio e investigación. Gracias.

Resumen

Los mares y océanos representan una gran fuente de energía renovable para la generación de electricidad. Desde este enfoque, el presente trabajo de investigación muestra un panorama de las diferentes formas de extracción de la energía oceánica que existen en la actualidad, y, desde una perspectiva nacional, de acuerdo a las características geográficas del país, al recurso energético, al nivel de maduración tecnológica y al posible impacto ambiental y socioeconómico, considera a la energía de las olas como una alternativa de microgeneración con un alto potencial de aprovechamiento.

A continuación, dentro de los múltiples convertidores de energía de las olas (WEC, por sus siglas en inglés) y después de analizar el principio de funcionamiento, la forma de extracción y conversión de la energía, la ubicación y la interacción con su entorno, se propone, como caso de estudio, un WEC oscilante, tipo absorbedor puntual, con un acumulador hidroneumático y cámara hiperbárica, para transformar el movimiento de las olas en la energía hidráulica que accione una turbina Pelton y un generador eléctrico. El sistema hidroneumático con cámara hiperbárica tiene como objeto atenuar la intermitencia de las olas y entregar, lo mejor posible, un flujo constante de agua a la turbina Pelton, para generar una potencia eléctrica regular de 100 kW. Para tal efecto se presentan los modelos matemáticos que describen la dinámica de la unidad de bombeo y del acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica, y se propone la implementación de un lazo de control PI que mantenga un flujo constante de agua hacia la turbina. La acción de control se realiza manipulando la apertura de la válvula de inyección en la turbina Pelton, para estabilizar la posición del pistón del acumulador y así, indirectamente, controlar la velocidad del flujo de agua en la salida del inyector. Por último, se muestran los resultados de las simulaciones que ilustran el desempeño del controlador PI aplicado al WEC hidroneumático con cámara hiperbárica, considerando un modelo de ola regular.

Así, esta tesis busca coadyuvar, desde una perspectiva nacional, a impulsar la investigación y desarrollo de la energía de las olas para la generación de energía eléctrica.

Índice general

Resumen	v
Índice general	vii
Índice de figuras	ix
Índice de tablas	xiii
Nomenclatura	xv
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Estado del arte	3
1.3. Justificación	8
1.4. Objetivos	10
1.5. Metodología	10
1.6. Estructura de la tesis	10
2. Perspectiva de la energía del océano	11
2.1. Panorama mundial de las energías renovables	11
2.2. Energías renovables en México	13
2.2.1. Sector eléctrico	13
2.2.2. Participación en la matriz energética	15
2.3. Energía del océano	17
2.3.1. Amplitud de marea	18
2.3.2. Corrientes de marea	19
2.3.3. Corrientes marinas	22
2.3.4. Olas	23
2.3.5. Gradiente térmico	25
2.3.6. Gradiente salino	26
2.4. Potencial en México	29
2.4.1. Superficie marina	29
2.4.2. Inventario Nacional de Energías Renovables	30

ÍNDICE GENERAL

2.4.3. CEMIE-Océano y otros trabajos de investigación	33
2.4.4. Sitios de pruebas	40
2.5. Impacto ambiental y socioeconómico	41
2.6. Retos tecnológicos	45
3. Convertidor de energía de las olas (WEC)	47
3.1. ¿Por qué energía de las olas?	47
3.2. Convertidor de energía de las olas (WEC)	49
3.3. WEC, caso de estudio	54
3.4. Modelo de la ola	56
3.5. Modelo de la unidad de bombeo	59
3.6. Modelo del acumulador hidroneumático	63
3.7. Representación en el espacio de estados	65
3.8. Función de transferencia	68
3.9. Control	69
3.9.1. Respuesta escalón unitario	72
4. Resultados	77
5. Conclusiones	93
5.1. Trabajo futuro	94
Bibliografía	95

Índice de figuras

1.1. Metas de energías limpias en la generación de electricidad.	1
1.2. Energías limpias y energías renovables.	2
1.3. Madurez tecnológica de la energía oceánica.	3
1.4. Planta mareomotriz La Rance.	4
1.5. Capacidad instalada de energía oceánica en el mundo.	5
1.6. Países interesados en la energía oceánica	6
1.7. Países líderes en capacidad instalada de energía oceánica.	7
2.1. Generación bruta de energía eléctrica en el mundo, 2015.	11
2.2. Capacidad instalada de energías renovables en el mundo.	12
2.3. Distribución del consumo de energía eléctrica en México.	13
2.4. Desarrollo del sector eléctrico.	14
2.5. Capacidad instalada del SEN, 2016.	16
2.6. Capacidad instalada de energías renovables en México, 2000-2016. . . .	16
2.7. Capacidad instalada de energías renovables en México, 2016.	17
2.8. Potencial de la energía oceánica.	17
2.9. Potencial global de la amplitud de marea.	18
2.10. Planta mareomotriz Sihwa Lake.	19
2.11. Turbina de corriente mareomotriz, Andritz Hydro Hammerfest.	19
2.12. Proyecto de parque mareomotriz en West Islay, Escocia.	20
2.13. Turbina vertical de corriente mareomotriz, Kobold.	20
2.14. Turbina de corriente mareomotriz, OpenHydro.	21
2.15. Potencia extraída de las corrientes de marea.	21
2.16. Corrientes marinas del mundo.	22
2.17. Potencial promedio por frente de ola en el mundo.	23
2.18. Parque de energía de las olas en Sotenäs, Suecia.	24
2.19. Planta de energía OTEC en Makai, Hawái.	25
2.20. Temperatura promedio del mar.	26
2.21. Concentración salina del agua de mar en el mundo.	27
2.22. Energía por gradiente salino.	28
2.23. Superficie marina de México.	29
2.24. Altura significativa media del oleaje en México.	32

ÍNDICE DE FIGURAS

2.25. Periodo promedio del oleaje en México.	32
2.26. Densidad de potencia promedio del oleaje en México.	33
2.27. Corrientes de marea en el Golfo de California.	34
2.28. Sitios potenciales en el Golfo de California.	34
2.29. Sitios potenciales en el Mar Caribe Mexicano.	35
2.30. Corrientes marinas promedio en México	38
2.31. Potencial del oleaje en la costa occidental de México.	39
2.32. Sitios potenciales de gradiente térmico y gradiente salino en México	40
2.33. Costo del proyecto en función del desarrollo tecnológico	42
2.34. Costo nivelado de energía en México.	43
2.35. Curvas de aprendizaje mareomotriz y undimotriz.	44
2.36. Retos tecnológicos de la energía oceánica.	45
2.37. Áreas de desarrollo de la energía oceánica.	46
3.1. Boya de navegación de Yoshio Masauda.	49
3.2. Clasificación de los WEC.	50
3.3. Ubicación de los WEC.	50
3.4. Principio de funcionamiento de los WEC.	52
3.5. Orientación de los WEC.	52
3.6. Extracción y conversión de la energía en los WEC.	53
3.7. Principales proyectos WEC.	53
3.8. WEC integrado al rompeolas del Puerto Pecem, Brasil.	54
3.9. WEC hidroneumático con cámara hiperbárica.	55
3.10. Modelo y análisis del WEC.	56
3.11. Energía de las olas respecto a su frecuencia.	57
3.12. Descripción de una ola.	57
3.13. Modelo simplificado y equivalente de la unidad de bombeo.	59
3.14. Flujo de entrada al acumulador hidroneumático.	62
3.15. Acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica.	63
3.16. Diagrama de bloques del sistema de control en el espacio de estados.	66
3.17. Lazo de control PID.	69
3.18. Respuesta en forma de S al escalón.	71
3.19. Oscilación sostenida con periodo P_{cr}	71
3.20. Respuesta escalón unitario de sistemas de primer orden.	73
3.21. Polos complejos y conjugados de un sistema de segundo orden.	74
3.22. Respuestas escalón unitario de un sistema de segundo orden.	74
3.23. Parámetros de desempeño de un sistema de segundo orden.	76
4.1. Fuerza de la ola, f_e , y fuerza del pistón, f_p	78
4.2. Movimiento oscilatorio del absorbedor puntual en régimen permanente.	79
4.3. Movimiento oscilatorio del absorbedor puntual en régimen permanente.	80
4.4. Fase entre la velocidad del absorbedor y la fuerza de excitación.	81
4.5. Flujo de agua bombeada al acumulador.	81

4.6. Respuesta escalón unitario del acumulador hidroneumático.	83
4.7. Lugar geométrico del acumulador hidroneumático.	83
4.8. Lugar geométrico del lazo de control PI.	84
4.9. Respuesta escalón unitario del lazo de control PI.	85
4.10. Flujo de agua de entrada y salida en el acumulador hidroneumático. . .	86
4.11. Control del flujo de agua en la salida del acumulador hidroneumático. .	86
4.12. Control en la válvula de inyección de la turbina Pelton.	87
4.13. Acción de control en la válvula de inyección.	87
4.14. Posición del pistón en el acumulador hidroneumático.	88
4.15. Presión en la cámara hiperbárica.	88
4.16. Velocidad del flujo de agua en la salida del acumulador hidroneumático.	89
4.17. Velocidad del flujo de salida respecto al volumen del acumulador.	89
4.18. Voltaje de fase generado.	90
4.19. Corriente de línea generada.	90
4.20. Potencia activa generada.	91
4.21. Variación de la potencia activa generada.	91
4.22. Velocidad mecánica del rotor.	92

Índice de tablas

1.1. Estado del arte de la energía oceánica.	7
1.2. Mecanismos para impulsar la energía oceánica.	9
2.1. Capacidad instalada del SEN, 2015 y 2016.	15
2.2. Extensión territorial de México.	29
2.3. Litoral de México.	30
2.4. Proyectos potenciales de energía oceánica en México.	31
2.5. Parámetros técnicos de la energía oceánica en el Mar Caribe Mexicano.	36
2.6. Inventario de la energía oceánica en el Mar Caribe Mexicano.	37
2.7. Impacto ambiental de la energía oceánica.	41
2.8. Costo nivelado de energía para la energía oceánica.	43
3.1. Sintonía Ziegler-Nichols por respuesta al escalón	70
3.2. Sintonía Ziegler-Nichols por oscilaciones sostenidas	71
4.1. Parámetros y punto de operación del WEC.	77

Nomenclatura

Abreviaturas

CEMIE	Centro Mexicano de Innovación en Energías Renovables
I+D	Investigación y Desarrollo
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
OES	The Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme (Programa de Colaboración Tecnológica en Sistemas de Energía Oceánica)
OTEC	Ocean Thermal Energy Conversion (Conversión de energía térmica oceánica)
OWC	Oscillating Water Column (Columna de agua oscilante)
PI	Proporcional e integral
PID	Proporcional, integral y derivativo
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

Letras griegas

λ_w	Longitud de la ola.
ω_w	Velocidad angular de la ola.
π	Número π .
ρ	Densidad del agua.
ρ_{mar}	Densidad del agua de mar.
τ	Constante de tiempo.

Mayúsculas

A	Matriz de estado.
A_a	Área del pistón del acumulador hidroneumático.
A_e	Área de sección transversal del ducto de entrada del acumulador hidroneumático.
A_s	Área de sección transversal del ducto de salida del acumulador hidroneumático.
A_w	Amplitud de la ola.
B	Matriz de entrada o control.
C	Matriz de salida.
F_e	Coefficiente de la fuerza de excitación de la ola.
G	Función de transferencia del acumulador hidroneumático.
H	Función de transferencia del controlador.

ÍNDICE DE TABLAS

H_w	Altura de la ola.
K	Ganancia en estado estable.
K_e	Coefficiente elástico del flotador.
K_i	Ganancia integral.
K_p	Ganancia proporcional.
P_{wf}	Potencia por metro de frente de ola.
Q_e	Flujo de agua a la entrada del acumulador.
Q_s	Flujo de agua a la salida del acumulador.
R_r	Coefficiente de radiación del flotador.
T_i	Tiempo de integración.
T_w	Periodo de la ola.
V_0	Volumen de agua inicial del acumulador hidroneumático.
V_a	Volumen de agua dentro del acumulador hidroneumático.
V_e	Volumen de agua bombeada hacia el acumulador hidroneumático.
V_g	Volumen de gas dentro del acumulador hidroneumático y la cámara hiperbárica.
V_T	Volumen total del acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica

Minúsculas

f_e	Fuerza de excitación de la ola incidente.
f_p	Fuerza del pistón de la bomba hidráulica.
f_r	Fuerza de radiación.
g	Aceleración gravitacional.
h_a	Posición del pistón.
h_{mar}	Profundidad del mar.
k_w	Número de onda.
m_f	Masa del flotador.
m_r	Masa adicional del flotador.
p_0	Presión inicial de la cámara hiperbárica.
p_c	Presión de la cámara hiperbárica.
p_p	Presión del pistón de la bomba hidráulica.
p_{atm}	Presión atmosférica.
t	Tiempo.
u	Vector de entrada o control.
u_{op}	Apertura de la válvula de inyección en el punto de operación.
v_f	Velocidad del flotador.
v_s	Velocidad del agua a la salida del acumulador hidroneumático.
v_w	Velocidad de propagación de la ola.
x_{op}	Posición del pistón en el punto de operación.

Introducción

1.1. Antecedentes

Frente al continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica y al compromiso mundial [1] de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la inclusión de las energías renovables en la generación de electricidad contribuye, con un desarrollo sustentable, a aumentar la seguridad energética y económica de un país: diversifica su matriz de energía, reduciendo la dependencia al petróleo y evitando la volatilidad de sus precios. Ante esta necesidad, en México, la Ley de Transición Energética [2] fomenta el desarrollo tecnológico para “el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones”. En su transitorio tercero se fija, tal y como lo ilustra la Figura 1.1, “como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica de 25 % para el año 2018, de 30 % para 2021 y de 35 % para 2024”. La misma ley [2] define a las energías renovables como “aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes”.



Figura 1.1: Metas de energías limpias en la generación de electricidad.

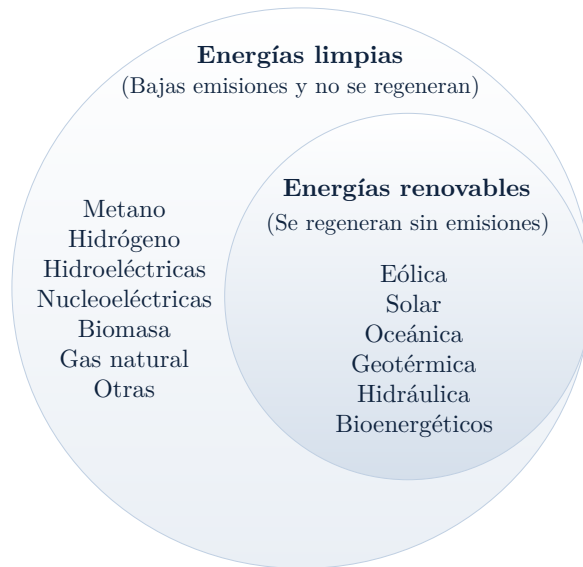


Figura 1.2: Energías limpias y energías renovables.

Son renovables las siguientes energías:

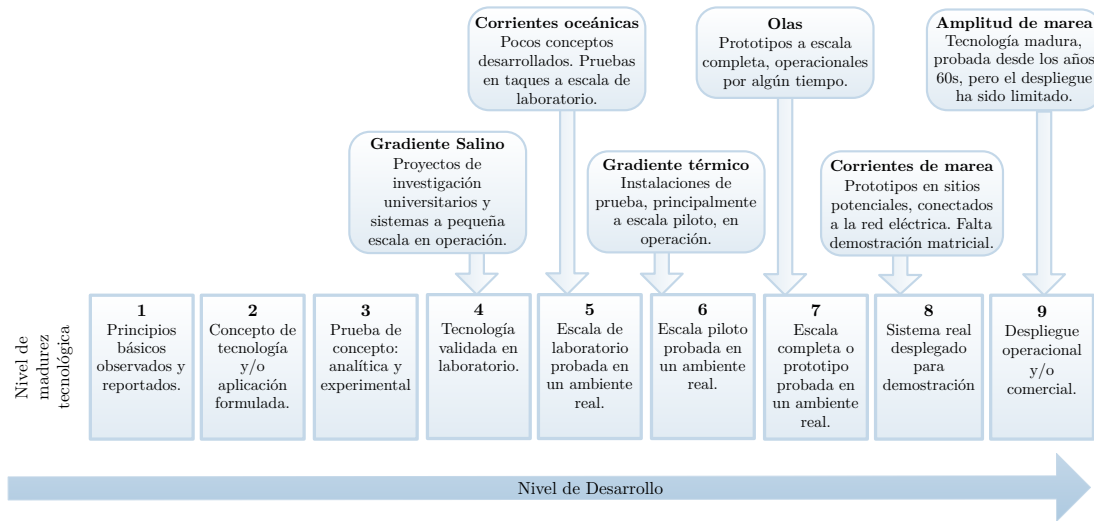
- Eólica.
- La radiación solar, en todas sus formas.
- Hidráulica, con capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia mayor a 10 W/m^2 .
- Oceánica.
- El calor de los yacimientos geotérmicos.
- Los bioenergéticos.

La Figura 1.2 muestra que las energías renovables son limpias, mas no al revés, pues las últimas, definidas en la Ley de la Industria Eléctrica [3], incluyen “fuentes de energía o procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias”.

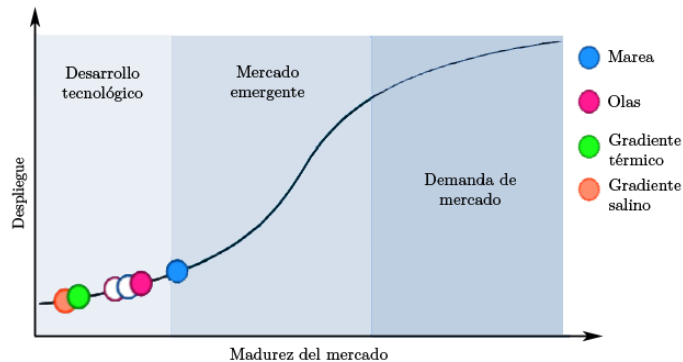
La energía del océano es la energía renovable de nuestro interés. En la actualidad, con base en las leyes [2] y [3] y en el Programa de Colaboración Tecnológica en Sistemas de Energía Oceánica, de la Agencia Internacional de Energía (IEA-OES, por sus siglas en inglés)[4], la energía del océano puede ser extraída de las mareas (amplitud y corriente), de las olas, de las corrientes marinas y de los gradientes térmico y salino.

1.2. Estado del arte

Salvo la energía por amplitud de marea que, desde 1966 con la construcción de la planta mareomotriz en La Rance, Francia (ver Figura 1.4), es comerciable [5, 6], las tecnologías de energía oceánica, como se observa en la Figura 1.3, se encuentran en las primeras etapas de desarrollo, demostración y comercialización [4, 7, 8]. La energía de las olas y la de corrientes por marea son las tecnologías más avanzadas y con mayor expectativa de crecimiento y potencial [4, 9]. Europa está a la vanguardia del desarrollo y explotación de la energía marina, alberga más del 50 % de los desarrollos tecnológicos [10].



(a) Niveles tecnológicos. Fuente: [11].



(b) Mercado. Fuente: [10].

Figura 1.3: Madurez tecnológica de la energía oceánica.

1. INTRODUCCIÓN



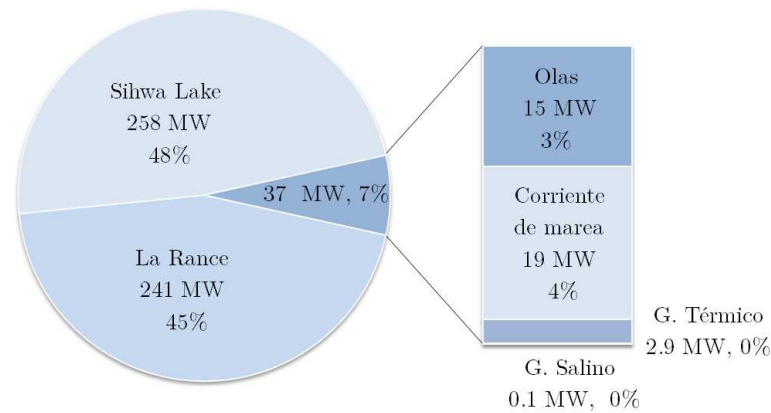
Figura 1.4: Planta mareomotriz La Rance, 240 MW (en flujo).

Fuente: tidalenergytoday.com

Para el desarrollo y maduración de la energía oceánica es de vital importancia la caracterización y mapeo de los recursos energéticos del océano [9]. La identificación temporal y espacial de las áreas con alta energía y la cuantificación del recurso mediante parámetros promedio, por ejemplo, la altura, el periodo y la dirección de la ola, determinarán las posibilidades de explotación y un diseño óptimo (con mayor eficiencia) del convertidor de energía del océano. Reducir la incertidumbre del recurso marino aumentará la confianza en los inversionistas porque permitirá una mejor determinación del valor y los riesgos de la energía del océano.

El reto, análogamente a un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es cómo extraer la energía del océano, llevarla a la costa, almacenarla y exportarla de manera rentable. Los desafíos se centran en la Investigación y Desarrollo (I+D) que permita la fiabilidad, robustez y reducción de costos de instalación, operación y mantenimiento de la tecnología oceánica, además, de considerar el impacto ambiental y socioeconómico y los aspectos legales y regulatorios que se presenten. En específico, en un corto y mediano plazo se necesita probar la confiabilidad de prototipos en pequeña y a gran escala (en tanques y sitios de prueba en el océano), desarrollar nuevos dispositivos, arreglos, subsistemas, componentes y herramientas de optimización, así como diseñar y realizar la conexión a la red eléctrica [4].

Al terminar el año 2016, de acuerdo con [8] y [12], la capacidad instalada global de generación eléctrica a partir de energía oceánica era de 536 MW, de los cuales, tal y como lo indica la Figura 1.5(a), 499 MW corresponden a las plantas mareomotrices de La Rance (en Francia) y Sihwa Lake (en Corea del Sur), los 37 MW restantes representan, claramente, la maduración y distribución de las otras tecnologías oceánicas.



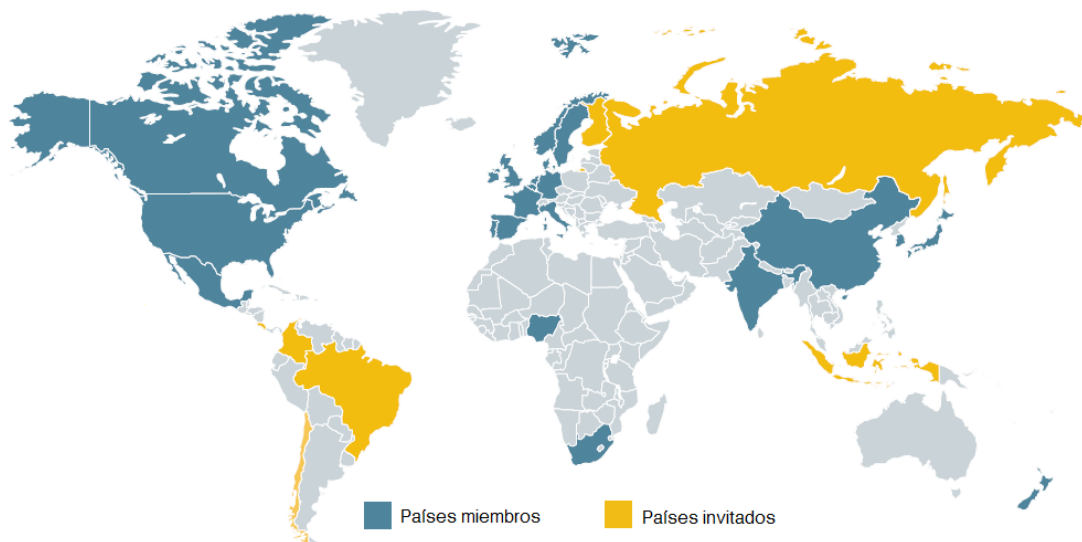
(a) 2016.



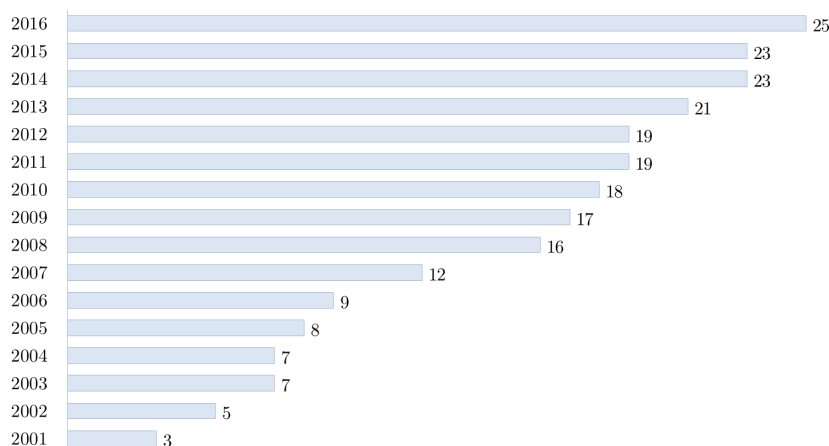
(b) 2007-2016.

Figura 1.5: Capacidad instalada de energía oceánica en el mundo.

En la actualidad, el interés y el despliegue de la energía marina se centra en los dispositivos de corrientes de marea y olas [8]; aunque la mayoría operan por debajo de los 1000 kW, algunos proyectos han superado ya esta cifra, por ejemplo: el parque de energía de las olas en Sotenäs, Suecia, alcanzó los 3 MW y la planta Cape Sharp Tidal en Nueva Escocia, Canadá, llegó a los 2 MW, en ambos casos con integración a la red eléctrica. Las tecnologías por gradiente térmico y salino, aún costosas para pruebas a gran escala, se desarrollan en pequeños prototipos en EUA, Japón, Corea del Sur y Holanda, este último orientado sólo a la tecnología salina. El único desarrollo comercial a gran escala después de La Rance, como se ilustra en la Figura 1.5(b), es la planta por amplitud de marea de Sihwa Lake, Corea del Sur, inaugurada en 2011, con una capacidad de 254 MW. Hasta hoy es la planta de generación eléctrica por energía del océano más grande del mundo.



(a) Países miembros de la IEA-OES.



(b) Crecimiento histórico.

Figura 1.6: Países interesados en la energía oceánica. Fuente: [8].

En el presente, el mapa y la gráfica de la Figura 1.6 así lo señalan, más de 25 países participan en la I+D de la energía oceánica para la generación de electricidad. Los diez países con mayor capacidad instalada en el mundo se muestran en la Figura 1.7. Hasta ahora, México no cuenta con ningún proyecto piloto o comercial de energía oceánica. La tecnología existente no se ha desarrollado para las condiciones geográficas del país; sin embargo, se han identificado algunos sitios potenciales de aprovechamiento, donde se prevé la instalación de algunos dispositivos experimentales [13].

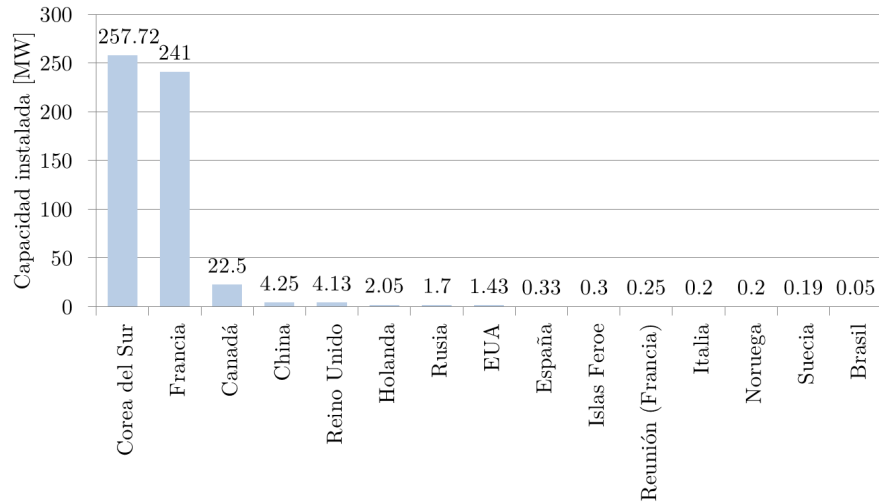


Figura 1.7: Países líderes en capacidad instalada de energía oceánica. Fuente: [14].

Debido a que las tecnologías oceánicas se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y, de hecho, en bastante desventaja en comparación con otras tecnologías renovables, se necesitan políticas energéticas nacionales y regionales para fomentar la I+D de la energía marina, especialmente, a través de un enfoque mercantil. La Tabla 1.2 resume el estado global, hasta el año 2016, de las estrategias y planes que los países participantes en la energía oceánica han adoptado para su impulso.

Finalmente, la Tabla 1.1 proporciona una visión general del estado del arte que guarda la energía del océano, considerando otros aspectos más allá que el de los niveles de maduración tecnológica como la disponibilidad del recurso energético, la implicación de la industria y la inversión financiera.

	Niveles de maduración	Disponibilidad del recurso	Implicación industrial	Inversión financiera	Atractivo
Amplitud de marea	Alto	Medio	Bajo	Bajo	Alto
Corrientes de marea	Medio	Alto	Alto	Alto	Medio
Corrientes marinas	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
Gradiente salino	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
Gradiente térmico	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
Olas	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio

Alto	Medio	Bajo
------	-------	------

Tabla 1.1: Estado del arte de la energía oceánica. Fuente: [11].

1.3. Justificación

Hasta hace 10 años la energía del océano no se consideraba en la planificación de los escenarios energéticos mundiales, pero por su potencial impacto en el futuro suministro mundial de energía, contribuyendo de manera sustentable a la diversificación de la matriz energética, la energía del océano ha comenzado a investigarse y desarrollarse.

México con su extenso litoral, sólo detrás de Canadá y Estados Unidos con más costas en América, tiene en la energía del océano un alto potencial de aprovechamiento. Por lo tanto, para fortalecer la participación gradual de las energías limpias en la industria eléctrica y contribuir al cumplimiento de las metas de Ley de Transición Energética, ante la “iniciativa impulsada por la Secretaría de Energía (SENER) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) a través del Fondo de Sustentabilidad Energética (FSE) y la necesidad de fomentar las áreas de investigación que potencialicen el uso de las energías renovables” [15] como la energía geotérmica, solar, bionenergía y oceánica, se crean los Centros Mexicanos de Innovación en Energías Renovables (CEMIEs). En particular, el Centro Mexicano de Innovación en Energías del Océano (CEMIE-Océano) impulsa la investigación, el desarrollo tecnológico y la formación y especialización de recursos humanos en el aprovechamiento de las energías del océano [16]. La energía de las olas, así como la energía por corrientes, por marea y por los gradientes térmico y salino, es una de las cuatro líneas de investigación estratégicas del CEMIE-Océano.

En este contexto y de acuerdo a la geografía de México, el recurso energético, el estado actual de la tecnología oceánica y el nuevo paradigma en la generación de electricidad, que ha pasado de un esquema vertical a uno distribuido, este trabajo de investigación considera a la energía de las olas como una alternativa de microgeneración, en un futuro, posiblemente, integrada a la red eléctrica a través de una microred.

La tesis tiene como motivo impulsar la I+D de la energía de las olas como una fuente de energía renovable para la generación de electricidad: para ello se analiza, como caso de estudio y desde una perspectiva nacional, un convertidor de energía de las olas (WEC) que ha sido probado recientemente en Latinoamérica.

El WEC convierte el movimiento de las olas en energía hidráulica mediante un acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica, el cual impulsa una turbina Pelton que acciona un generador eléctrico. La cámara hiperbárica almacena la energía irregular de las olas y trata de mantener un flujo de agua constante a la turbina, para generar una potencia eléctrica regular. Por lo tanto, es necesario diseñar un sistema de control en el acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica que garantice un flujo de agua constante en la salida de la válvula de inyección de la turbina Pelton y así, de esta forma, obtener una potencia eléctrica regular.

Estrategia Nacional		Incentivos de Mercado										Financiación		
Tecnología: Olas (O) Amplitud de marea (AM) Corrientes de marea (CM) Gradiente térmico (T) Gradiente salino (S) Aplica (X) Bajo desarrollo (D)		Objetivos Energía Oceánica	Planificación Energía Oceánica	Evaluación del recurso	Atlas marino	Tarifa de alimentación	Obligación de E. Renovables	Certificados verdes	Portafolio estándar de E. Renovable	Centros de prueba en mar abierto	Regimen de licencias simplificado	I+D	Prueba de prototipos	Centros de Prueba
Alemania	CM, O			X	X					X	X			
Australia				X	X							X	X	
Belgica	O			X	X		X		X	X	X	X		
Canadá	AM, CM, O	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	
China	AM, CM, O	X	X	X	X				D		X	X	X	
Corea del Sur	AM, CM, O, T	X	X	X			X	X	D		X	X		
Dinamarca	O		X			X			X	X	X			
España	O	X		X					X	D	X	X	X	
EUA	CM, O, T			X	X				X	D	X	X	X	
Francia	AM, CM	X		X	D	X			X	D		X	X	
Holanda	CM, S			D					X					
India	O, T			X							X	X		
Irlanda	O	X	X	X	D	X			X	D	X	X	X	
Italia	CM, O	X				X					X	X	X	
Japón			X	X					X		X	X	X	
México	O						X				X			
Monaco	T				X					X				
Nigeria				D										
Noruega					X		X	X			X			
Nueva Zelanda	CM, O			X	X				D					
Portugal	O	X		X					D	X	X	X		
Reino Unido	CM, O	X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	
Singapur									D		X	X	X	
Sudáfrica			D											
Suecia	CM, O			D	D		X	X			X	X		
Unión Europea			X								X	X	X	

Tabla 1.2: Mecanismos para impulsar la energía oceánica. Fuente: [8].

1.4. Objetivos

1. Presentar una perspectiva sobre la energía del océano y proponer a la energía de las olas como una alternativa de microgeneración.
2. Modelar y analizar un convertidor de energía de las olas, y evaluar una ley de control que garantice un flujo de agua constante en la salida de la válvula de inyección de la turbina Pelton.

1.5. Metodología

El trabajo de investigación parte de los conocimientos generados en países a la vanguardia en la explotación de la energía de las olas con el objeto de impulsar y adecuar esta tecnología a las características geográficas de México. La metodología para cumplir con los objetivos es la siguiente:

- Investigar el estado del arte que guarda la energía del océano, en particular la energía de las olas.
- Investigar y analizar el recurso energético oceánico y su potencial en México.
- Investigar los diferentes tipos de WEC y formular un modelo matemático que describa el recurso energético y el comportamiento del WEC propuesto.
- Diseñar una ley de control que, dado el modelo matemático del WEC, garantice un flujo de agua constante hacia la turbina Pelton.
- Simular en el entorno *MATLAB/Simulink* la operación del WEC.
- Analizar los resultados obtenidos en las simulaciones.

1.6. Estructura de la tesis

La tesis está estructurada en cinco capítulos. Los primeros dos capítulos presentan una perspectiva sobre la energía del océano y su potencial uso en México. El capítulo tres, después de analizar los WEC, muestra el modelo y control de un WEC hidro-neumático con cámara hiperbárica. En el capítulo 4 se presentan los resultados de las simulaciones que describen el comportamiento del WEC propuesto. Y finalmente, el capítulo cinco expone las conclusiones de este trabajo.

Perspectiva de la energía del océano

2.1. Panorama mundial de las energías renovables

En 2015, las estadísticas [17] de la Agencia Internacional de Energía (IAE, por sus siglas en inglés) indicaban que, como lo muestra la Figura 2.1, el 23.1 % de la generación bruta de electricidad en el mundo se produjo con energías renovables, el 66.3 % se realizó con combustibles fósiles y el 10.6 % con energía nuclear. Por otra parte, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) reporta en [12] y [14] que el crecimiento de la capacidad instalada de energías renovables en el mundo hasta el año 2016 fue de 2,011 GW; en una década se duplicó su valor (ver Figura 2.2(a)). Las regiones con mayor participación, señaladas en la Figura 2.2(b), fueron Asia con el 40.63 % y Europa con el 24.14 %, mientras que la región con menos participación fue Centroamérica con el 0.66 %. México contribuyó con un capacidad instalada de 18.53 GW, el 0.92 % del total de la energía renovable en el mundo.

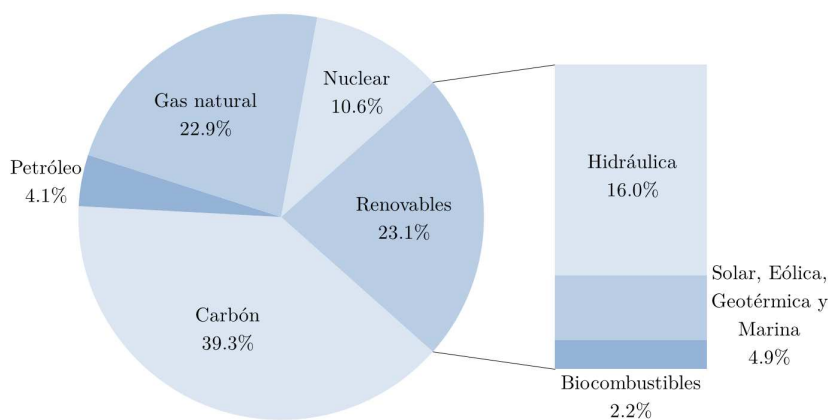
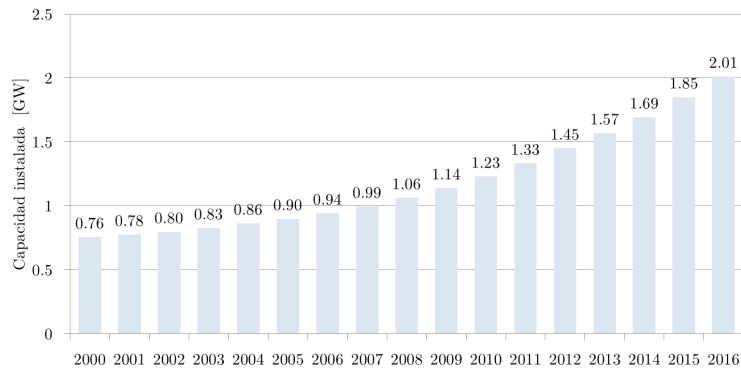
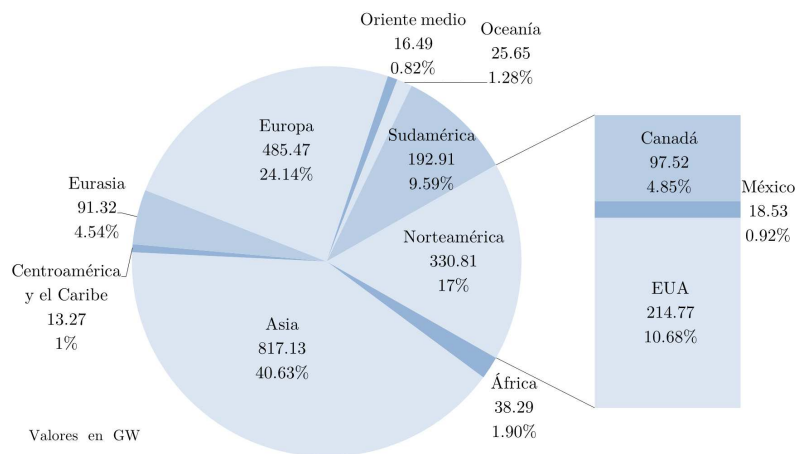


Figura 2.1: Generación bruta de energía eléctrica en el mundo, 2015. Fuente: [17].

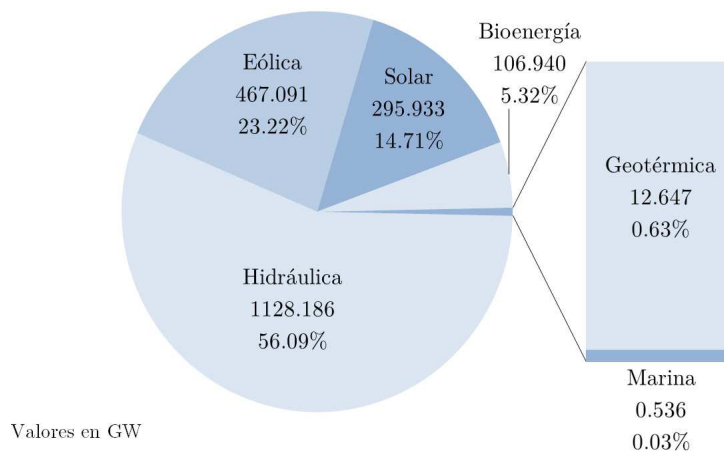
2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO



(a) 2000-2016.



(b) Panorama regional, 2016.



(c) Tipo de tecnología, 2016.

Figura 2.2: Capacidad instalada de energías renovables en el mundo.

De acuerdo con la Figura 2.2(c), la tecnología con mayor capacidad instalada en el mundo es la energía hidráulica: concentra el 56.09 % y junto con la energía eólica y solar acumulan el 94.02 %. La bioenergía tiene el 5.32 % y la geotérmica el 0.66 %. El pequeño 0.03 % corresponde a la energía marina, tecnología que, a pesar de su gran potencial, no ha sido atendida como las otras energías renovables.

2.2. Energías renovables en México

2.2.1. Sector eléctrico

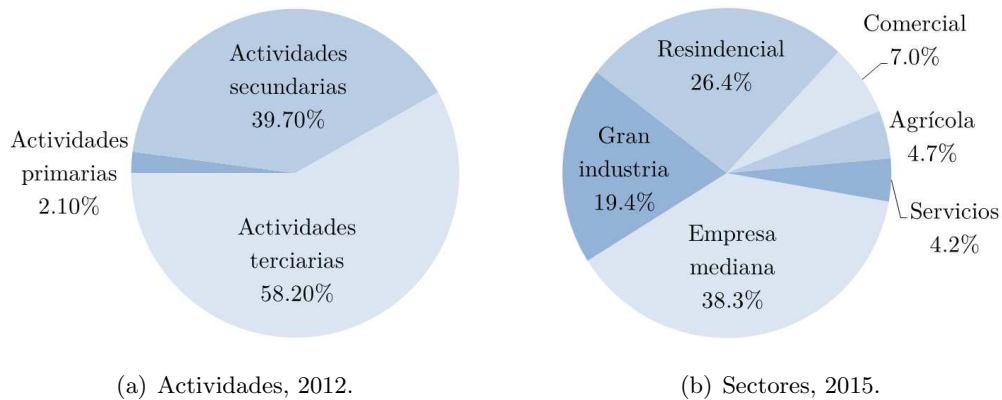


Figura 2.3: Distribución del consumo de energía eléctrica en México.

Fuente: [18]-(a) y [15]-(b).

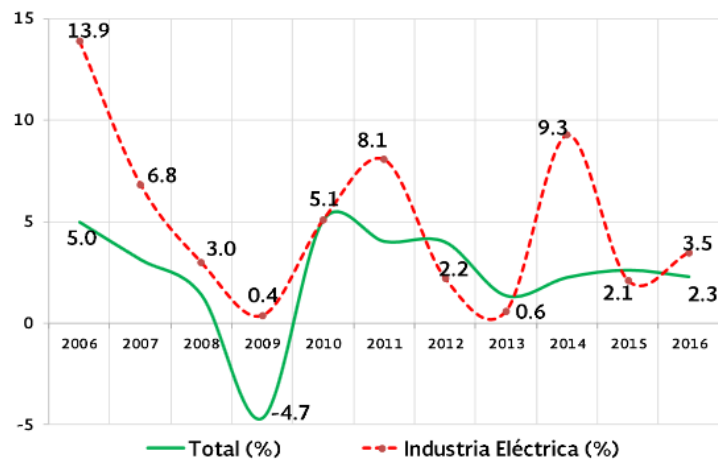
El desarrollo del sector eléctrico está íntimamente relacionado con el crecimiento económico y social de un país (ver Figura 2.4). La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicios; es un bien final indispensable para los consumidores, independientemente de la actividad o sector económico al que pertenezcan (ver Figura 2.3). Garantizar el abasto de electricidad de forma continua y segura permite el acceso a bienes y servicios básicos, como la alimentación, salud y educación, lo cual incide directamente en el bienestar y calidad de vida de la población.

De acuerdo con el comportamiento de las curvas de la Figura 2.4, en la última década la industria eléctrica de México ha registrado tasas de crecimiento positivo y superiores al PIB, inclusive en la fuerte desaceleración del 2009; sin embargo, en 2012, 2013 y 2015 el sector eléctrico padeció la desaceleración de la actividad industrial y de la economía nacional que el débil ritmo de crecimiento en los mercados mundiales

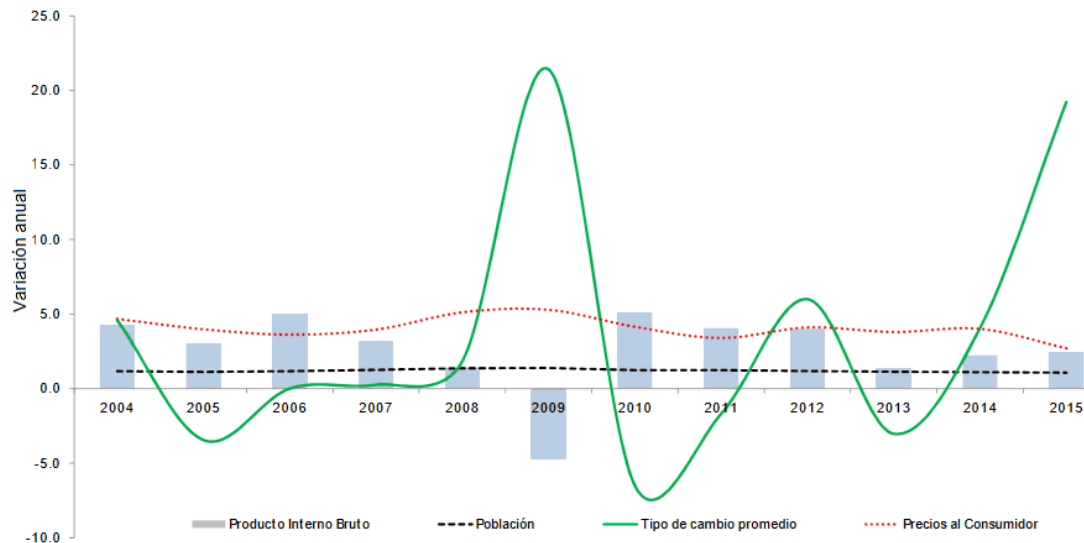
2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

imponía. Estas fuertes variaciones, con una tasa anual de 21.4% y 19.2% para 2009 y 2015, respectivamente, repercuten en el comercio exterior y en el mercado de divisas y, por lo tanto, en el valor de venta del petróleo o la compra de hidrocarburos de importación (como el gas natural, cuyo proveedor principal es EUA) [19].

La inclusión de las energías renovables en el sector eléctrico, a mediano y largo plazo, contribuirá en la seguridad económica y energética, de forma sustentable diversificará las fuentes con las que se genera la energía eléctrica y evitará la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles.



(a) Crecimiento del PIB y del sector eléctrico.



(b) Principales variables macroeconómicas de México, 2015.

Figura 2.4: Desarrollo del sector eléctrico. Fuente: [18]-(a) y [19]-(b).

2.2.2. Participación en la matriz energética

México está comprometido con un mayor desarrollo de las energías renovables. Las recientes políticas energéticas fomentan el desarrollo tecnológico para incrementar gradualmente la participación de las energías limpias en la matriz de generación eléctrica. Mediante el apoyo a la educación superior y a centros de investigación se busca impulsar los proyectos nacionales que permitan disminuir la fuerte dependencia a la importación tecnológica.

En 2016, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue de 73,510 MW, 71.19% corresponde a centrales eléctricas convencionales y el 25.21% a centrales eléctricas con tecnologías renovables (ver Tabla 2.1 y Figura 2.5) [18]. La capacidad instalada se incrementó 8.06% respecto al cierre de 2015. La energía renovable tuvo un crecimiento anual de 8.20%, mientras que la energía convencional creció a una tasa de 7.23%.

Derivado de la reducción en los costos, las energías eólica y solar crecieron significativamente a un ritmo del 33.16% y del 128.82%: sumaron 930 MW y (tomando en cuenta la generación distribuida) 219 MW, respectivamente.

Tecnología	2015 [MW]	2016 [MW]	TCA [%]
Convencional	48802	52331	7.23
Ciclo combinado	24043	27274	13.44
Termoeléctrica	12711	12594	-0.92
Carboeléctrica	5378	5378	0.00
Turbogas	4904	5052	3.02
Combustión interna	1186	1453	22.51
Lecho fluidizado	580	580	0.00
Limpia	19224	21179.61	10.17
<i>Renovable</i>	17124	18529	8.20
Hidroeléctrica	12489	12589	0.80
Eólica	2805	3735	33.16
Geotérmica	884	909	2.83
Solar	56	145	158.93
Bioenergía	760	889	16.97
Generación distribuida	118	248	110.17
GD Eólica	0	0	4.50
GD Solar	114	244	114.04
GD Bioenergía	4	4	0.00
GD Híbrida	0	0	0.00
FIRCO	13	14	7.69
<i>Otras</i>	2100	2650.61	26.22
Nucleoeléctrica	1510	1608	6.49
Cogeneración eficiente	583	1036	77.70
Frenos regenerativos	7	6.61	-5.57
Total	68026	73510.61	8.06

Tabla 2.1: Capacidad instalada del SEN, 2015 y 2016. Fuente: [18].

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

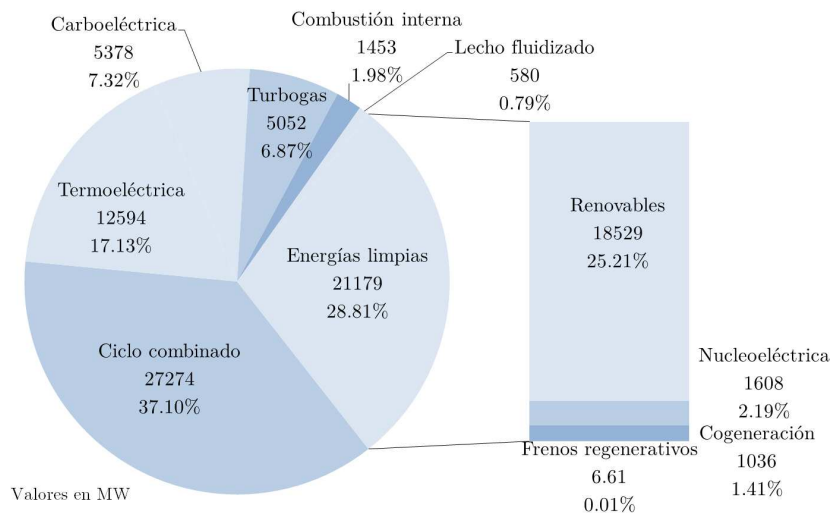


Figura 2.5: Capacidad instalada del SEN, 2016. Fuente: [14] y [18].

Al terminar el año 2016, la capacidad instalada de la matriz energética de las energías renovables en México, cuya evolución se muestra en la Figura 2.6, fue de 18,529 MW. Como en el panorama mundial, la energía hidráulica tuvo la mayor participación energética con el 67.94 %, seguida de la energía eólica con el 20.16 % (ver Figura 2.7). La energía marina, hasta este momento, no figura en la matriz ni en las perspectivas energéticas [15, 18, 19]. En este sentido, considerando el estado actual de la tecnología marina en el mundo, se tiene una gran oportunidad para integrarse en la I+D de la energía oceánica.

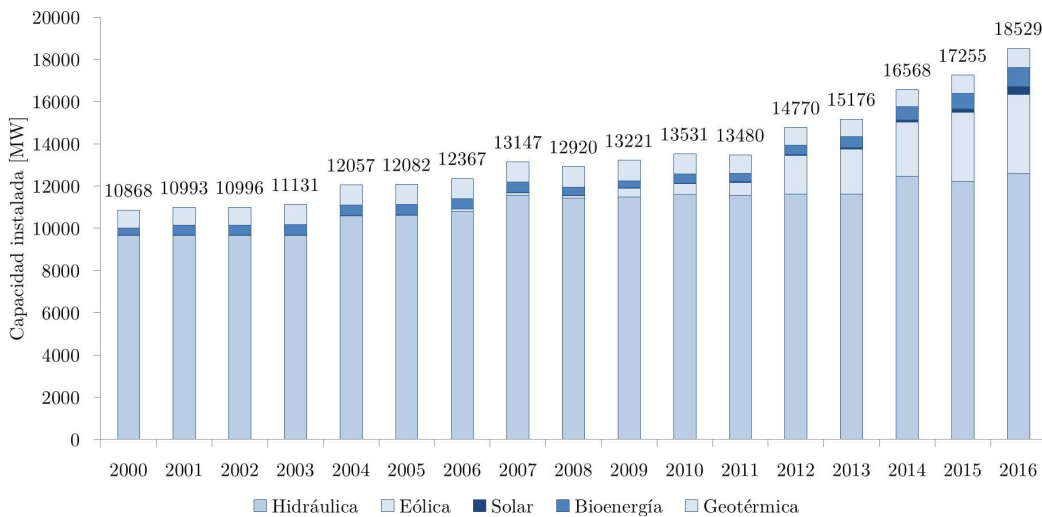


Figura 2.6: Capacidad instalada de energías renovables en México, 2000-2016. Fuente: [14].

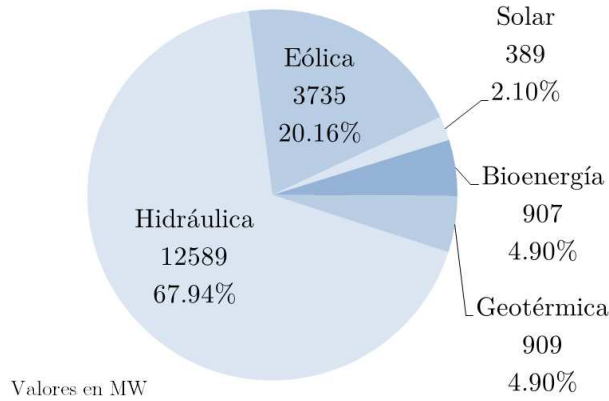


Figura 2.7: Capacidad instalada de energías renovables en México, 2016. Fuente: [14].

2.3. Energía del océano

Los mares y océanos son una gran fuente de energía renovable para la generación de electricidad. Los océanos contienen el 97 % del agua de la Tierra y cubren el 71 % de su superficie. De acuerdo al Programa de Colaboración Tecnológica en Sistemas de Energía Oceánica, de la Agencia Internacional de Energía (IEA-OES, por sus siglas en inglés) [4], y como lo indica la Figura 2.8, la energía del océano puede ser extraída de las mareas (amplitud y corriente), de las olas, de las corrientes marinas y de los gradientes térmico y salino.

Los recursos energéticos de la energía del océano son enormes: el potencial técnico se estima en 76,370 TWh/año [4].

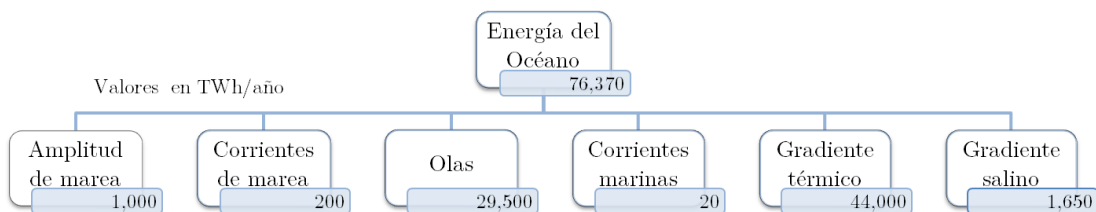


Figura 2.8: Potencial de la energía oceánica.

2.3.1. Amplitud de marea

La energía oceánica por amplitud de marea es la energía potencial creada por la diferencia de altura en el nivel del mar entre la marea alta y la marea baja. El ascenso y descenso periódico del mar permite almacenar la marea alta en un embalse o presa y descargar la marea baja a través de turbinas hidráulicas convencionales (generalmente de baja altura). Si la operación es en flujo y reflujo las turbinas serán bidireccionales.

El fenómeno de la marea ocurre dos veces por día y como es causado por la atracción gravitatoria del Sol y la Luna, en combinación con la rotación de la Tierra, la amplitud de marea es un recurso muy predecible y poco intermitente. El mapa de la Figura 2.9 muestra el potencial promedio de la amplitud de marea en el mundo. De acuerdo con el estado del arte [6] se requiere una amplitud de marea de al menos 4 metros para aprovechar este recurso. En México, el alto Golfo de California registra una amplitud de marea de 6 metros [20].

La tecnología por amplitud de marea, ya anteriormente señalado, es la única energía oceánica que ha alcanzado la madurez y comercialización. Los dos proyectos a gran escala son las plantas mareomotrices de la Rance y Sihwa Lake (Figura 2.10), en ambos casos, para amortizar los grandes costos se construyó una carretera a lo largo del estuario.

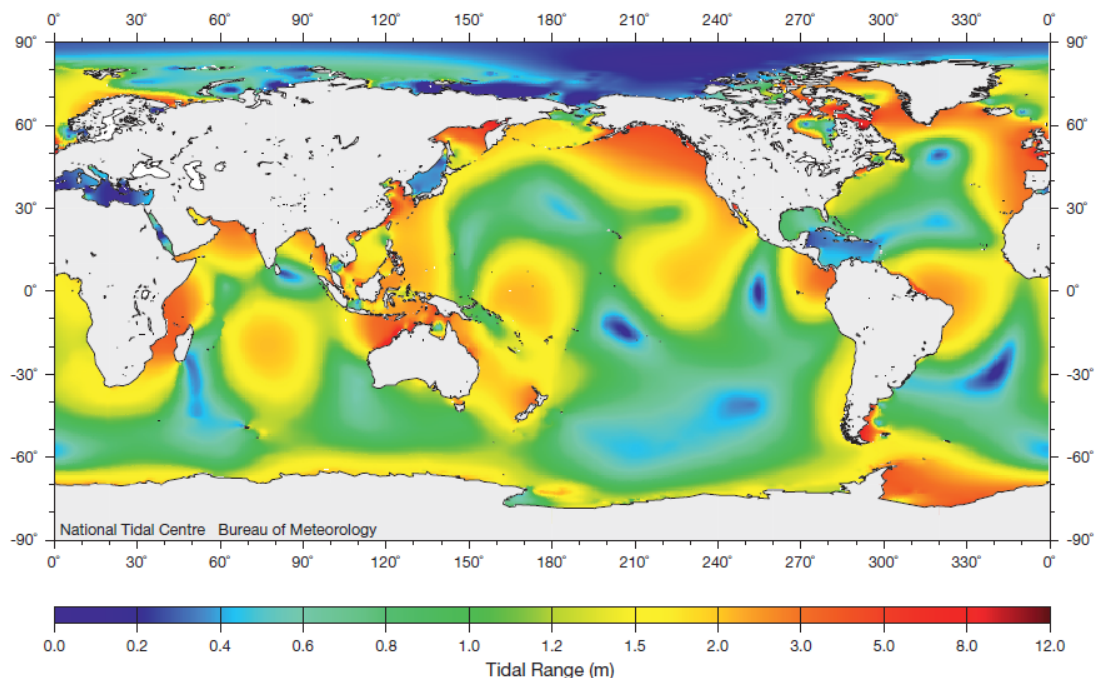


Figura 2.9: Potencial global de la amplitud de marea. Fuente: [11].



Figura 2.10: Planta mareomotriz Sihwa Lake, 254 MW (flujo y reflujó).

Fuente: asinews.co.kr

2.3.2. Corrientes de marea

La energía oceánica por corrientes de marea consiste en capturar la energía cinética de las corrientes (horizontales) de flujo y reflujó, producidas por el ciclo de las mareas. Generalmente, las corrientes de marea pueden aprovecharse cerca de la costa y particularmente donde hay constricciones topográficas, como estrechos e islas.



Figura 2.11: Turbina de corriente mareomotriz, Andritz Hydro Hammerfest.
(Generador de inducción de 500 - 2,000 kW, profundidad de 35 - 100 m y peso de 150 t.)

Fuente: andritzhydrohammerfest.co.uk.

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO



Figura 2.12: Proyecto de parque mareomotriz en West Islay, Escocia.
(Fase I [demostración]: 6 MW; Fase II: 30 turbinas de 1 MW; Fase III: 400 MW)

Fuente: power-technology.com.

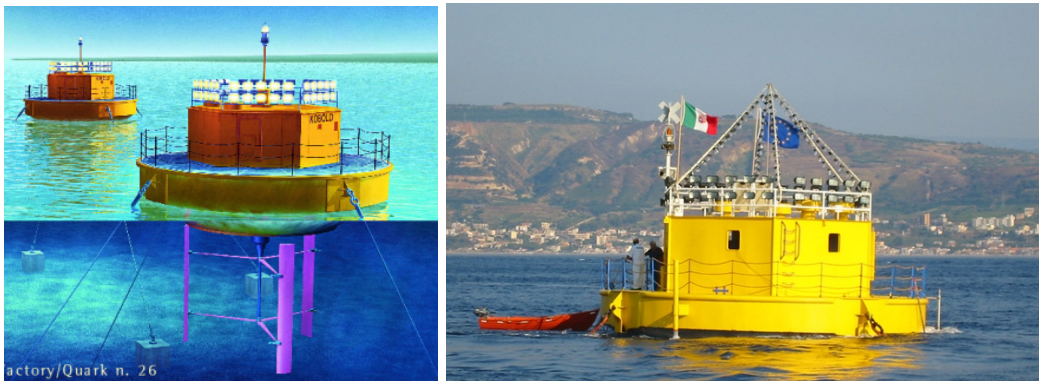


Figura 2.13: Turbina vertical de corriente mareomotriz, Kobol.
(Instalada en el Estrecho de Mesina, Italia: turbina de 6 m de diámetro y 60 kW.)

Fuente: seapowerscrl.com.

Las turbinas de corriente mareomotriz, como las de las Figuras 2.11, 2.12 y 2.13, que convierten la energía cinética del flujo de agua en electricidad utilizan el mismo principio de las turbinas eólicas para transformar la energía cinética del flujo de aire (viento). Pese a que en los últimos años ha habido una convergencia hacia las turbinas de eje horizontal, la mayoría son diseños de turbinas eólicas modificadas para adaptarse a una mayor densidad energética y al medio ambiente circundante (ver Figura 2.14); las principales diferencias están en el modo de anclaje (montadas al lecho marino o flotante). En tal sentido, la madurez de la energía por corrientes de marea puede compararse con las primeras etapas de la energía eólica hace algunas décadas.

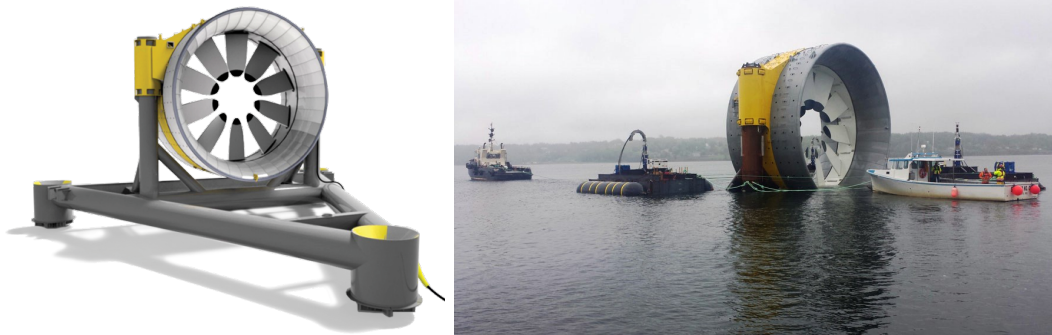


Figura 2.14: Turbina de corriente mareomotriz, OpenHydro (de centro abierto).
 (Generador de imanes permanentes de 2,000 kW, rotor de 16 m de diámetro y peso de 1,000 t, incluyendo la base de 700 t) Fuente: *capesharptidal.com*.

Las corrientes de marea se mueven mucho más lento que el viento, pero debido a su densidad acarrean bastante energía, por ejemplo: para una misma área, una corriente de 5.5 m/s ejerce la misma fuerza que un viento de 48.89 m/s [21]. En general, las corrientes de marea deben alcanzar velocidades de flujo de al menos 1.5 a 2 m/s para que las turbinas de corrientes de marea funcionen de manera efectiva [11]; la potencia extraída depende de la velocidad de la corriente y del tamaño de la turbina (ver Figura 2.15) [22]. En la actualidad las turbinas hidrocinéticas son de capacidad pequeña (menores a 3 MW) y modulares para un despliegue matricial.

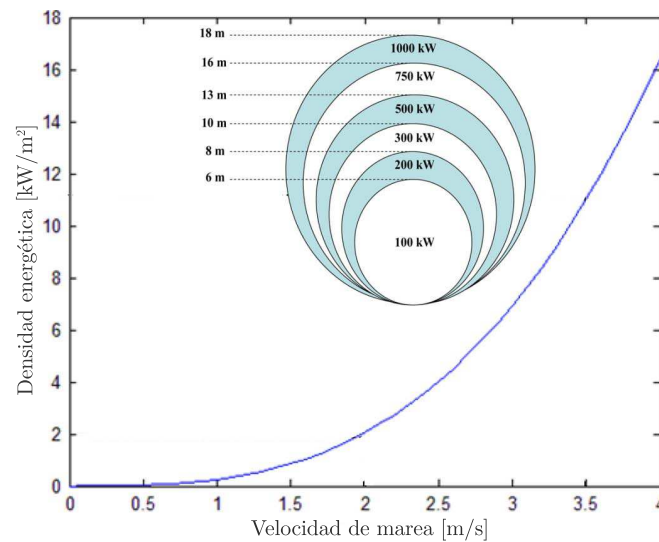


Figura 2.15: Potencia extraída de las corrientes de marea Fuente: [22]

2.3.3. Corrientes marinas

Las corrientes oceánicas o marinas fluyen alrededor de los océanos del mundo (ver Figura 2.16). Son impulsadas por las distribuciones latitudinales de los vientos y la circulación oceánica termohalina¹. Aunque a menudo se localizan en sitios profundos tienden a operar con mayor fuerza cerca de la superficie y, a diferencia de las corrientes de marea, son estacionales, unidireccionales y de movimiento lento (aproximadamente de 1 m/s) pero más continuas. Se ha sugerido el potencial de generar energía de carga base a partir de este recurso, debido a la naturaleza constante de algunas corrientes oceánicas [11].

La energía por corrientes marinas opera bajo el mismo enfoque hidrocínético que el de las turbinas de corrientes mareomotriz, pero debido a la profundidad del océano y a la ubicación de las corrientes oceánicas, las turbinas para corrientes marinas tendrán que instalarse con sistemas flotantes o sumergidos, lejos de la costa. En la actualidad, la etapa de maduración tecnológica para las corrientes marinas es incipiente, aún no se tiene la capacidad de generar electricidad a partir de corrientes lentas. Hasta el año 2014 no había ningún prototipo a escala real probado o demostrado en cualquier parte del mundo [11].

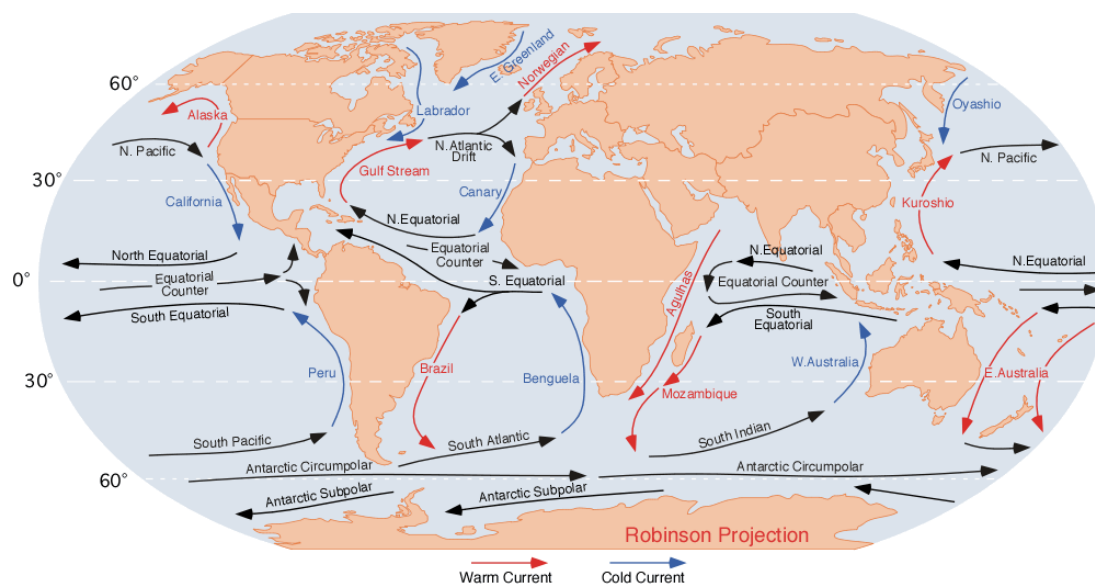


Figura 2.16: Corrientes marinas del mundo.

Fuente: *physicalgeography.net*.

¹ La circulación termohalina es la parte de la circulación oceánica que es impulsada por los gradientes de densidad, producto de la temperatura y la salinidad del agua de mar. La densidad decrece cuando aumenta la temperatura y crece con la salinidad.

2.3.4. Olas

Las olas se generan por la acción del viento sobre la superficie del mar; sus condiciones más energéticas, como se observa en el mapa de la Figura 2.17, se encuentran, principalmente, entre las latitudes 30° a 60° , en ambos hemisferios (las costas occidentales tienen los mayores niveles de potencia por frente de ola). Con una densidad energética mayor que la de las energías eólica y solar: $2\text{-}3\text{ kW/m}^2$ sobre $0.4\text{-}0.6\text{ kW/m}^2$ y $0.1\text{-}0.2\text{ kW/m}^2$, respectivamente [23, 24], el potencial técnico mundial de la energía de las olas se estima en $29,500\text{ TWh/año}$ [4].

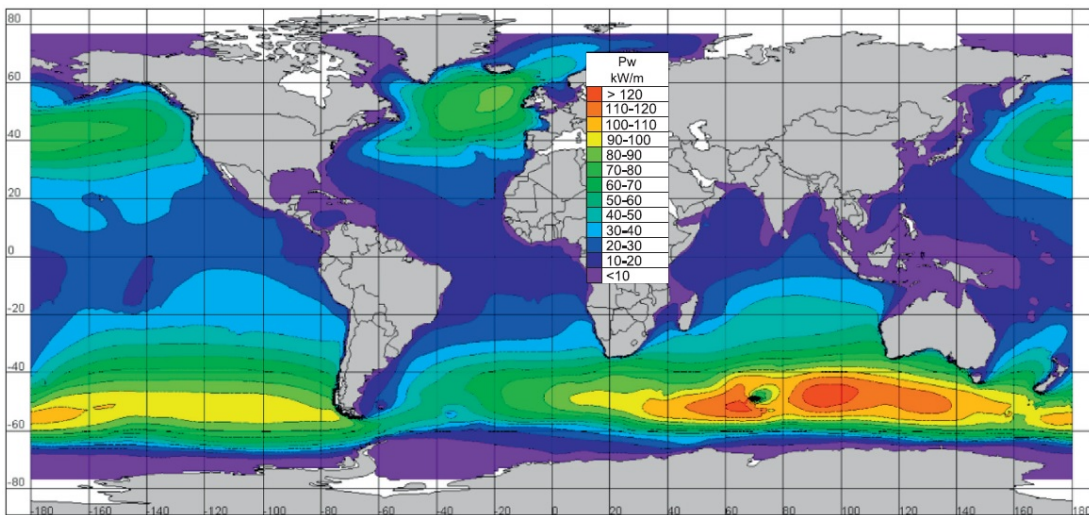


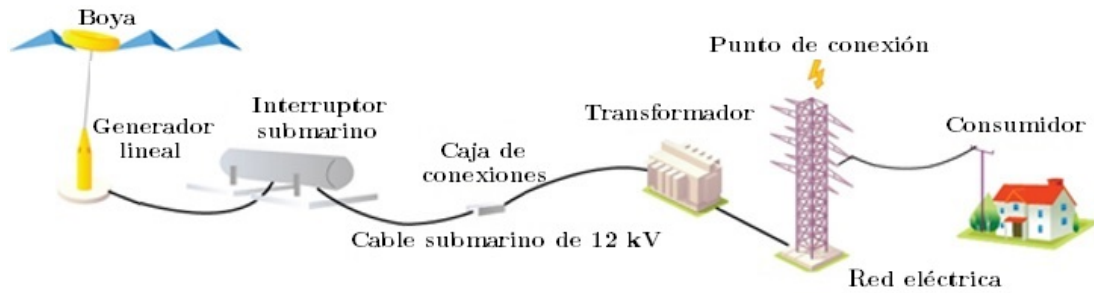
Figura 2.17: Potencial promedio por frente de ola en el mundo. Fuente: [23].

Los convertidores de energía de las olas (WEC)¹ transforman la energía cinética y potencial de las olas en electricidad. Por la naturaleza diversa de las olas no existe un consenso sobre el diseño de los WEC, por el contrario, la variedad en los dispositivos se ajusta a las condiciones locales de operación, pero en general, al igual que las turbinas hidrocinéticas, aún son de capacidad pequeña (menores o iguales a 1 MW) y modulares para un despliegue matricial. En el presente, el flujo de potencia por frente de ola para una operación eficiente de los WEC es de 15 a 75 KW/m [4] (ver mapa de la Figura 2.17).

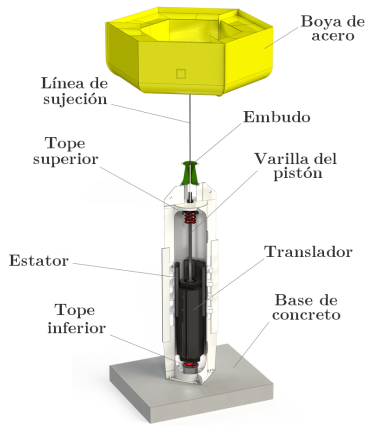
En los últimos años, los prototipos desarrollados a gran escala han aumentado las expectativas sobre el potencial de la energía de las olas; por ejemplo, el proyecto en Sotenäs, Suecia, con una capacidad instalada de 3 MW , se convirtió en el primer parque de energía de las olas conectado a una red eléctrica (ver Figura 2.18).

¹Los WEC se explicaran a detalle en la Sección 3.2

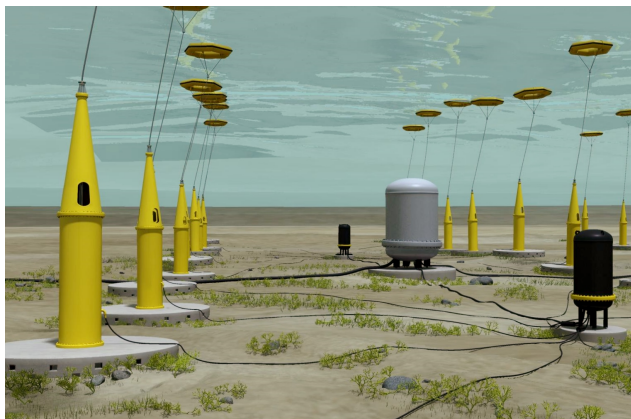
2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO



(a) Integración a la red eléctrica: interruptor y cable submarino de 10 km.



(b) WEC.



(c) Arreglo de 36 WEC a 50 m de profundidad.



(d) WEC.

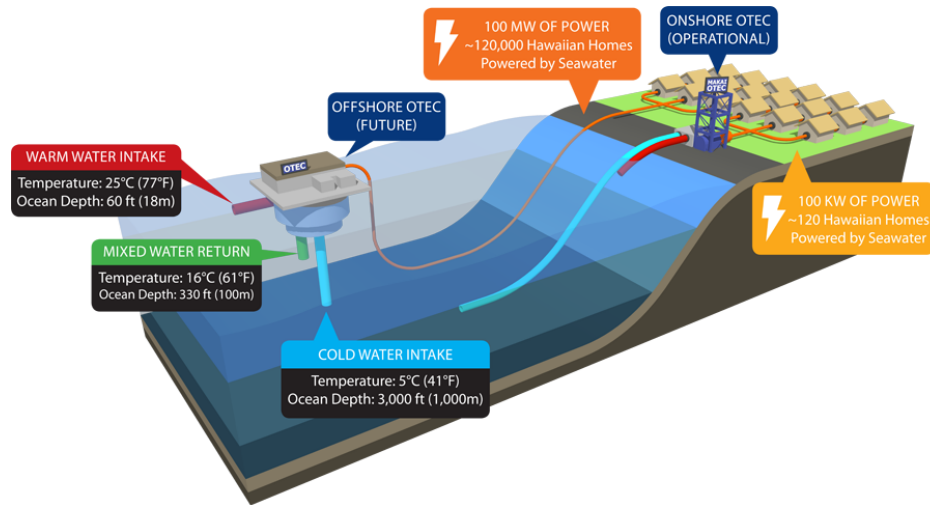


(e) Boya.

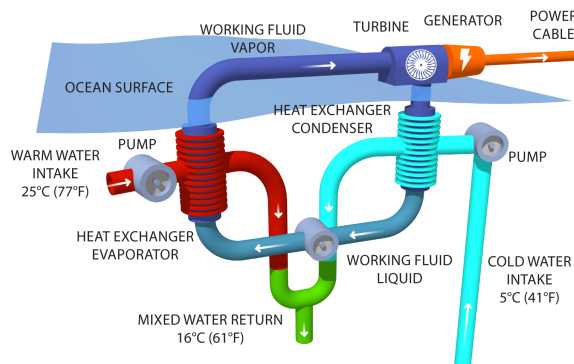
Figura 2.18: Parque de energía de las olas en Sotenäs, Suecia.
(Capacidad instalada de 3 MW) Fuente: seabased.com.

2.3.5. Gradiente térmico

La conversión de energía térmica oceánica (OTEC, por sus siglas en inglés) utiliza la diferencia de temperatura que surge de la energía solar almacenada como calor en las aguas superficiales del mar y el agua de mar más fría, generalmente, a profundidades mayores a 1,000 m (y aproximadamente a 4 °C), para producir vapor y mover una turbina que acciona un generador eléctrico [11]. Existen dos ciclos de operación: cerrado, donde el agua cálida del mar evapora un líquido de trabajo de bajo punto de ebullición; y abierto, donde el agua de mar hierve en una cámara de vacío para acelerar la evaporación (ver Figura 2.19).



(a) Terrestre (100 kW) y en alta mar (100 MW).



(b) Ciclo cerrado, con amoníaco.

Figura 2.19: Planta de energía OTEC en Makai, Hawái. (Terrestre: 100 kW, en operación e integrada a la red desde 2015. En alta mar: 100 MW, en planificación) Fuente: makai.com.

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

La tecnología OTEC requiere de un gradiente térmico cercano a los 20 °C, por lo que, como se aprecia en el mapa de la Figura 2.20, sólo es posible en los mares tropicales (en latitudes de 0 a 40°, a cada lado del ecuador); coincidentemente, su distribución es complementaria con la energía de las olas. Aunque existe una ligera variación estacional en el gradiente térmico, el recurso puede asumirse continuo y disponible para generar energía de carga base. El potencial teórico, estimado en 44,000 TWh/año, es el más alto de las tecnologías oceánicas [4]. No obstante su vasto potencial, la energía por gradiente térmico se encuentra en los primeros niveles de I+D, principalmente, por su baja densidad energética, los altos costos de inversión y por el posible impacto ambiental.

Entre los beneficios derivados de las plantas OTEC se encuentran aplicaciones de desalinización (ciclo abierto) y el uso del agua fría del mar para maricultura, refrigeración y aire acondicionado.

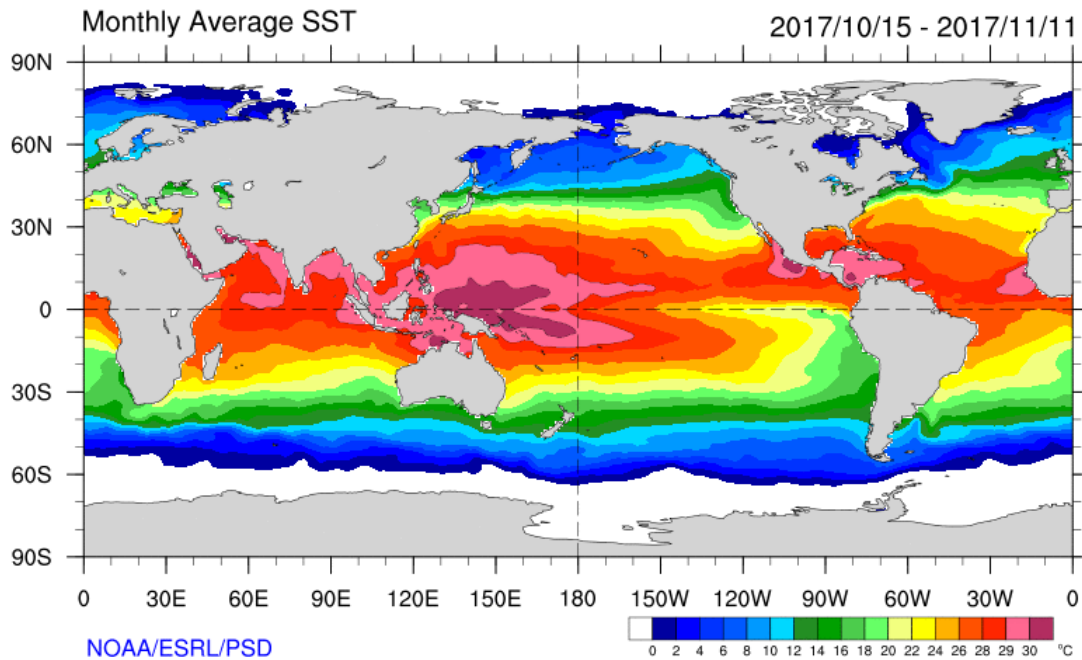


Figura 2.20: Temperatura promedio del mar. Fuente: *esrl.noaa.gov*.

2.3.6. Gradiente salino

La energía oceánica por gradiente salino (o también llamada potencia osmótica) aprovecha el potencial químico debido a la diferencia de concentración salina entre el agua de mar (30 - 50 ppt¹) y el agua dulce (0.5 ppt) para generar electricidad.

¹Partes por mil, ppt por sus siglas en inglés

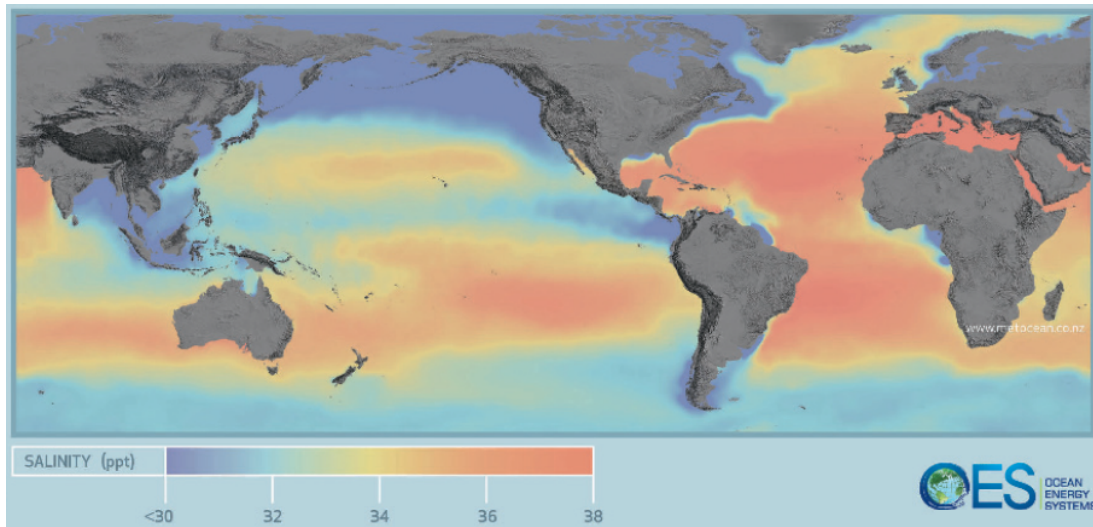


Figura 2.21: Concentración salina del agua de mar en el mundo. Fuente: [11].

El mapa de la Figura 2.21 presenta la concentración salina del mar en el mundo. Los mayores potenciales del gradiente salino se ubican en las desembocaduras de los ríos, donde los grandes volúmenes de agua fluyen hacia el mar. El potencial teórico mundial se estima en 1,650 TWh/año [4].

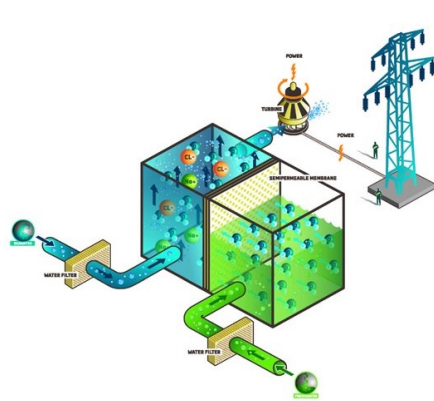
Aunque la energía por gradiente salino puede ser extraída de varias formas, existen dos métodos prácticos [21] para aprovechar la potencia osmótica:

- Ósmosis por presión retardada (PRO, por sus siglas en inglés): el método consiste en colocar una membrana semipermeable (que permita el paso del agua, pero no de las sales) entre dos fluidos de diferente contenido salino. El agua dulce fluirá a través de la membrana hacia una cámara con agua salada, incrementando la presión en ella para impulsar una turbina y un generador. Ver Figura 2.22(a).
- Electrodialísis inversa (RED, por sus siglas en inglés): en este método el agua fluye entre membranas ion-selectivas colocadas, alternadamente, a modo de batería. Los aniones Cl^- de la sal sólo pueden pasar a través de la membrana de intercambio de aniones, mientras que los cationes Na^+ sólo a través de la membrana de intercambio de cationes, surgiendo una diferencia de potencial entre las cargas positivas y negativas. Ver Figura 2.22(b).

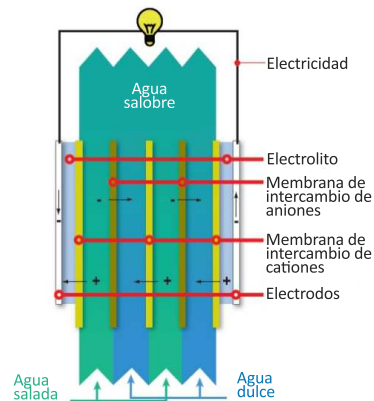
La tecnología por gradiente salino es la energía oceánica menos desarrollada, se encuentra aún en una etapa de concepto y experimentación. El costo de las membranas en comparación con la capacidad de generación eléctrica ha impedido su desarrollo, además, tiene la desventaja que después del proceso no se recupere el agua dulce, por lo que el impacto ambiental debe ser evaluado cuidadosamente [21].

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

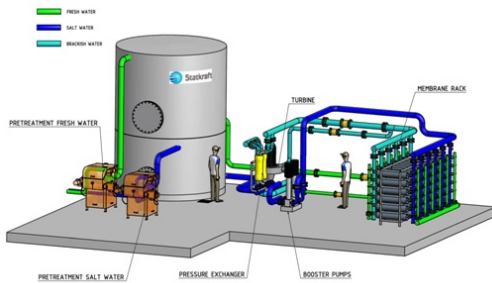
Hasta este momento operan dos plantas piloto: una desde 2009, en Tofte, Noruega (4 kW, tecnología PRO) -ver Figuras 2.22(c) y 2.22(d); y la otra desde 2014, en Afsluitdijk, Holanda (50 kW, tecnología RED) -ver Figuras 2.22(e) y 2.22(f), pero no hay demostraciones a gran escala ni proyectos comerciales en ninguna parte del mundo.



(a) Ósmosis por presión retardada.



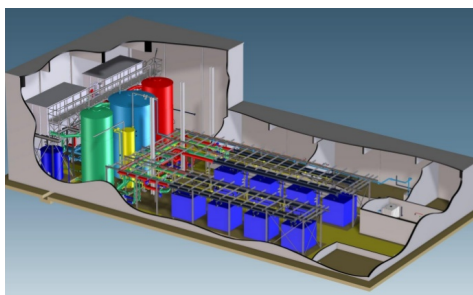
(b) Electrodiálisis inversa.



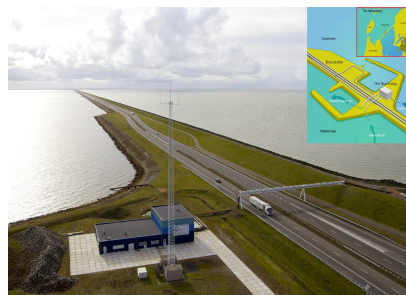
(c) 4 kW, tecnología PRO.



(d) Tofte, Noruega.



(e) 50 kW, tecnología RED.



(f) Afsluitdijk, Holanda.

Figura 2.22: Energía por gradiente salino.

Fuente: *power-technology.com* (a), (c) y (d); *www.redstack.nl* (b), (e) y (f).

2.4. Potencial en México

2.4.1. Superficie marina

La superficie de México está compuesta por la superficie continental y la superficie marítima [25], menos de la mitad del territorio es tierra firme (ver Tabla 2.2). México con su extenso litoral de 11,122 km, sólo detrás de Canadá y Estados Unidos con más costas en América, y con sus 3,149,920 km² de superficie marina (integrada, como lo muestra la Figura 2.23, por el mar territorial y la zona económica exclusiva) tiene en la energía del océano un alto potencial de aprovechamiento.

Territorio nacional en km ²	
Superficie continental	1,960,189
Zona económica exclusiva (incluye islas y mar territorial)	3,149,920
Océano Pacífico	2,320,380
Golfo de México y Mar Caribe	829,540
Plataforma continental extendida en el polígono occidental del Golfo de México	10,570
Total	5,120,679

Tabla 2.2: Extensión territorial de México. Fuente: [25].



Figura 2.23: Superficie marina de México. Fuente: [25].

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCEANO

La Tabla 2.3 muestra que el litoral más largo corresponde al Pacífico y al Golfo de California, perfila once estados y tiene una longitud de 7,828 km. Por su parte, el litoral del Golfo de México y Mar Caribe, con 3,294 km de longitud, recorre seis estados. Estos 17 estados cuentan con 265 municipios costeros, 151 con frente litoral (21 % de la superficie continental) y 114 interiores adyacentes a estos con influencia costera. La zona costera es habitada por aproximadamente el 19 % de la población del país [26].

(a) Litoral.			(b) Municipios costeros.			
	Litoral	km	%	Municipio	Población (2010)	
Pacífico	Baja California	1,493	13.4	Frente litoral	151	17,403,408
	Baja California Sur	2,131	19.2	Con influencia costera	114	5,051,450
	Sonora	1,209	10.9	Total	265	22,454,858
	Sinaloa	622	5.6			
	Nayarit	296	2.7			
	Jalisco	351	3.2			
	Colima	142	1.3			
	Michoacán	228	2.0			
	Guerrero	522	4.7			
	Oaxaca	568	5.1			
	Chiapas	266	2.4			
	Subtotal	7,828	70.4			
	Atlántico	Tamaulipas	433	3.9		
Veracruz		720	6.5			
Tabasco		200	1.8			
Campeche		425	3.8			
Yucatán		340	3.1			
Quintana Roo		1,176	10.6			
Subtotal	3,294	29.6				
Total	11,122	100.0				

Tabla 2.3: Litoral de México.

2.4.2. Inventario Nacional de Energías Renovables

Gracias a las características geográficas de México se cuenta con zonas de gran potencial energético [16, 21]; pero coinciden con áreas de gran valor ambiental, enorme diversidad biológica e importancia socioeconómica. En consecuencia, es trascendente evaluar el impacto ambiental [27] y socioeconómico [9], así como la presencia de ciclones para una adecuada instalación, operación y mantenimiento de los dispositivos de energía oceánica [28, 29]. Además, los materiales de los subsistemas y componentes deben ser de alta resistencia al daño mecánico y a la corrosión marina [30].

En México no existen grandes antecedentes en la I+D de tecnología para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes marinas. “Más aún, la principal problemática a considerar es la cuantificación de forma precisa de la disponibilidad de los recursos energéticos marinos en México y la identificación de los sitios de mayor potencial para el aprovechamiento eficiente de fuentes de energía del océano. Es así que el primer reto tecnológico a enfrentar es la implementación/mejora de las mediciones y datos disponibles para establecer las variaciones espacial y temporal de la energía del océano a una escala global, nacional y local y definir sitios clave para la extracción de las fuentes de energía” [16].

Dentro de los instrumentos para impulsar la participación de las energías renovables en la industria eléctrica se encuentra el Inventario Nacional de Energías Renovables, que establece y actualiza “las zonas con alto potencial que se encuentran a distancias convenientes de la Red Nacional de Transmisión, a partir de factores técnicos, como la disponibilidad del recurso, latitud, altitud, entre otros, así como restricciones territoriales relacionadas con la protección al medio ambiente y el uso del suelo” [19]. Respecto a la energía oceánica, este instrumento, hasta el momento y de manera preliminar, sólo evalúa el potencial energético promedio del oleaje, identificando en los mapas de las Figuras 2.24, 2.25 y 2.26 la altura significativa, el periodo y la densidad de potencia, respectivamente. Los sitios que podrían ser viables se ubican principalmente en la ribera occidental de Baja California, donde existe una densidad de potencia por arriba de 15 kW/m, definiendo a las playas de Rosarito como la mejor ubicación. Este sitio junto con otros pequeños proyectos de energía mareomotriz suman, con una capacidad instalada de 509 MW, un potencial probable¹ de 1,057.44 GWh/año (ver Tabla 2.4) [31].

Inventario de Proyectos Potenciales para la Generación de Electricidad por Energías Renovables								
Entidad Estatal: Todos los Estados		Tipo de Energía: Oceánica		Consultar		Consulta Avanzada		
Nota: La información contenida se encuentra actualizada a junio de 2015.								
ESTADO	MUNICIPIO	PROYECTO	TIPO	CLASIFICACIÓN	SUBCLAS	CAPACIDAD INSTALABLE (MW)	POTENCIAL (GWh/a)	FUENTE
Baja California	Isla Montague	Rio Colorado	Mareomotriz	Probable	Estudios	3.00	6.48	CFE
Baja California	Playa Rosa	Playas de Rosarito	Undimotriz	Probable	Estudios	500.00	1 038.00	CFE
Baja California	Ensenada	El Sauzal de Rodríguez	Undimotriz	Probable	Estudios	0.00	0.00	CFE
Baja California	Mexicali	Alto Golfo de California	Mareomotriz	Probable	Estudios	3.00	6.21	CFE
Baja California Sur	Cabo San Lucas	Cabo Falso B.C.S.	Undimotriz	Probable	Estudios	0.00	0.00	CFE
Quintana Roo	Playa del carmen	Canal de Cozumel	Mareomotriz	Probable	Estudios	0.00	0.00	CFE
Sonora	Puerto Peñasco	Bahía Adair	Mareomotriz	Probable	Estudios	3.00	6.75	CFE
Sonora	Cabo topoca	Canal del Infiernillo	Mareomotriz	Probable	Estudios	0.00	0.00	CFE

Tabla 2.4: Proyectos potenciales de energía oceánica en México. Fuente: [31].

¹ Indica que cuenta con estudios directos e indirectos de campo, pero que no cuenta con suficientes estudios que comprueben su factibilidad técnica y económica.

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

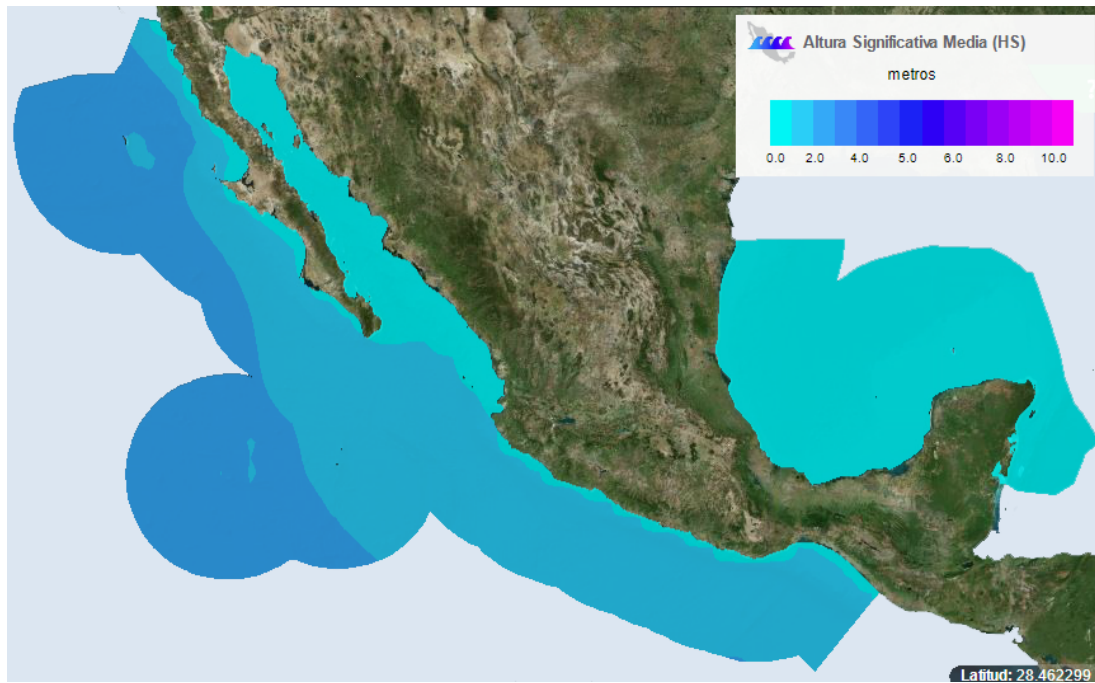


Figura 2.24: Altura significativa media del oleaje en México. Fuente: [31].

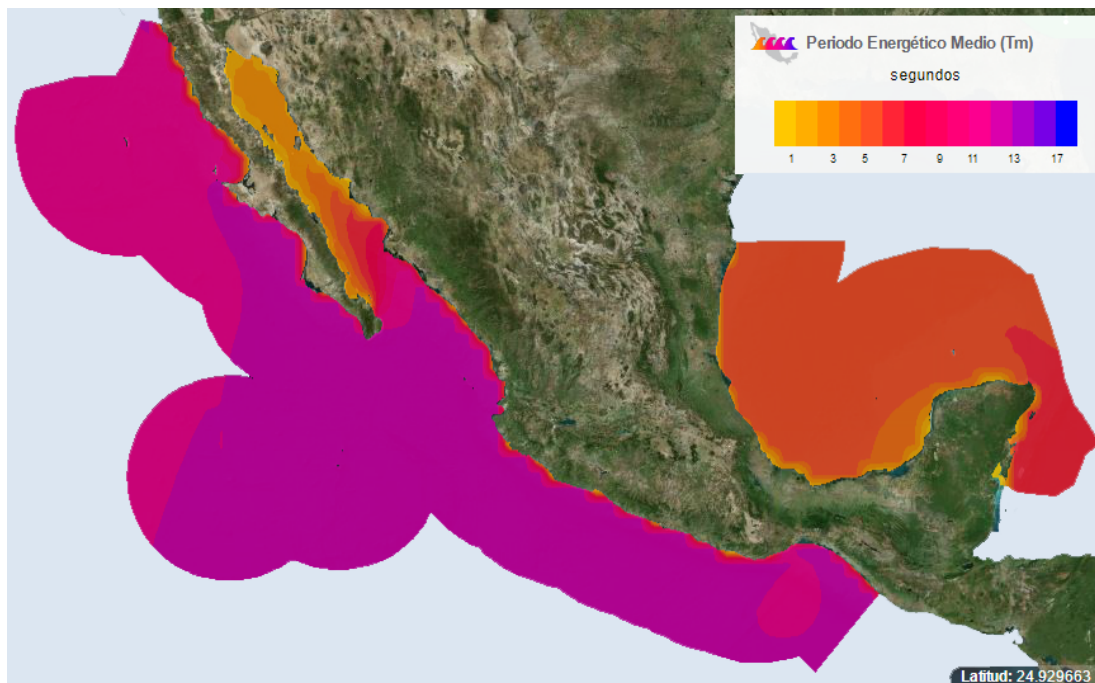


Figura 2.25: Periodo promedio del oleaje en México. Fuente: [31].



Figura 2.26: Densidad de potencia promedio del oleaje en México. Fuente: [31].

2.4.3. CEMIE-Océano y otros trabajos de investigación

De acuerdo con los trabajos de investigación [20], [32] y [33] y los primeros reportes técnicos del CEMIE-Océano [21] se han definido los siguientes sitios potenciales para la generación de electricidad por medio de la energía marina:

- Golfo de California

El Golfo de California, además de su valor ecológico y de biodiversidad¹, como se ha mencionado anteriormente, tiene un gran potencial energético (y una baja incidencia de huracanes). La amplitud de marea de 6 m (en 6 horas) aproximadamente², presente desde Puerto Peñasco y San Felipe hasta el norte del Golfo de California, provoca fuertes corrientes de marea en las zonas más estrechas del Golfo, tales como el Canal del Infiernillo, frente a la Isla Tiburón; el Canal Ballenas, frente a la Isla Ángel de

¹ Las Islas y Áreas Protegidas del Golfo de California fueron declaradas Patrimonio de la Humanidad por la UNESCO en el año 2005.

²La resonancia hidráulica, fenómeno poco frecuente en la naturaleza, provoca que la marea “a la entrada del Golfo, frente a Mazatlán y Los Cabos, viaje a una velocidad tal que el tiempo que le toma en alcanzar la cabecera del Golfo y regresar coincide con el periodo de subida y bajada de la marea. Esto provoca que una marea de 1.2 m en Mazatlán se amplifique a más de 6 m en el extremo norte del Golfo de California” [20].

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

la Guarda, y el estrecho entre dichas islas (ver Figura 2.27). El potencial técnico por amplitud de marea, sin considerar el impacto ambiental, se ha estimado en una densidad energética de 50 MWh/km^2 y en una potencia media de 15 MW/km^2 ; para corrientes de marea se estima en 5 MWh/km^2 [20]. La Figura 2.28(b) presenta cuatro posibilidades de construcción de un dique entre la península y el continente para el aprovechamiento de la amplitud de marea, pero es de suma importancia considerar el impacto ambiental, pues la zona está junto a una área natural protegida (ver Figura 2.28(a)).

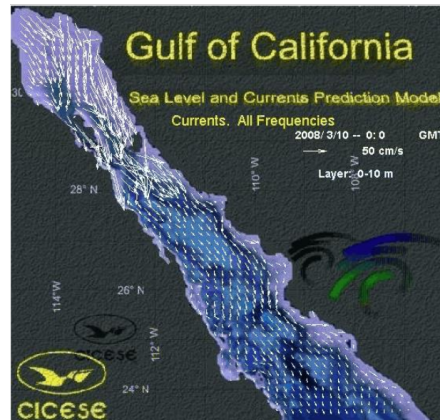
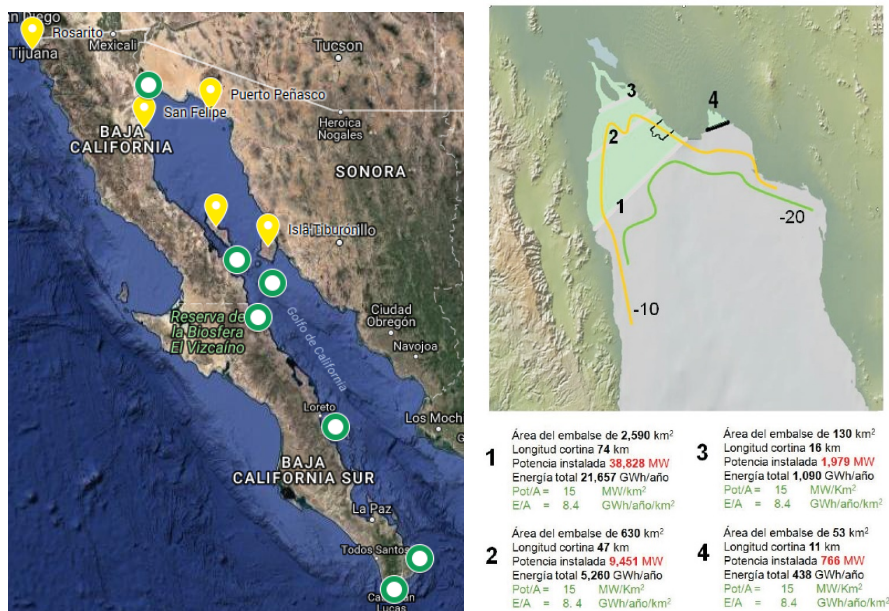


Figura 2.27: Corrientes de marea en el Golfo de California. Fuente: [21].



(a) Áreas protegidas (en verde).

(b) Alto Golfo.

Figura 2.28: Sitios potenciales en el Golfo de Baja California. Fuente: [20].

- Mar Caribe

De acuerdo con las Tablas 2.5 y 2.6 y con el mapa de la Figura 2.29 se han identificado algunos sitios potenciales en el Mar Caribe para el aprovechamiento de la energía oceánica [33]. El gradiente térmico está dentro de los parámetros de operación de las tecnologías existentes. El oleaje tiene un potencial promedio de 7.57 kW/m; los WEC funcionarían, pero en su nivel inferior. Aunque todavía se realizan estudios para definir el potencial, se estima que las corrientes marinas de Yucatán y de Cozumel poseen un gran potencial energético (de momento se calcula una velocidad media de 1.2 m/s). El gradiente salino, con un potencial técnicamente disponible, aún es una tecnología muy cara y en desarrollo.

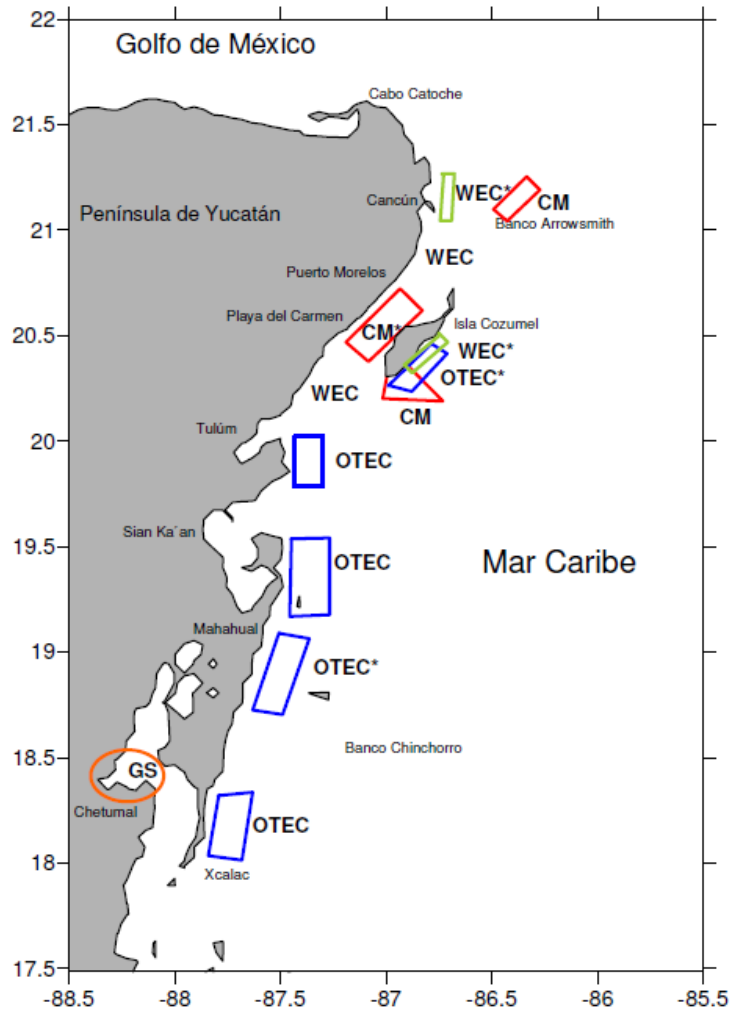


Figura 2.29: Sitios potenciales en el Mar Caribe Mexicano. (En rojo, corrientes marinas; en verde, oleaje; en azul, OTEC; y en naranja, gradiente salino). Fuente: [33].

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCEANO

Tecnología	Parámetro	Unidades	Estado del arte	Caribe Mexicano	Posibilidad técnica Caribe Mexicano
Mareomotriz (Flujo y reflujos)	Rango promedio de mareas	m	6.1	0.185	No
	Promedio mínimo de mareas	m	3.9	0.046	
	Promedio máximo de mareas	m	11	0.317	
	Relación potencia-área turbina generador a 5 ms^{-1}	MWm^{-2}	0.445	na	
Corrientes de marea y corrientes marinas	Velocidad promedio de corrientes a profundidades no mayor a 40 m	ms^{-1}	2.8	≈ 1.5	Posible en algunas zonas del Caribe Mexicano: Canal de Cozumel
	Velocidad máxima promedio	ms^{-1}	3.3	≈ 1	
	Velocidad mínima promedio	ms^{-1}	2.5	≈ 0.5	
	Área para generar 1 MW a 2.5 ms^{-1}	m^2	300	na	
	Relación de concentración en área tobera - área turbina	Adim.	2	na	
Olas (Undimotriz)	Profundidad promedio de operación no continentales	m	30	na	Sí, pero trabajando en límite inferior de diseño de los dispositivos actuales: altura de ola y periodo de energía
	Profundidad mínima	m	25	na	
	Profundidad máxima	m	50	na	
	Densidad energética (Pelamis Wave Power Ltd)	MWkm^{-2}	30	na	
	Altura significativa (H_s) de operación	m	0.75 - 7.25	1.4 - 1.9	
	Periodo de energía (T_e) de operación	s	5.5 - 15.5	5 - 5.8	
Gradiente térmico (OTEC)	El rango de operación de los dispositivos estudiados	kWm^{-1}	5 a 60	na	Si
	El gradiente térmico promedio $\Delta T_{\text{ideal}} = (T_{\text{superficie}} - T_{\text{fondo}})$	$^{\circ}\text{C}$	24	23	
	ΔT mínimo utilizado	$^{\circ}\text{C}$	13.5	21.9	
	Consumo agua de fondo a 2°C por cada 1 MW	m^3s^{-1}	2	na	
	Consumo agua superficial a 24°C por cada 1MW	m^3s^{-2}	4	na	
	Profundidad de extracción de agua fría	m	500 - 100	700	
	Distancia máxima de la costa a la fuente de agua fría	km	10	10	
Gradiente salino	Flujo de agua por 1 MW a 35 ups con eficiencia total de 0.5	m^3s^{-1}	1	1.7	Posible
	Rango de conversión de las membranas	Wm^{-2}	4 a 6	na	
	Gradiente salino promedio	ups	35	19.1	
	Altura alcanzada de columna de agua hidrostática teórica	m	243	136	

Tabla 2.5: Parámetros técnicos de la energía oceánica en el Mar Caribe. Fuente: [33].

2.4 Potencial en México

Categoría	Potencial promedio para cada mes												U	Promedio anual bruto	Potencial técnicamente disponible MW_e	Producción anual técnicamente disponible $GW_{t,año}$	Potencia Unitaria	Periodo de medición
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC						
Oleaje, costa aprovechable 250 km	10.80	7.80	9.96	5.43	3.14	4.64	5.60	6.98	2.32	15.50	9.13	8.41	$kWhm^{-1}$	1892 MW	280	1700	$1.12 kW_{jm}^{-1}$	2005-2012
Oleaje, total de la costa 400 km	10.80	7.80	9.96	5.43	3.14	4.64	5.60	6.98	2.32	15.50	9.13	8.41	$kWhm^{-1}$	3000 MW	450	2700	$1.12 kW_{jm}^{-1}$	2005-2013
Gradiente térmico de 10 a 700 m de profundidad	19.50	18.70	18.38	18.44	19.68	20.07	20.54	20.78	21.40	22.20	19.89	19.20	$^{\circ}C$	68.75 PJ	2000	17500	$1.25 kW_{jm}^{-2}$	1980-2010
Gradiente salino	69.4	69.4	16.7	16.7	16.7	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	69.4	69.4	MW	43 MW	43	380	$0.6 kW_{jm}^{-3s^{-1}}$	1999-2010
Corrientes canal de Cozumel para 10 km de frente y 100 m de profundidad	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	MW	920 MW	200	1200	$0.2 kW_{jm}^{-2}$	1996-2000
Corrientes exterior de Cozumel 5 km de frente y 100 m de profundidad	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	MW	*	100	600	$0.2 kW_{jm}^{-2}$	2002-2003
Canal de Yucatán	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	20 GW	*	*	*	$0.125 kW_{jm}^{-2}$	

Tabla 2.6: Inventario de la energía oceánica en el Mar Caribe Mexicano. Fuente: [33].

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

Las corrientes marinas de México simuladas por el CEMIE-Océano [21], promediadas en un periodo de 20 años, de 1993 a 2012, a una profundidad de 10 m, y mostradas en el mapa de la Figura 2.30, corroboran que las corrientes marinas de Yucatán y Cozumel son los flujos de mayor potencial energético.

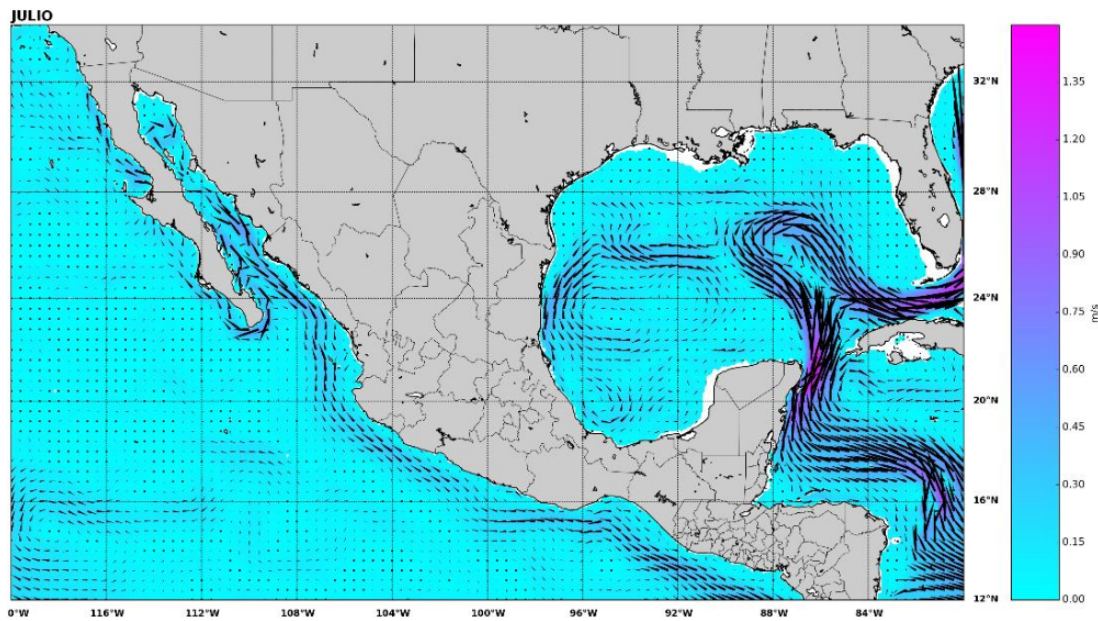
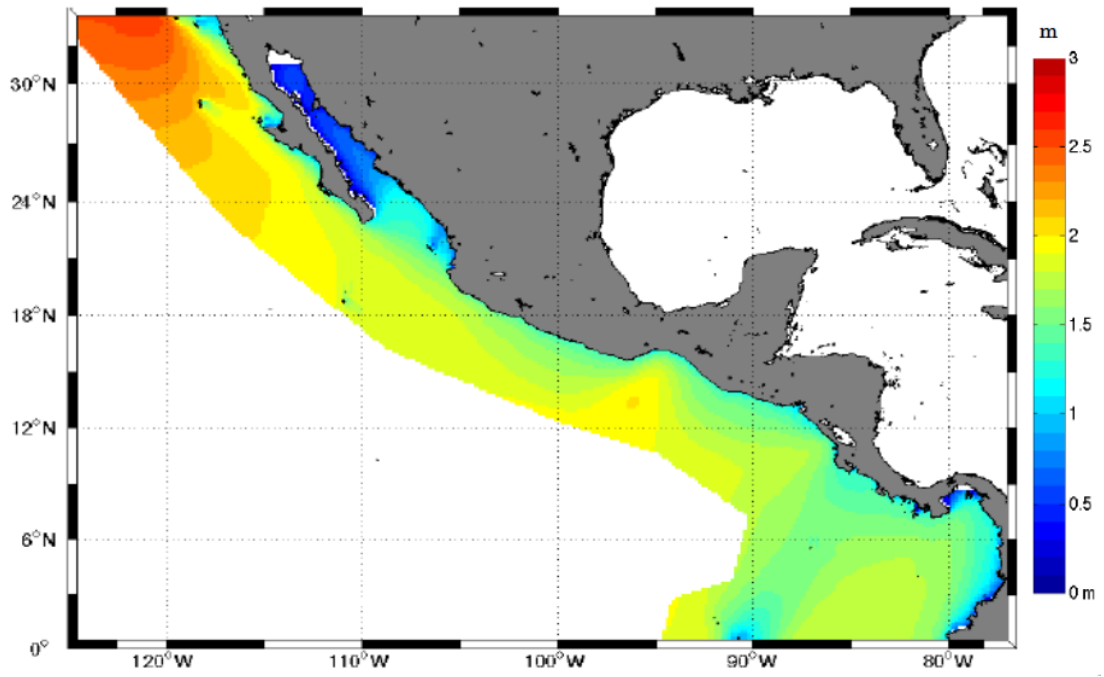


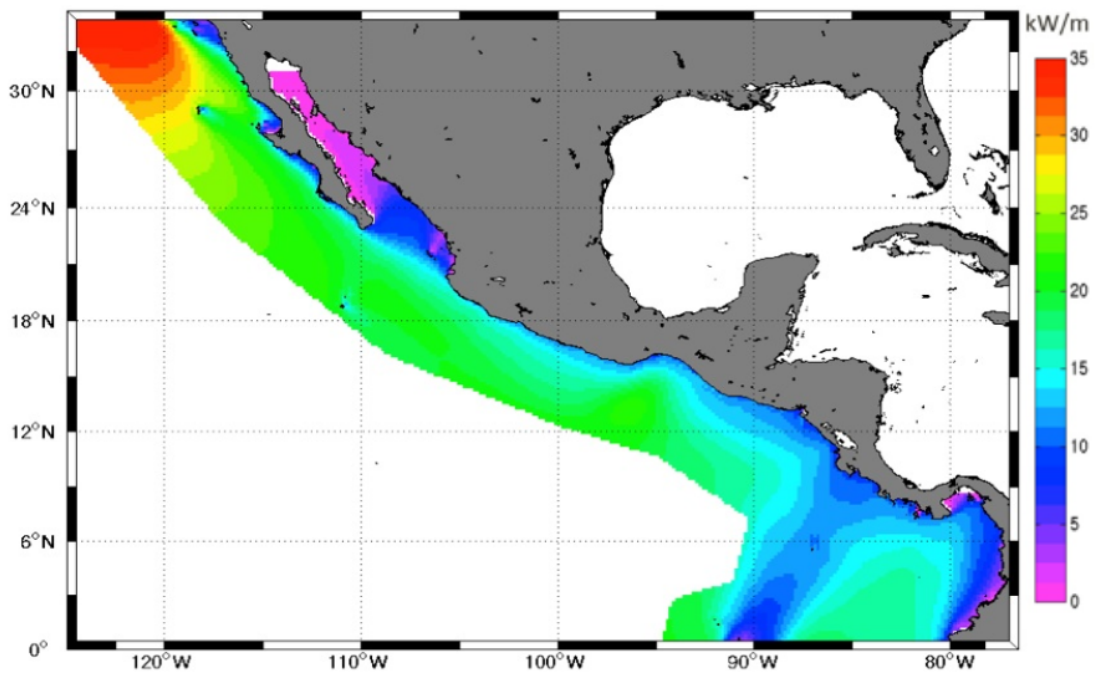
Figura 2.30: Corrientes marinas promedio en México, de 1993 a 2012. Fuente: [21].

- Otros sitios

Los avances de los primeros reportes técnicos del CEMIE-Océano contienen la evaluación de las condiciones del oleaje en el Pacífico [21]: simulaciones numéricas realizadas mediante el software WaveWatch III para un periodo de tiempo entre 1994 a 2012, cuya variabilidad temporal y espacial, mostrada en los mapas de la Figura 2.31, coincide con el potencial del oleaje presentado anteriormente. Respecto a los gradientes térmico y salino, en los reportes técnicos correspondientes, se identificaron seis y tres sitios potenciales, respectivamente. En el mapa de la Figura 2.32, los indicadores en rojo (Isla San José, Isla Partida e Isla Cerralvo, en Baja California Sur; Bahía de Banderas, Nayarit; Puerto Ángel, Oaxaca; y Cozumel, Quintana Roo) corresponden a sitios potenciales en gradiente térmico; los puntos amarillos (la desembocadura del río Jamapa, Veracruz; la ría Lagartos, Yucatán; y la laguna La Colorada, Oaxaca) son ubicaciones con potencial gradiente salino.



(a) Altura significativa media.



(b) Densidad de potencia media.

Figura 2.31: Potencial del oleaje en la costa occidental de México. Fuente: [21]

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

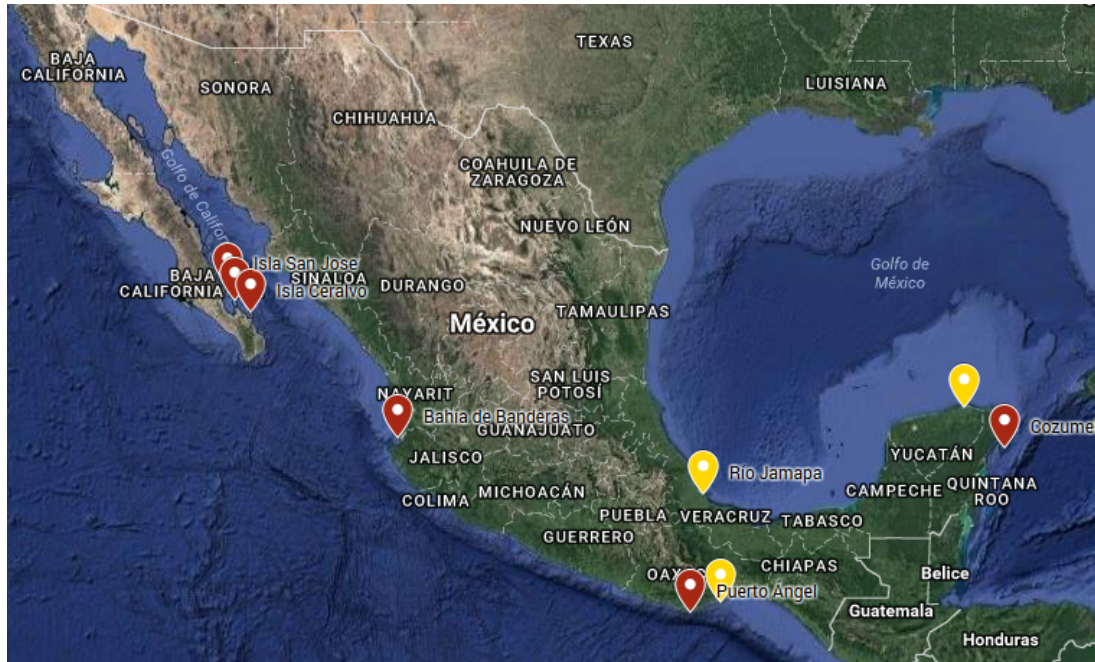


Figura 2.32: Sitios potenciales de gradiente térmico y gradiente salino en México.

2.4.4. Sitios de pruebas

En México, si bien no se han desarrollado por completo, pues se necesita mayor infraestructura e instrumentación, así como la integración a la red eléctrica, se han designado dos sitios de prueba en mar abierto [13]:

1. Puerto Morelos, Yucatán: sitio utilizado por la UNAM para la implementación a pequeña escala de prototipos de corriente marina.
2. Puerto El Zauzal, Baja California: tomando en cuenta el potencial energético del oleaje en el sitio, su baja incidencia de huracanes, la proximidad a la red eléctrica y a una área urbana, así como el bajo impacto ambiental al utilizar la infraestructura existente, se designó este sitio para probar los WEC. Aquí se prevé instalar los primeros dispositivos experimentales para capturar y aprovechar la energía de las olas.

2.5. Impacto ambiental y socioeconómico

En una nueva industria, como la que utiliza energía oceánica, la incertidumbre ocasionada por la escasez de datos para determinar y cuantificar el impacto ambiental y socioeconómico genera una percepción de riesgo alta, atender estas necesidades, aprovechando la experiencia de otras industrias, como la eólica y la petrolera, permitirá un desarrollo sustentable a una escala comercial.

Las tecnologías del océano no emiten directamente dióxido de carbono (CO₂) durante su operación; sin embargo, las emisiones de gases de efecto invernadero (en principio bajas) pueden aparecer durante el ciclo de vida de los dispositivos: en la fabricación, instalación, mantenimiento y desmantelamiento. La interacción de los dispositivos marinos con su entorno dependerá de su tipo, tamaño, instalación y operación. La Tabla 2.7, elabora a partir de [27], enuncia los posibles efectos y el nivel de riesgo entre receptores y factores estresantes.

(a) Efectos.

Receptores	Estrés	Efectos
Animales y hábitats	Presencia física de dispositivos	Colisión con animales marinos (invertebrados, peces, mamíferos y aves).
	Extracción de energía	Fuente de ruido (afecta comunicación, comportamiento y orientación).
	Ruido	Disminución y cambios en el flujo de energía (alteración en la distribución y transporte de sedimentos).
	Campo electromagnético	Efecto de campo electromagnético (comportamiento, orientación, reproducción y migración).
	Químico	Alteración de los hábitats bentónico y de arrecifes.
		Contaminación del agua, por ejemplo: derrame de aceite.
		Desplazamiento de especies marinas.
		Cambios en factores como nutrientes, temperatura, luz, etc.

(b) Riesgo potencial.

Aspectos estresantes	Desarrollo individual	Pequeña escala comercial	Gran escala comercial
Dispositivo estático			
Dispositivo dinámico (marea)			
Dispositivo dinámico (ola)			
Extracción de energía			
Campo electromagnético			
Químico			
	Alto	Medio	Bajo

Tabla 2.7: Impacto ambiental de la energía oceánica.

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCEANO

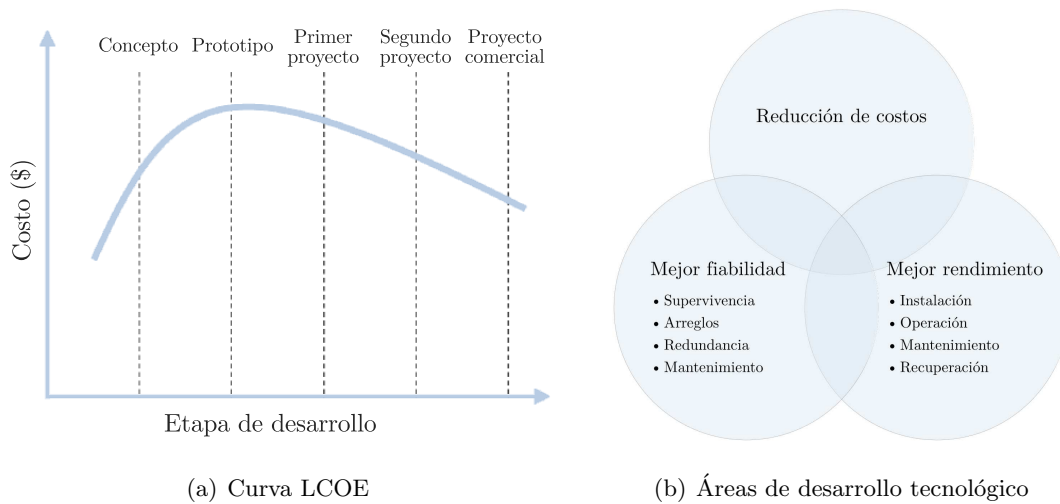


Figura 2.33: Costo del proyecto en función del desarrollo tecnológico.

Fuente: (a)-[34] y (b)-[4].

El impacto socioeconómico se relaciona principalmente con el costo (beneficio) de la electricidad respecto a otras fuentes de energía, con el fortalecimiento del suministro eléctrico y la economía regional; tiene que ver con el bienestar y la calidad de vida de las comunidades: la creación de empleos y su remuneración. Aspectos negativos pueden asociarse a preocupaciones estéticas y pérdida de acceso al espacio marino.

En estos momentos producir electricidad con recursos marinos es muy costoso en comparación con energías convencionales e inclusive con otras fuentes renovables (ver Tabla 2.8 y Figura 2.34), pero la diferencia es típica de una tecnología emergente. Se espera que, como el comportamiento de la curva en la Figura 2.33(a) lo señala, a medida que la tecnología oceánica vaya madurando siga la misma reducción de costos de la energía eólica y solar, cuyo porcentaje de aprendizaje en los últimos 30 años fue de 15 % y 20 % respectivamente [4]. La reducción de costos es quizás el elemento más crítico para garantizar que la energía oceánica compita con otras formas de generación de electricidad. Reducir los costos se integra con los esfuerzos en mejorar la confiabilidad y el rendimiento de los dispositivos (ver Figura 2.33(b)).

De acuerdo con el nivel de maduración tecnológica, la Tabla 2.8 aporta la evaluación del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) para las tecnologías por marea, oleaje y gradiente térmico [34], para corrientes marinas y gradiente salino aún es demasiado temprano para definir una tendencia de costo. El LCOE incluye todos los gastos a lo largo de la vida útil del proyecto y proporciona el valor presente neto del costo unitario de electricidad. La Figura 2.35 expone las curvas de aprendizaje mareomotriz y undimotriz que pronostican la tendencia en la reducción de costos a largo plazo.

Etapa de despliegue	Variable	Ola		Marea		OTEC	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max
Primer arreglo/Primer proyecto	Capacidad del proyecto (MW)	1	27	0.3	10	0.1	5
	CAPEX (US\$/kW)	4000	18100	5100	14600	25000	45000
	OPEX (US\$/kW por año)	140	1500	160	1160	800	1440
Segundo arreglo/Segundo proyecto	Capacidad del proyecto (MW)	1	10	0.5	28	10	20
	CAPEX (US\$/kW)	3600	15300	4300	8700	15000	30000
	OPEX (US\$/kW por año)	100	500	150	530	480	950
	Disponibilidad (%)	85	98	85	98	95	95
	Factor de capacidad (%)	30	35	35	42	97	97
Primer proyecto a escala comercial	LCOE (US\$/MWh)	210	670	210	470	350	650
	Capacidad del proyecto (MW)	2	75	3	90	100	100
	CAPEX (US\$/kW)	2700	9100	3300	5600	7000	13000
	OPEX (US\$/kW por año)	70	380	90	400	340	620
	Disponibilidad (%)	95	98	92	98	95	95
	Factor de capacidad (%)	35	40	35	40	97	97
	LCOE (US\$/MWh)	120	470	130	280	150	280

Tabla 2.8: Costo nivelado de energía para la energía oceánica. Fuente: [34].

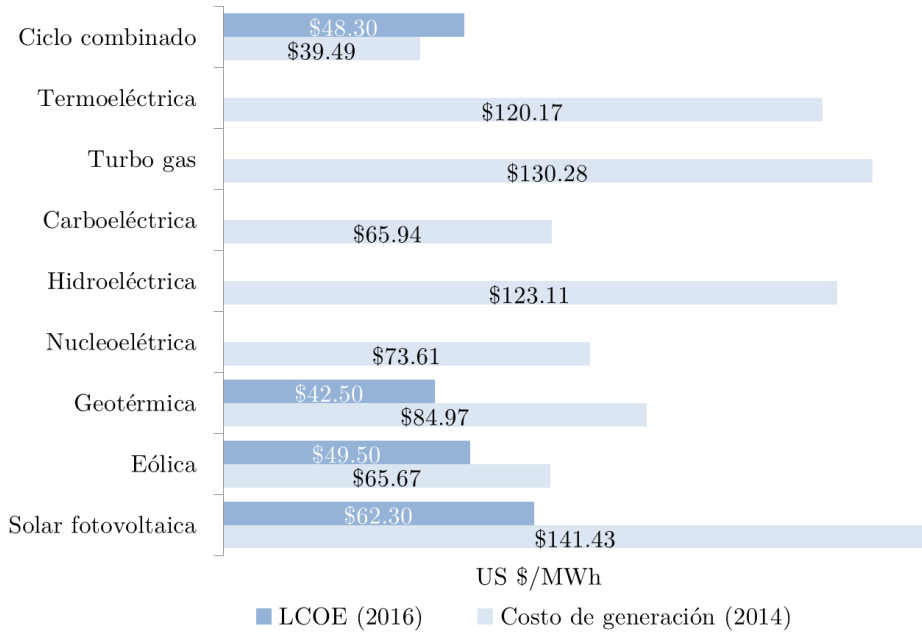
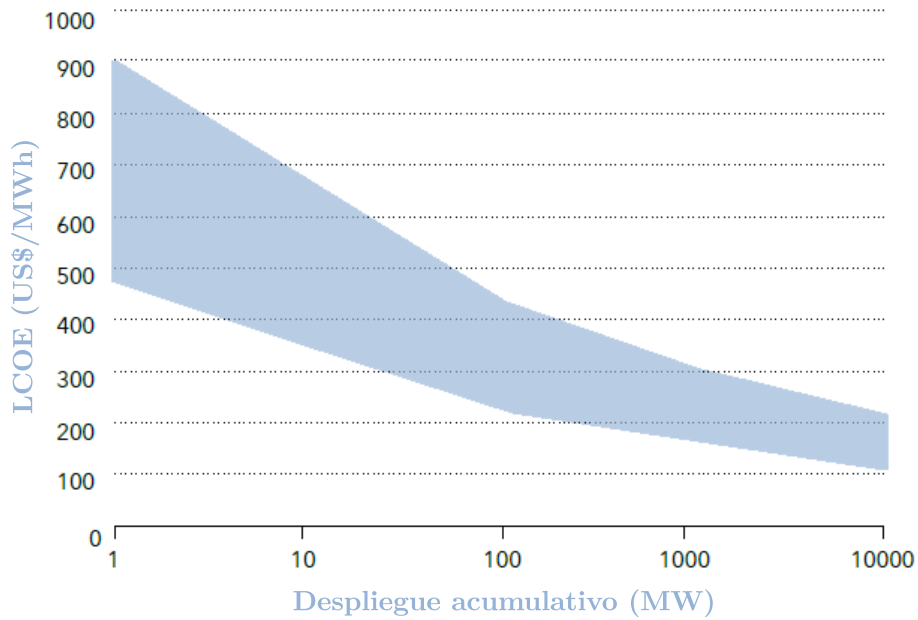


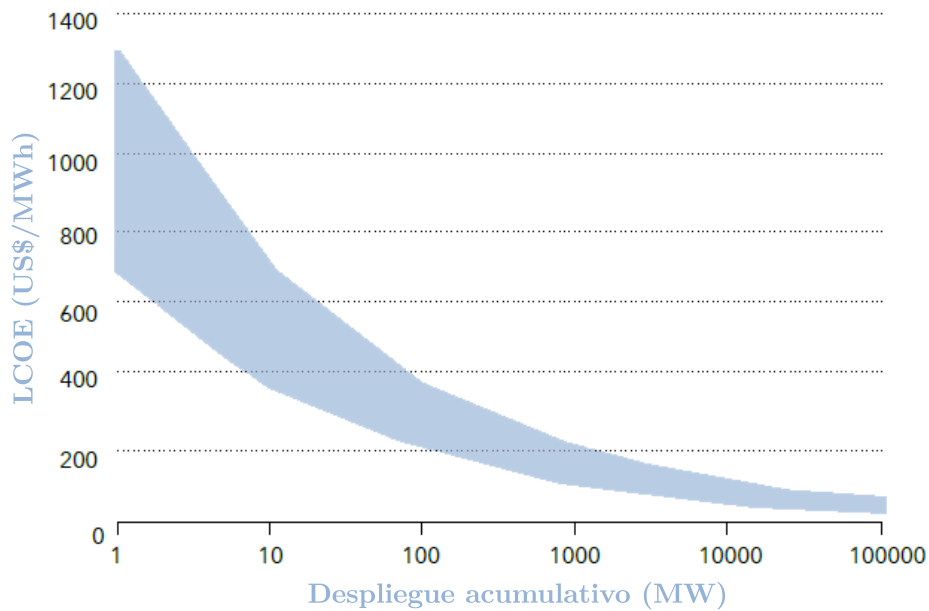
Figura 2.34: Costo nivelado de energía en México.

Fuente: imco.org.mx (costo de generación) y gob.mx/inecc (LCOE).

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO



(a) Mareomotriz.



(b) Undimotriz.

Figura 2.35: Curvas de aprendizaje mareomotriz y undimotriz. Fuente: [34]

2.6. Retos tecnológicos

Para lograr un despliegue comercial la energía oceánica tiene que eliminar cuatro obstáculos principales: técnicos, económicos, socioambientales y de infraestructura. El reto es diseñar dispositivos/matrices que generen energía eléctrica a un precio competitivo, con impactos socioambientales aceptables y una infraestructura que permita su integración a la red eléctrica. La Figura 2.36 resume este desafío, que no necesariamente es lineal sino que esta interconectado y es iterativo; por ejemplo, la necesidad de ofrecer energía a un costo competitivo puede llevar a reconsiderar el diseño del dispositivo. Afrontar estos desafíos requiere un trabajo en conjunto entre la academia, la industria y el gobierno en las áreas de desarrollo que la Figura 2.37 ilustra. El progreso en el despliegue de dispositivos y sistemas reducirá los gastos de capital (CAPEX) y los gastos de mantenimiento (OPEX) al mejorar el rendimiento y la optimización que permite el avance a gran escala; asegurar el apoyo financiero permitirá desarrollar y utilizar métodos económicos de instalación y recuperación. Los subsistemas y componentes tienen impacto en el rendimiento y la confiabilidad del dispositivo; la optimización vendrá del aprendizaje práctico y del desarrollo, la transferencia y la convergencia tecnológica. La optimización de diseño y de desarrollo de herramientas son los procesos utilizados para ayudar en el diseño, desarrollo e implementaciones futuras. Las mejoras en el despliegue comercial abordan los problemas que surgen en un enfoque de varios dispositivos; la demostración de confiabilidad debe garantizar la supervivencia de los dispositivos a largo plazo.

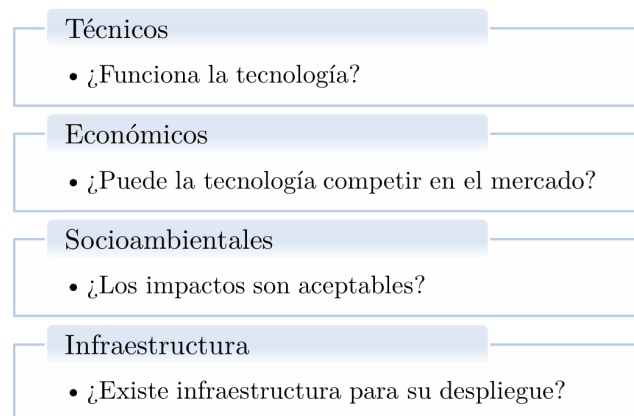


Figura 2.36: Retos tecnológicos de la energía oceánica. Fuente: [11].

2. PERSPECTIVA DE LA ENERGÍA DEL OCÉANO

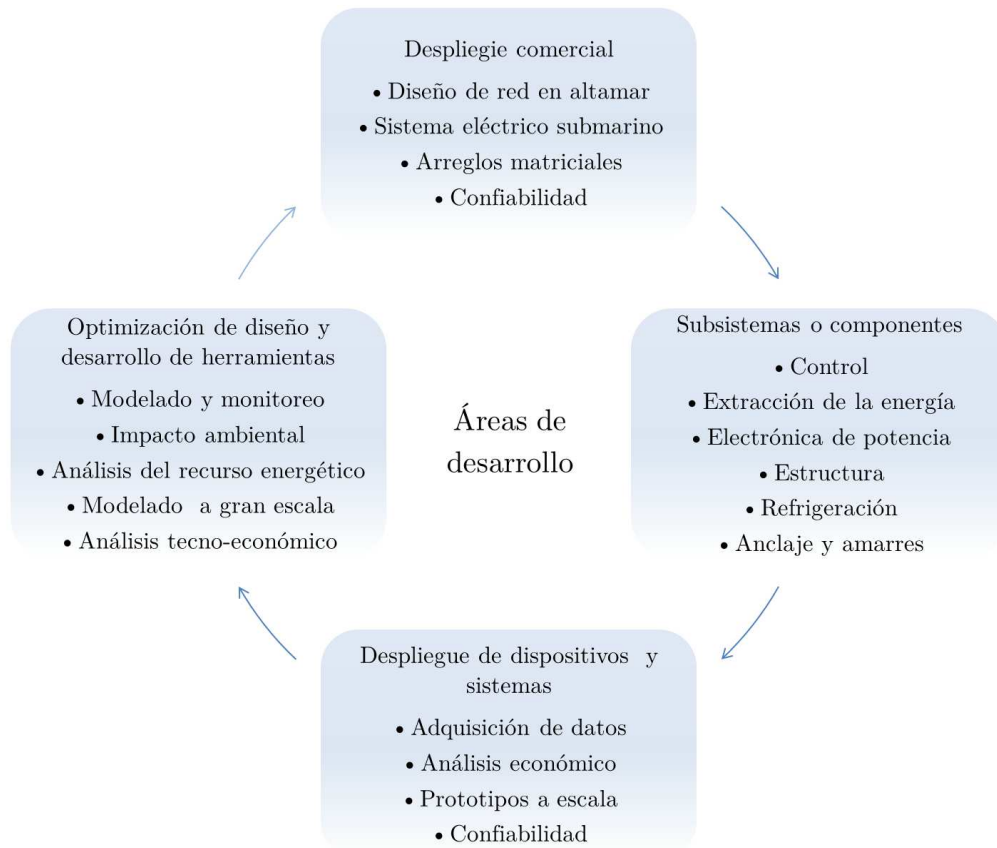


Figura 2.37: Áreas de desarrollo de la energía oceánica. Fuente: [4]

Convertidor de energía de las olas (WEC)

3.1. ¿Por qué energía de las olas?

Con base en lo planteado en el capítulo anterior, particularmente, por el estado actual de la tecnología oceánica en el mundo y por los estudios científicos que muestran el potencial del recurso marino, para México es posible observar que la generación de energía eléctrica a partir de las olas es la técnica oceánica con mejor perspectiva en el corto y mediano plazo. Entre las razones destacan las siguientes:

- Las olas del mar tienen la mayor densidad energética de las energías renovables: de 2 a 3 kW/m² [23, 24]. La energía eólica y solar tienen una densidad de 0.4 a 0.6 kW/m² y 0.1 a 0.2 kW/m², respectivamente.
- Los WEC son una de las tecnologías oceánicas más avanzadas y con mayor expectativa de crecimiento y potencial, su madurez técnica se encuentra en prueba de prototipos a escala completa.
- El oleaje es una fuente de energía ampliamente disponible (desde aguas profundas hasta la costa), es capaz de viajar grandes distancias con poca pérdida de energía.
- La naturaleza de las olas es variable, pero con una predictibilidad mayor que la del viento. Los WEC pueden generar energía hasta el 90 % del tiempo en comparación con el 20 - 30 % de los dispositivos eólicos y solares.
- Los WEC tienen bajo impacto ambiental, en especial los dispositivos en costa o cerca de ella, porque pueden integrarse en otras estructuras marítimas tales como rompeolas o muelles [35], así, los subsistemas o componentes no están en contacto directo con los animales y hábitats marinos. Esto reduce costos de construcción, instalación y mantenimiento, y mejora la confiabilidad al permitir que

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

la extracción de la energía ocurra en condiciones de olas fuertes, a diferencia de un WEC en alta mar que necesita ser retraído por seguridad. La estructura fija brinda fuerza adicional y aumenta la vida útil del convertidor, colocando algunos componentes en la parte posterior de la estructura, lejos del área de acción de la ola.

- La energía proveniente de las olas tiene una buena correlación entre el recurso y la demanda: el litoral de México se distribuye sobre 265 municipios costeros, 151 con frente litoral y 114 con influencia costera (aproximadamente 19 % de la población del país).
- La altura significativa, periodo y potencial promedio del oleaje en México se encuentra dentro del rango de operación de la tecnología WEC existente.
- Los proyectos de amplitud de marea tienen costos de capital y un alto impacto ambiental considerables, son factibles sólo con una gran infraestructura civil en ubicaciones específicas, por ejemplo, en el alto Golfo de California (6 m de amplitud de marea) pero dentro o muy cerca de una área natural protegida, donde el impacto ambiental y social podría ser muy alto.
- Pese a que la tecnología de corrientes por marea es la más avanzada, la ubicación del sitio potencial en el Golfo de California se encuentra dentro de una área natural muy importante, por lo que es necesario cuantificar el impacto ambiental.
- Como en el punto anterior, las corrientes oceánicas de Yucatán y Cozumel coinciden con zonas de alta importancia natural y socioeconómica, pero, realmente, lo que impide su aprovechamiento es la incipiente tecnología para aprovechar corrientes lentas.
- El gradiente térmico se encuentra dentro del potencial de aprovechamiento, pero el costo de capital y operación para alcanzar la diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo marino (aproximadamente a 1,000 metros) es muy alto. También es necesario evaluar el impacto ambiental y socioeconómico.
- Para el gradiente salino se han identificado algunos sitios de aprovechamiento, pero la tecnología aún se encuentra en etapas de concepto y experimentación, y el costo de capital (principalmente de las membranas) es muy grande.

3.2. Convertidor de energía de las olas (WEC)

Los WEC se han desarrollado para extraer la energía mecánica del oleaje. A la fecha más de mil WEC [23, 36] se han propuesto desde que, en 1799, los franceses Girard, padre e hijo, obtuvieron la primera patente para capturar y utilizar la energía de las olas [37]. Dentro de este periodo sobresale la construcción, a principios del siglo XX (en Royan, Francia), por Bouchaux-Paceique, de un dispositivo neumático para la generación de electricidad [23, 37]. También destaca el japonés Yoshio Masuda, considerado como el padre de la tecnología WEC moderna, por el invento, en 1965, del convertidor de columna de agua oscilante (OWC, por sus siglas en inglés): la boya de navegación de Masuda es el WEC más utilizado en el mundo [36, 37] (ver Figura 3.1). Otro punto de inflexión, gracias a la crisis del petróleo en 1973 y a la publicación, en 1974, del artículo *Wave Power*, de Stephen Salter, fue la atención de la comunidad científica internacional hacia I+D de los WEC [23, 36]. Pero el gran impulso vino en 1991 cuando la Comisión Europea incluyó a la energía de las olas en su programa de I+D de energías renovables [36]. Una década después la IEA estableció el OES para facilitar y coordinar la investigación, desarrollo y demostración de la energía del océano a través del intercambio internacional de información y cooperación [36].

La Figura 3.2 muestra que debido a la gran variedad en el diseño los WEC se pueden clasificar por su funcionamiento, orientación, extracción de potencia y ubicación [11, 23, 36].



Figura 3.1: Boya de navegación de Yoshio Masauda. Fuente: [38].

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

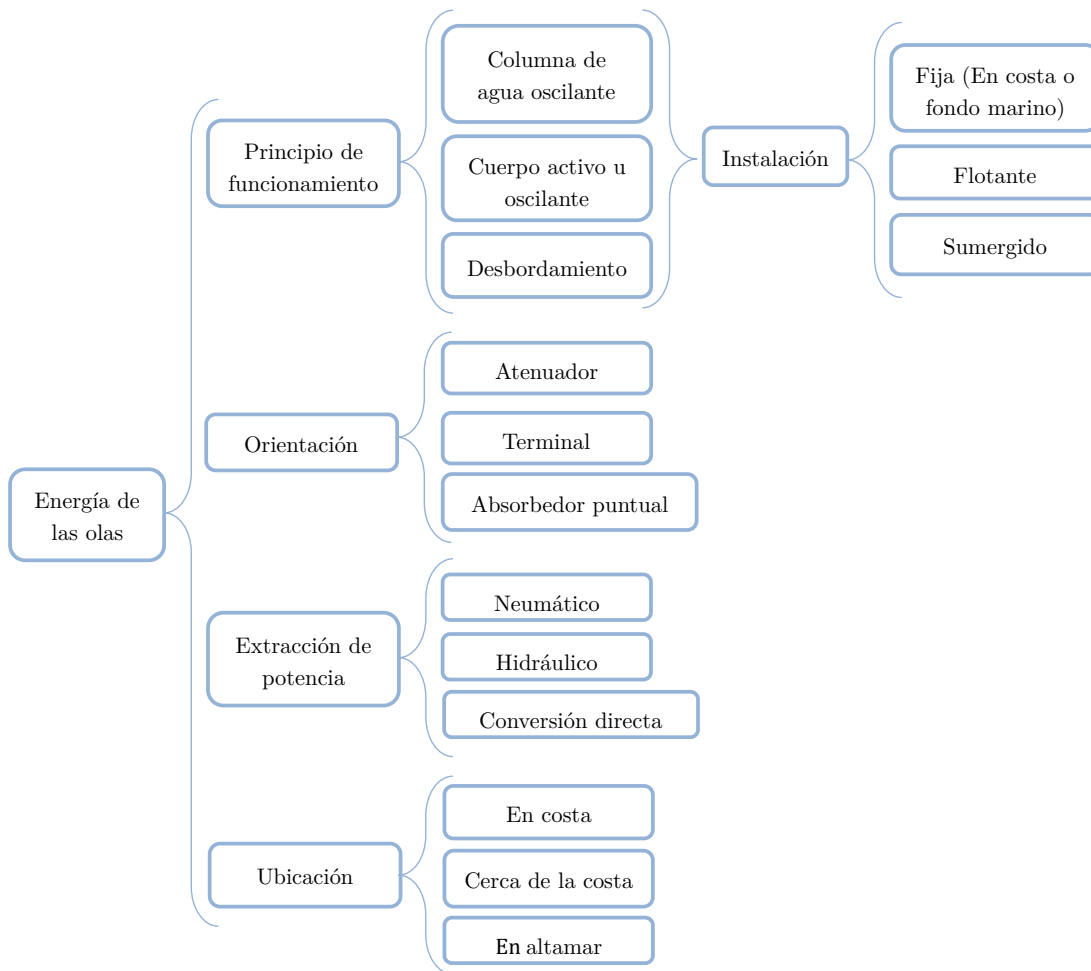


Figura 3.2: Clasificación de los WEC. Fuente: [11].

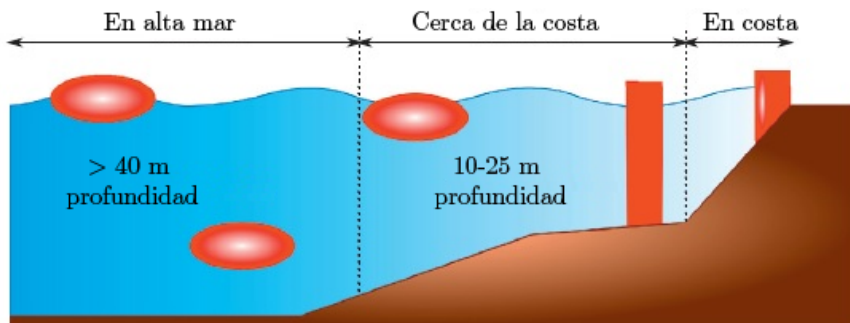


Figura 3.3: Ubicación de los WEC. Fuente: [23].

Tal como lo indica la Figura 3.3, hay tres tipos de WEC en función de su distancia a tierra:

- En costa: WEC ubicados en costa (o en aguas poco profundas) e integrados a estructuras como rompeolas y muelles. Por su accesibilidad tienen ventaja en instalación, operación y mantenimiento; sin embargo, en la costa las olas tienen menos energía por su interacción con el fondo marino.
- Cerca de la costa: WEC instalados a cientos de metros de la costa, donde la profundidad del agua es moderada (10 a 25 m). Usualmente, descansan en el lecho marino, en otros casos son estructuras flotantes.
- En alta mar: WEC ubicados lejos de la costa, en aguas profundas (más de 40 m), instalados en estructuras flotantes o sumergidas ancladas al fondo marino. Por su localización en mar abierto extraen la mayor cantidad de energía, pero sus costos son mayores.

En general, como lo muestra la Figura 3.4, los WEC se dividen por su principio de operación y por su orientación respecto a la ola incidente (ver Figura 3.5). Por su principio de funcionamiento los WEC pueden ser:

1. Columna de agua oscilante (OWC): convertidores que comprimen una campana de aire, que fluye por una turbina para accionar un generador.
2. Desbordamiento: convertidores paralelos al frente de ola incidente y donde la cresta de la ola va llenando un tanque abierto, cuya descarga, a través de una turbina hidráulica, produce electricidad.
3. Cuerpo activo u oscilante: convertidores que se mueven junto con el movimiento ondulatorio para extraer la energía, pueden ser flotantes o sumergidos.
 - a) Osciladores de movimiento horizontal: convertidores perpendiculares a la dirección de la ola y cuya oscilación longitudinal provoca un movimiento de péndulo inverso.
 - b) Atenuadores: convertidores de gran longitud y colocación paralela a la dirección de las olas, extraen la energía a medida que la onda se mueve a lo largo del convertidor; están formados por secciones cilíndricas unidas entre sí por una articulación para producir electricidad.
 - c) Absorbedores puntuales: convertidores pequeños en relación a la longitud de la ola incidente, capaces de capturar la energía desde todas las direcciones y cuya oscilación vertical es aprovechada para transferir la energía a un sistema eléctrico.

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

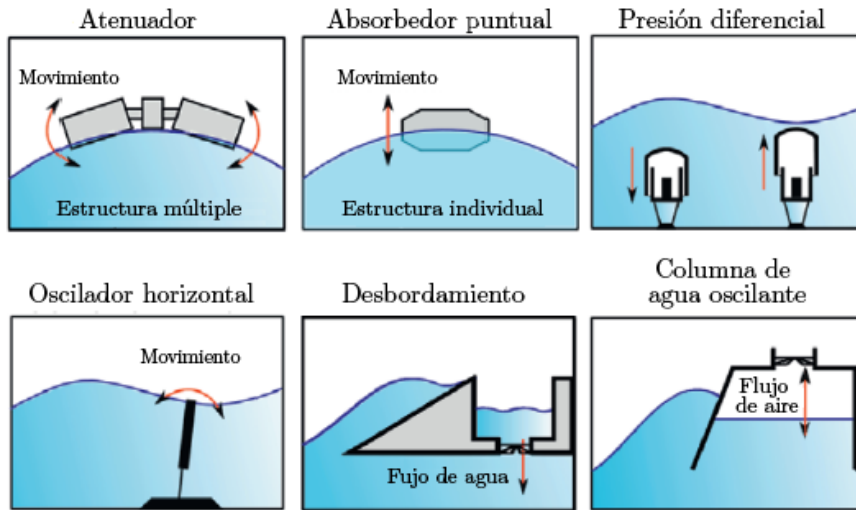


Figura 3.4: Principio de funcionamiento de los WEC. Fuente: [23].

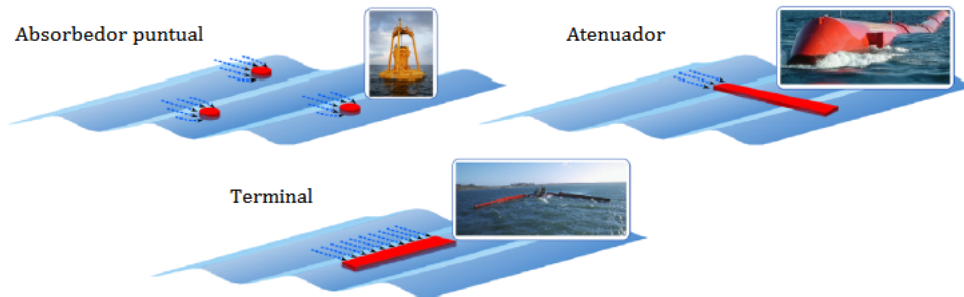


Figura 3.5: Orientación de los WEC. Fuente: [23].

Con respecto a la forma de extraer la energía (PTO, del inglés Power Take-Off) y dependiendo de las conversiones que ocurren hasta integrarla a la red eléctrica existen varias etapas [23]. La Figura 3.6 muestra que la primera etapa consiste en la conversión de la energía de las olas en un flujo de aire o agua, a través de sistemas neumáticos, hidráulicos o mecánicos; el objetivo es convertir el movimiento oscilatorio de baja frecuencia de las olas en un movimiento rápido y adecuado para la conexión de un generador eléctrico. La segunda etapa implica transformar el fluido de trabajo, por medio de turbinas neumáticas e hidráulicas y generadores eléctricos, en electricidad. En la conversión directa, un generador lineal es acoplado directamente a un absorbedor puntual. La tercera etapa es la interfaz entre los WEC y la red eléctrica, se concentra en la electrónica de potencia que realiza la primera conversión de voltaje y atenúa las variaciones de velocidad en el generador, causadas por la irregularidad de las olas,

3.2 Convertidor de energía de las olas (WEC)

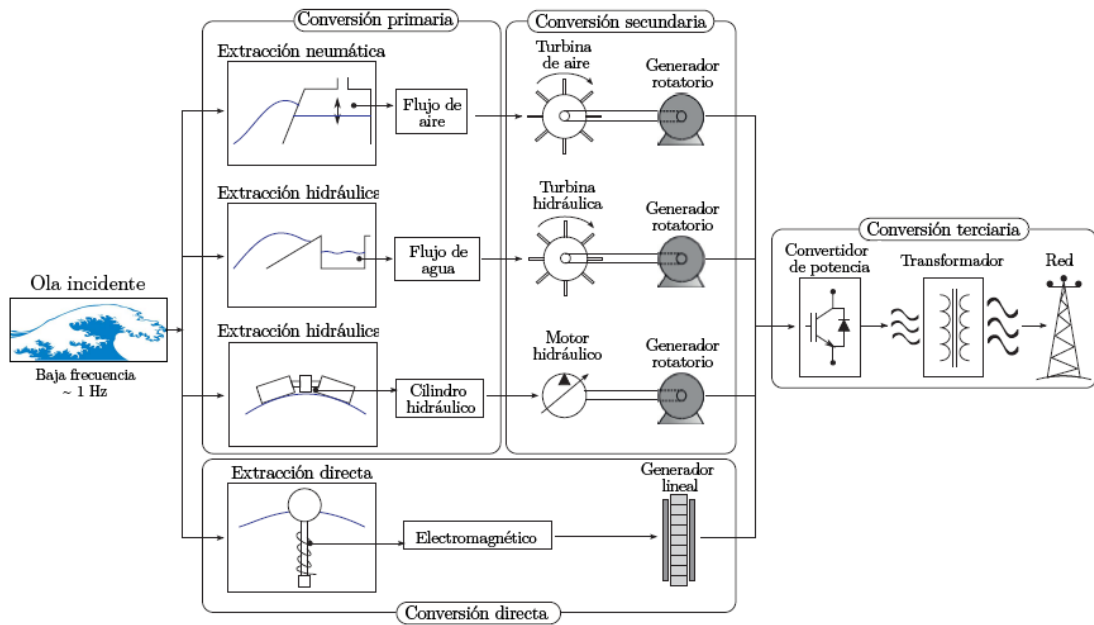


Figura 3.6: Extracción y conversión de la energía en los WEC. Fuente: [23].

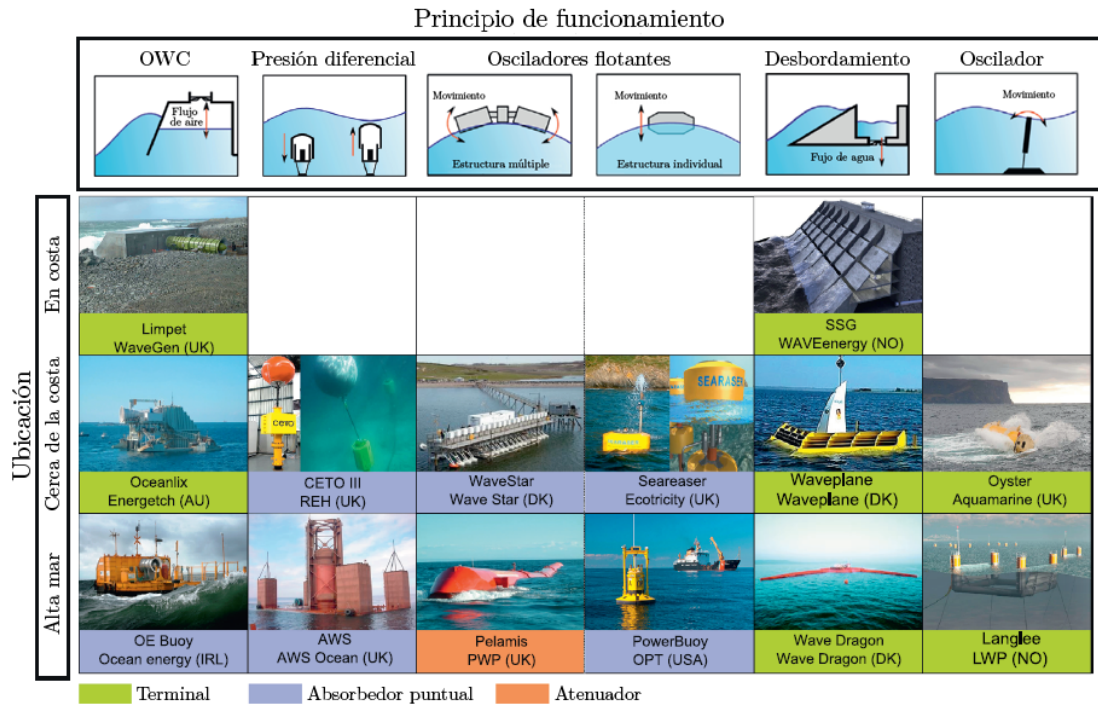


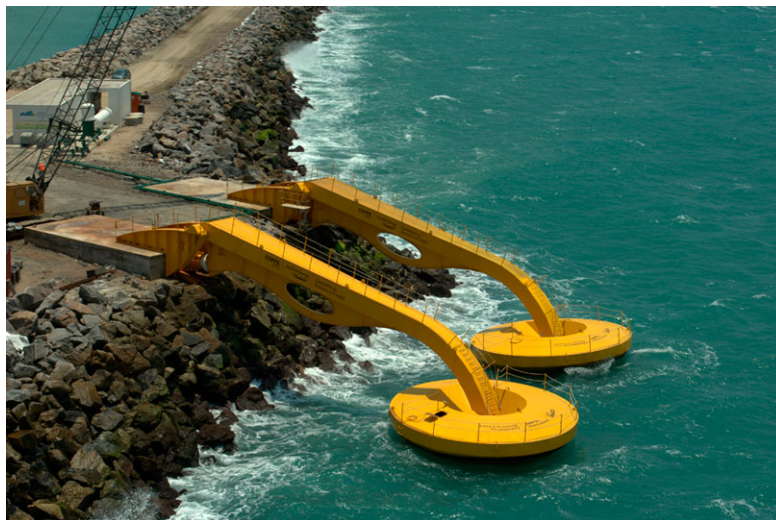
Figura 3.7: Principales proyectos WEC. Fuente: [23].

3.3. WEC, caso de estudio

Este trabajo de investigación considera el WEC [39, 40] de cuerpo activo u oscilante, tipo absorbedor puntual, integrado (cerca de costa) al rompeolas del puerto Pecém, en Cearea, Brasil (ver Figura 3.8).



(a) Puerto Pecem, Brasil.



(b) WEC oscilante, tipo absorbedor puntual.

Figura 3.8: WEC integrado al rompeolas del Puerto Pecem, Brasil.

Fuente: *marinetraffic.com* (a) y *portaldaenergia.com* (b).

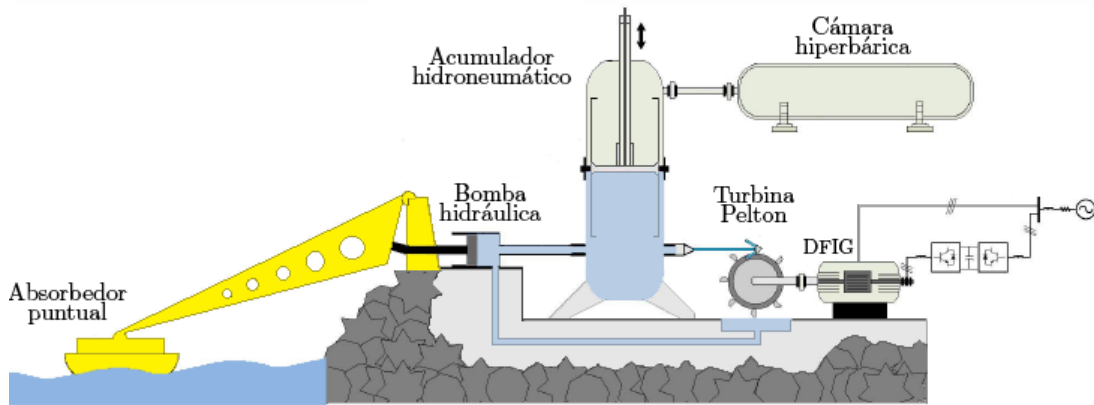


Figura 3.9: WEC hidroneumático con cámara hiperbárica. Fuente: [39].

El WEC está compuesto, como lo muestra la Figura 3.9, por la unidad de extracción de energía (absorbedor puntual, brazo mecánico, bomba hidráulica y acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica), una turbina Pelton y un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés). El principio de funcionamiento del WEC se basa en el bombeo de agua realizado por la acción de las olas sobre el absorbedor puntual acoplado al brazo mecánico. El agua dulce bombeada al acumulador con cámara hiperbárica, para almacenar la energía intermitente de las olas, es liberada a alta presión sobre la turbina Pelton, después se recupera en un depósito para iniciar su recirculación.

El brazo mecánico sólo bombea agua al acumulador en el movimiento descendente, proporcionando pulsos de energía que se almacenan en la cámara hiperbárica. El interior del acumulador hidroneumático está compuesto de aire y agua, separados por un pistón que se mueve libremente: cuando el flujo de agua de entrada (agua bombeada por la acción del absorbedor) es mayor que el flujo de agua de salida (flujo a través de la válvula de inyección de la turbina) el pistón sube, almacenando la energía de la ola en el aire comprimido; y viceversa, cuando el flujo de agua de salida es mayor que el flujo de agua de entrada el pistón desciende, liberando la energía de la ola almacenada.

La cámara hiperbárica trabaja como un filtro para las oscilaciones intermitentes de las olas y junto con el acumulador hidroneumático tienen como objetivo entregar, lo mejor posible, un flujo de agua constante a la turbina Pelton. La unidad eléctrica está compuesta por un generador DFIG (de 125 kVA), cuyo funcionamiento a velocidad variable ayuda a contrarrestar la variabilidad del oleaje.

Con un esquema de colaboración entre la iniciativa privada y la academia, y un costo aproximado de US\$ 5 millones, el WEC inició operaciones de prueba en 2012; sin embargo, en 2014 se suspendieron.

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

Con base en las etapas de conversión de la energía (mostradas en Figura 3.6), el modelo y análisis del WEC se representa, como lo ilustra la Figura 3.10, por un diagrama de bloques y un esquema con sus variables principales.

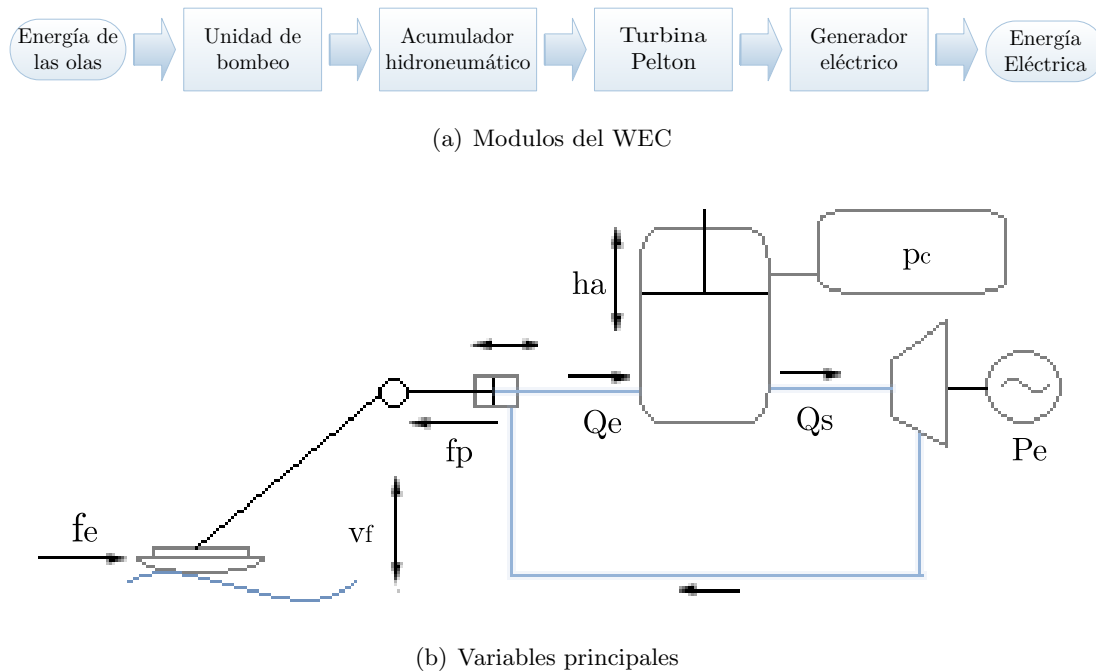


Figura 3.10: Modelo y análisis del WEC. Fuente: [41]-(b).

3.4. Modelo de la ola

Las olas son ondas generadas, en su mayoría, por la acción del viento sobre la superficie del mar; junto con las olas gravitacionales son las que contienen la mayor cantidad de energía (ver Figura 3.11) [42]. Teniendo en cuenta que una onda es la propagación de una perturbación en el espacio, transfiriendo energía sin transporte de materia: las partículas del agua de mar sólo realizan movimientos circulares o elipsoides (dependiendo de la profundidad) conforme la ola propaga la energía hacia la costa.

Físicamente una ola regular y monocromática, es decir, sinusoidal y frecuencia única, como la de la Figura 3.12, se describe por su longitud λ_w , distancia entre dos crestas sucesivas; su altura H_w , distancia entre cresta y valle; su amplitud A_w , distancia entre la cresta y el nivel de referencia; y por su periodo T_w , tiempo entre dos crestas sucesivas.

Es evidente que el océano no se conforma de olas ideales sino de una superposición

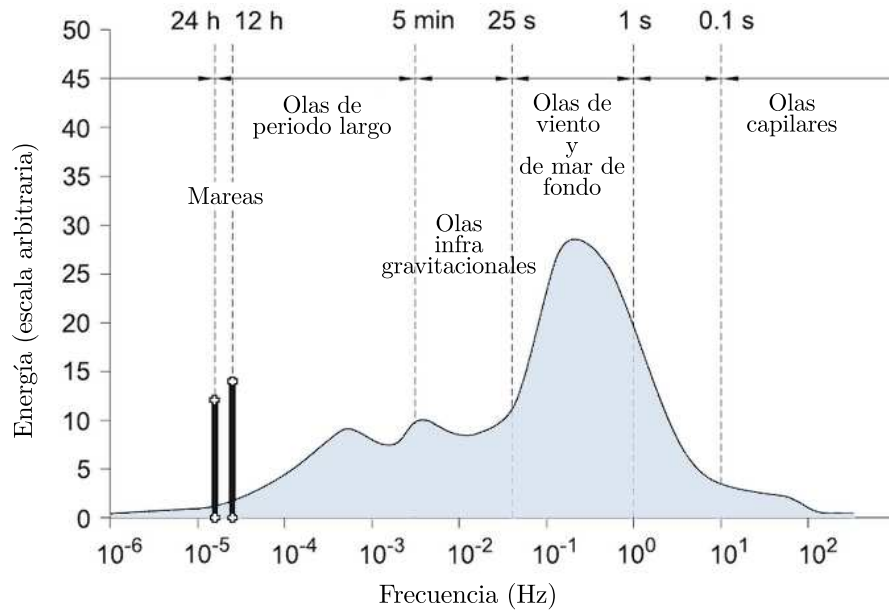


Figura 3.11: Energía de las olas respecto a su frecuencia. Fuente: [42].

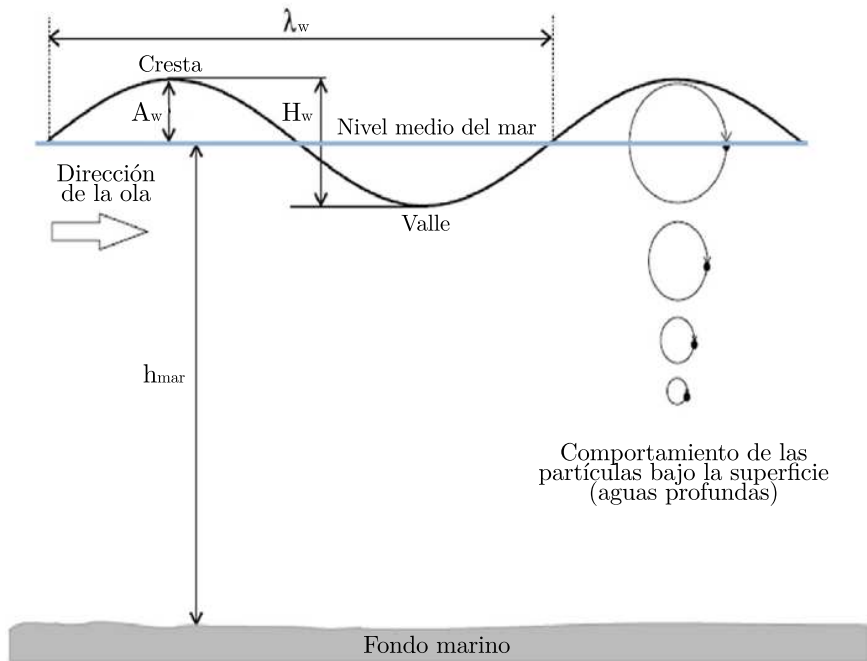


Figura 3.12: Descripción de una ola. Fuente: [43].

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

de ondas, cada una con características propias; sin embargo, para los alcances de este trabajo se considera que las olas ocurren en aguas profundas (a una profundidad $h_{mar} > 0.5\lambda_w$), donde una ola simple se aproxima a un modelo sinusoidal y monocromático como el que describe la ecuación (3.1).

$$f(t) = A_w \text{sen}(\omega_w t) \quad (3.1)$$

donde

A_w es la amplitud de la ola [m],
 ω_w es la velocidad angular de la ola [rad/s],
 t es el tiempo [s].

En aguas profundas, donde en general, la altura de las olas es mucho menor que su longitud y el oleaje es dispersivo, es decir, el fondo marino no afecta las olas, la ecuación (3.2) que describe la velocidad de fase o propagación de la ola se simplifica [44], porque $k_w h_{mar} \gg 1$ y $\tanh(k_w h_{mar}) \approx 1$.

$$v_w = \frac{\omega_w}{k_w} = \frac{g}{\omega_w} \tanh(k_w h_{mar}) = \left\{ \frac{g}{k_w} \tanh(k_w h_{mar}) \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (3.2)$$

donde

v_w es la velocidad de fase de la ola [m/s],
 $k_w = \frac{2\pi}{\lambda_w}$ es el número de onda [rad/m],
 ω_w es la velocidad angular de la ola [rad/s],
 g es la aceleración gravitacional [m/s²],
 h_{mar} es la profundidad del mar [m].

Por otra parte, el potencial energético de las olas [44], también en aguas profundas, está dado en términos de la potencia por metro de frente de ola,

$$P_{wf} = \frac{1}{8\pi} \rho_{mar} g^2 A_w^2 T_w \quad (3.3)$$

donde

P_{wf} es la potencia por metro de frente de ola [kW/m],
 ρ_{mar} es la densidad del agua de mar, 1027 [kg/m³],
 g es la aceleración gravitacional [m/s²],
 A_w es la amplitud de la ola [m],
 T_w es el periodo de la ola [m].

3.5. Modelo de la unidad de bombeo

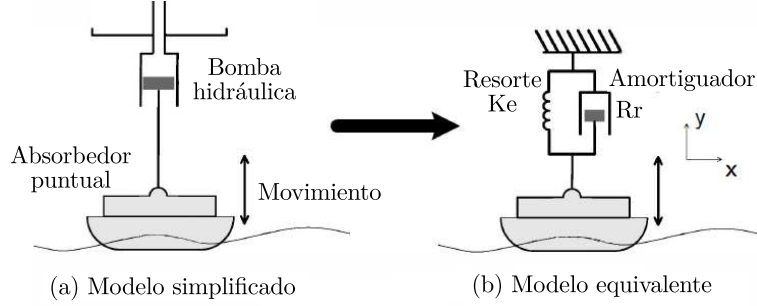


Figura 3.13: Modelo simplificado y equivalente de la unidad de bombeo. Fuente: [39].

La dinámica de la unidad de bombeo está descrita por el movimiento del absorbedor puntual acoplado al brazo mecánico y éste a su vez al pistón de la bomba hidráulica. De acuerdo con la Figura 3.13 que muestra el diagrama simplificado y equivalente de la unidad de bombeo [44], la ecuación que determina el movimiento vertical del absorbedor semisumergido y asociado a la acción de las olas es

$$m_f \ddot{y}(t) = -f_s(t) + f_h(t) - f_p(t) \quad (3.4)$$

donde la oscilación de la masa del absorbedor está bajo los efectos de la fuerza hidrostática f_s , la fuerza hidrodinámica f_h y la fuerza del pistón f_p . La fuerza f_p es ejercida por la bomba hidráulica. La fuerza f_h [45] es producida por la acción de las olas incidentes y es la diferencia entre la fuerza de excitación de la ola incidente f_e y la fuerza de radiación f_r . Ésta última se asocia a las ondas generadas por la oscilación del absorbedor en ausencia de olas incidentes.

$$f_h(t) = f_e(t) - f_r(t) \quad (3.5)$$

Las ondas (de frecuencias diferentes) irradiadas sobre la superficie del mar afectan el movimiento posterior del absorbedor debido a la interacción con las olas incidentes subsecuentes. La fuerza de radiación [41, 46], ecuación (3.6), está compuesta por el coeficiente de masa adicional, m_r , (cuando $\omega \rightarrow \infty$) y por el término de memoria fluida $K(t - \tau)$: representan, respectivamente, la inercia del agua alrededor del absorbedor y la disipación de energía producida por las ondas generadas.

$$f_r(t) = m_r(\infty) \ddot{y}(t) + \int_0^t K(t - \tau) \dot{y}(\tau) d\tau \quad (3.6)$$

donde

$$K(t - \tau) = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty R_r(\omega) \cos[\omega(t - \tau)] d\omega \quad (3.7)$$

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

De acuerdo con las ecuaciones (3.4) a (3.7) el movimiento vertical del flotador está expresado por

$$[m_f + m_r(\infty)]\ddot{y}(t) + \int_0^t K(t - \tau)\dot{y}(\tau)d\tau + K_e y(t) = f_e(t) - f_p(t) \quad (3.8)$$

En particular, si se considera un movimiento sinusoidal en régimen permanente y con una frecuencia de interés ω , el movimiento vertical del flotador satisface

$$(m_f + m_r)\ddot{y}(t) + R_r\dot{y}(t) + K_e y(t) = f_e(t) - f_p(t) \quad (3.9)$$

o, equivalentemente, en términos de la velocidad del flotador

$$(m_f + m_r)v_f(t) + R_r v_f(t) + K_e \int_0^t v_f(t) = f_e(t) - f_p(t) \quad (3.10)$$

donde

- m_f es la masa del flotador [kg],
- m_r es la masa adicional del flotador [kg],
- R_r es el coeficiente de radiación o amortiguamiento [kg/s],
- K_e es el coeficiente elástico del flotador [N/m],
- f_e es la fuerza de excitación de la ola incidente [N],
- f_p es la fuerza del pistón de la bomba hidráulica [N],
- v_f es la velocidad del flotador [m/s].

La fuerza f_e , considerando una ola regular en aguas profundas, es decir, con frecuencia única y amplitud A_w , puede ser descrita por

$$f_e(t) = F_e \sin(\omega_w t) \quad (3.11)$$

donde el coeficiente de la fuerza de excitación F_e [44] está dado por

$$F_e = A_w \sqrt{\frac{2\rho_{mar}g^3 R_r(\omega)}{\omega_w^3}} \quad (3.12)$$

La acción del pistón de la bomba hidráulica sobre el absorbedor puntual está definida por la fuerza f_p

$$f_p(t) = A_e p_p(t) \quad (3.13)$$

donde

$$p_p(t) = \begin{cases} 0, & v_f(t) > 0 \\ p_c(t), & v_f(t) < 0 \end{cases} \quad (3.14)$$

La potencia absorbida en el movimiento oscilatorio del flotador y utilizada para el bombeo del agua está dada por

$$P_f = \frac{1}{T_w} \int_0^{T_w} f_p(t)v_f(t)dt \quad (3.15)$$

donde la máxima potencia absorbida [44, 47], bajo condiciones de fase óptima: cuando la frecuencia del absorbedor puntual es la misma que la frecuencia de la ola incidente, se relaciona en un valor óptimo de

$$P_{f,opt} = \frac{F_e^2}{8R_r} \quad (3.16)$$

$$F_{p,opt} = \frac{\pi}{4}F_e \quad (3.17)$$

Para estas condiciones la amplitud óptima de la velocidad del flotador es de

$$v_{f,opt} = \frac{F_e}{2R_r} \quad (3.18)$$

Luego, a partir de las ecuaciones (3.13) y (3.17) la presión óptima para el acumulador hidroneumático está determina por

$$p_{c,opt} = \frac{\pi F_e}{4A_e} \quad (3.19)$$

Las ecuaciones (3.16) y (3.18) reflejan que los valores máximos de potencia y amplitud en el movimiento del absorbedor puntual están en función de la cantidad de amortiguamiento del sistema. Esto es, las condiciones de fase óptima dependen de los parámetros del absorbedor: de la geometría, de la masa, de los kilogramos añadidos y de los coeficientes de elasticidad y amortiguamiento.

Por otra parte, la ecuación (3.14) señala que, según el acoplamiento mecánico entre el absorbedor puntual y la bomba hidráulica, la etapa de compresión, cuando se inyecta agua al acumulador hidroneumático, como se observa en la Figura 3.14, se lleva a cabo durante el movimiento descendente del flotador, en el momento que la presión del pistón p_p es igual a la presión p_c dentro del acumulador. La etapa de admisión, cuando el conducto del pistón con sección de área transversal A_e se llena de agua, se produce durante el movimiento ascendente del flotador, en el tiempo que la presión p_p es prácticamente igual a la presión atmosférica.

Ahora, el flujo de agua, Q_e , que entra al acumulador hidroneumático está definido por

$$Q_e(t) = \begin{cases} 0, & v_f(t) > 0 \\ A_e v_f(t), & v_f(t) < 0 \end{cases} \quad (3.20)$$

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

A causa de que el flujo Q_e tiene el mismo comportamiento sinusoidal que la velocidad del absorbedor puntual, porque es proporcional a ésta, y a razón de que, como lo señala la Figura 3.14, el bombeo de agua se realiza durante el desplazamiento descendente del absorbedor, es decir, en el semiciclo negativo de la velocidad, podemos asumir que el flujo Q_e es una función periódica de media onda, cuya área bajo la curva es el volumen de agua, $V_e(t)$, que entra al acumulador por la acción de una ola de periodo T . Por ello, reescribiendo la ecuación (3.20) se tiene que

$$Q_e(t) = \begin{cases} 0, & 0 \leq t < T_w/2 \\ Q_{e_{max}} \sin(\omega t), & T_w/2 \leq t < T_w \end{cases} \quad (3.21)$$

luego, el área bajo la curva es

$$V_e(t) = \int_{T_w/2}^{T_w} Q_{e_{max}} \sin(\omega t) dt = -\frac{T_w Q_{e_{max}}}{\pi} \quad (3.22)$$

donde el valor negativo sólo indica la dirección del flujo: entrante al acumulador. Así pues, la magnitud del volumen representa una área positiva.

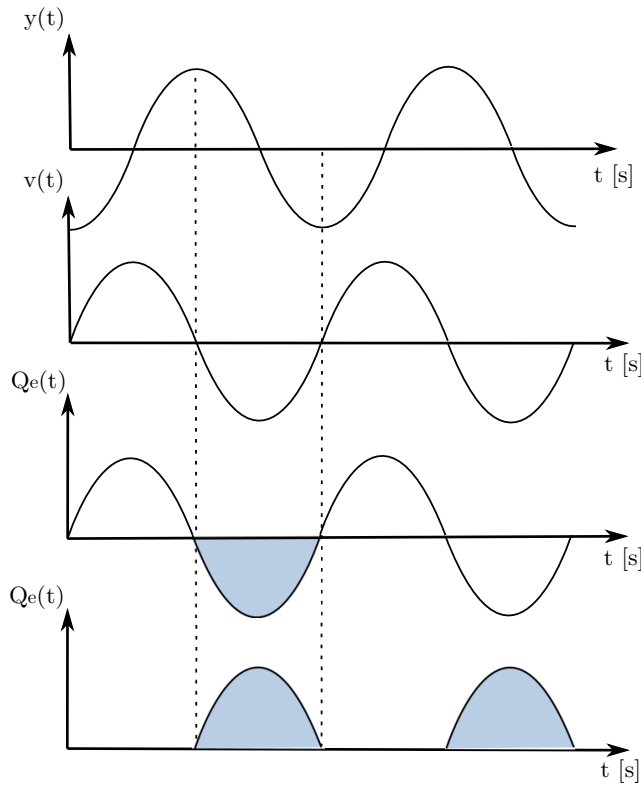


Figura 3.14: Flujo de entrada al acumulador hidroneumático. Fuente: [48].

3.6. Modelo del acumulador hidroneumático

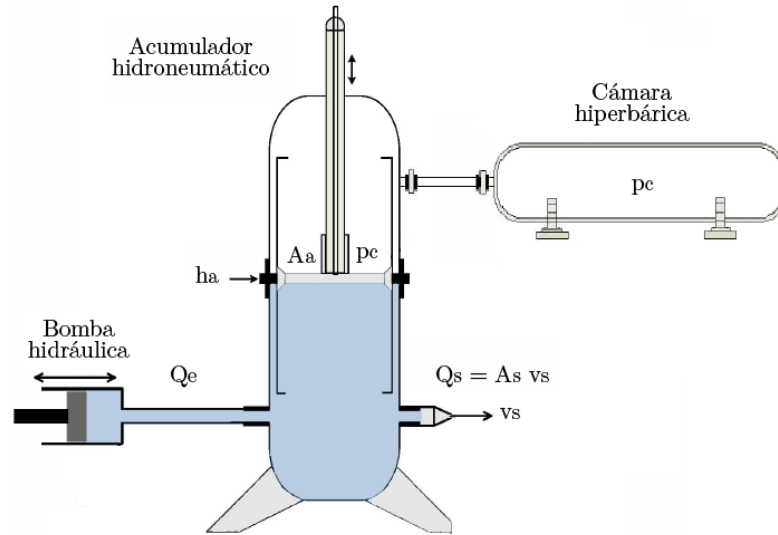


Figura 3.15: Acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica. Fuente: [39].

El acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica, mostrado de la Figura 3.15, presenta un modelo con base en la variación de su volumen: compuesto de agua y aire, separados por un pistón libre de fricción. El cambio en el volumen de agua, V_a , dentro del acumulador está determinado por la diferencia que existe entre el flujo de agua de entrada, Q_e , menos el flujo de agua de salida, Q_s :

$$\dot{V}_a(t) = Q_e(t) - Q_s(t) \quad (3.23)$$

El movimiento del pistón \dot{h}_a se establece por

$$\dot{h}_a(t) = \frac{1}{A_a} [Q_e(t) - Q_s(t)] \quad (3.24)$$

donde A_a es el área de sección transversal del pistón o del acumulador hidroneumático.

De la ecuación de continuidad, el flujo o caudal (volumétrico) de agua a la salida del acumulador es proporcional a su velocidad, varía directamente con la apertura de la válvula de inyección A_s :

$$Q_s(t) = A_s v_s(t) \quad (3.25)$$

La velocidad de salida, v_s , la obtenemos aplicando el principio de Bernoulli a la entrada y a la salida del acumulador hidroneumático, asumiendo, claro, que las paredes y tuberías del acumulador son rígidas y el fluido es incompresible, laminar y libre de fricción.

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

$$p_e + \frac{1}{2}\rho v_e^2 + \rho g h_e = p_s + \frac{1}{2}\rho v_s^2 + \rho g h_s \quad (3.26)$$

Considerando que la entrada y salida del acumulador están a la misma altura y la velocidad del agua a la salida es mucho más grande que en la entrada, tenemos que

$$p_e = p_s + \frac{1}{2}\rho v_s^2 \quad (3.27)$$

donde la presión en la entrada del acumulador está dada, prácticamente, por la presión de la cámara hiperbárica, la pequeña presión que ejerce la columna de agua dentro del acumulador puede despreciarse y como la presión de salida es igual a la presión atmosférica, por tanto

$$v_s = \left[\frac{2}{\rho} (p_c - p_{atm}) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.28)$$

Tomando en cuenta que el gas dentro del acumulador se asume como ideal, con masa fija y bajo un proceso de expansión y compresión isotérmico, entonces, la presión p_c se obtiene aplicando la Ley de Boyle-Mariotte:

$$p_c(t)V_g(t) = p_0V_0 \quad (3.29)$$

donde p_0 y V_0 son las condiciones iniciales de presión y volumen del gas. El volumen V_g es la diferencia entre el volumen total (agua y gas), V_T , y el volumen de agua en el acumulador, V_a :

$$V_g(t) = V_T - V_a(t) \quad (3.30)$$

siendo

$$V_a(t) = h_a(t)A_a \quad (3.31)$$

por lo tanto, de la ecuación (3.29) tenemos

$$p_c(t) = \frac{p_0V_0}{V_T - h_a(t)A_a} \quad (3.32)$$

Ahora, sustituyendo la ecuación (3.32) en (3.28) y ésta en la ecuación (3.25) tenemos que el flujo Q_s es

$$Q_s(t) = A_s \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0V_0}{V_T - h_a(t)A_a} - p_{atm} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.33)$$

Finalmente, sustituyendo la ecuación (3.33) en (3.24) se obtiene

$$\dot{h}_a(t) = \frac{1}{A_a} \left[Q_e(t) - A_s \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0V_0}{V_T - h_a(t)A_a} - p_{atm} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \right] \quad (3.34)$$

3.7. Representación en el espacio de estados

La representación matemática en el *espacio de estados* se utiliza para modelar, analizar y diseñar una amplia variedad de sistemas de control realimentados [49, 50]; su formulación es aplicable a sistemas de múltiples entradas y múltiples salidas, que pueden ser lineales o no lineales, variantes o invariantes en el tiempo, con condiciones iniciales distintas de cero. Esta aproximación (moderna) en el dominio del tiempo se basa en el concepto de *estado*: el *estado* de un sistema dinámico es el conjunto mínimo de *variables de estado* de un sistema linealmente independiente, de forma que el conocimiento de estas variables en $t = t_0$, junto con el conocimiento de la entrada $u(t)$ para $t \geq t_0$, determinan por completo el comportamiento del sistema en cualquier instante $t \geq t_0$. El *espacio de estados* es el espacio n -dimensional cuyos ejes de coordenadas están formados por las variables de estado. El *vector de estado* $x(t)$ se compone por las variables de estado y, por lo tanto, determina el estado del sistema en cualquier instante de tiempo. Las *ecuaciones de estado* es el conjunto de n ecuaciones diferenciales ordinarias simultáneas de primer orden, en términos de las variables de estado, que definen al sistema dinámico. La *ecuación de salida* $y(t)$ es la ecuación algebraica que expresa las variables de salida del sistema como una combinación lineal de las variables de estado y entradas.

De acuerdo a lo anterior, las ecuaciones de estado del sistema son:

$$\dot{x}(t) = f(x, u) \quad (3.35)$$

$$y(t) = g(x, u) \quad (3.36)$$

Si consideramos que la operación normal del sistema ocurre alrededor de un punto de equilibrio, donde las señales involucradas son pequeñas, es posible aproximar un sistema no lineal mediante un sistema lineal. El proceso de linealización [49] que se presenta se basa en el desarrollo de la función no lineal en series de Taylor alrededor de un punto de operación y la retención sólo del término lineal. Los términos de orden superior se desprecian porque se considera que las variables sólo se desvían ligeramente de la condición de operación.

Como condición inicial se considera que el punto de operación (x_{op}, u_{op}) satisface la ecuación (3.35) si

$$\dot{x}(t) = f(x_{op}, u_{op}) = 0 \quad (3.37)$$

La pequeña variación alrededor de los valores de equilibrio se denota por

$$x = x_{op} + \Delta x \quad (3.38)$$

$$u = u_{op} + \Delta u \quad (3.39)$$

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

Para linealizar se sustituyen las ecuaciones (3.38) y (3.39) en (3.35) y (3.36) y las ecuaciones resultantes se expresan en términos de la expansión en series de Taylor, despreciando los términos de segundo y mayor orden, así

$$\Delta \dot{x} = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_m} \Delta u_m \quad (3.40)$$

$$\Delta y = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_m} \Delta u_m \quad (3.41)$$

Expresando las ecuaciones (3.40) y (3.41) en forma vectorial, acorde al diagrama de bloques de la Figura 3.16, se tienen las siguientes ecuaciones de estado y salida linealizadas:

$$\dot{x}(t) = A(t)x(t) + B(t)u(t) \quad (3.42)$$

$$y(t) = C(t)x(t) + D(t)u(t) \quad (3.43)$$

donde

$$A(t) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{x=x_{op}} \quad B(t) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_m} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_m} \end{bmatrix}_{u=u_{op}} \quad (3.44)$$

$$C(t) = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{x=x_{op}} \quad D(t) = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_m} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial u_m} \end{bmatrix}_{u=u_{op}}$$

$A(t)$ es la matriz de estado, $B(t)$ es la matriz de entrada o control, $C(t)$ es la matriz de salida, y $D(t)$ es la matriz de transmisión directa.

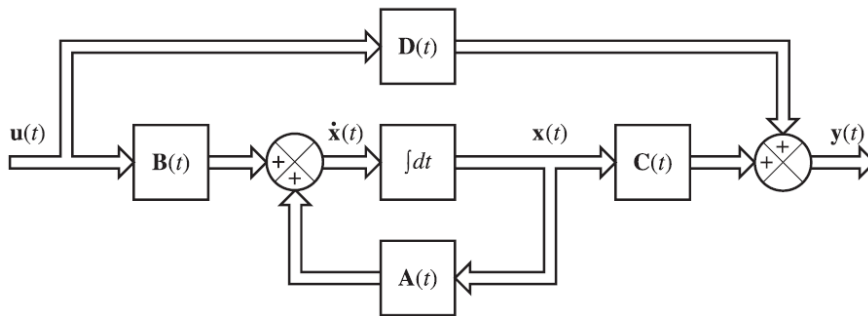


Figura 3.16: Diagrama de bloques del sistema de control lineal en el espacio de estados.

Fuente: [49].

Definiendo las variables de estado, las ecuaciones de sistema (3.33) y (3.34) pueden escribirse como:

$$x_1(t) = h_a(t) \quad (3.45)$$

$$\dot{x}_1(t) = \frac{1}{A_a} \left[Q_e(t) - A_s \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0 V_0}{V_T - x_1(t) A_a} - p_{atm} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \right] \quad (3.46)$$

$$y(t) = v_s(t) = \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0 V_0}{V_T - x_1(t) A_a} - p_{atm} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.47)$$

Linealizando sobre un punto de operación, en el que el flujo de entrada se conoce y la sección de área transversal A_s es el vector de entrada $u(t)$, las matrices de las ecuaciones de estado y salida son:

$$\dot{x}(t) = A(t)x(t) + B(t)u(t)$$

$$y(t) = C(t)x(t) + D(t)u(t)$$

siendo

$$A = \left[-\frac{u_{op} p_0 V_0}{\rho (V_T - x_{1op} A_a)^2} \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0 V_0}{V_T - x_{1op} A_a} - p_{atm} \right) \right]^{-\frac{1}{2}} \right] \quad (3.48)$$

$$B = \left[-\frac{1}{A_a} \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0 V_0}{V_T - x_{1op} A_a} - p_{atm} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \right] \quad (3.49)$$

$$C = \left[\frac{p_0 V_0 A_a}{\rho (V_T - x_{1op} A_a)^2} \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0 V_0}{V_T - x_{1op} A_a} - p_{atm} \right) \right]^{-\frac{1}{2}} \right] \quad (3.50)$$

$$D = [0] \quad (3.51)$$

3.8. Función de transferencia

La función de transferencia se define como el cociente entre la transformada de Laplace de la salida (función de respuesta) y la transformada de Laplace de la entrada (función de excitación) suponiendo que todas las condiciones iniciales son cero [49]. Sólo es aplicable para sistemas descritos mediante una ecuación diferencial lineal e invariante en el tiempo.

$$G(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{\mathcal{L}[\text{Salida}]}{\mathcal{L}[\text{Entrada}]} \quad (3.52)$$

La función de transferencia es un modelo matemático (propiedad del sistema, porque es independiente de la magnitud y la naturaleza de la entrada) que nos permite analizar la respuesta ante varias formas de excitación, con la intención de comprender su comportamiento. A partir de ella es posible representar la dinámica del sistema mediante ecuaciones algebraicas en el dominio de la frecuencia; proporcionando información sobre la estabilidad del sistema.

Para obtener la función de transferencia a partir de las ecuaciones en el espacio de estados aplicamos la transformada de Laplace a las expresiones (3.42) y (3.43), así

$$sX(s) - x(0) = AX(s) + BU(s) \quad (3.53)$$

$$Y(s) = CX(s) + DU(s) \quad (3.54)$$

luego

$$sX(s) - AX(s) = BU(s)$$

$$(sI - A)X(s) = BU(s)$$

$$X(s) = (sI - A)^{-1}BU(s) \quad (3.55)$$

sustituyendo la ecuación (3.55) en (3.54) tenemos

$$Y(s) = [C(sI - A)^{-1}B + D]U(s) \quad (3.56)$$

comparando las ecuaciones (3.56) y (3.52) se tiene

$$G(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = C(sI - A)^{-1}B + D \quad (3.57)$$

De acuerdo con las ecuaciones (3.48), (3.49), (3.50) y (3.51), la función de transferencia es

$$G(s) = \frac{c_{11}b_{11}}{s - a_{11}} \quad (3.58)$$

3.9. Control

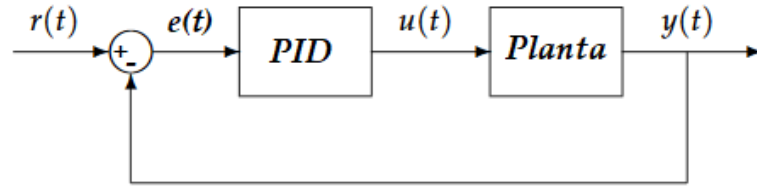


Figura 3.17: Lazo de control PID.

Recapitulando: el acumulador hidroneumático junto con la cámara hiperbárica tienen como objetivo entregar, lo mejor posible, un flujo de agua constante a la turbina Pelton, para generar una potencia eléctrica regular. Por lo tanto, se propone un sistema de control PID (proporcional, integral y derivativo) que mantenga un flujo de agua constante hacia la turbina. La acción de control se realiza manipulando la apertura de la válvula de inyección en la turbina Pelton, para estabilizar la posición del pistón y así, indirectamente, controlar la velocidad del flujo de agua en la salida del inyector.

La utilidad del control PID radica en que se aplica en forma casi general a la mayoría de los sistemas de control. Más de la mitad de los controladores industriales que se usan hoy en día utilizan esquemas de control PID o PID modificados; han demostrado su beneficio para un control satisfactorio, aunque en muchas situaciones específicas no aporten un control óptimo. El diseño del sistema de control se decide con base en la naturaleza de la planta y las condiciones de operación, incluyendo consideraciones tales como seguridad, costo, disponibilidad, fiabilidad, precisión, peso y tamaño [49]. De esta forma, considerando que el modelo matemático del acumulador hidroneumático, representado en el espacio de estados por las ecuaciones (3.46) y (3.47) o por la función de transferencia (3.58), es de primer orden, y como un inicio en esta investigación, se propone la aplicación del lazo de control PID expuesto en la Figura 3.17. El control PID es un controlador realimentado para reducir y eliminar asintóticamente el error $e(t)$ en estado estacionario entre la señal de referencia $r(t)$ y la señal de salida $y(t)$ de la planta.

La acción combinada del control PID tiene las ventajas de cada una de las tres acciones individuales: la proporcional aproxima el error a cero; la integral lo reduce y elimina, mientras que la derivativa lo mantiene al mínimo. La ecuación de un controlador PID [49] está dada por

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau + K_p T_d \frac{de(t)}{dt} \quad (3.59)$$

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

La función de transferencia del control PID es

$$H(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) \quad (3.60)$$

donde K_p , K_i y K_d son las ganancias proporcional, integral y derivativa, respectivamente, T_i es el tiempo integral y T_d es el tiempo derivativo.

La función de transferencia del diagrama de bloques en lazo cerrado mostrado en la Figura 3.17 es

$$\frac{Y(s)}{R(s)} = \frac{G(s)H(s)}{1 + G(s)H(s)} \quad (3.61)$$

donde $H(s)$ corresponde a la función de transferencia del controlador PID y $G(s)$ es la función de transferencia de la planta.

Sustituyendo las ecuaciones (3.58) y (3.60) en (3.61), la función de transferencia del lazo de control PID resulta

$$\frac{Y(s)}{R(s)} = \frac{c_{11}b_{11}K_d s^2 + c_{11}b_{11}K_p s + c_{11}b_{11}K_i}{(c_{11}b_{11}K_d + 1)s^2 + (c_{11}b_{11}K_p - a_{11})s + c_{11}b_{11}K_i} \quad (3.62)$$

La sintonía del controlador consiste en determinar o ajustar los parámetros (K_p , T_i y T_d) del controlador para que cumpla con las especificaciones de comportamiento requeridas. Ziegler y Nichols propusieron los dos métodos experimentales siguientes para sintonizar los controladores PID con base en las características de respuesta transitoria de una planta dada [49].

- Primer método. Esta regla puede aplicarse si la respuesta de la planta a una entrada escalón unitario muestra una curva en forma de S como la de Figura 3.18. El tiempo de retardo L y la constante de tiempo T se obtienen trazando una recta tangente en el punto de inflexión de la curva S y determinando las intersecciones de la tangente con el eje del tiempo y la línea $c(t) = K$. Los valores de K_p , T_i y T_d se establecen de acuerdo a las expresiones de la Tabla 3.1.

Controlador	K_p	T_i	T_d
P	$\frac{T}{L}$	∞	0
PI	$0.9\frac{T}{L}$	$\frac{L}{0.3}$	0
PID	$1.2\frac{T}{L}$	2L	0.5L

Tabla 3.1: Sintonía Ziegler-Nichols por respuesta al escalón. Fuente: [49].

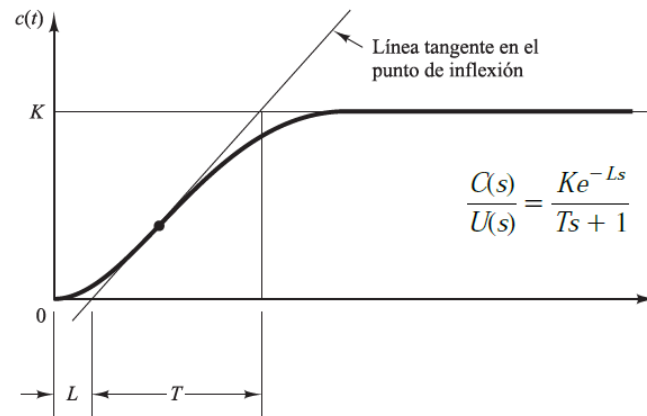


Figura 3.18: Respuesta en forma de S al escalón. Fuente: [49].

- Segundo método. Esta regla elimina los efectos de la parte integral ($T_i = \infty$) y la parte derivativa ($T_d = 0$) y el valor de la acción proporcional K_p se incrementa desde cero hasta un valor crítico K_{cr} en donde la salida presente oscilaciones sostenidas, con un periodo crítico P_{cr} (ver Figura 3.19). Los valores de K_p , T_i y T_d se establecen de acuerdo a las expresiones de la Tabla 3.2.

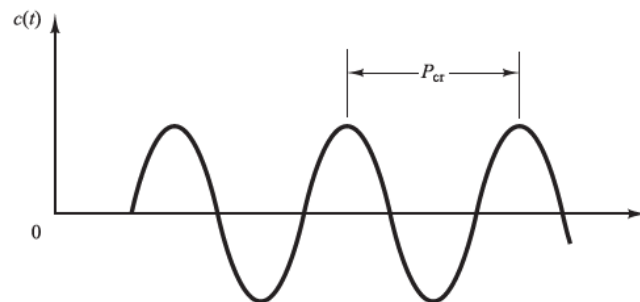


Figura 3.19: Oscilación sostenida con periodo P_{cr} . Fuente: [49].

Controlador	K_p	T_i	T_d
P	$0.5 K_{cr}$	∞	0
PI	$0.45 K_{cr}$	$\frac{P_{cr}}{1.2}$	0
PID	$0.6 K_{cr}$	$0.5 P_{cr}$	$0.125 P_{cr}$

Tabla 3.2: Sintonía Ziegler-Nichols por oscilaciones sostenidas. Fuente: [49].

3.9.1. Respuesta escalón unitario

Se ha señalado anteriormente que la función de transferencia permite analizar la respuesta del sistema ante varias formas de excitación. En la práctica, como es el caso, si bien se ha aproximado su expresión analítica, la señal de excitación no se conoce previamente porque su naturaleza es aleatoria. Sin embargo, analizar el comportamiento del sistema sujeto a perturbaciones repentinas puede acercarse satisfactoriamente por una señal (de prueba) escalón. La respuesta en el tiempo de un sistema de control, compuesta por la parte transitoria, del estado inicial al estado final, y por la parte en estado estacionario, cuando el tiempo tiende a infinito, debe ser capaz de determinar la característica más importante del comportamiento dinámico del sistema: *la estabilidad*. Un sistema de control lineal e invariante con el tiempo es estable si la salida regresa a su estado de equilibrio cuando el sistema está sujeto a una condición inicial. La estabilidad también puede determinarse por la ubicación de los polos (raíces del denominador de la función de transferencia) en el plano s : si todos los polos en lazo cerrado se encuentran a la izquierda del eje $j\omega$, cualquier respuesta transitoria termina por alcanzar el equilibrio. La estabilidad o inestabilidad es una propiedad del sistema y no depende de la magnitud ni de la naturaleza de la entrada, los polos de ésta no afectan a la propiedad de estabilidad sino sólo contribuyen a los términos de respuesta en estado estacionario [49].

- **Sistemas de primer orden**

Un sistema de primer orden responde a la ecuación diferencial y función de transferencia de la forma [49]:

$$\begin{aligned} \dot{c}(t) + a_0c(t) &= b_0r(t), \quad \text{ó} \\ \tau\dot{c}(t) + c(t) &= Kr(t) \end{aligned} \quad (3.63)$$

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{b_0}{s + a_0} = \frac{K}{\tau s + 1} \quad (3.64)$$

donde

$$K = \frac{b_0}{a_0} \text{ es la ganancia en estado estable.}$$

$$\tau = \frac{1}{a_0} \text{ es la constante de tiempo del sistema.}$$

$$s = -a_0 = -\frac{1}{\tau} \text{ es el polo del sistema.}$$

La respuesta escalón unitario de un sistema de primer orden es

$$C(s) = \frac{K}{\tau s + 1} \cdot \frac{1}{s} \quad (3.65)$$

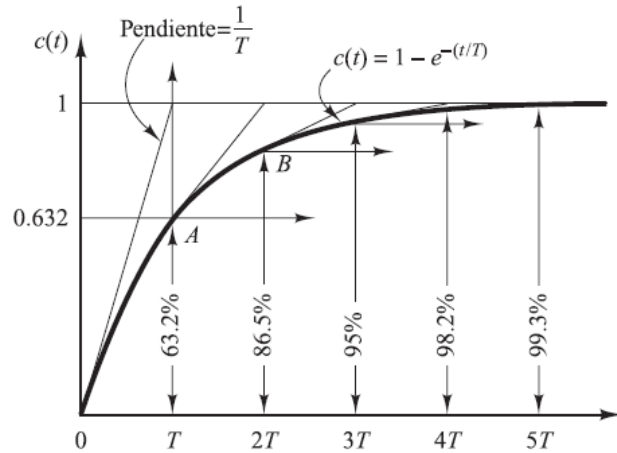


Figura 3.20: Respuesta escalón unitario de sistemas de primer orden. Fuente: [49].

Si se desarrolla la respuesta (3.65) en fracciones simples y después se aplica la transformada inversa de Laplace se tiene que

$$C(s) = K \left(\frac{1}{s} \cdot \frac{1}{\tau s + 1} \right) = \frac{K_1}{s} + \frac{K_2}{s + 1/\tau} \quad (3.66)$$

$$c(t) = K \left(1 - e^{-t/\tau} \right) \quad (3.67)$$

donde la ecuación (3.67) describe que la salida parte de cero y alcanza su valor final en un tiempo infinito, para fines prácticos considerado finito cuando a cierto porcentaje del valor final la salida llega al estado estable. La constante de tiempo $t = \tau$ señala el tiempo en el que la respuesta alcanza el 63.2% del valor final (ver Figura 3.20).

• Sistemas de segundo orden

Los sistemas de segundo orden se representan [49], normalmente, mediante la función de transferencia de la forma:

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.68)$$

El comportamiento dinámico del sistema se describe en términos de los parámetros ω_n , frecuencia natural no amortiguada, y ζ , factor de amortiguamiento. Las raíces de (3.68), cuya interpretación geométrica se ve en la Figura 3.21, están determinadas por

$$s_{1,2} = \frac{-2\zeta\omega_n \pm \sqrt{(2\zeta\omega_n)^2 - 4\omega_n^2}}{2} = -\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1 - \zeta^2} \quad (3.69)$$

donde $\sigma = \zeta\omega_n$ es la atenuación y $\omega_d = \omega_n\sqrt{1 - \zeta^2}$ es la frecuencia natural amortiguada.

3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA DE LAS OLAS (WEC)

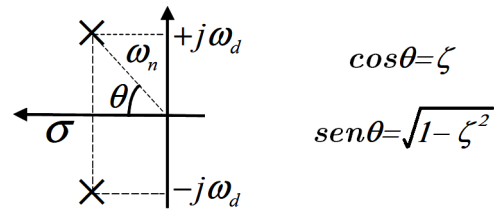


Figura 3.21: Polos complejos y conjugados de un sistema de segundo orden.

Dependiendo del valor que tenga el factor de amortiguamiento ζ (ver Figura 3.22), los sistemas de segundo orden se agrupan en:

1. Subamortiguado ($0 < \zeta < 1$): polos conjugados en el semiplano izquierdo. La respuesta transitoria es oscilatoria.
2. No amortiguado ($\zeta = 0$): polos en el eje imaginario. La respuesta transitoria es oscilatoria, así, la estabilidad es crítica.
3. Críticamente amortiguado ($\zeta = 1$): polo doble en el eje real. La respuesta transitoria no oscila.
4. Sobreamortiguado ($\zeta > 1$): polos en el eje real. La respuesta transitoria no oscila.
5. Para $\zeta < 0$ el sistema es inestable: los polos se ubican en el semiplano derecho y la respuesta crece indefinidamente.

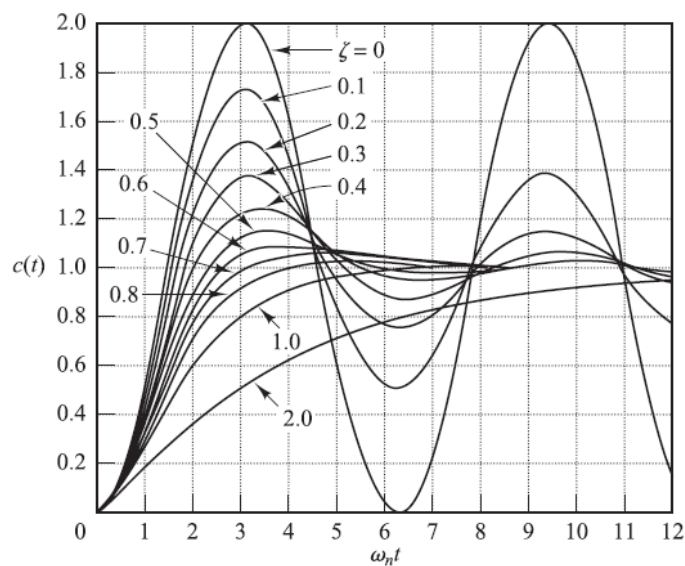


Figura 3.22: Respuestas escalón unitario de un sistema de segundo orden. Fuente: [49].

La respuesta escalón unitario de un sistema subamortiguado es

$$C(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \cdot \frac{1}{s} \quad (3.70)$$

si la respuesta (3.70) se expresa en fracciones simples, se completa el trinomio cuadrado perfecto y se ocupa la frecuencia natural amortiguada ω_d , se tiene

$$C(s) = \frac{1}{s} - \frac{s + 2\zeta\omega_n}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} = \frac{1}{s} - \frac{s + \zeta\omega_n}{(s + \zeta\omega_n)^2 + \omega_d^2} - \frac{\zeta\omega_n}{(s + \zeta\omega_n)^2 + \omega_d^2} \quad (3.71)$$

Aplicando la transformado inversa de Laplace a la ecuación (3.71) tenemos

$$c(t) = 1 - e^{-\zeta\omega_n t} \left(\cos \omega_d t + \frac{\zeta}{\sqrt{1 - \zeta^2}} \operatorname{sen} \omega_d t \right) \quad (3.72)$$

visto que $\zeta = \cos \theta$ y $\operatorname{sen} \theta = \sqrt{1 - \zeta^2}$, utilizando la identidad trigonométrica para la suma de ángulos, la respuesta escalón unitario para un sistema de segundo grado se expresa como

$$c(t) = 1 - \frac{e^{-\zeta\omega_n t}}{\sqrt{1 - \zeta^2}} \operatorname{sen}(\omega_d t + \theta), \quad \text{para } t \geq 0 \quad (3.73)$$

así, la respuesta de oscilación transitoria de (3.73) es la frecuencia natural amortiguada ω_d , cuyo valor depende del factor de amortiguamiento ζ .

Los parámetros en el dominio del tiempo de la respuesta transitoria a un escalón unitario [49], identificados en la Figura 3.23, son:

1. Tiempo de retardo, t_d : tiempo requerido para que la respuesta alcance por primera vez la mitad del valor final.
2. Tiempo de levantamiento, t_r : tiempo requerido para que la respuesta alcance por primera vez el valor final, por lo general se define un tiempo de paso del 0 al 90 % o de 0 al 100 %. El tiempo t_r se obtiene cuando la salida $c(t) = 1$, entonces

$$t_r = \frac{\pi - \theta}{\omega_d} \quad (3.74)$$

3. Tiempo pico, t_p : tiempo requerido para que la respuesta alcance el primer pico de sobrepaso. Este tiempo corresponde a medio ciclo de la frecuencia ω_d y se obtiene cuando $\dot{c}(t) = 0$.

$$t_{rp} = \frac{\pi}{\omega_d} \quad (3.75)$$

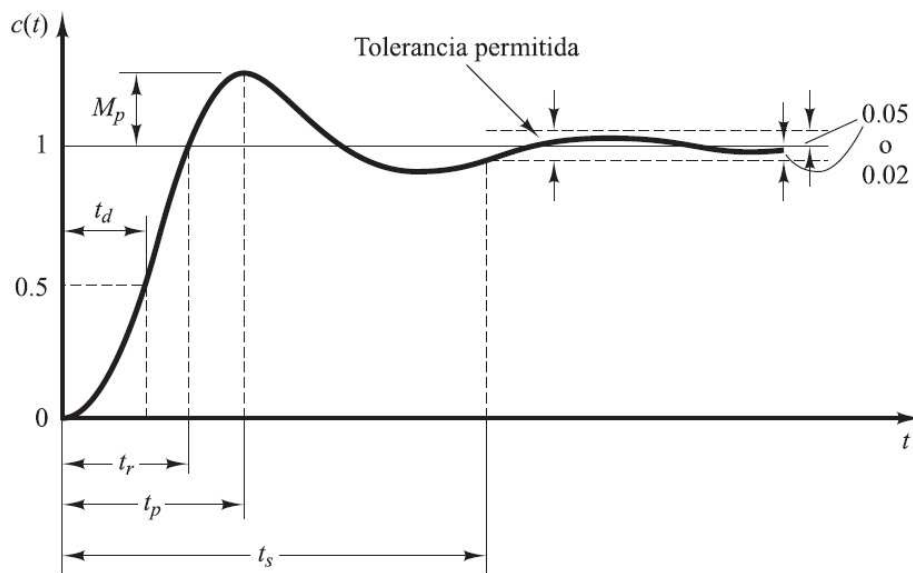


Figura 3.23: Parámetros de desempeño de un sistema de segundo orden. Fuente: [49].

4. Sobrepasso máximo, M_p : es la relación de sobrepasso máximo de la salida sobre el valor final; indica de manera directa la estabilidad relativa del sistema. El sobrepasso máximo se define por

$$M_p(\%) = \frac{C(t_p) - C(\infty)}{C(\infty)} \times 100\% \quad (3.76)$$

5. Tiempo de asentamiento, t_s : tiempo requerido para que la respuesta alcance y permanezca dentro de un rango alrededor del valor final, por lo general de 2 o 5%. El parámetro t_s se mide en función de la constante de tiempo $\tau = 1/\zeta\omega_n$.

$$t_{s(2\%)} = 4\tau = \frac{4}{\sigma} = \frac{4}{\zeta\omega_n} \quad (3.77)$$

$$t_{s(5\%)} = 3\tau = \frac{3}{\sigma} = \frac{3}{\zeta\omega_n} \quad (3.78)$$

Resultados

Para ilustrar el desempeño del controlador PI propuesto se presentan los resultados de las simulaciones del lazo de control aplicado al acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica. Las simulaciones se realizaron con el software matemático *MATLAB/Simulink*, considerando una ola regular de 1.5 m de altura y periodo de 5 s, y los parámetros y punto de operación reportados en la Tabla 4.1.

Parámetro		Valor	Unidades
Masa del flotador	m	17,000	kg
Masa adicional del flotador	m_r	12,716	kg
Coefficiente de radiación	R_r	5,379	kg/s
Coefficiente elástico	K_e	32,587	N/m
Densidad del agua de mar	ρ_{mar}	1,027	kg/m ³
Área del ducto de bombeo	A_e	0.038	m ²
Área del acumulador	A_a	1.3	m ²
Presión inicial del gas	p_0	1.1238	MPa
Volumen inicial del gas	V_0	5.3	m ³
Volumen total	V_T	7	m ³
Densidad del agua	ρ	1,000	kg/m ³
Presión atmosférica	p_{atm}	0.1	MPa
Posición del pistón	x_{1op}	1.3077	m
Apertura de la válvula	u_{op}	0.00251	m ²

Tabla 4.1: Parámetros y punto de operación del WEC.

4. RESULTADOS

El WEC de estudio considera dos unidades de bombeo para una generación eléctrica de 100 kW. Cada unidad de bombeo se compone de un absorbedor puntual¹ de 17 toneladas de masa, cuyos parámetros m_r , R_r y K_e se obtuvieron a través de simulaciones con el software *WAMIT* [41]. Naturalmente, el flujo de agua bombeada al acumulador se incrementa con el aumento de las unidades de bombeo; por principio de superposición: el flujo total de agua bombeada es la suma algebraica del flujo de agua que inyecta al acumulador cada módulo de bombeo. Asumiendo que las fuerzas que describen la dinámica de bombeo se encuentran en fase y a la misma frecuencia, sabemos que el número de unidades de bombeo incrementará en la misma proporción el flujo de agua bombeada. Asimismo, el tamaño de la tubería central de entrada al acumulador, donde los flujos de agua de cada unidad convergen, es proporcional al número de unidades.

La Figura 4.1 muestra la fuerza de excitación de la ola, f_e , y la fuerza del pistón, f_p , de cada unidad de bombeo. De acuerdo con las ecuaciones (3.12) y (3.17) el valor óptimo de F_p es de 4.2706×10^4 N, 21.5% menor que la fuerza $F_e = 5.4375 \times 10^4$ N; además, como lo describen las ecuaciones (3.13) y (3.19), conforme al área de la tubería de bombeo, A_e , la magnitud de la fuerza F_p determina la presión óptima que debe contener la cámara hiperbárica: en este caso, alrededor de 1.2338 MPa, misma presión que si se considera el área de la tubería de entrada principal como $2A_e$, pero con una acción del doble de la fuerza F_p .

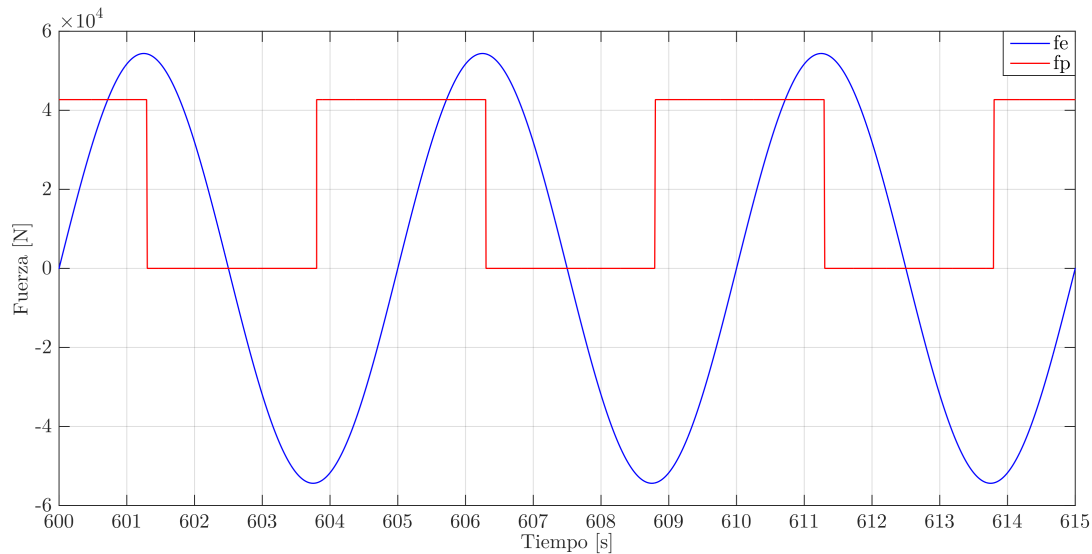


Figura 4.1: Fuerza de la ola, f_e , y fuerza del pistón, f_p , de cada unidad de bombeo.

¹ El flotador cónico, de 10 m de diámetro exterior por 2 m de profundidad, está unido a la bomba hidráulica por un brazo mecánico de 22 m [51].

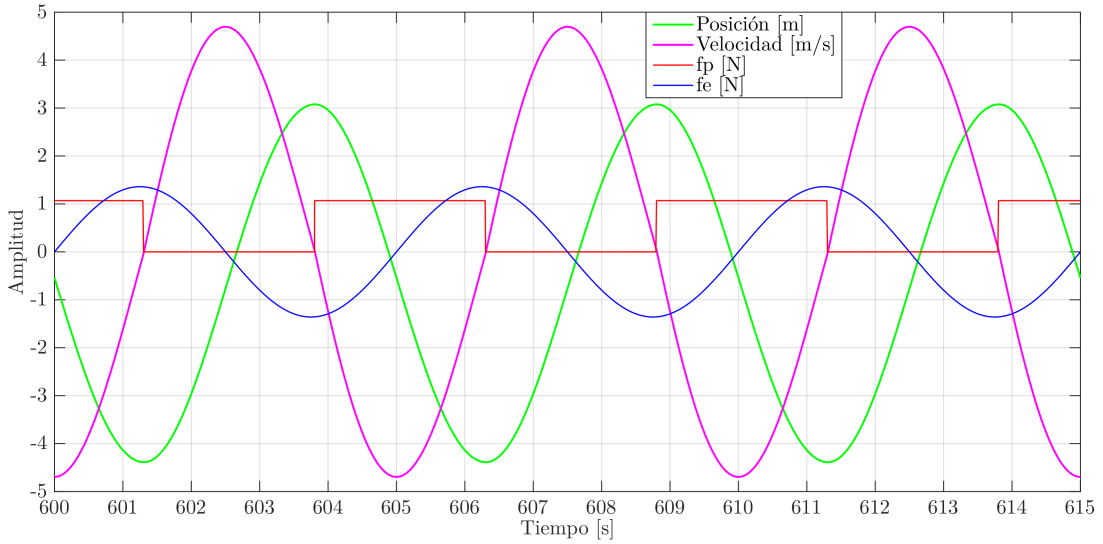


Figura 4.2: Movimiento oscilatorio del absorbedor puntual en régimen permanente.
 Las fuerzas f_e y f_p fueron atenuadas con un factor de 2.5×10^{-5} para mostrar su comportamiento respecto a la velocidad y la posición del absorbedor puntual.

Con base en la ecuación (3.10) que describe la dinámica de la unidad de bombeo, las Figuras 4.2 y 4.3 muestran el movimiento oscilatorio del absorbedor puntual en régimen permanente: la etapa de compresión de la bomba, cuando se inyecta agua al acumulador, ocurre durante el movimiento descendente del absorbedor puntual, en el momento que, como lo señalan las ecuaciones (3.13) y (3.14), la presión de la cámara hiperbárica se define por la fuerza F_p y cuando la velocidad del absorbedor puntual es negativa.

Las ecuaciones (3.16) y (3.18) definen la potencia y velocidad para una máxima transferencia de energía, ésto bajo condiciones de fase óptima: cuando la velocidad del absorbedor puntual está en fase con la fuerza de excitación, f_e .

$$P_{a,opt} = 6.8708 \times 10^4 \text{ W} \quad (4.1)$$

$$v_{f,opt} = 5.0544 \text{ m/s} \quad (4.2)$$

Sin embargo, tal y como se aprecia en las Figuras 4.2 y 4.4, la velocidad está desfasada 90° respecto a la fuerza de excitación f_e , en consecuencia la amplitud máxima de la velocidad es de 4.695 m/s, a 92.89 % de la máxima transferencia de energía. Para el alcance de este trabajo de investigación se considera un valor aceptable y se deja para trabajo futuro alcanzar las condiciones de fase óptimas, a través, por ejemplo, de un control por enclavamiento (del inglés, Latching Control).

4. RESULTADOS

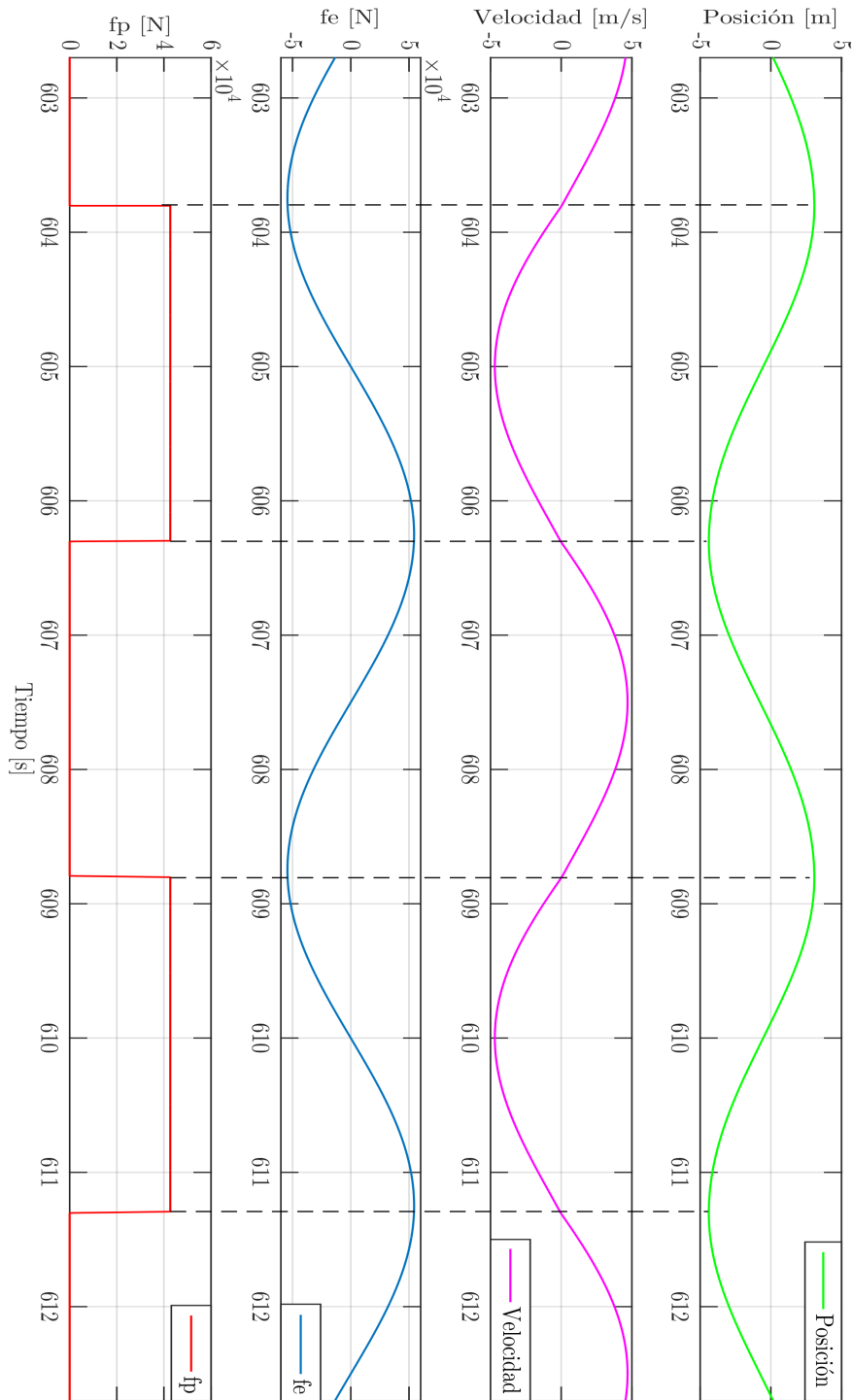


Figura 4.3: Movimiento oscilatorio del absorbedor puntual en régimen permanente.

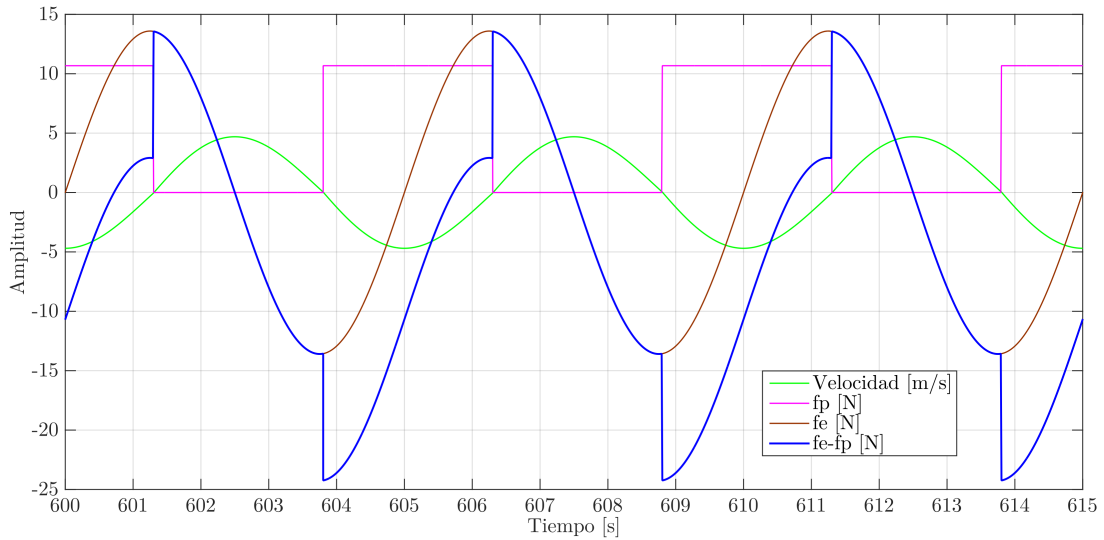


Figura 4.4: Condición de fase entre la velocidad del absorbedor puntual y la fuerza de excitación. Las fuerzas f_e y f_p fueron atenuadas con un factor de 2.5×10^{-4} para mostrar su comportamiento respecto a la velocidad del absorbedor puntual.

Con respecto al flujo de agua que entra al acumulador, descrito por las expresiones (3.20) y (3.21) y visto que es proporcional a la velocidad del absorbedor puntual y al tamaño de la tubería de bombeo, se tiene una amplitud de flujo $Q_e = 0.1784 \text{ m}^3/\text{s}$. El área bajo la curva de la función de flujo Q_e , trazada en la Figura 4.5, arroja un volumen de agua $V_e = 0.28639 \text{ m}^3$. En conjunto las dos unidades de bombeo inyectan un flujo de amplitud $Q_e = 0.3568 \text{ m}^3/\text{s}$, equivalente a 567.86 litros de agua cada 2.5 s.

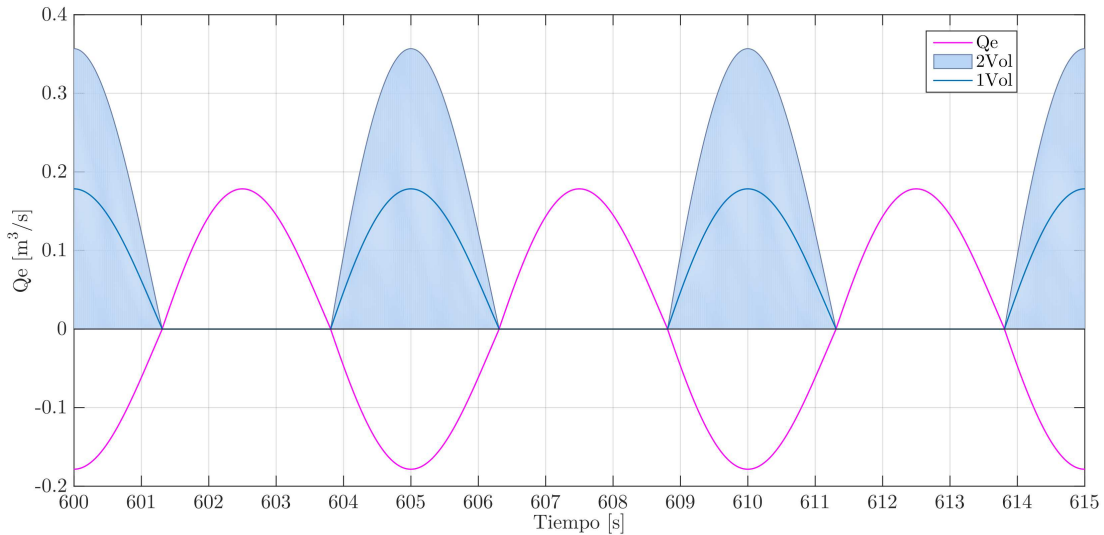


Figura 4.5: Flujo de agua bombeada al acumulador.

4. RESULTADOS

Teniendo en cuenta que la operación normal del WEC se produce alrededor de un punto de equilibrio donde es posible aproximar el modelo no lineal del acumulador hidroneumático, descrito por la ecuación (3.34), en un sistema lineal que satisface la expresión (3.37): cuando el flujo de agua que entra al acumulador es igual al flujo de salida, así

$$Q_e(t) = A_s \left[\frac{2}{\rho} \left(\frac{p_0 V_0}{V_T - x_1(t) A_a} - p_{atm} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.3)$$

Puesto que uno de los objetivos de la tesis es evaluar un control que permita entregar un flujo constante de agua a la turbina Pelton, entonces, de acuerdo con la Figura 4.5 el flujo de agua que se inyecta en medio ciclo ahora saldrá repartido en todo el periodo de 5 s: los 0.56786 m³ de agua inyectados en 2.5 s se fraccionan en la salida en 0.11357 m³/s. Con este valor de flujo y, conforme a las dimensiones y condiciones iniciales del acumulador hidroneumático, con una posición del pistón en 1.3077 m, la ecuación (4.3) despliega una apertura en la válvula de inyección de 0.00251 m².

De acuerdo con las expresiones (3.48), (3.49), (3.50) y (3.51) y con los parámetros y punto de operación de la Tabla 4.1, las matrices de la representación de estado son:

$$\begin{aligned} A &= -0.001176 & B &= -34.8080 \\ C &= 6.09163 & D &= 0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

Con los valores de (4.4) la ecuación (3.58) que describen la función de transferencia del acumulador hidroneumático es

$$G(s) = \frac{-212.0375}{s + 0.01176} \quad (4.5)$$

donde se observa que la planta (4.5) es un sistema de primer orden, con su respectivo polo y sin ceros.

Respecto a lo anterior y luego de expresar la función de transferencia (4.5) en términos de la ecuación (3.64), la respuesta escalón unitario, graficada en la Figura 4.6, muestra el comportamiento natural de la planta, que, tal y como la ecuación (4.6) lo señala, es estable: la respuesta tiende al valor de la ganancia $K = -18035.2333$, y el polo $a_0 = -0.01176$ se ubica en el semiplano izquierdo. La constante de tiempo $\tau = 85$ s, por definición el inverso de la posición del polo, en este caso muy cercano al eje imaginario, manifiesta que la dinámica del sistema es relativamente lenta; el tiempo de asentamiento y el tiempo pico se alcanzan a los 333 y 897 s, respectivamente. Por otra parte, el lugar geométrico de la planta $G(s)$, expresado en (4.6), nos indica que el sistema en lazo abierto aunque nace en la estabilidad se mueve hacia la región inestable, es decir, la región de estabilidad es muy pequeña (Ver Figura 4.7).

$$G(s) = \frac{\frac{-212.0375}{0.01176}}{\frac{1}{0.01176}s + 1} = \frac{-18035.2333}{85.0568s + 1} \quad (4.6)$$

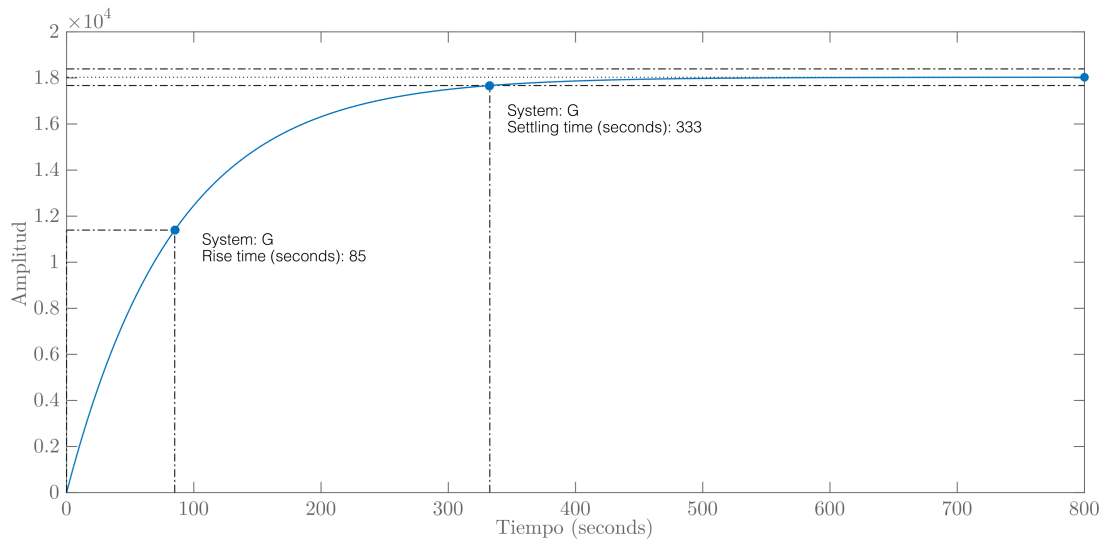


Figura 4.6: Respuesta escalón unitario del acumulador hidroneumático.
 La función de transferencia $G(s)$ fue multiplicada por una factor proporcional de -1 para visualizar la respuesta escalón unitario en el semiplano positivo.

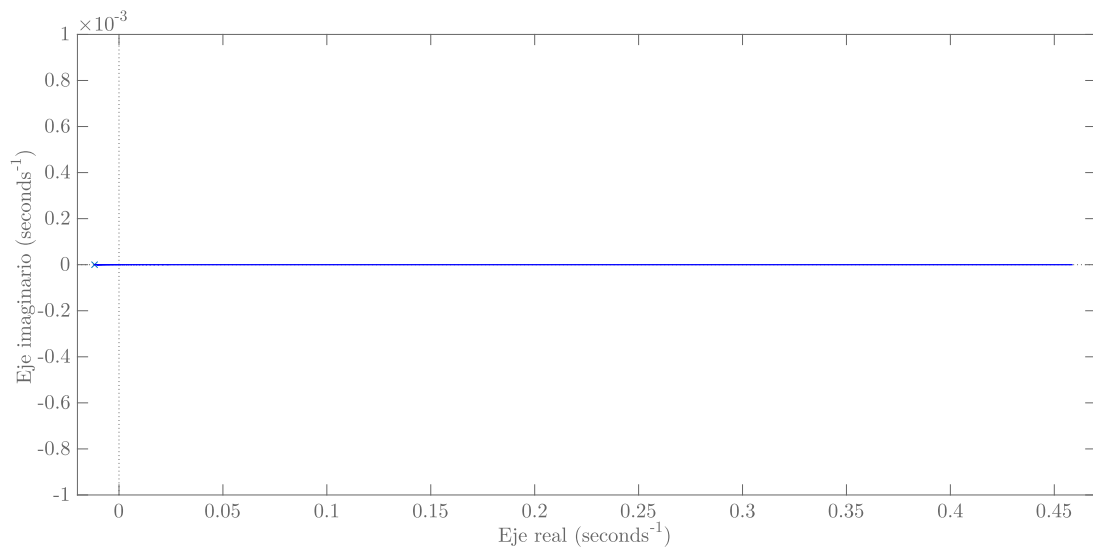


Figura 4.7: Lugar geométrico del acumulador hidroneumático.

4. RESULTADOS

Ahora bien, con el objetivo de estabilizar el comportamiento de la planta y de reducir y eliminar el error en estado estacionario entre la señal de entrada y la señal de salida se implementa un lazo de control PI. Un controlador P estabiliza el sistema y reduce el error, pero no es suficiente porque no alcanza el valor de referencia. La pura acción I aunque estabiliza el sistema y elimina el error toma demasiado tiempo en hacerlo. Por su parte, debido la naturaleza del sistema (propenso a perturbaciones aleatorias), la acción D es contraproducente, su rápida oposición al cambio genera oscilaciones en la señal de salida. Sobre esa base y de acuerdo con la función de transferencia (3.60), para un controlador PI, sintonizado con el primer método de Ziegler-Nichols dentro del entorno *MATLAB/Simulink*, se tiene

$$H(s) = -0.000126 - \frac{8.82 \times 10^{-6}}{s} = -0.000126 \left(1 + \frac{1}{14.28s} \right) \quad (4.7)$$

Así, con la funciones de transferencia de la planta y el controlador PI, expresiones (4.6) y (4.7), respectivamente, teniendo en cuenta el lazo de control (3.61) y (3.62) y los valores de las matrices de estado (4.4), la función de transferencia del lazo de control PI es

$$\frac{Y(s)}{R(s)} = \frac{0.02668s + 0.00187}{s^2 + 0.03843s + 0.00187} \quad (4.8)$$

donde los ceros y polos, mostrados en la Figura 4.8, se localizan en:

$$\begin{aligned} z &= -0.0701 \\ s_1 &= -0.01922 + 0.03874i \\ s_2 &= -0.01922 - 0.03874i \end{aligned} \quad (4.9)$$

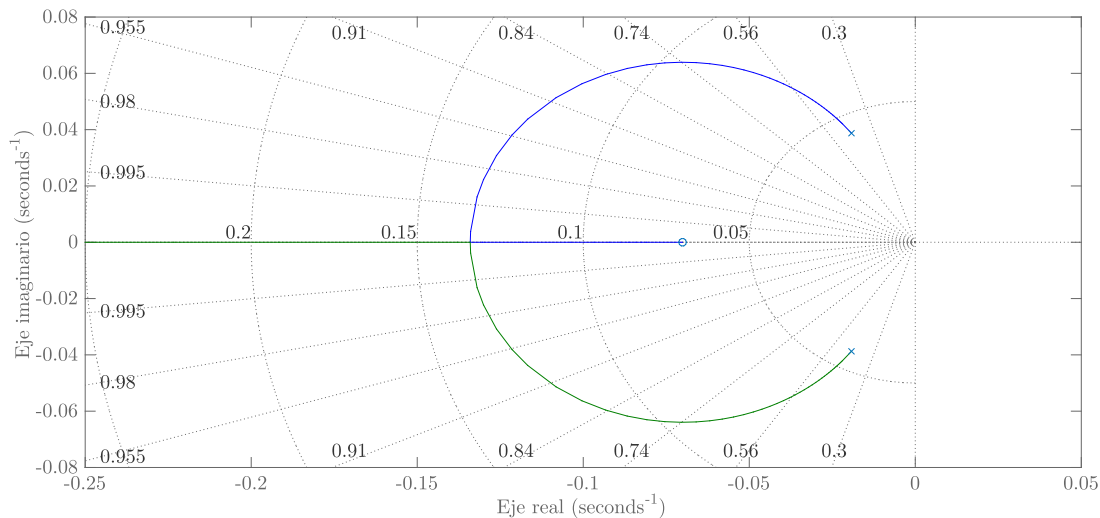


Figura 4.8: Lugar geométrico del lazo de control PI.

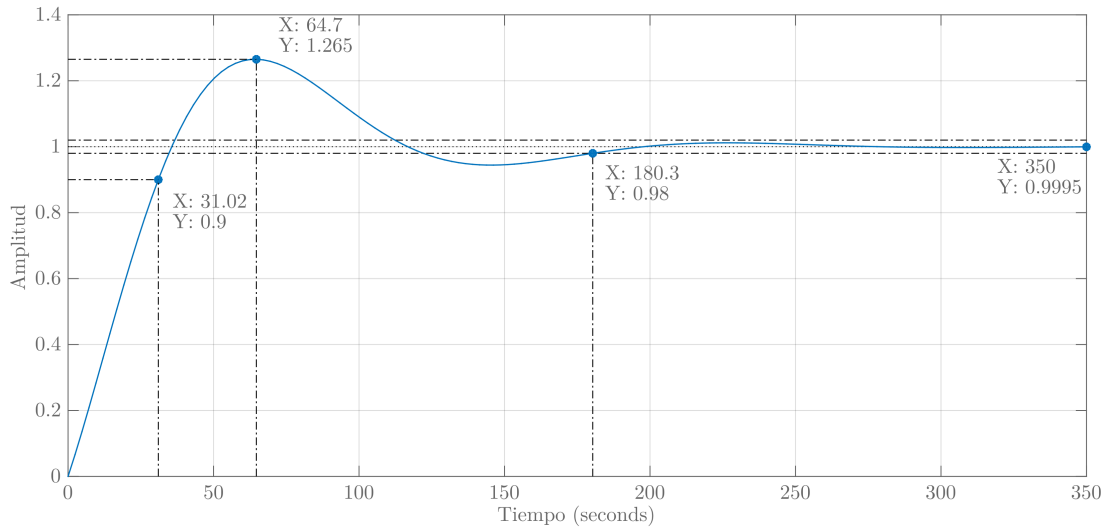


Figura 4.9: Respuesta escalón unitario del lazo de control PI.

La Figura 4.9 muestra la respuesta escalón unitario del lazo de control PI, cuyo comportamiento, definido por la función de transferencia (4.8), es el de un sistema de segundo orden subamortiguado, donde el tiempo de establecimiento t_s se alcanza en 180 s, a 2% del valor final; el tiempo de levantamiento de 0 al 90% se logra en $t_r = 31$ s; y el tiempo pico, con un sobrepaso del 26.5%, se consigue en $t_p = 64.7$ s.

Las simulaciones siguientes ilustran el desempeño del controlador PI aplicado al acumulador hidroneumático: las Figuras 4.10 y 4.11 muestran el flujo de agua de entrada, Q_e , y el flujo de agua de salida, Q_s . En la Figura 4.10 se observa que, como se había previsto y con el objetivo de entregar (lo mejor posible) un flujo de agua constante a la turbina Pelton, el caudal inyectado por las dos unidades de bombeo en medio periodo ahora se distribuye durante todo el ciclo alrededor del valor $0.11357 \text{ m}^3/\text{s}$; la amplitud de oscilación de $0.006 \text{ m}^3/\text{s}$ está relacionada con el tiempo de asentamiento de la respuesta, a menor t_s mayor será la variación. Hay que destacar que, pese a su variabilidad, la predictibilidad del oleaje es aceptable y su naturaleza de cambio no es brusca, por lo tanto, puede permitirse un tiempo de establecimiento grande. Respecto a la Figura 4.11, se observa el desempeño del controlador PI cuando existen variaciones en el flujo de entrada: si el caudal Q_e se incrementa por el aumento en la altura de la ola, la acción de control, expuesta en la Figura 4.12, abre la válvula de inyección hasta que el caudal Q_s se estabilice en el punto de operación que define el nuevo flujo de entrada, en el momento que Q_s es igual a Q_e ; si el caudal de entrada disminuye, la acción de control cierra la válvula.

4. RESULTADOS

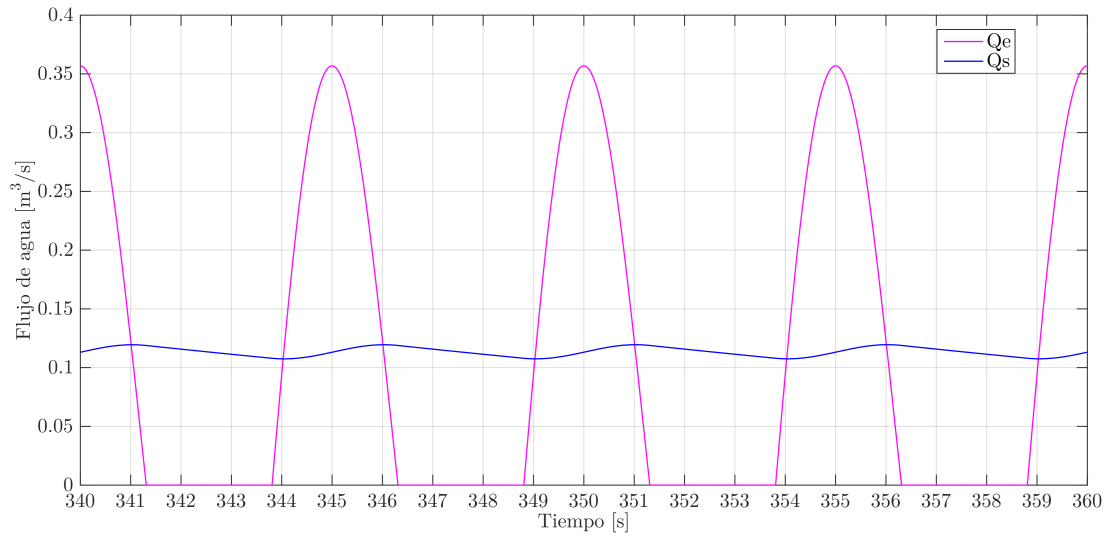


Figura 4.10: Flujo de agua de entrada y salida en el acumulador hidroneumático.

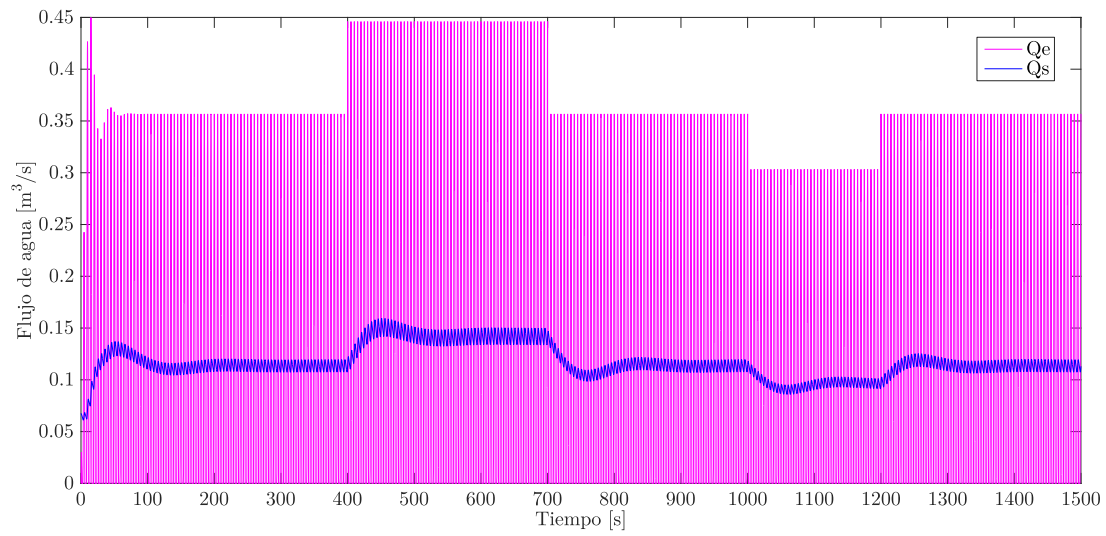


Figura 4.11: Control del flujo de agua en la salida del acumulador hidroneumático.

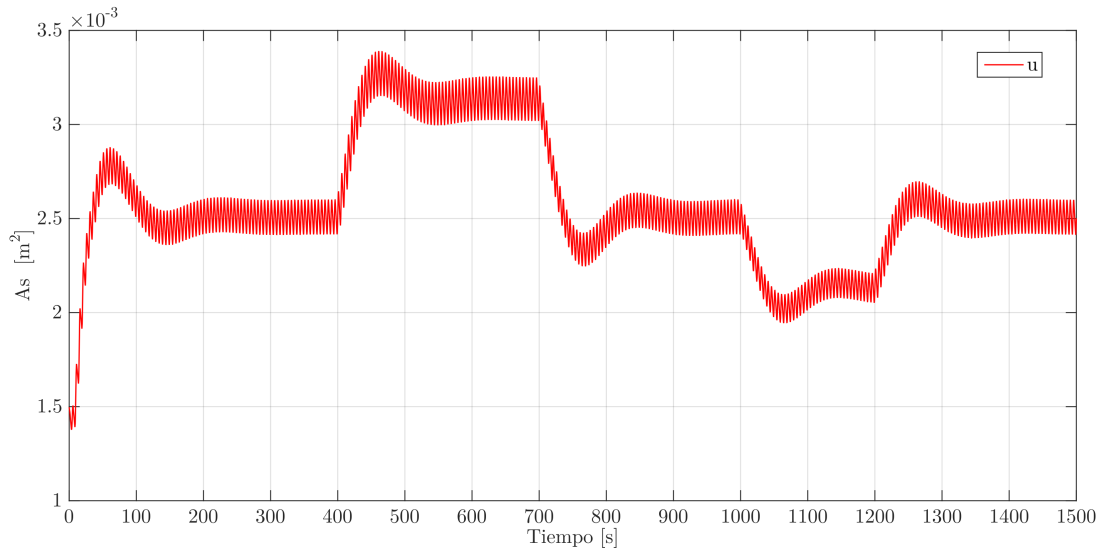


Figura 4.12: Control en la válvula de inyección de la turbina Pelton.

La válvula de inyección en 0.00251 m^2 equivale a un chorro de agua de 5.65 cm de diámetro. Para mantener el punto de operación la válvula se expande 2 s y se contrae 3 s dentro de un rango de 0.002413 a 0.002598 m^2 , es decir, el diámetro oscila de 5.55 a 5.75 cm. La acción de control, exhibida en la Figura 4.13, determina el comportamiento de los parámetros del acumulador, por ejemplo: el flujo y velocidad de salida del agua oscila temporalmente como lo hace la apertura de la válvula.

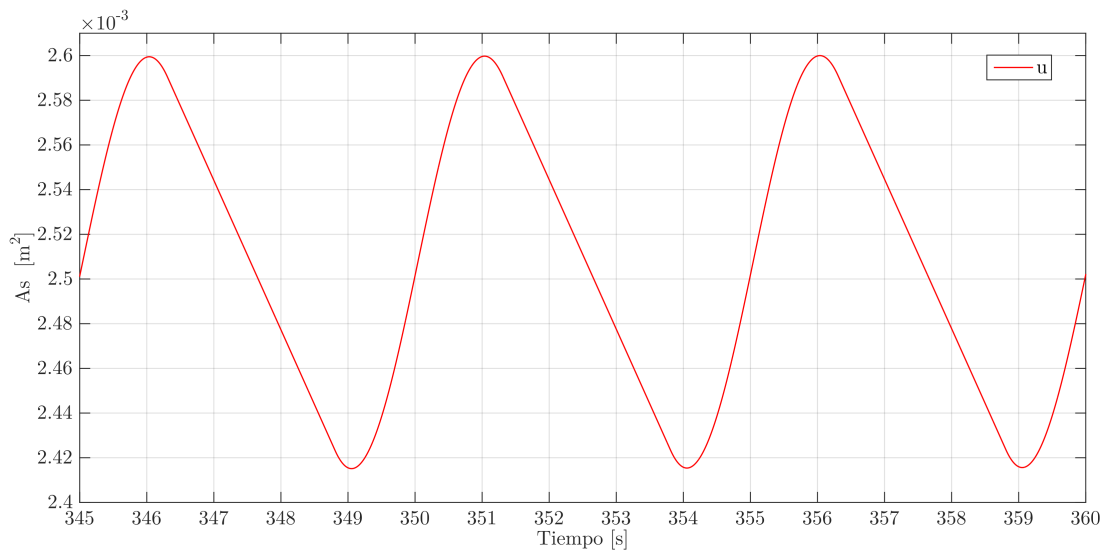


Figura 4.13: Acción de control en la válvula de inyección.

4. RESULTADOS

En el punto de operación (de la Tabla 4.1) un cambio de 1 mm en la apertura de la válvula representa variaciones de: $\pm 0.006 \text{ m}^3/\text{s}$ en el flujo de agua de salida; $\pm 12 \text{ cm}$ sobre la posición inicial del pistón (ver Figura 4.14); y $\pm 0.0335 \text{ MPa}$ alrededor de la presión inicial (ver Figura 4.15).

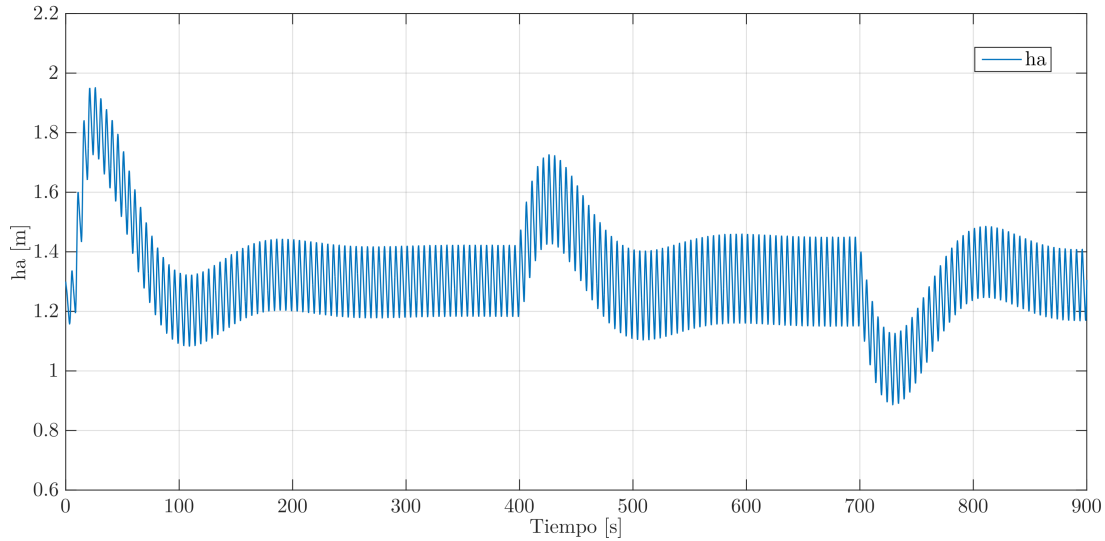


Figura 4.14: Posición del pistón en el acumulador hidroneumático.

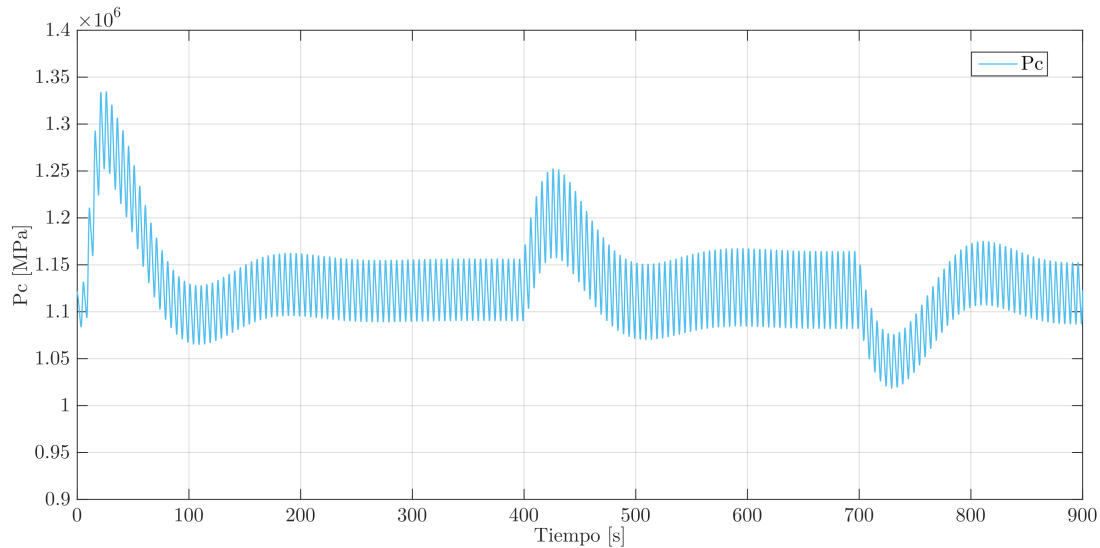


Figura 4.15: Presión en la cámara hiperbárica.

La Figura 4.16 indica la velocidad del flujo de agua en la salida de la válvula de inyección. Para el punto de operación, apertura en 0.00251 m^2 , se tiene una velocidad media de 45.225 m/s , con una oscilación de $\pm 0.735 \text{ m/s}$; la amplitud de oscilación está relacionada con el volumen total del acumulador hidroneumático, a mayor volumen menor será la variación de la velocidad, ver Figura 4.17.

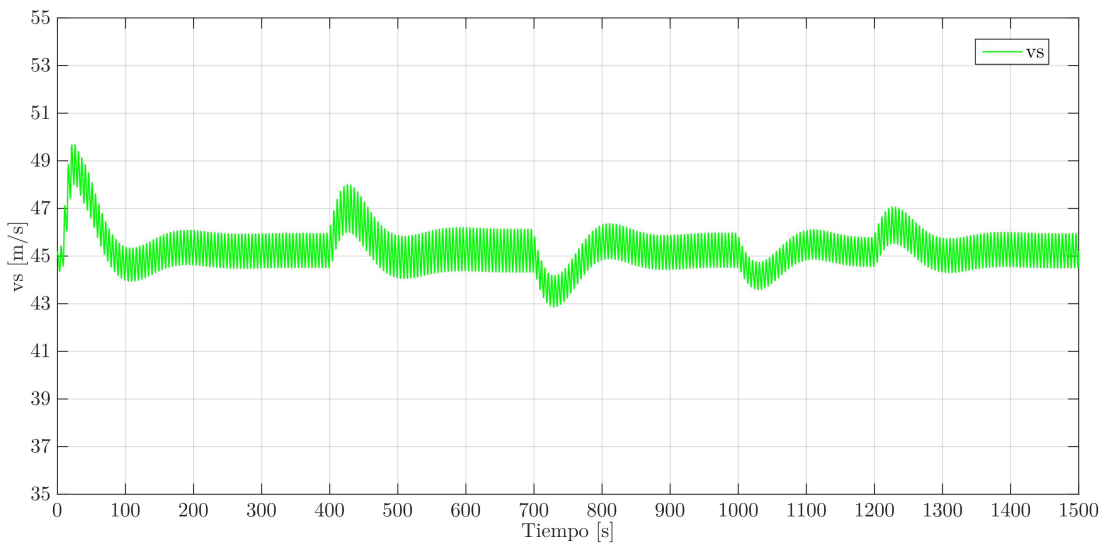


Figura 4.16: Velocidad del flujo de agua en la salida del acumulador hidroneumático.

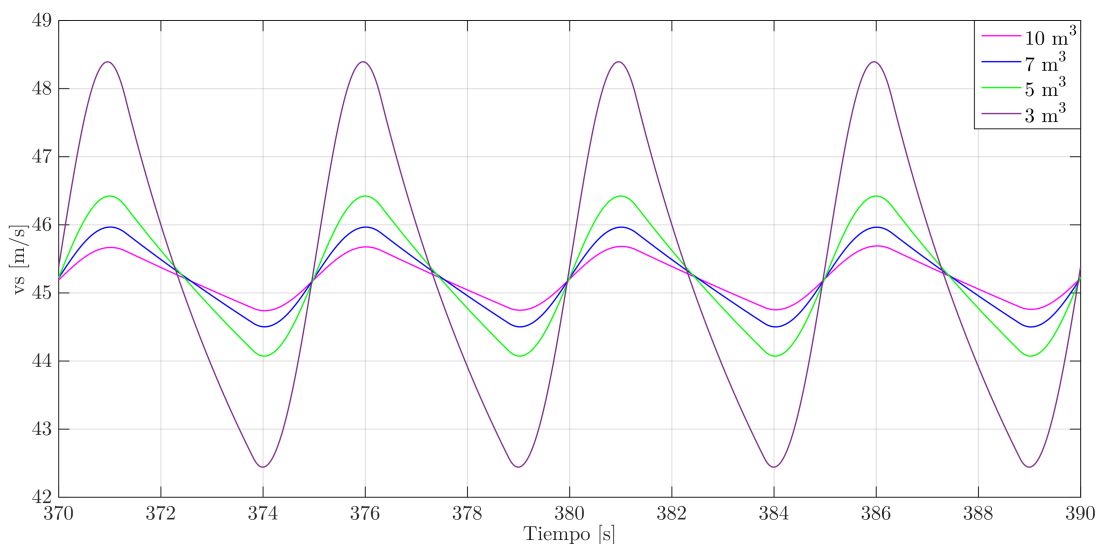


Figura 4.17: Velocidad del flujo de salida respecto al volumen total del acumulador.

4. RESULTADOS

Finalmente, sólo para ilustrar la potencia eléctrica que el WEC es capaz de generar, se presentan las simulaciones de las Figuras 4.18, 4.19 y 4.20, donde se consideró una turbina Pelton de diámetro de 48 cm y un generador síncrono (genérico del entorno *MATLAB/Simulink*) de 125 kVA, 440 V, 60 Hz de frecuencia, 4 pares de polos, constante de inercia de 0.5 s y resistencia e inductancia internas de 0.0016 Ω y 0.0003 H. La Figura 4.18 muestra los voltajes de fase del generador $V_a = V_b = V_c = 254.2$ V, mientras que la Figura 4.19 exhibe las corrientes de línea $I_a = I_b = I_c = 262.5$ A.

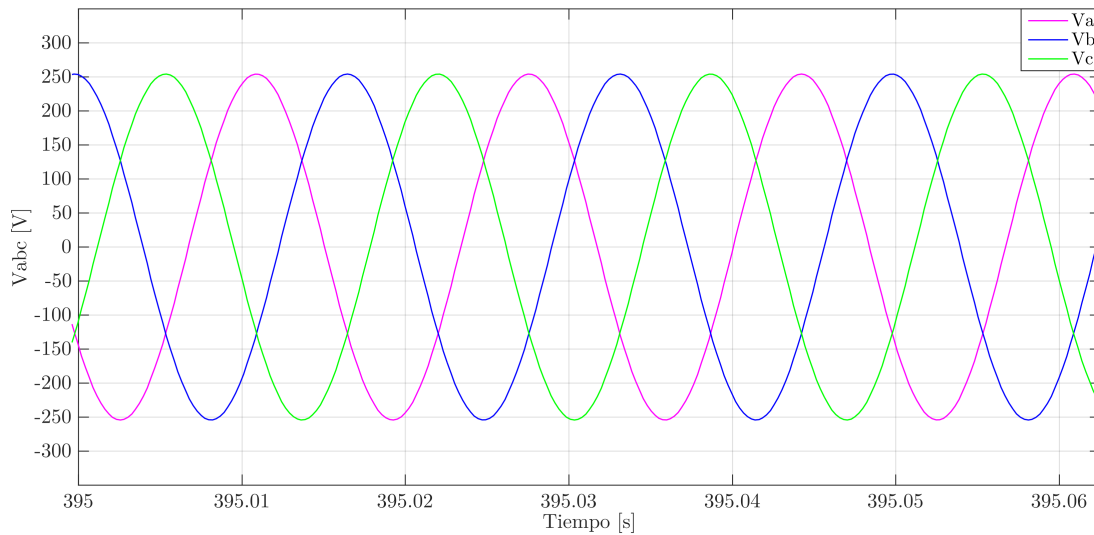


Figura 4.18: Voltaje de fase generado.

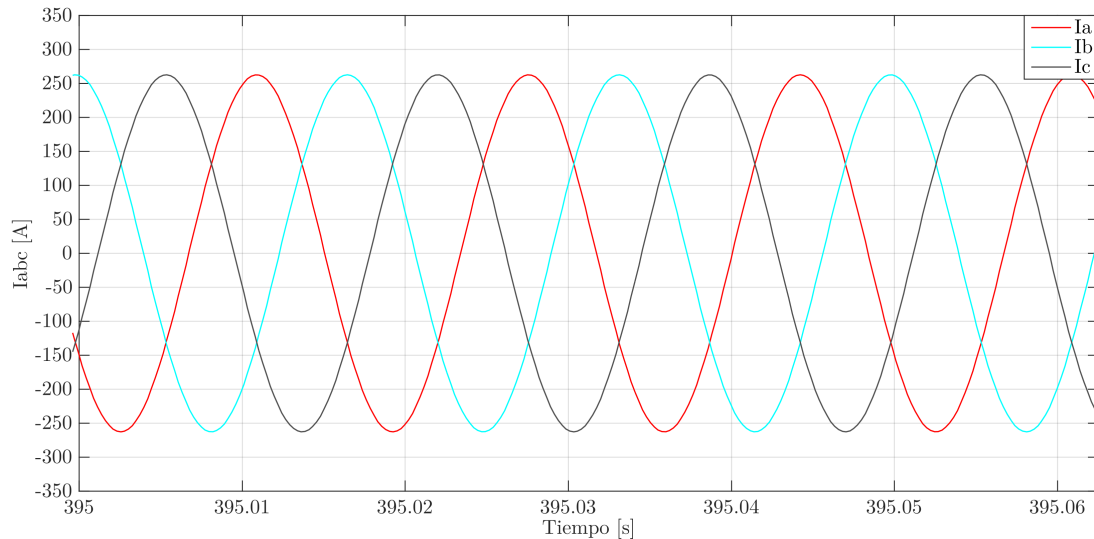


Figura 4.19: Corriente de línea generada.

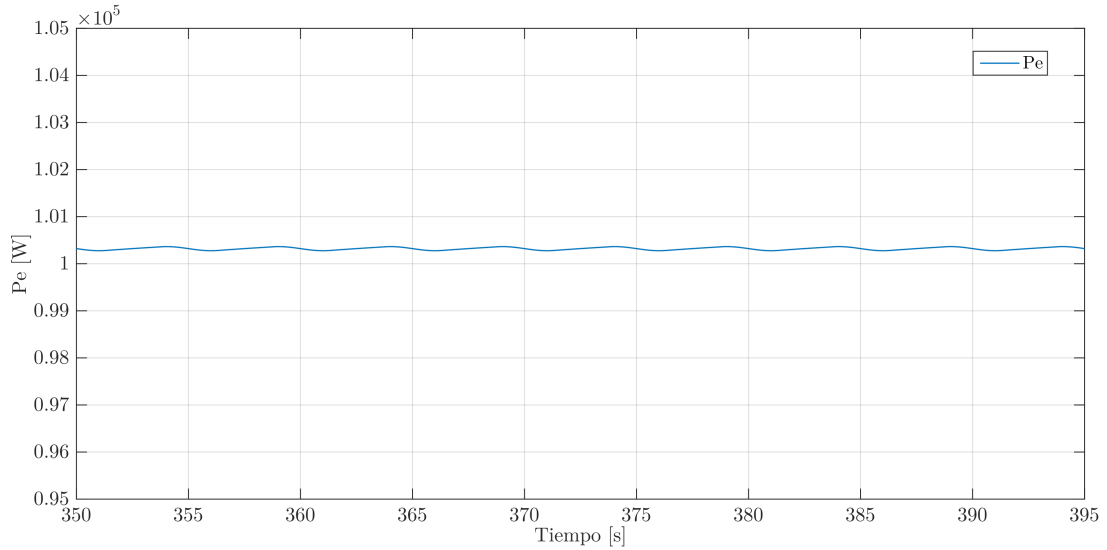


Figura 4.20: Potencia activa generada.

En las Figuras 4.20 y 4.21 se observa que la potencia activa generada por el WEC ronda los 100.320 KW y existe una variación de ± 40 W. La amplitud de oscilación está relacionada con la variación que existe en la velocidad mecánica, ver Figura 4.22.

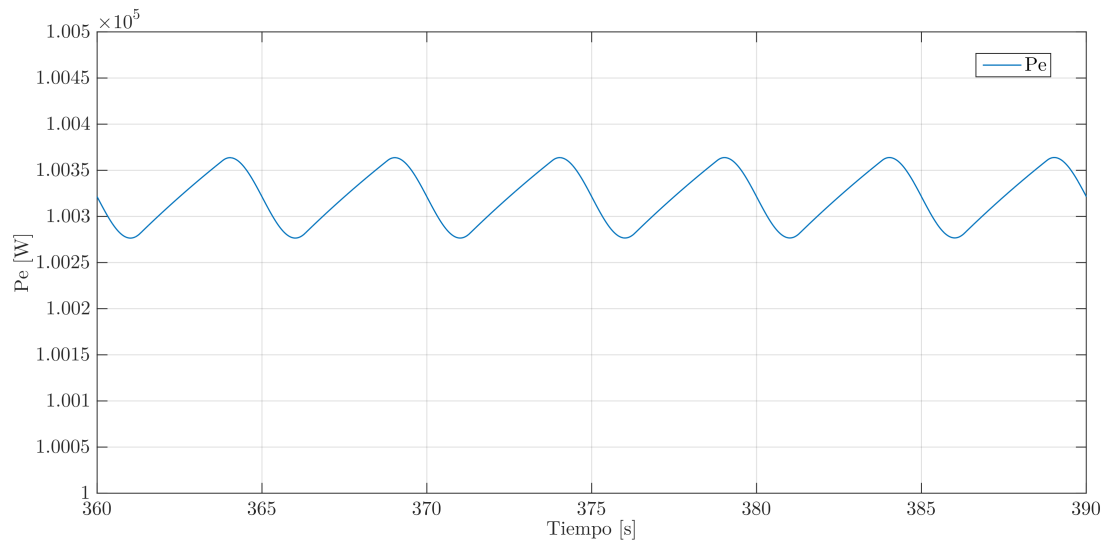


Figura 4.21: Variación de la potencia activa generada.

4. RESULTADOS

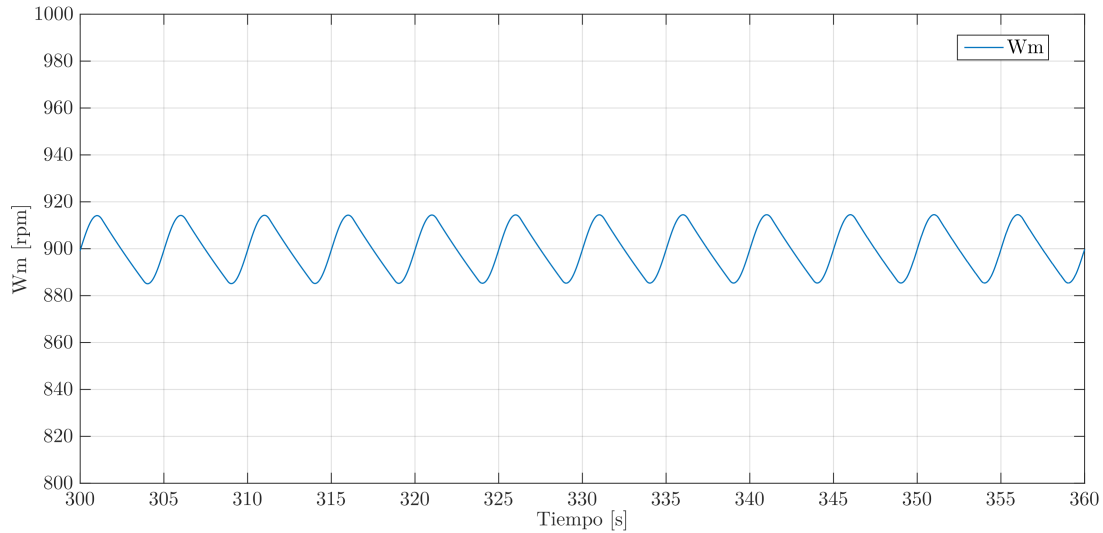


Figura 4.22: Velocidad mecánica del rotor.

De acuerdo al voltaje y corriente generada, conforme a la expresión para la potencia trifásica (4.10), se verifica que la potencia eléctrica activa es

$$P_{3\phi} = \sqrt{3}V_L I_L \cos \Theta \quad (4.10)$$

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} \left(\frac{440}{\sqrt{2}} \right) \left(\frac{262.5}{\sqrt{2}} \right) \cos 0^\circ = 100025.9341 \text{ W}$$

Por otra parte, partiendo de la potencia mecánica que el WEC puede transformar en energía eléctrica [52] se tiene

$$P_m = Q_s P_c \quad (4.11)$$

$$P_m = (0.11357)(1.1238) = 127629.966 \text{ W}$$

La potencia eléctrica generada, considerando una eficiencia del generador y de la turbina del 95 % y 82.5 %, respectivamente, es

$$P_g = P_m \eta \quad (4.12)$$

$$P_g = (127629.966)(0.95)(0.825) = 100029.986 \text{ W}$$

Por lo tanto, el porcentaje de error entre la potencia eléctrica simulada y calculada es

$$\%e = \frac{|100025.9341 - 100320|}{100025.9341} \times 100 = 0.294 \%$$

Conclusiones

Como energía renovable, la inclusión de la energía del océano en la generación de electricidad contribuirá, a largo plazo, con un desarrollo sustentable, a aumentar la seguridad energética del país: diversificando la matriz energética y reduciendo la dependencia a los combustibles fósiles, y así, evitar la volatilidad de sus precios.

La incipiente maduración tecnológica de la energía oceánica en el mundo ofrece una gran oportunidad para sumarse en la generación de conocimiento y tecnología y no ser, en un futuro, sólo un consumidor. De este modo, con base en la perspectiva de la energía del océano presentada en este trabajo, desde una visión nacional, considerando las características geográficas, el potencial energético, el estado actual de la tecnología y el posible impacto ambiental y socioeconómico, se concluye que México, con su extenso litoral, tiene en la energía de las olas una alternativa de microgeneración con alto potencial de aprovechamiento. Los parámetros técnicos del oleaje se encuentran dentro del rango de operación de la tecnología WEC existente.

El WEC propuesto tiene varias ventajas considerables: por su ubicación en costa es de bajo impacto ambiental y de menor costo en instalación, mantenimiento y operación, además, la mayoría de sus componentes están a resguardo o lejos de la acción del oleaje, garantizando con ello una mayor confiabilidad y supervivencia; otra ventaja es que todos sus sistemas son de tecnología conocida y estudiada, lo que incrementará la eficiencia de aprendizaje.

En cuanto al modelo matemático desarrollado para la unidad de bombeo y el acumulador hidroneumático con cámara hiperbárica, junto con la implementación del lazo de control PI, se observa, a partir del resultado de las simulaciones, que es posible entregar en la salida de la válvula de inyección de la turbina Pelton un flujo de agua con variaciones muy pequeñas. Las variaciones en el flujo y en la velocidad del agua a la salida del acumulador, en la presión de la cámara hiperbárica y, por lo tanto, en la potencia eléctrica, no representan grandes amplitudes, por lo que es posible utilizar

una turbina Pelton y un generador síncrono tradicionales. Así, de esta forma se pueden emplear las técnicas convencionales utilizadas en las centrales hidroeléctricas para mantener la calidad de la energía.

El lazo de control PI aplicado al acumulador hidroneumático considera que una modificación en el estado del mar, es decir, un cambio en el flujo de agua de entrada puede ser compensada con una modificación en la apertura de la válvula de inyección, con el objetivo de estabilizar la posición del pistón del acumulador alrededor de un punto de operación y, así, de esta forma controlar indirectamente la velocidad del flujo de agua entregada a la turbina Pelton, para obtener una potencia eléctrica regular.

Por el momento, considerando el estado de maduración tecnológica y la variación de la potencia eléctrica observada en los resultados simulados, la generación de energía eléctrica por medio de las olas se considera como una opción aislada de microgeneración.

5.1. Trabajo futuro

El trabajo futuro en la I+D de la energía de las olas para la generación de electricidad es enorme y muy variado. Para un despliegue comercial, como tecnología emergente, la energía de las olas tiene que atender retos tecnológicos, económicos, socioambientales y de infraestructura. En particular, para el WEC de estudio se contempla lo siguiente:

- Continuar y mejorar la cuantificación temporal y espacial del recurso energético.
- Evaluar el desempeño del WEC considerando un modelo de ola irregular.
- Ampliar el modelo matemático del WEC, desde la unidad de bombeo hasta el generador eléctrico, incluyendo pérdidas hidráulicas y eléctricas y la implementación del control (AVR) en el generador síncrono. Además, considerar la dinámica en la presión de la cámara hiperbárica y en la aguja de la válvula de inyección.
- Proponer una ley de control que, además de la válvula de inyección en la turbina Pelton, considere el flujo de agua de entrada como otra variable de control.
- Proponer una ley de control en la unidad de bombeo para alcanzar las condiciones de fase óptima entre la fuerza de excitación de la ola incidente y la velocidad del absorbedor puntual, obteniendo así la máxima transferencia de energía.
- Evaluar el desempeño del WEC utilizando un generador eléctrico de velocidad variable, por ejemplo: un generador síncrono de imanes permanentes o un generador de inducción doblemente alimentado, para compensar la variabilidad del recurso energético.
- Evaluar la integración del WEC a la red eléctrica nacional.

Bibliografía

- [1] Framework Convention on Climate Change. Adoption of the Paris Agreement. Informe técnico FCCC/CP/2015/10/Add.1, United Nations, 2015. [1](#)
- [2] Diario Oficial de la Federación. Ley de Transición Energética. México, 2015. [1](#), [2](#)
- [3] Diario Oficial de la Federación. Ley de la Industria Eléctrica. México, 2014. [2](#)
- [4] J Huckerby, H Jeffrey, A de Andres, y L Finlay. An international vision for Ocean Energy. *Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme*, Versión III, 2016. [2](#), [3](#), [4](#), [17](#), [23](#), [26](#), [27](#), [42](#), [46](#)
- [5] Roger H Charlier. Forty candles for the Rance River TPP tides provide renewable and sustainable power generation. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 11(9):2032–2057, 2007. [3](#)
- [6] Shaun Waters y George Aggidis. Tidal range technologies and state of the art in review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:514–529, 2016. [3](#), [18](#)
- [7] John C Mankins. Technology readiness levels. *White Paper*, 6(6), 1995. [3](#)
- [8] Ocean Energy Systems. Report Annual Ocean Energy Systems 2016. Informe técnico, Ocean Energy Systems, 2016. [3](#), [4](#), [5](#), [6](#), [9](#)
- [9] Andreas Uihlein y Davide Magagna. Wave and tidal current energy: a review of the current state of research beyond technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58:1070–1081, 2016. [3](#), [4](#), [30](#)
- [10] Davide Magagna y Andreas Uihlein. Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives. *International Journal of Marine Energy*, 2015. [3](#)
- [11] Linus Mofor, Jarett Goldsmith, y Fliss Jones. Ocean Energy, Technology Readiness, Patents, Deployment Status and Outlook. Informe técnico, International Renewable Energy Agency, 2014. [3](#), [7](#), [18](#), [21](#), [22](#), [25](#), [27](#), [45](#), [49](#), [50](#)

BIBLIOGRAFÍA

- [12] International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Statistics 2017. Informe técnico, IRENA, 2017. [4](#), [11](#)
- [13] Ocean Energy Systems. www.ocean-energy-systems.org, 2017. [6](#), [40](#)
- [14] International Renewable Energy Agency. www.irena.org, 2017. [7](#), [11](#), [16](#), [17](#)
- [15] Secretaría de Energía. Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030, 2016. [8](#), [13](#), [16](#)
- [16] Instituto de Ingeniería UNAM. Centro Mexicano de Innovación en Energías del Océano. Informe técnico, II UNAM, 2016. [8](#), [30](#), [31](#)
- [17] International Energy Agency. Electricity Information: Overview, 2017. [11](#)
- [18] Secretaría de Energía. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031. México, 2017. [13](#), [14](#), [15](#), [16](#)
- [19] Secretaría de Energía. Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030. México, 2016. [14](#), [16](#), [31](#)
- [20] Gerardo Hiriart Le Bert. Potencial energético del Alto Golfo de California. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 61(1):143–146, 2009. [18](#), [33](#), [34](#)
- [21] Centro Mexicano de Innovación en Energía Océano. www.cemieoceanos.mx, 2017. [21](#), [27](#), [30](#), [33](#), [34](#), [38](#), [39](#)
- [22] Seifeddine Benelghali, Mohamed El Hachemi Benbouzid, y Jean Frédéric Charpentier. Generator systems for marine current turbine applications: A comparative study. *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, 37(3):554–563, 2012. [21](#)
- [23] Iraide López, Jon Andreu, Salvador Ceballos, et al. Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27:413–434, 2013. [23](#), [47](#), [49](#), [50](#), [52](#), [53](#)
- [24] Jahangir Khan, Gouri S. Bhuyan, y Ali Moshref. Potential opportunities and differences associated with integration of ocean wave and marine current energy plants in comparison to wind energy. Informe técnico T0311, Powertech Labs for the IEA-OES under Annex III, 2009. [23](#), [47](#)
- [25] INEGI. www.cuentame.inegi.org.mx, 2017. [29](#)
- [26] Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad. www.biodiversidad.gob.mx, 2017. [30](#)
- [27] A Copping, N Sather, L Hanna, et al. State of the science report: Environmental effects of marine renewable energy development around the world. Informe técnico IV, Pacific Northwest National Laboratory on behalf of the U.S. Department of Energy and other partnering nations under the IEA-OES., 2016. [30](#), [41](#)

- [28] Alexis Mérigaud y John V Ringwood. Condition-based maintenance methods for marine renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66:53–78, 2016. [30](#)
- [29] R Guanche, A De Andrés, IJ Losada, y C Vidal. A global analysis of the operation and maintenance role on the placing of wave energy farms. *Energy Conversion and Management*, 106:440–456, 2015. [30](#)
- [30] Rodolfo Silva Casarin, Edgar Mendoza Baldwin, Angelica Félix Delgado, y Juan Carlos Alcérreca Huerta. Innovación y Energía: Retos y oportunidades para el futuro. En *CEMIE-Océano*. UNAM, Marzo 2017. [30](#)
- [31] Inventario Nacional de Energías Renovables. www.dgel.energia.gob.mx, 2017. [31](#), [32](#), [33](#)
- [32] J López González, Hiriart Le Bert, R Silva Casarín, et al. Cuantificación de energía de una planta mareomotriz. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 11(2):233–245, 2010. [33](#)
- [33] Juan Francisco Bárcenas Graniel. Evaluación del potencial de conversión de energía renovable en el Mar Caribe Mexicano. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Mayo 2014. [33](#), [35](#), [36](#), [37](#)
- [34] Ocean Energy Systems. International levelised cost of energy for ocean energy technologies. Informe técnico, Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme, Mayo 2015. [42](#), [43](#), [44](#)
- [35] MA Mustapa, OB Yaakob, Yasser M Ahmed, et al. Wave energy device and breakwater integration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77:43–58, 2017. [47](#)
- [36] Antonio F de O Falcão. Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(3):899–918, 2010. [49](#)
- [37] Roger Henri Charlier y John R Justus. *Ocean energies: environmental, economic and technological aspects of alternative power sources*, vol. 56. Elsevier, 1993. [49](#)
- [38] Hosna Titah-Benbouzid y Mohamed Benbouzid. Ocean wave energy extraction: Up-to-date technologies review and evaluation. En *Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC)*, págs 338–342. IEEE, 2014. [49](#)
- [39] Isaac R Machado, Edson H Watanabe, y Paula B Garcia-Rosa. Modeling and analysis of a sea wave energy converter. En *Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, págs 1–7. IEEE 13th Brazilian, 2015. [54](#), [55](#), [59](#), [63](#)

- [40] Paula B Garcia-Rosa, Jose P Vilela Soares Cunha, Fernando Lizarralde, et al. Wave-to-wire model and energy storage analysis of an ocean wave energy hyperbaric converter. *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, 39(2):386–397, 2014. [54](#)
- [41] Paula Bastos Garcia-Rosa. *Modelagem dinâmica e otimização de sistemas de conversão de energia das ondas em energia elétrica*. Tesis Doctoral, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2013. [56](#), [59](#), [78](#)
- [42] Stanislaw R Massel. *Ocean surface waves: their physics and prediction*, vol. 11. World scientific, 1996. [56](#), [57](#)
- [43] Arqam Ilyas, Syed AR Kashif, Muhammad A Saqib, y Muhammad M Asad. Wave electrical energy systems: Implementation, challenges and environmental issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40:260–268, 2014. [57](#)
- [44] Johannes Falnes. *Ocean waves and oscillating systems: linear interactions including wave-energy extraction*. Cambridge University Press, 2002. [58](#), [59](#), [60](#), [61](#)
- [45] M Greenhow y SP White. Optimal heave motion of some axisymmetric wave energy devices in sinusoidal waves. *Applied Ocean Research*, 19(3-4):141–159, 1997. [59](#)
- [46] WE Cummins. The impulse response function and ship motions. Informe técnico, David Taylor Model Basin, 1962. [59](#)
- [47] Paula Bastos Garcia-Rosa. Controle e otimização de um sistema de conversão de energia das ondas do mar em energia elétrica. Tesis de Maestría, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2018. [61](#)
- [48] IR Machado, FA Bozzi, EH Watanabe, PB Garcia-Rosa, et al. Wave energy conversion system using asynchronous generators-a comparative study. En *Power Electronics Conference (COBEP)*, págs 286–291. IEEE Brazilian, 2011. [62](#)
- [49] Katsuhiko Ogata. *Ingeniería de control moderna*. Prentice-Hall, 2010. [65](#), [66](#), [68](#), [69](#), [70](#), [71](#), [72](#), [73](#), [74](#), [75](#), [76](#)
- [50] Norman S Nise. *Control Systems Engineering*. John Wiley & Sons, 2011. [65](#)
- [51] Segen F Estefen, Paula B Garcia-Rosa, Eliab Ricarte, et al. Wave energy hyperbaric converter: small scale models, prototype and control strategies. En *31st International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, págs 649–657. American Society of Mechanical Engineers, 2012. [78](#)
- [52] Prabha Kundur, Neal J Balu, y Mark G Lauby. *Power system stability and control*, vol. 7. McGraw-Hill, 1994. [92](#)