



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA
PROCESOS Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

VIABILIDAD DE LA ENERGÍA DEL OLEAJE EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO MEXICANO MEDIANTE
MODELACIÓN ENERGÉTICA

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

PRESENTA:
ENRIQUE BALTAZARES VALENCIA

TUTOR PRINCIPAL
IVÁN GARCÍA Kerdan, INST. TEC. DE E. SUP. DE MONTERREY

MIEMBROS DEL COMITÉ TUTOR
DAVID MORILLÓN GÁLVEZ, INSTITUTO DE INGENIERÍA
RODOLFO SILVA CASARÍN, INSTITUTO DE INGENIERÍA
FRANCISCO ANTONIO GODÍNEZ ROJANO, INSTITUTO DE INGENIERÍA
JOSÉ LUIS LEZAMA CAMPOS, INSTITUTO DE GEOLOGÍA

CIUDAD DE MÉXICO, JULIO 2023



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: DAVID MORILLÓN GÁLVEZ

Secretario: RODOLFO SILVA CASARÍN

1^{er}. Vocal: IVÁN GARCÍA Kerdan

2^{do}. Vocal: FRANCISCO ANTONIO GODÍNEZ ROJANO

3^{er}. Vocal: JOSÉ LUIS LEZAMA CAMPOS

POSGRADO DE INGENIERÍA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

TUTOR DE TESIS:

IVÁN GARCÍA Kerdan



FIRMA

Contenido

CONTENIDO	1
TABLA DE ILUSTRACIONES	4
TABLA DE TABLAS	5
AGRADECIMIENTOS	6
RESUMEN	7
1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
1.2 OBJETIVOS.....	11
2. MARCO TEÓRICO	12
2.1 CONTEXTO ACTUAL DE LA EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA DEL OLEAJE	12
2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL OCÉANO.....	12
2.2.1 <i>Caracterización temporal y direccional del océano</i>	15
Distribución de probabilidad conjunta (JPD, Joint Probability Distribution) de oleaje	15
Metodologías de caracterización de parámetros de oleaje	16
Parámetros de caracterización	17
2.3 PROGRAMACIÓN LINEAL.....	18
2.3.1 <i>Optimización matemática</i>	18
3. METODOLOGÍA PROPUESTA	21
3.1 PROCESO DE SELECCIÓN DEL SITIO DE INSTALACIÓN.....	24
3.1.1 <i>Adquisición y consolidación de la información</i>	24
Identificación de tecnologías para conversión de energía del oleaje	25
Caracterización del recurso de oleaje.....	29
Obtención y manipulación de parámetros de oleaje.....	30
Requerimientos del sistema eléctrico	31
Conectividad a la red eléctrica	32
Demanda eléctrica.....	32
3.1.2 <i>Selección de sitio de instalación</i>	34
Emparejamiento de recurso de oleaje y requerimientos del sistema eléctrico	34
Evaluación de dispositivos de conversión de energía del oleaje	35
Aprovechamiento de energía.....	35
Costo de la tecnología	36
Confiabilidad	36
Impacto medioambiental.....	36
Adaptabilidad.....	37
3.2 EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN MEDIANTE MODELACIÓN ENERGÉTICA	38
3.2.1 <i>Preparación y calibración de modelo energético</i>	40
Entorno de optimización	41
Entidades de modelación.....	41
Recursos.....	42
Existencias (Stock)	42
Recurso medioambiental (Env)	42
Suministro intermitente (Suplm)	43
Oleaje	43
	1

Solar	44
Demanda.....	44
Compra/venta (Buy/Sell).....	44
Procesos.....	44
Almacenamiento	44
Procedimiento matemático	46
3.2.2 Escenarios de modelación.....	47
4. CASO DE ESTUDIO	48
4.1 PROCESO DE SELECCIÓN DEL SITIO DE INSTALACIÓN.....	50
4.1.1 Identificación de tecnologías de conversión de la energía del oleaje	50
4.1.2 Caracterización del recurso de oleaje.....	51
4.1.3 Requerimientos del sistema eléctrico.....	55
Conectividad a la red eléctrica.....	55
Demanda eléctrica.....	58
Escalabilidad	58
Discretización espacial de regiones de control	58
Pronóstico.....	60
4.1.4 Selección del sitio de instalación.....	64
Evaluación de los dispositivos de conversión de energía del oleaje	64
Emparejamiento de recurso de oleaje y requerimientos de sistema eléctrico	66
Selección de sitio de instalación	67
5. RESULTADOS	71
5.1 EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN MEDIANTE MODELACIÓN ENERGÉTICA	71
5.1.1 Adecuación de demanda eléctrica de interés	71
5.1.2 Procesamiento de factor de aprovechamiento horario de recursos renovables involucrados	72
Oleaje	72
Solar	78
Eólico.....	79
5.1.3 Estimación de costos de compraventa de electricidad	80
5.1.4 Recurso permanentemente disponible (en stock).....	81
5.1.5 Procesos de transformación de recursos.....	82
5.2 ESCENARIO LOCAL	83
Condiciones de modelación local.....	84
Compra de electricidad	85
Venta de electricidad.....	85
Central solar PV	85
Central de oleaje.....	86
Central de balanceo.....	87
Resultados	87
5.3 ESCENARIO REGIONAL.....	89
Condiciones de modelación regional	90
Nodo local.....	91
Central de oleaje.....	91
Transmisión.....	92
Nodo regional	92
Central hidroeléctrica.....	92
Central eólica	93
Central de balanceo.....	93
Central de ciclo combinado.....	93

Central de combustión	94
<i>Resultados</i>	94
5.4 MODELACIÓN REGIONAL SIN CAPACIDAD INSTALADA	96
<i>Resultados</i>	96
6. CONCLUSIONES	99
ANEXO 1.....	102
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL OLEAJE.....	102
<i>Mecánica del oleaje</i>	102
<i>Metodologías espectrales</i>	102
ANEXO 2.....	103
PRINCIPIO DE OPERACIÓN GENERAL DE CONVERTIDORES DE ENERGÍA DEL OLEAJE	103
<i>Clasificación por sistema de toma de fuerza</i>	103
Transmisión mecánica	103
Transmisión hidráulica	104
Transmisión directa	105
<i>Clasificación por alineación direccional</i>	105
Absorbedor puntual	105
Tipo atenuador	106
Tipo terminador.....	107
<i>Clasificación por principio de funcionamiento</i>	108
Tipo columna de agua oscilante	108
De rebase	109
ANEXO 3.....	110
SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO	110
<i>Infraestructura del sistema eléctrico</i>	110
<i>Demanda eléctrica</i>	112
<i>Pronóstico de demanda eléctrica</i>	114
<i>Precios de la electricidad</i>	116
REFERENCIAS	117

Tabla de Ilustraciones

Ilustración 1. Tipos de mar según clasificación de oleaje.....	13
Ilustración 2. Tipo de oleaje según profundidad del mar.....	14
Ilustración 3. Ejemplo de diagrama de distribución de probabilidad conjunta de oleaje (Periodo vs Altura significativa).....	16
Ilustración 4. Metodología de espectro energético de oleaje.....	17
Ilustración 5. Expresión matemática de programación lineal (izquierda), programación entera (centro) y programación mixta (derecha).	20
Ilustración 6. Diagrama de metodología propuesta.....	23
Ilustración 7. Propuestas de clasificación para WECs [14].	27
Ilustración 8. Procedimiento para obtención de los datos para modelación.....	31
Ilustración 9. Clasificación de los modelos energéticos existentes.	40
Ilustración 10. Entidades de modelación disponibles en urbs.	42
Ilustración 11. Etapas para obtención de AEP para oleaje.	43
Ilustración 12. Diagrama de referencia de la relación entre entidades de modelación en urbs.	45
Ilustración 13. Etapas de transformación de energía [39].	50
Ilustración 14. Mapa de batimetría.....	53
Ilustración 15. Potencia de oleaje en área de interés.	54
Ilustración 16. Densidad de nodos de interconexión a la red de transmisión.....	56
Ilustración 17. Red de transmisión al 2018.	57
Ilustración 18. Segregación de municipios por región de control.	59
Ilustración 19. Demanda municipal absoluta en 2010.	62
Ilustración 20. Rendimiento de distintos WECs [39].	64
Ilustración 21. Diseño de absorbedor puntual propuesto [11].	65
Ilustración 22. Distanciamiento sugerido entre instalación de múltiples dispositivos.....	66
Ilustración 23. Mapa con demanda municipal, potencia de oleaje y puntos de alta viabilidad para ubicación de proyectos.	68
Ilustración 24. Nodos que conforman el escenario de modelación local.....	83
Ilustración 25. Captura de herramienta de CFE con capacidad de red de distribución [69].....	84
Ilustración 26. Resultados de modelación local en año 2020.	88
Ilustración 27. Resultados de modelación local en año 2025.	89
Ilustración 28. Resultados de modelación local en año 2030.	89
Ilustración 29. Resultados de modelación local en año 2035.	89
Ilustración 30. Nodos que conforman el escenario de modelación regional.	90
Ilustración 31. Resultados de modelación regional en año 2020.....	95
Ilustración 32. Resultados de modelación regional en año 2025.....	95
Ilustración 33. Resultados de modelación regional en año 2030.....	96
Ilustración 34. Resultados de modelación regional en año 2035.....	96
Ilustración 35. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2020.....	98
Ilustración 36. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2025.....	98
Ilustración 37. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2030.....	98

Ilustración 38. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2035.	98
Ilustración 39. Arreglo de sistemas mecánicos para WECs [39].	104
Ilustración 40. Sistema hidráulico en WECs [39].	104
Ilustración 41. Sistema de transmisión directa [39].	105
Ilustración 42. Preparación de PowerBuoy para inmersión.	106
Ilustración 43. Principio de funcionamiento de atenuador [39].	107
Ilustración 44. Componentes de terminador [39].	108
Ilustración 45. Sistema de columna de agua oscilante [39].	109
Ilustración 46. Sistema de rebase [39].	109
Ilustración 47. Sistema Eléctrico Nacional.	110
Ilustración 48. Capacidad de interconexión del Sistema Eléctrico Nacional.	111
Ilustración 49. Curva de carga del SIN en 2019.	114

Tabla de Tablas

Tabla 1. Técnicas de optimización matemática.	19
Tabla 2. Condiciones de modelación para caso de estudio.	51
Tabla 3. Parámetros de inclusión para selección del sitio de instalación.	66
Tabla 4. Sitios favorables para instalación bajo parámetros de inclusión.	67
Tabla 5. Distribución de probabilidad conjunta de oleaje en sitio seleccionado.	72
Tabla 6. Matriz de potencia mecánica del absorbedor puntual propuesto.	73
Tabla 7. Matriz de potencia eléctrica del absorbedor puntual.	74
Tabla 8. Matriz de potencia eléctrica final (post-iteraciones).	75
Tabla 9. Distribución de probabilidad conjunta de referencia en Bahía de Humboldt [11].	76
Tabla 10. Potencia nominal y producción de energía anual de referencia en la Bahía de Humboldt.	77
Tabla 11. Conversión de matriz PEP de oleaje para inserción en urbs.	78
Tabla 12. Precios de electricidad en el nodo de Arriaga durante las primeras 10 horas del año.	81
Tabla 13. Precios de combustibles utilizados en los procesos del modelo.	82
Tabla 14. Parámetros que conforman los procesos de transformación de los recursos en urbs.	82
Tabla 15. Parámetros de procesos para modelación local.	85
Tabla 16. Procesos que conforman el nodo municipal (local).	92
Tabla 17. Transmisión internodal en modelación regional.	92
Tabla 18. Procesos que conforman nodo Oriental (región).	92
Tabla 19. Procesos que conforman nodo Oriental (región) sin capacidad instalada.	96
Tabla 20. Consumo eléctrico por región.	113

Agradecimientos

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que contribuyeron de manera significativa al desarrollo de esta investigación y al éxito de mi proceso de formación académica.

En primer lugar, quiero agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) por brindarme la oportunidad de cursar la Maestría en Ingeniería en Energía. A lo largo de mi trayectoria como estudiante, la UNAM ha sido un pilar fundamental para mi crecimiento intelectual y personal. Agradezco especialmente a los profesores del programa por su dedicación, paciencia y conocimientos impartidos, los cuales han enriquecido mi comprensión de mi área de estudio.

Además, quiero expresar mi profundo agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por haberme otorgado una beca durante toda la duración de mis estudios de maestría. Esta beca ha sido fundamental para hacer posible mi participación en el programa de maestría y ha aliviado la carga financiera asociada con mis estudios. Agradezco sinceramente a CONACYT por su apoyo incondicional y por reconocer mi potencial como estudiante de posgrado.

Asimismo, deseo agradecer a mis asesores académicos, especialmente al Dr. Iván García Kerdan, por su orientación, conocimientos especializados y constante apoyo a lo largo de esta investigación. Su asesoramiento ha sido fundamental para mi crecimiento como investigador y para la consecución de los objetivos planteados en este trabajo.

También quiero extender mi gratitud a mis compañeros Karla González e Iván Puente, quienes han sido una fuente de inspiración, colaboración y discusión académica. Sus perspectivas y comentarios críticos han sido invaluable para el desarrollo de mis ideas y la mejora de este trabajo.

Finalmente, quiero agradecer a mi familia por su apoyo incondicional, comprensión y aliento a lo largo de este camino. Su amor y confianza han sido motores impulsores que me han motivado a superar los desafíos y obstáculos que he encontrado en este proceso de investigación.

Mi más profundo agradecimiento a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por hacer posible mi formación académica y por brindarme la oportunidad de crecer profesionalmente. Su apoyo y respaldo han sido fundamentales en este logro y serán un legado invaluable para mi carrera futura.

Por mi raza hablará el espíritu.

Resumen

La tecnología de aprovechamiento del recurso de oleaje es un recurso con gran potencial en la actualidad debido a su amplia disponibilidad a lo largo de la gran mayoría de las costas del mundo. Sin embargo, hoy en día no cuenta con el desarrollo suficiente para participar en el suministro energético global y su perspectiva de desarrollo no resulta prometedora en el futuro inmediato. Este trabajo propone la utilización de una metodología alternativa para la determinación de la viabilidad de un proyecto de energía del oleaje y se compone de dos grandes etapas: la selección del sitio de instalación, en la que se realiza un empate entre el dispositivo para aprovechamiento del oleaje y las condiciones del recurso en la zona de interés aunado a la disponibilidad del sistema eléctrico, y la evaluación del proyecto mediante modelación energética, en la que se compara la tecnología del oleaje con otras tecnologías disponibles en el sitio de instalación y se determina su viabilidad en términos económicos. Los resultados de la metodología aplicada a un caso de estudio ubicado en las costas mexicanas, entre los que destacan la necesidad de adaptación de los dispositivos de aprovechamiento del recurso a las condiciones de oleaje de la zona de interés y la viabilidad de incorporación del oleaje bajo un escenario de encarecimiento de los costos de compraventa eléctrica por un factor de 5, demuestran que el robustecimiento del análisis mediante la inclusión de curvas de demanda horarias, curvas de suministro horarias de cada recurso renovable propuesto y la capacidad de variar los costos en cada periodo abre un nuevo horizonte capaz de resaltar los aspectos positivos y negativos de esta tecnología, de forma que pueda continuar su proceso de desarrollo y comience a cobrar mayor relevancia en el futuro.

1. Introducción

Una población en crecimiento continuo conduce inevitablemente a un aumento en la cantidad de energía necesaria para requerimientos básicos, aún si el crecimiento de la población se ha desacelerado en la mayoría de las regiones del mundo en tiempos recientes [1]. A nivel global, el consumo de energía primaria se incrementó a una tasa de 2.9% en el año 2018, lo cual significó el mayor crecimiento desde el año 2010. Además, los combustibles fósiles representaron alrededor de 80% de la matriz energética mundial, lo que también impactó las emisiones de carbono ocasionando el aumento más grande en 7 años con una tasa de crecimiento del 2.0% [2]. El fenómeno de aumento constante en las emisiones de carbono se detectó desde el siglo pasado, lo que motivó a varios países a establecer una serie de medidas con el objetivo de reducir sus efectos devastadores. El último acto por parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change) fueron el Acuerdo de París que entraron en vigor a finales de 2016 [3]. El principal propósito de las acciones son la estabilización en las emisiones de gases de efecto invernadero y así, mitigar el cambio climático. Una de las propuestas más relevantes es aumentar la contribución de las energías renovables en el suministro energético global, ya que únicamente el 20% del consumo de la humanidad es satisfecho por medio de fuentes renovables [4]. Dentro de dichas fuentes, la aportación más significativa en el año 2018 fue provista por la biomasa tradicional seguida de cerca por la hidroelectricidad. Aunado a éstas, otras fuentes tales como la solar y la eólica han mejorado sus perspectivas de incorporación sustancialmente a través de la disminución sostenida de sus precios de instalación y operación desde inicios del siglo XXI [5], por lo que la instalación de plantas eléctricas con aprovechamiento de estas fuentes renovables va en franco aumento. En 2020, se instalaron un total de 162 GW de capacidad renovable equivalente al 62% de las adiciones de capacidad de dicho año [5].

Otras fuentes renovables con menor grado de madurez apenas proporcionan el 1% de los requerimientos energéticos mundiales. Sin embargo, en el caso de los sistemas de aprovechamiento del oleaje, las perspectivas de desarrollo han llamado la atención en tiempos recientes debido a su gran potencial a lo largo de una gran mayoría de las zonas costeras del mundo. Se ha reportado ampliamente que la disponibilidad se incrementa a mayor cercanía a los polos, específicamente entre los 30 y los 60 grados de latitud, mientras que disminuye en las zonas tropicales [6]. Se han realizado un sinnúmero de evaluaciones para estimar el recurso de oleaje basadas en señalar la ubicación con mayor densidad energética asumiendo una mayor viabilidad de la instalación de un proyecto en dichas zonas. Un estudio que se llevó a cabo en el año 2008 estimó que el potencial teórico del oleaje puede proveer alrededor del doble de la energía consumida en ese año [7], aunque estimaciones más recientes han determinado cantidades más conservadoras de entre 2 y 5.5 TWh/año [8]. Estos estudios despertaron expectación y el desarrollo de nuevos proyectos aumentó considerablemente. La base de datos de tecnologías marinas e hidrocínéticas (Marine and Hydrokinetic Technology Database) determinó que al principio de 2019 un total de 400 proyectos de energía marina estaban en desarrollo, la mayoría en etapas tempranas de planeación [9].

De los 400 proyectos de energía del oleaje en desarrollo, solamente el 7% se encuentran en etapa de despliegue operacional. Aunado a lo anterior, grandes iniciativas presentadas a inicios del milenio no han contado con suficiente apoyo económico y han fracasado. Tal es el caso del proyecto Pelamis basado en una tecnología offshore cuyo aprovechamiento energético se realiza a través del cabeceo del mecanismo producido por el oleaje incidente [10]. Así, otros diseños tampoco han podido continuar con el proceso

de desarrollo y, aunque existen actualmente algunos proyectos en fase de despliegue operacional, las perspectivas pasadas insinúan que puede realizarse un trabajo más extenso en el proceso de desarrollo de la tecnología para robustecer aspectos que permitan realizar mejores estimaciones de aprovechamiento energético y se reduzca la tasa de fracaso de dichos proyectos.

1.1 Planteamiento del problema

La tecnología de aprovechamiento del oleaje no es utilizada para el suministro eléctrico debido a que cuenta con costos de instalación y mantenimiento muy superiores a otras tecnologías, ya sean renovables o basadas en fuentes fósiles. En el año 2014, se reportó un Costo Nivelado de la Energía (LCOE, Levelized Cost of Energy) de 1.45 USD/kWh para un proyecto ubicado en la Bahía de Humboldt, EUA [11], mientras que el LCOE de acuerdo con el informe de 2014 de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, International Renewable Energy Agency) rondaba entre 0.06 y 0.09 USD/kWh según la región de desarrollo del proyecto [12]. La razón para los costos elevados se adjudica principalmente a que esta tecnología no cuenta con el grado de madurez necesario para formar parte del suministro eléctrico. Si bien es cierto que el apoyo económico para el desarrollo de esta fuente no ha sido siquiera cercano al que ha existido para la tecnología solar fotovoltaica y la eólica, se cree que el oleaje tampoco ha sido capaz que probar una viabilidad energética razonable como para ser impulsada fuertemente por inversionistas y reguladores gubernamentales. En general, la tecnología del oleaje es concebida como una iniciativa altamente riesgosa por su poca confiabilidad de generación y su alta exposición a fenómenos meteorológicos que pudieran afectar su funcionamiento y durabilidad [13]. En términos generales, se destacan tres aspectos primordiales que requieren impulso para elevar el grado de madurez de esta tecnología:

Conocimiento limitado sobre caracterización del recurso de oleaje

En primer lugar, el conocimiento sobre aprovechamiento del recurso de oleaje es limitado a países con alta disponibilidad de recurso ubicados en la franja entre 30 y 60° de latitud. En países en vías de desarrollo que buscan participar en la investigación de esta tecnología a menudo se cuenta con recurso humano limitado capaz de modelar y realizar estimaciones con base en condiciones de oleaje locales. Por esta razón, la cantidad de información disponible para sitios potenciales de aprovechamiento del recurso y el desarrollo de la tecnología son limitados.

No existe adaptabilidad entre el dispositivo de aprovechamiento y la caracterización del recurso

Una gran desventaja que enfrenta la energía del oleaje, a diferencia de sus competidores más cercanos, la generación por panel solar fotovoltaico y por turbinas eólicas, es que no existe una metodología general para adaptar el dispositivo capaz de aprovechar el recurso disponible según condiciones de oleaje predeterminadas. Hasta la fecha, los proyectos de despliegue operacional cuentan con dispositivos que siguen distintos principios de funcionamiento y habitualmente están adaptados a condiciones de oleaje altamente potenciales que se encuentran en costas de altas latitudes, por lo que no son funcionales para condiciones de menor potencia como las que predominan en costas tropicales. Por lo tanto, es sumamente deseable que existan técnicas para determinar la compatibilidad entre uno o varios dispositivos con distintos principios de funcionamiento y las condiciones de oleaje de costas tropicales con el objetivo de determinar el o los diseños más adecuados para las condiciones particulares de cada sitio, de forma que se pueda alcanzar una mayor eficiencia en el aprovechamiento del recurso de oleaje.

Metodología existente no es propicia para acentuación de ventajas de tecnología de oleaje

Las técnicas de estimación consisten en llevar a cabo simulaciones numéricas utilizando softwares dedicados a la modelación del comportamiento del océano junto con la colocación de dispositivos de medición en los sitios de interés para la validación de las estimaciones virtuales. La evaluación del sitio se enfoca en extraer información sobre las variables de interés para la caracterización del clima marino por un periodo de tiempo prolongado y así, ser capaz de predecir la cantidad de electricidad que un convertidor de energía del oleaje (mejor conocido como WEC, wave energy converter) puede aprovechar durante su vida útil. El desarrollo de la tecnología de oleaje se orienta hacia la creación de metodologías que consideren un mayor número de aspectos de índole técnico, ambiental, social y económico con el objetivo de llevar a cabo una evaluación más completa del posible sitio de instalación. Sin embargo, hasta hace poco tiempo que los indicadores económicos atrajeron la atención para determinar la viabilidad técnico-económica de un proyecto. Los más comunes son la producción anual de energía (AEP, Anual Energy Production), que se enfoca en cuantificar la energía aprovechable anualmente partiendo del emparejamiento del clima marino y la capacidad del dispositivo de aprovechar las condiciones del océano conforme a sus especificaciones de diseño y operación, y el costo nivelado de la energía (LCOE, Levelized Cost of Energy), que genera un costo por instalación y mantenimiento/operación asociados a un proyecto de oleaje en relación con la cantidad de energía producida durante su vida útil [14] [15]. No obstante, estos indicadores económicos no son capaces de reflejar adecuadamente las ventajas de la energía del oleaje en materia de generación eléctrica debido a que son habitualmente utilizados para proyectos en fase comercial con un grado de desarrollo muy superior al del oleaje. Asimismo, ambos indicadores parten de un periodo de generación de energía anualizado, lo cual desprecia uno de los aspectos más relevantes de las fuentes renovables, la intermitencia en el suministro eléctrico. En esta aproximación, se pierde una parte importante para los sistemas eléctricos modernos: la disponibilidad en horas de alta demanda, habitualmente a partir del atardecer hasta cierta hora de la noche. En este intervalo horario, una de las tecnologías con mayor impulso, la energía solar, no puede proveer energía por razones obvias, por lo que se tiene un déficit de renovables que inevitablemente debe ser cubierto por combustibles fósiles o bien, con recurso hídrico en menor medida. El oleaje tiene menor variabilidad en términos horarios que la energía solar, sin embargo esta ventaja no se ve reflejada en muchas de las técnicas actuales de evaluación de las tecnologías, por lo que es deseable robustecer la toma de decisiones para el suministro eléctrico mediante la propuesta de una metodología integral que no solamente considere la cantidad de energía generada anualmente y compare con el parámetro obtenido de otras fuentes renovables, sino que también analice las condiciones particulares de generación eléctrica de dichas fuentes y las permita competir en condiciones menos desiguales.

1.2 Objetivos

- Proponer una metodología alternativa para la evaluación de un proyecto de aprovechamiento de energía del oleaje respaldada por su aplicación en un caso de estudio
 - Seleccionar el sitio de instalación con base en viabilidad de la energía del oleaje
 - Realizar el empate entre la caracterización del oleaje en la zona de interés y los dispositivos según diferentes principios de funcionamiento
 - Determinar la adaptación de los requerimientos del sistema eléctrico a las condiciones de disponibilidad de la tecnología del oleaje
 - Proponer la utilización un modelo lineal de optimización energética para determinar la viabilidad de la energía del oleaje en el sitio seleccionado
 - Crear escenarios de viabilidad técnico-económica con base en las condiciones de aprovechamiento del caso de estudio
 - Determinar condiciones de adaptación de los indicadores técnico-económicos utilizados en el caso de estudio para elevar la atractividad del proyecto de oleaje con base en análisis de sensibilidad

2. Marco teórico

2.1 Contexto actual de la evaluación de la energía del oleaje

Las propuestas metodológicas que se utilizan hoy en día han pasado por varias etapas de desarrollo. En un inicio, las técnicas existentes para la selección del sitio de aprovechamiento del oleaje se presentaban como etapas independientes entre sí [16] [17], es decir que la caracterización del oleaje en el sitio de interés no formaba parte del procedimiento para la obtención del desempeño energético del dispositivo que, además, era definido sin realizar una evaluación de su compatibilidad con el posible sitio de instalación. Sin embargo, la investigación científica se dirigió hacia la unificación de ambos procesos antes aislados de forma que exista una mejor adecuación entre el dispositivo y las características del sitio de aprovechamiento [18]. La tendencia se dirige también hacia la evaluación de más de un tipo de convertidor de energía del oleaje en términos de generación de electricidad, de forma que se establezca cuál es el dispositivo con mayor adaptación a los posibles sitios de aprovechamiento [19] [20] [21] [14]. De esta forma, se garantiza la ampliación en el horizonte de disponibilidad de dispositivos capaces de aprovechar el recurso de oleaje y con ello, se reduce el sesgo a raíz de la consideración de un mismo dispositivo en la selección de los sitios potenciales.

Asimismo, otros aspectos igualmente importantes han cobrado relevancia para la selección de los sitios de instalación tales como diversos factores sociales y ambientales [22]. Por ejemplo, el interés por zonas de especies en peligro de extinción o zonas de pesca que representan el sustento económico de comunidades costeras ha significado áreas de exclusión para el despliegue de proyectos de oleaje.

Los indicadores económicos también representan uno de los parámetros más importantes para determinar la viabilidad de un proyecto de oleaje. Sin embargo, los indicadores más utilizados actualmente no cuentan con la capacidad de reflejar adecuadamente la realidad de la energía del oleaje en un contexto más extenso que incluya el factor temporal de generación y, debido a un bajo estado de madurez de la tecnología, ésta es puesta en desventaja con respecto a las fuentes solar y eólica, entre otras. Esta problemática puede ser atendida utilizando una metodología alternativa que no solamente considere la cantidad de energía generada anualmente y compare con el parámetro obtenido de otras fuentes renovables como se hace actualmente, sino también que analice las condiciones particulares de generación eléctrica de las distintas fuentes y las permita competir considerando un mayor número de parámetros. Para ello, se propone una técnica integral para evaluar el desempeño técnico económico del oleaje con base en un modelo de optimización lineal comúnmente utilizado en el ámbito de planeación energética dividido en las siguientes etapas.

2.2 Características generales del océano

El oleaje en la superficie marina es producido por una serie de fuerzas que actúan sobre el agua creando una dinámica de fluidos compleja y cuya energía puede ser aprovechada por la humanidad para satisfacer una necesidad. Sin embargo, las olas que habitualmente se aprecian en la superficie marina no son la única fuente de energía del océano sujeta a aprovechamiento. De igual forma se puede utilizar la energía de las mareas, entendidas como el cambio en la altura de la superficie del mar en una región, y las corrientes, que se describen como el movimiento de un caudal submarino en direcciones específicas

causado por una diferencia en la temperatura del agua. En este estudio se contempla exclusivamente el oleaje para el aprovechamiento energético.

La principal fuerza causante de las olas es el viento que, al actuar sobre la superficie del mar, causa un efecto de ondas cortas que van incrementando su tamaño debido a una interacción mantenida con el viento. En general, en la modelación del oleaje, se asume que el viento mantiene un efecto direccionado constante sobre las olas que no varía a medida que la ola se propaga, por lo que las ondas alcanzan un límite insuperable con las condiciones del viento en ese momento. Una de las principales razones por las que una ola pierde energía es debido al *top-breaking*, un fenómeno en el que la ola se rompe debido a que sobrepasa el límite de inclinación y se presenta a menudo en altamar cuando la altura de ola es excesiva en comparación con su longitud. Este fenómeno depende principalmente de la intensidad del viento, la distancia y el intervalo a lo largo de los que el viento interactúa con el agua [23]. Cabe mencionar que se determina como un estado marino completamente desarrollado a aquel en el que se presenta *top-breaking* pues la superficie marina es incapaz de almacenar más energía derivada de la interacción con el viento y comienza a existir disipación. Aunado a lo anterior, es pertinente resaltar que una ola puede viajar grandes distancias con pérdidas de energía insignificantes a pesar de no tener interacción con el viento. A este estado se le denomina mar de fondo (swell).

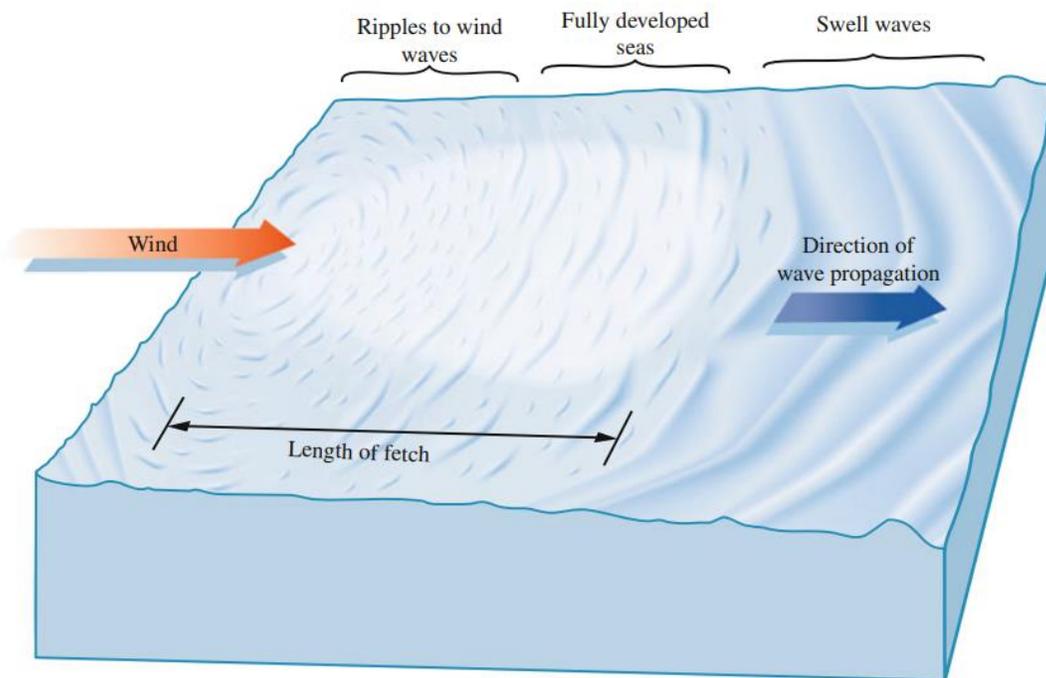


Ilustración 1. Tipos de mar según clasificación de oleaje.

En cuanto a la variación en la elevación marina, la dinámica que se observa en la superficie es resultado del movimiento elíptico de las partículas de agua. A medida que la profundidad aumenta, el movimiento elíptico es menos pronunciado y el perfil se torna más redondo.

En términos generales, se ha observado que la variación en los movimientos del agua derivados del oleaje depende de la relación entre la profundidad marina y la longitud de onda y usualmente se utiliza para definir tres regiones:

- El mar profundo, donde ya no es perceptible el movimiento elíptico de las partículas debido al oleaje superficial y, donde habitualmente se desprecia el efecto del lecho marino en el comportamiento del oleaje. Se calcula como la mitad de la longitud de la ola.
- El mar superficial, donde no existe variación en el movimiento del agua en relación con la profundidad y requiere que la profundidad del lecho marino sea menor a $1/20$ de la longitud de ola
- El mar intermedio que es obtenido a partir de despreciar ambas condiciones anteriores.

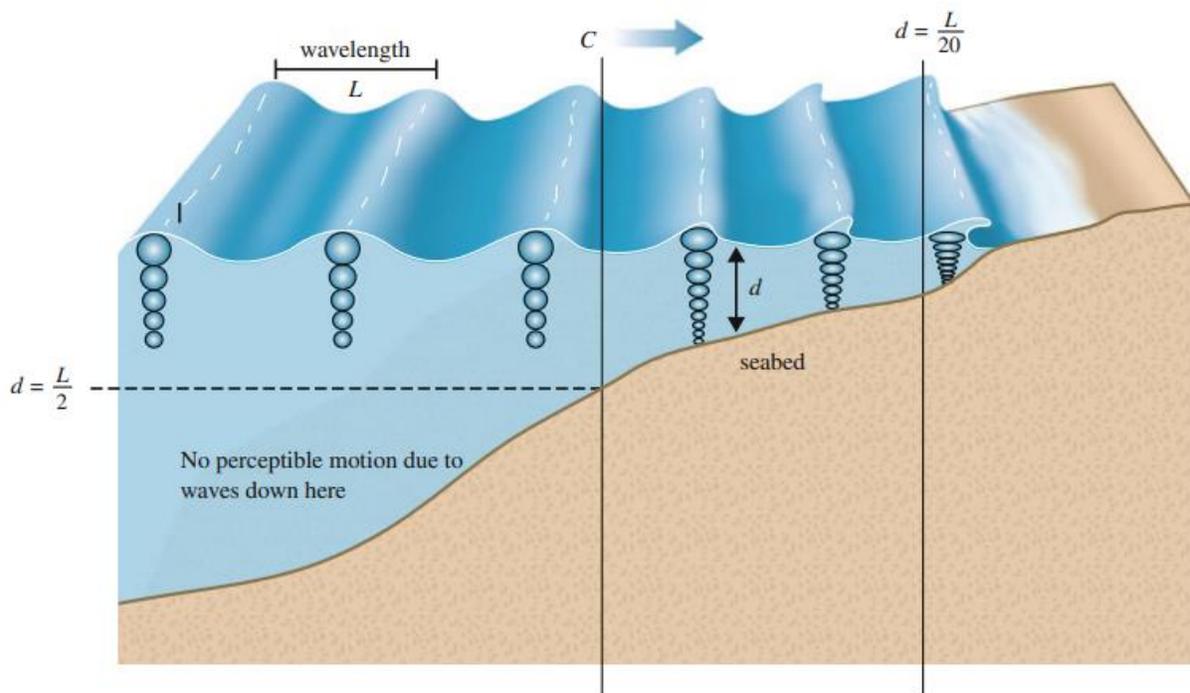


Ilustración 2. Tipo de oleaje según profundidad del mar.

Olas de mar profundo

$$d > \left(\frac{L}{2}\right)$$

C , L y h constantes por grandes distancias.

Olas transicionales

$$\left(\frac{L}{20}\right) < d < \left(\frac{L}{2}\right)$$

C y L se reducen, la altura de ola aumenta y se forman picos en el oleaje

Olas de aguas someras

$$d < \left(\frac{L}{20}\right)$$

Rompimiento del oleaje

2.2.1 Caracterización temporal y direccional del océano

Los estados del mar suelen estar definidos por la dependencia entre sus características temporales y direcciones de propagación.

Primeramente, las características temporales describen la variación del oleaje con respecto al tiempo, como, por ejemplo, la descripción del cambio de altura de ola significativa durante un periodo de tiempo.

En general, a mayor consistencia temporal de un clima marino, se vuelve más atractivo su aprovechamiento debido a que se puede diseñar un sistema con una operación cercana a su mayor eficiencia durante tiempos prolongados.

Asimismo, las características direccionales de un clima marino se asocian con su dirección de propagación. Este fenómeno es sumamente relevante en cualquier situación, ya sea en el diseño de sistemas de aprovechamiento de oleaje direccionados o cuando los sistemas forman parte de granjas undimotrices. En general, un aumento en la variación direccional del clima marino lleva a una reducción en la generación de energía debido a que la granja undimotriz no se encuentra alineada conforme a la mayoría del oleaje incidente.

Distribución de probabilidad conjunta (JPD, Joint Probability Distribution) de oleaje

Una vez identificado el sitio de interés para el aprovechamiento de la energía del oleaje, un diagrama de distribución de probabilidad es habitualmente utilizado para mostrar su caracterización. Éste consiste en una tabla, en la que se muestra la frecuencia de ocurrencia en el eje vertical y el periodo de oleaje representativo en el eje horizontal, típicamente la altura de ola significativa vs. el periodo máximo o periodo energético del oleaje. A pesar de la aparente utilidad de este diagrama, existen algunas desventajas en su utilización. En primer lugar, debido a la resolución de la tabla, un estado marino puede variar significativamente de una celda a otra adyacente, especialmente en el área de baja energía identificable por bajos periodos y bajas alturas de ola. Sin embargo, la contribución de estos estados marinos de poca energía para el aprovechamiento por parte de un dispositivo suele ser pequeña, por lo que, generalmente, este método no supone una distorsión considerable de las condiciones reales del oleaje. Asimismo, esta técnica no incluye detalles de la distribución temporal o direccional de los estados marinos para cada celda, parámetros que pueden tener un impacto significativo en la generación de energía. Se puede atender esta eventualidad produciendo múltiples diagramas para un solo sitio de estudio separando el clima por dirección pico de ola o por temporada, pero evidentemente no es una solución definitiva.

Hs \ Tz	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5
0.25	0.0066	0.0056	0.0030	0.0023	0.0011	0.0007	0.0003	0.00005				
1	0.0453	0.1650	0.0906	0.0347	0.0131	0.0047	0.0019	0.00069	0.0001	0.00004	0.00007	0.00005
2	0.0018	0.0368	0.1604	0.0650	0.0229	0.0099	0.0032	0.00121	0.00009	0.00005	0.00005	
3		0.0003	0.0187	0.1084	0.0335	0.0071	0.0033	0.00171	0.0004	0.00007		0.00002
4			0	0.01021	0.05565	0.01163	0.00209	0.00052	0.00034	0.00021	0.00005	
5				0.00002	0.00729	0.02391	0.00301	0.00069	0.00031	0.00014	0.00005	0.00005
6					0.00012	0.00603	0.00691	0.00052	0.00007			
7				0.00002	0.00009	0.00026	0.00352	0.00152	0.00016	0.00005		
8							0.00062	0.00288	0.00017			
9								0.00086	0.00073	0.00002		
10								0.00002	0.00043	0.00016		
11									0.00011	0.00014		
12										0.00004		

Ilustración 3. Ejemplo de diagrama de distribución de probabilidad conjunta de oleaje (Periodo vs Altura significativa).

Metodologías de caracterización de parámetros de oleaje

Tradicionalmente, los estados del mar son caracterizados a partir de varios parámetros. Uno de ellos es la altura de ola significativa H_s , la cual, a lo largo de la historia, ha sido calculada de tres formas diferentes.

- Basada en observación
- Basada en registros de series de tiempo de elevación de la superficie marina
- Basada en el espectro de ondas

La primera técnica estaba basada únicamente en la observación de una persona experimentada. Dada la poca precisión que esta técnica ofrecía debido a la dependencia total del observador, ha caído definitivamente en desuso desde hace tiempo. En consecuencia, se desarrolló un método alternativo de medición cuando fue posible la utilización de equipo especializado. De esta forma, se comenzó a realizar un registro de la altura de las olas que, al ser comparado con mediciones de tiempos anteriores, produjo una estimación de la altura con mayor confiabilidad. La convención estándar que se introdujo en la época fue establecer la altura de ola significativa H_s como la altura de ola promedio de 1/3 de las olas de mayor tamaño.

El avance tecnológico más reciente y significativo ha sido la representación del mar utilizando un espectro, en parte también gracias a que la variación en la elevación de la superficie marina se consiguió medir digitalmente. Para ello, se considera que la superficie del agua se puede representar como la superposición lineal de ondas sinusoidales con diferentes frecuencias, amplitudes, direcciones y fases. Este cambio del dominio temporal al dominio en frecuencia es la técnica con aceptación generalizada para definir cualquier estado del mar. Se asume que las fases se distribuyen aleatoriamente a lo largo de 0 a 2π con una densidad de probabilidad uniforme, por lo que la elevación de la superficie obedece a una distribución gaussiana como se aprecia en la Ilustración 4.

El método basado en series de tiempo de la elevación de la superficie marina y el del espectro de oleaje aún se utilizan en combinación para proveer de mayor robustez a los estudios de oleaje, dado que la diferencia entre ambos es relativamente pequeña, típicamente alrededor de 1%, en aguas profundas.

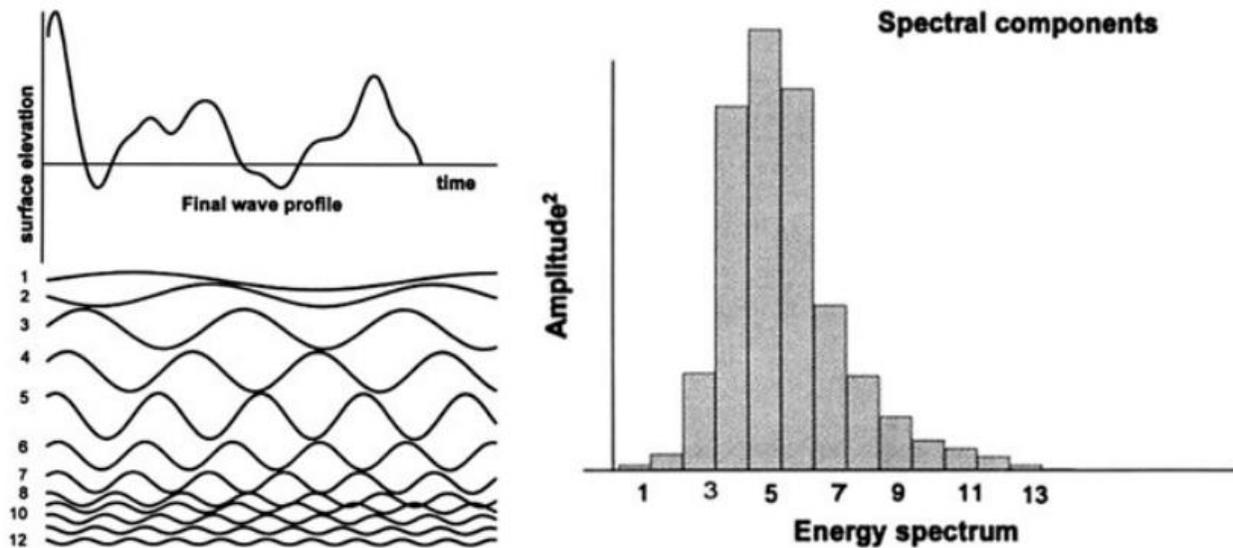


Ilustración 4. Metodología de espectro energético de oleaje.

Parámetros de caracterización

A continuación, se ahondará en la metodología basada en espectro de ondas con el objetivo de contextualizar la presente investigación.

Los momentos m_n de un espectro de ondas se definen como:

$$m_n = \int_0^{\infty} S(\omega) \omega^n d\omega \quad (1)$$

Partiendo de lo anterior, el periodo energético T_e puede definirse como el cociente del primer momento negativo m_{-1} entre el momento cero del espectro de oleaje m_0 . Se entiende como la simplificación de tener el periodo de solamente una onda sinusoidal con la misma energía que el estado marino derivado de la composición de un sinnúmero de ondas sinusoidales que conforman el espectro.

$$T_e = \frac{m_{-1}}{m_0} \quad (2)$$

Por otra parte, la forma de determinar la altura de ola significativa se enuncia a continuación.

$$H_{m_0} = 4\sqrt{m_0} = 4 \sqrt{\int_0^{\infty} S(\omega) d\omega} \quad (3)$$

Donde:

H_{m_0} : altura de ola significativa determinada a partir del momento espectral 0

m_0 : momento cero del espectro

$S(\omega)$: densidad espectral

En esencia, la fórmula propone que la obtención de una altura de ola significativa parte de la densidad espectral promedio. Para su explicación, se reconoce que se puede tomar la potencia de cada onda de forma independiente y, posteriormente, se puede realizar una agregación para obtener la densidad de oleaje promedio gracias al principio de superposición.

A su vez, la potencia del oleaje está dada por la densidad del agua marina ρ , la aceleración gravitacional g , a densidad de variación espectral $S(\omega)$ y la velocidad de grupo $C_g(\omega)$. Se puede entender que la parte izquierda de la ecuación representa la energía en la onda, mientras que parte derecha representa la velocidad de propagación del grupo de ondas.

$J(\omega) = \rho g S(\omega) C_g(\omega)$	(4)
--	-----

2.3 Programación lineal

2.3.1 Optimización matemática

La optimización matemática significa seleccionar el mejor elemento de una serie de alternativas posibles denominada función objetivo [24]. Las posibles opciones que pueden ser seleccionadas pueden ser discretas o continuas, finitas o infinitas, unidimensionales o multidimensionales y a este espectro se le denomina región de viabilidad. Este tipo de optimización se divide en dos etapas principales, modelación matemática para la definición del problema de optimización, y programación matemática para encontrar la solución de dicho problema.

En el ámbito particular de modelación energética, se considera que un generador debe dimensionar la capacidad k de una instalación con el objetivo de satisfacer la demanda de una región particular. Un objetivo posible es la minimización de costos de implementación de la central eléctrica, por lo que dichos costos son una función de la capacidad instalada $c(k)$. Si la demanda eléctrica se encuentra dada por una función $d(t)$ durante un periodo de planeación t , la capacidad de la central debe ser lo suficientemente grande para satisfacer la demanda eléctrica en cualquier punto temporal, por lo que la función objetivo se puede expresar por medio de la siguiente expresión.

$\min_{\kappa \in \mathbb{R}} c(\kappa)$	(5)
$s. t. \quad \kappa \geq \max_{t \in T} d(t)$	(6)

La forma estándar de un problema de optimización no lineal es de la siguiente forma.

$\min_{x \in X} f(x)$	(7)
$s. t. \quad g(x) \leq 0$	
$h(x) = 0$	(8)

Por lo tanto, la función objetivo f puede ser relacionada desde este momento con la función de costos $c(k)$, mientras que el espacio de decisión es el rango de capacidades posibles de todas las instalaciones en las que es posible la generación de energía (números reales positivos). La capacidad instalada k posee una restricción relacionada a la demanda, por lo que la expresión matemática de la función objetivo y de la restricción queda de la siguiente manera:

$\min_{\kappa \in \mathbb{R}_0^+} c(\kappa)$	(9)
$s. t. \max_{t \in T} d(t) - \kappa \leq 0$	(10)

La función establecida permite la utilización de varias técnicas de optimización como la programación lineal, la programación entera, la programación no lineal y la heurística (ver Tabla 1).

Tabla 1. Técnicas de optimización matemática.

Técnica	Ventajas	Desventajas
Programación lineal (LP)	Se ajusta bien a sistemas grandes Existen softwares de solución disponible Es posible obtener una solución óptima global	Existen limitaciones para expresar restricciones Interacciones complejas son muy difíciles de representar
Programación entera (IP)	Se ajusta bien a sistemas grandes Existen softwares de solución disponible	Tiempos prolongados de cálculo Puede no obtenerse solución global
Programación no lineal	Interacciones complejas son fácilmente representables	Mala escalabilidad para sistemas grandes Tiempos prolongados de cálculo
Heurística	Se tiene libertad total de expresión matemática Se ajusta bien a sistemas grandes	Analizar la calidad de las soluciones es complicado Algoritmos deben estar diseñados específicamente para el problema

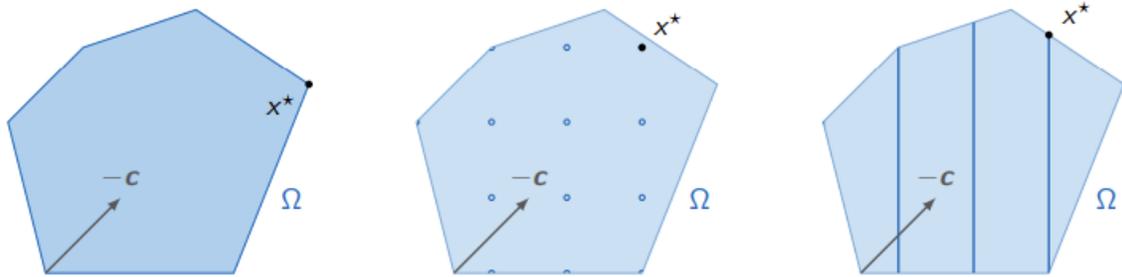


Ilustración 5. Expresión matemática de programación lineal (izquierda), programación entera (centro) y programación mixta (derecha).

La programación lineal es una de las técnicas más utilizadas para la investigación de sistemas energéticos debido a su capacidad de proporcionar soluciones globales confiables con una complejidad media y tiempo de cómputo menor en comparación con otros modelos [25]. Una de las desventajas importantes es el requerimiento evidente de que los términos de las ecuaciones deben ser lineales, por lo que no es posible dotar a los modelos de comportamientos diferentes que pudieran arrojar más información sobre la realidad. De esta forma se obtiene la descripción matemática final del modelo.

Función objetivo: $f(x) = c^T x$	(11)
Funciones restricción: $Ax = b$	(12)
$x \geq 0$	(13)

donde:

$$c \in \mathbb{R}, A \in \mathbb{R}^{m \times n}, m < n \text{ y } b \in \mathbb{R}^m$$

x Vector con variables de decisión

c^T Vector de coeficientes transpuesto de las variables de decisión

A Matriz de condiciones de restricción

b Condiciones de restricción

3. Metodología propuesta

Etapas

- 1) Selección del sitio de instalación
 - a) Adquisición y consolidación de la información
 - i) Identificación de tecnologías para conversión de energía del oleaje
 - ii) Caracterización del recurso de oleaje
 - (1) Obtención y manipulación de parámetros de oleaje
 - iii) Determinación de requerimientos de sistema eléctrico
 - (1) Conectividad a red eléctrica
 - (2) Demanda eléctrica
 - b) Selección de sitio de instalación
 - i) Evaluación de dispositivos de conversión de energía del oleaje – recurso disponible
 - ii) Emparejamiento de disponibilidad de instalación y requerimientos de sistema eléctrico
- 2) Evaluación de la instalación mediante modelación energética
 - a) Preparación y calibración de modelo energético
 - i) Obtención de indicadores técnico-económicos de tecnologías involucradas
 - ii) Adecuación de demanda eléctrica de interés
 - iii) Procesamiento de factor de aprovechamiento horario de recursos renovables involucrados
 - iv) Estimación de costos de compraventa de electricidad
 - b) Creación de escenarios de modelación
 - i) Escenario inercial
 - ii) Escenarios de validación de metodología
 - c) Validación de metodología y determinación de viabilidad de instalación oleaje

La primera etapa corresponde al proceso de selección del sitio de instalación y está basada en uno de los procedimientos más novedosos reportados en la literatura [14], que a su vez se divide en dos secciones. La primera sección denominada “adquisición y consolidación de la información” consiste en la determinación de los recursos energéticos y las condiciones prevalecientes de oleaje presentes en la zona de interés, así como la identificación de las limitaciones técnicas, sociales y ambientales a las que se enfrenta el proyecto. Como parte de este proceso, se realiza una clasificación de la amplia variedad de los dispositivos disponibles con base en la literatura como principio de funcionamiento, forma de extracción de energía, geometría, etc. ya que cada uno cuenta con diferentes características y requerimientos

particulares compatibles con sitios específicos. Asimismo, se establece la localización y caracterización de sitios de interés potencialmente aptos para la extracción de energía, así como la identificación de limitantes de índole técnico en términos de los requerimientos del sistema eléctrico al que se interconecta la instalación para suministrar electricidad, entre los que destacan la demanda eléctrica y la disponibilidad de la infraestructura. Así, una vez teniendo la información sobre dispositivos disponibles, condiciones de oleaje prevalecientes y limitaciones del sistema eléctrico, es posible llevar a cabo la conclusión de la información en la etapa de “selección del sitio de instalación”. En ella, se realiza una estimación de la energía potencialmente aprovechable en un periodo de tiempo determinado a partir del empate del dispositivo con rendimiento más compatible para el sitio seleccionado.

La segunda etapa de este escrito denominada evaluación de la instalación mediante modelación energética establece que es viable utilizar sistemas de planeación energética como una herramienta adicional fácilmente accesible para robustecer la evaluación sobre la instalación de proyectos de oleaje. La modelación por optimización lineal es una técnica con amplias ventajas sobre los indicadores financieros comunes entre las que destacan la inclusión de costos a diferentes escalas temporales y espaciales para diferentes parámetros de interés, la incorporación de información detallada para los procesos de transformación de los recursos disponibles, la segregación de la demanda por recurso en términos horarios y nodales y la determinación de las condiciones horarias de suministro de un recurso para su transformación. Esta información ofrece un nivel de resolución mucho mayor que el que proveen los indicadores financieros habituales y arroja información útil para el desarrollo de la tecnología. La propuesta consiste en el desarrollo de un modelo de optimización lineal en el software urbs habitualmente utilizado en el ámbito para determinar con mayor precisión la viabilidad de la instalación. Este software consta de una serie de entidades de modelación, cuya obtención para el caso de estudio se describe más adelante. Para ello, la información generada en la primera etapa en cuanto a características físicas del dispositivo y disponibilidad del recurso debe pasar por un procesamiento de forma que los datos puedan ser utilizados para el modelo energético. Asimismo, se deben obtener los indicadores financieros que traduzcan el estado de madurez de la energía del oleaje durante el periodo de evaluación del proyecto y, preferentemente, a lo largo de toda su vida útil. Esto permite dotar de mayor sensibilidad al modelo, con lo cual es más factible describir su desarrollo durante el intervalo de modelación. Una vez habiendo preparado el modelo para la evaluación de la tecnología, se proponen distintos escenarios con base en la variación de distintos parámetros, de forma que se puedan determinar los sucesos requeridos para una mayor adaptación a las condiciones energéticas a distintas escalas [26]. Para la presente investigación, se elaboran dos escenarios a escalas nodales diferentes con el objetivo de contrastar las condiciones de instalación a nivel regional y a nivel local.

Cada una de las etapas de esta propuesta metodológica se describe con mayor detalle a continuación.

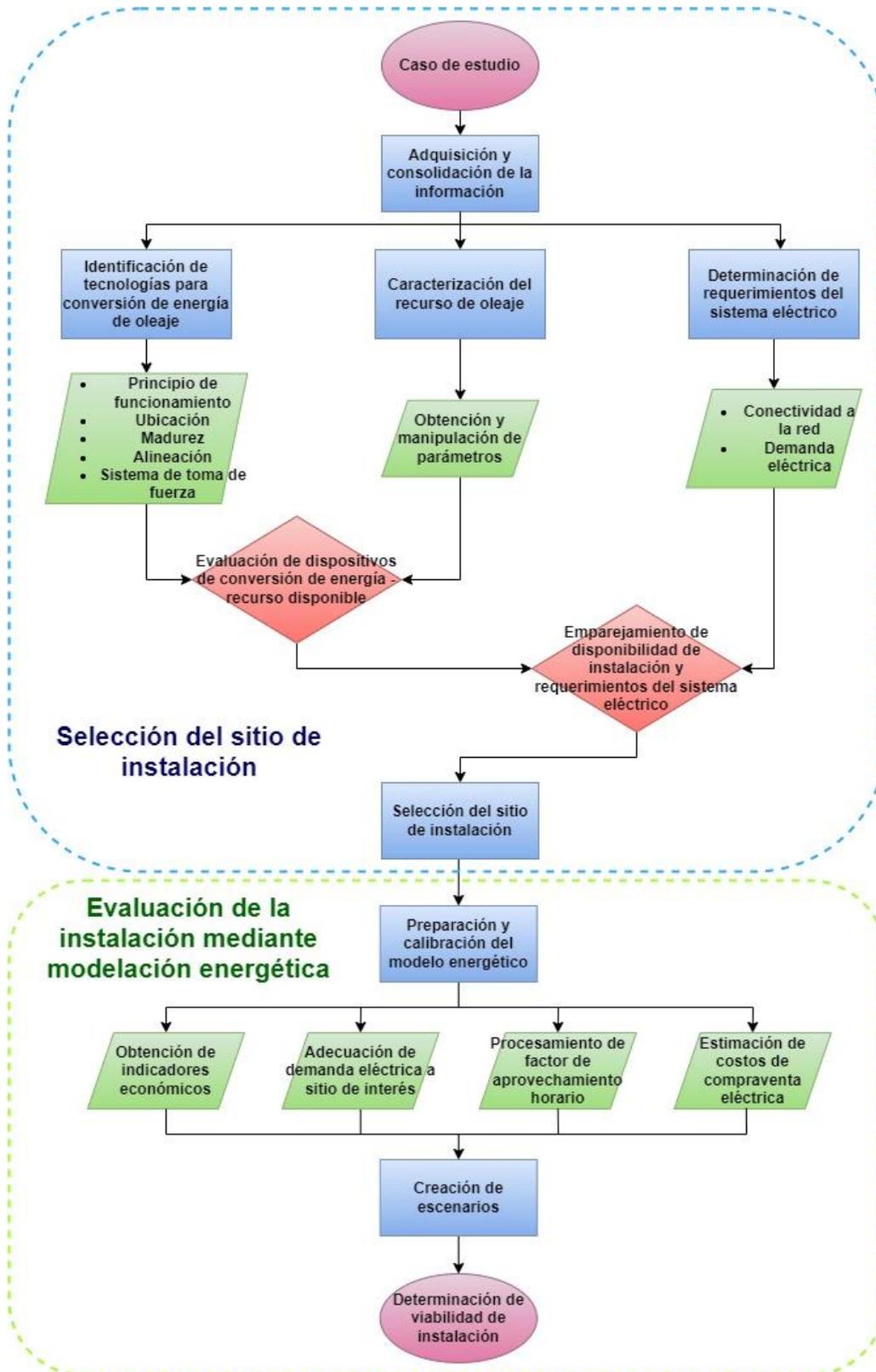


Ilustración 6. Diagrama de metodología propuesta.

3.1 Proceso de selección del sitio de instalación

En los tiempos actuales, es deseable que la selección del sitio para el aprovechamiento de la energía del oleaje siga un procedimiento integral, en el que no solamente se cuiden los aspectos técnicos y económicos del proyecto, sino también que se desarrolle en un entorno de inclusión social considerando la protección del medio ambiente en todo momento. Debido a que este escrito se enfoca principalmente en aspectos técnico-económicos de la energía del oleaje, esto último se va a exponer con mayor profundidad, sin indicar necesariamente un grado de importancia mayor.

Una de las metodologías más recientes reporta que el procedimiento de selección de un sitio se divide en dos etapas principales: 1) adquisición y consolidación de la información; y 2) selección del sitio de instalación. En general, la primera etapa consiste en conocer el área de instalación según una serie de variables de interés, lo cual depende en gran medida de la definición, clasificación y procesamiento de grandes cantidades de datos, usualmente a través de Sistema de Información Geográfica (SIG o GIS, Geographic Information Systems) [14]. Una vez teniendo la información organizada de acuerdo con los requerimientos de los SIGs, se procede a identificar áreas potenciales para el despliegue de proyectos de aprovechamiento en la segunda etapa.

Los parámetros de mayor importancia para la primera etapa son:

Identificación de tecnologías para conversión de energía del oleaje: conocer los distintos dispositivos disponibles en la actualidad para el aprovechamiento del recurso

Caracterización del recurso de oleaje: considerar las características generales del océano divididas, por un lado, en clima marino que contempla el potencial del recurso, y, por otro lado, aspectos restrictivos para los dispositivos como batimetría, dirección de incidencia del oleaje, entre otros

Requerimientos técnicos de sistema eléctrico: dentro del ámbito eléctrico se encuentra la infraestructura existente como la disponibilidad de red de transmisión y el consumo del sistema al cual se conecta la instalación

La selección del sitio de instalación consiste en relacionar la información generada en cada subetapa descrita anteriormente. Para ello, se realiza primero el emparejamiento de los parámetros restrictivos tanto del sistema eléctrico como de las características técnicas del océano y del dispositivo para después encontrar el sitio con mayor disponibilidad del recurso compatible con los requerimientos eléctricos de la red.

Cada una de las dos grandes etapas antes mencionadas resultan críticas para la obtención de un sitio adecuado para el aprovechamiento de la energía del oleaje, por lo que se describirán con mayor detalle. Es importante resaltar que toda la información debe tener un posprocesamiento orientado hacia la utilización del SIG, es decir, se debe cuidar que se tenga un sistema de referencia asociado, continuidad espacial de la información y que la resolución espacial permita la evaluación adecuada de los posibles sitios de aprovechamiento.

3.1.1 Adquisición y consolidación de la información

La determinación de sitios apropiados para el aprovechamiento de la energía del oleaje suele ser un reto particularmente extenso debido a que se requiere la consideración de muchas variables diferentes de índole social, ambiental, técnico y económico, entre otras. Para ello, los sistemas de información

geográfica han tomado gran relevancia en tiempos recientes debido a su capacidad de condensar información de las variables antes mencionadas y mostrarla geográficamente en forma de mapa, de manera que una mayor cantidad de sitios con alta viabilidad sean contemplados en la selección final [27]. En esta dirección, toda la información destinada a influir en el proceso de selección recibe un tratamiento orientado a un SIG. Para este caso particular, el software utilizado fue QGIS versión 3.18 Zürich [28] debido a que es una plataforma de libre acceso ampliamente utilizada en la actualidad.

En esta sección, se presenta en primer lugar una identificación de las tecnologías existentes para la generación de electricidad a partir de oleaje. Después se detallan las técnicas generales para la estimación del recurso por parte de los dispositivos propuestos. Posteriormente, se ahonda en las características del sistema eléctrico de demanda de electricidad y conectividad con el sitio de instalación, con lo cual se puede realizar un emparejamiento de ambas secciones y pasar a la etapa siguiente de selección del sitio de instalación.

Identificación de tecnologías para conversión de energía del oleaje

Ya se mencionó que la energía del oleaje es una tecnología en proceso de maduración con un evidente retraso respecto de otras fuentes renovables como la eólica y la solar y, a pesar de que se ha realizado una cantidad considerable de investigación y desarrollo, la impresión general es que el proceso aún no arroja un diseño ampliamente aceptado [29]. Por ello, se han desarrollado técnicas para distinguir los diferentes tipos de convertidores de energía del oleaje y con ello, poder alcanzar una mayor compatibilidad con las características del océano en el sitio de interés. Sin embargo, la clasificación de los WECs tiende a ser compleja debido a la diferencia en grados de desarrollo de la tecnología aunado a los patrones relativamente irregulares en el comportamiento del océano, por lo que los investigadores generalmente utilizan diferentes perspectivas como principio de funcionamiento que incluye los dispositivos de desbordamiento, columna de agua oscilante y activación por oleaje [30], aunque también normalmente se incluye la clasificación por ubicación (shoreline, near-shore y offshore; o flotantes, sumergidos y anclados al fondo), por alineación con respecto al oleaje incidente (terminador, atenuador o absorbedor puntual) y por toma de fuerza (mecánica, hidráulica, neumática y eléctrica) [31].

Sin embargo, a medida que se dio un desarrollo en esta tecnología, se han realizado numerosas aproximaciones con el objetivo de incluir dispositivos novedosos que no resulta conveniente encajar en las categorías existentes, por ejemplo, con la adición de los dispositivos sumergidos de presión diferencial y los oscilantes junto con la remoción de la categoría denominada por activación de oleaje [32]. Por su parte, el Centro Europeo para la Energía Marina dividió en 8 categorías los dispositivos existentes con base en las clasificaciones antes mencionadas y añadiendo los dispositivos de masa basculante, de tipo bulge y los de tipo membrana [33] [34].

Más recientemente, se ha propuesto que un gran número de variantes para el aprovechamiento del oleaje se pueden clasificar dentro de 5 categorías principales que parten de las ya descritas con modificaciones para la inclusión de nuevas tecnologías [14]. En general, la tendencia se dirige a la clasificación según 5 principios generales:

- Principio de funcionamiento

La forma de un convertidor de energía del oleaje de extraer energía se conoce como principio de funcionamiento. Es evidente que existe gran variación entre todas las técnicas para el aprovechamiento del recurso, por lo que, en un inicio, éstas se clasificaron en 3 categorías [30]: dispositivos oscilantes, de desborde y de columna de agua oscilante. A esta clasificación se incluyó otro grupo de dispositivos que convierten la energía de una ola directamente en energía rotacional, con lo cual se formó un nuevo campo de los dispositivos de conversión rotacional. La categoría de columna de agua oscilante se sustituyó por una más extensa denominada de diferencial de presión debido a que en un inicio solamente incluía a los dispositivos con diferenciales de presión por aire, mientras que actualmente contempla cualquier fluido de operación abarcando así también a los de tipo bulge y a los de tipo membrana [33] [34].

- **Ubicación**
El diseño fundamental de un dispositivo está íntimamente relacionado con las condiciones y la disponibilidad del sitio de instalación de forma tal que, por ejemplo, el sitio determina el tipo de fijación a un punto de referencia en el mar [35].
- **Sistema de toma de fuerza**
El mecanismo utilizado para convertir la energía proveniente del oleaje en energía aprovechable ya sea rotacional o eléctrica directamente, es conocido como sistema de toma de fuerza. Es de gran importancia dado que tiene una repercusión directa en la eficiencia de conversión de potencia, lo que a su vez impacta el desempeño técnico económico del dispositivo. En la actualidad se han desarrollado sistemas novedosos de toda clase, por lo que se ha convenido que sean 5 las categorías principales, de las cuales 4 ya eran comúnmente aceptadas que son conversión eléctrica, neumática, mecánica y eléctrica y 1 recientemente agregada que es la de tipo piezoeléctrico.
- **Madurez de dispositivos**
Como es sabido, la tecnología de oleaje se encuentra en proceso de desarrollo, por lo que una categoría que haga referencia al estado de madurez de los dispositivos conforme surge puede proveer conocimiento sobre del estado del mercado a nivel global y así, identificar los proyectos en etapa de comercialización. Esta categorización está basada en la escala de niveles de disposición de las tecnologías (TRLs, Technology Readiness Levels) que se integran en un plan de desarrollo de siete fases [36].
- **Alineación con respecto al oleaje incidente**
Resulta conveniente clasificar las energías del océano de acuerdo con su tamaño y orientación respecto al oleaje incidente. Por ejemplo, si un dispositivo es de dimensiones pequeñas con respecto a la longitud de una ola, se le denomina absorbedor puntual. En contraste, un dispositivo de dimensión igual o mayor que la longitud de oleaje típica de un sitio es conocido como absorbedor lineal. Dentro de los absorbedores lineales, se conoce como atenuador a los dispositivos cuya dimensión más grande se encuentra en alineación paralela con la dirección predominante del oleaje, mientras que se conoce como terminadores a aquellos en los que la alineación de la dimensión más grande del dispositivo es perpendicular respecto del oleaje incidente.

Dentro de cada clasificación, existen a su vez divisiones de acuerdo con las características de los dispositivos (ver Ilustración 7). Una clasificación muy extensa de acuerdo con estas consideraciones se

realiza por portales encargados de la recolección de información referente a todos los proyectos en desarrollo a nivel mundial [9].

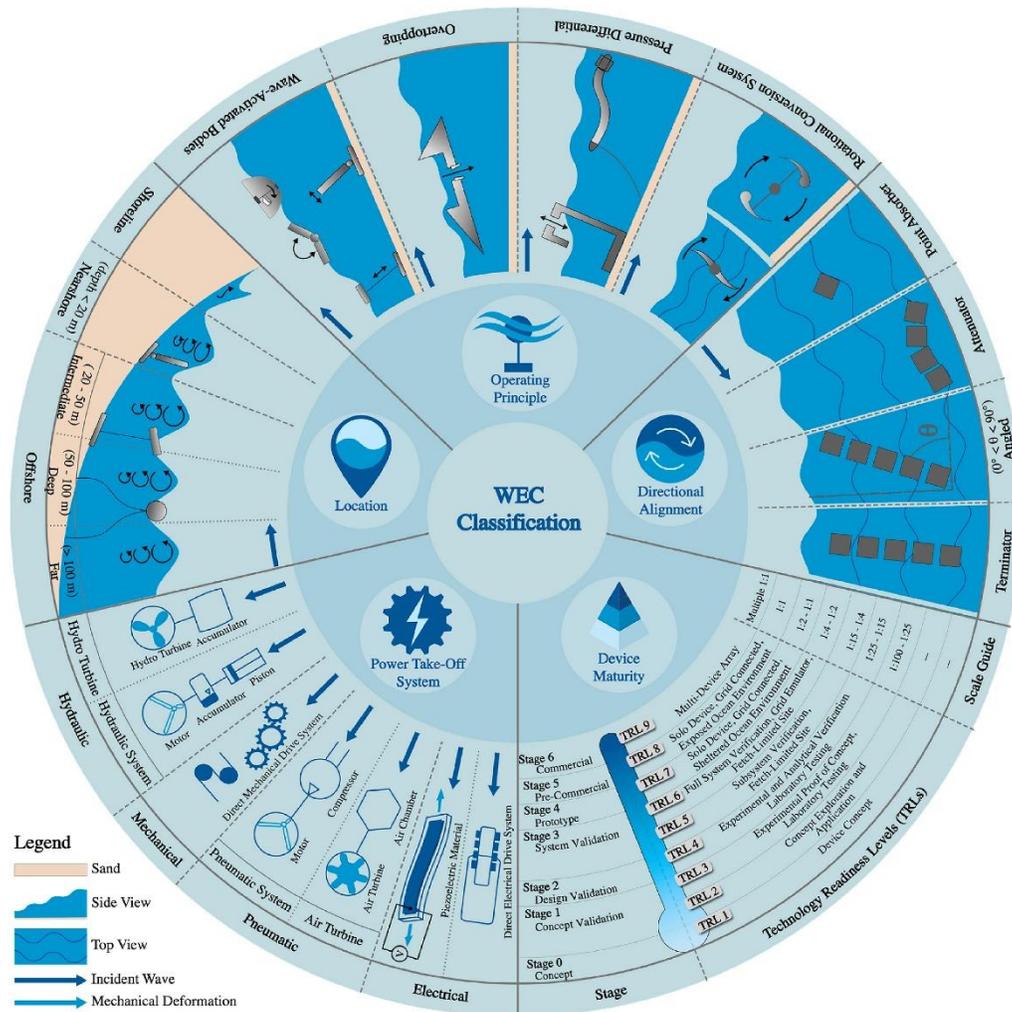


Ilustración 7. Propuestas de clasificación para WECs [14].

Se puede observar una tendencia para la clasificación de los dispositivos de oleaje, sin embargo, aún no se cuenta con un consenso generalizado en cuanto a los principios básicos. Esta situación invariablemente deriva en la ausencia de una identificación integral de los parámetros relevantes para la afinación del dispositivo según la ubicación de la instalación, pues diferentes tipos de convertidores tendrán un rendimiento distinto en una misma ubicación o, de igual forma, un mismo convertidor tendrá rendimientos distintos en ubicaciones diferentes [37] [38]. Por ello, es sumamente importante tener presente una caracterización de los diferentes dispositivos de aprovechamiento de energía del oleaje existentes, de forma que exista la posibilidad de seleccionar el más adecuado según las condiciones del posible sitio de instalación. Se propone utilizar la metodología propuesta por los autores Yongxing Zhang, et. al. [39] enfocada en evaluar la viabilidad de los dispositivos identificados previamente con base en 5

parámetros técnicos, ambientales y económicos, de forma que se determine el más conveniente según las condiciones prevaecientes.

Caracterización del recurso de oleaje

El primer paso para poder realizar la selección del sitio de instalación más conveniente consiste en determinar la cantidad de recurso disponible a lo largo de un sector de la costa deseado. Para ello, comúnmente se obtiene la potencia de oleaje unidireccional por metro de cresta P_W que depende de dos parámetros importantes, la altura de ola significativa, H_{m_0} , y el periodo energético de la ola, T_e . Ambos parámetros se utilizan para realizar una caracterización del oleaje, sin embargo, el periodo energético T_e raramente se especifica en bases de datos o mediciones, por lo que habitualmente debe ser estimado a partir de otras variables como el periodo máximo o pico de oleaje. El periodo pico de oleaje representa el periodo del oleaje de mayor energía generado tanto por vientos locales como por vientos distantes en otro contexto temporal y espacial.

Una aproximación posible cuando se conoce el periodo pico de oleaje T_p es asumir lo siguiente.

$T_e = \alpha T_p$	(14)
--------------------	------

Donde:

α : coeficiente con valor dependiente de la forma del espectro de oleaje (0.86 para un espectro de PM)

Para tomar esta asunción como válida, es necesario contar con un estado de mar profundo ($d > \frac{L}{2}$). Entonces, se considera como válida la aplicación del factor $\alpha = 0.9$, por lo que $T_e = 0.9T_p$ [40] [41] [19] para la estimación del recurso de oleaje.

En su forma más práctica, la potencia de oleaje omnidireccional P_W en aguas profundas ($d > \frac{L}{2}$) se define de la siguiente forma.

$P_W = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_{m_0}^2 T_e$	(15)
--	------

Donde:

ρ densidad de fluido (agua) usualmente $1,025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

g aceleración gravitacional

H_{m_0} altura de ola significativa obtenida a partir del momento espectral 0

T_e periodo energético de oleaje

Gracias al conocimiento tanto de la altura de ola significativa como del periodo energético a lo largo de un área determinada y durante un intervalo temporal dado, es posible obtener la potencia del oleaje para cualquier condición marina. De esta forma, se cuenta con la potencia de oleaje en toda la zona de evaluación. No obstante, la cantidad de energía aprovechable depende de las características del dispositivo a implementar, por lo que aún se requiere la elaboración de un diagrama de representación del oleaje omnidireccional, en el que se grafica la altura de ola significativa en el eje vertical y el periodo energético en el eje horizontal. Su composición en porcentaje arroja la frecuencia de ocurrencia de un par

de condiciones y la escala comúnmente utilizada es de 0.5 m para altura de ola y 1 segundo para el periodo energético.

Obtención y manipulación de parámetros de oleaje

Para la obtención de los datos, una de las bases de información meteorológicas más importantes en la actualidad es ERA5 debido a la amplia disponibilidad de variables de interés y a su gran resolución, puesto que provee datos en intervalos espaciales de 0.5 grados y temporales de 1 hora para cualquier parte del mundo a partir de 1959 [42] [43]. ERA5 es la quinta generación de herramientas de reanálisis creada por la ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). La organización utiliza sus modelos para “reanalizar” con base en observaciones históricas desde 1959, de forma que crea cúmulos de datos que describen el comportamiento de la atmósfera, la superficie terrestre y los océanos. El reanálisis consiste en combinar datos de modelación con observaciones recolectadas mundialmente utilizando el principio de asimilación de datos, de forma que cada cierto periodo temporal se combina el pronóstico previo con observaciones recientes para producir un estado más exacto de la atmósfera a niveles históricos y actuales.

En esta plataforma se pueden descargar una gran variedad de parámetros de oleaje, entre ellos la altura de ola significativa H_{m_0} y el periodo máximo de oleaje T_p , por lo que se recomienda ampliamente su utilización. Además de los parámetros para la caracterización del oleaje, se debe obtener la batimetría del océano, la cual se describe como la distancia entre la superficie y el fondo marino en un tiempo dado, debido a que cualquier dispositivo nearshore u offshore tiene especificaciones técnicas de los intervalos de profundidad a los que es posible su operación. Es importante mencionar que la plataforma de ERA5 proporciona la información a través de archivos tipo NETCDF, ya que con ellos es posible la agrupación multidimensional de grandes cantidades de datos en un solo archivo. Sin embargo, su manejo correcto requiere del conocimiento de librerías de manipulación de datos como pandas, la cual se puede descargar como parte de Python [44].

Para el cálculo de la potencia de oleaje en la costa, se sugiere la descarga de los parámetros de batimetría, altura de ola significativa H_{m_0} y periodo máximo de oleaje T_p para un intervalo temporal de elección. La plataforma de ERA5 se encuentra en la facultad de proporcionar información desde el año 1979 al presente en intervalos horarios. Se recomienda ampliamente la obtención de la información en múltiplos de un año debido a que la técnica propuesta en la presente investigación sugiere el cálculo del promedio de potencia de oleaje horaria, de forma que se obtenga el promedio de un número significativo de años y se pueda realizar una estimación más exacta de la potencia. Una vez que se cuente con una base de datos que contenga los parámetros de batimetría, altura de ola significativa H_{m_0} y periodo máximo de oleaje T_p de forma horaria, se propone convertir el periodo máximo de oleaje a periodo energético de oleaje mediante el procedimiento empírico en la ecuación 14 que consiste en la multiplicación por un factor de 0.9 para un oleaje totalmente desarrollado y un estado de mar profundo ($d > \frac{L}{2}$). Cabe mencionar que esta investigación considera los datos asociados a una batimetría igual o mayor a 40 metros, debido principalmente a que a esta profundidad se puede garantizar la existencia de un mar profundo y es posible la utilización de la técnica antes descrita para la obtención de la potencia de oleaje. En profundidades menores, el estado de mar generalmente varía entre el transicional y de aguas someras, en cuyos casos el cálculo de la potencia del oleaje se torna significativamente más complejo y se escapa de los alcances del presente trabajo.

Una vez habiendo obtenido una potencia de oleaje y una batimetría asociada a cada ubicación geográfica y a cada intervalo horario durante los años de elección, se obtiene un promedio de todos los valores tanto de batimetría como de potencia de oleaje para cada punto geográfico. Con ello, se obtiene el valor más esperado durante los años de consideración y se puede realizar una comparación entre distintos sitios para determinar el más adecuado. Se entiende que la variación de potencia de oleaje en un año puede ser considerable, sin embargo, este cálculo solamente pretende realizar una comparación entre distintas zonas. Para el cálculo preciso de la energía de oleaje una vez ubicado el sitio más conveniente se propone una técnica con mayor detalle en secciones posteriores.



Ilustración 8. Procedimiento para obtención de los datos para modelación.

Requerimientos del sistema eléctrico

Los requerimientos del sistema eléctrico son aspectos prácticos de suma importancia al momento de llevar a cabo la planeación de cualquier proyecto energético. En este escrito se incluyen dos: la conectividad a la red y la demanda eléctrica en las zonas de interés. Es importante resaltar que el desarrollo de la tecnología de oleaje se centra en la transformación de energía proveniente de las olas a energía eléctrica para su aprovechamiento en sectores doméstico, comercial e industrial, por lo que la energía térmica u otras que han cobrado relevancia en los últimos tiempos se dejan de lado.

A continuación, se ahonda en cada requerimiento del sistema eléctrico con mayor detalle.

Conectividad a la red eléctrica

La conectividad de un proyecto energético a una red eléctrica resulta sumamente importante debido a que ésta permite la transmisión de la energía generada hasta los sitios de consumo. De igual forma, la red eléctrica habitualmente se divide en una red de transmisión a gran escala que permite el tránsito de grandes cantidades de electricidad por grandes distancias a altas potencias y una red de distribución que permite el tránsito de electricidad en cantidades significativamente menores hasta su uso final por distancias más cortas y a una potencia igualmente menor. La transición entre una red de transmisión y una red de distribución se realiza en estaciones eléctricas, donde se cuenta con la infraestructura necesaria para transformar la potencia presente en la red de transmisión a una potencia menor en la red de distribución manipulable por el usuario final. En el caso de la instalación de un proyecto energético, es sumamente deseable su instalación próxima a un punto de interconexión con la red eléctrica y dependiendo de la envergadura de dicho proyecto, es posible requerir una estación eléctrica, en la que la energía producida sea adecuada técnicamente para su inyección en la red de transmisión. Habitualmente, los proyectos energéticos de pequeña escala (mayoritariamente de sector doméstico) pueden conectarse a la red de distribución, sin embargo, en un proyecto planeado para venta de electricidad es sumamente deseable que exista una estación eléctrica en la cercanía para su interconexión debido principalmente a que, a mayor distancia, se incurre en un costo de interconexión mayor. Por ejemplo, en el Manual para la Energía Undimotriz (Handbook of Ocean Wave Energy) se toman como ejemplo los costos de cableado para la energía eólica offshore y se aplican a dos proyectos de energía del oleaje. El primero consiste en una planta con capacidad nominal de 90 MW compuesta por 25 dispositivos de 3.6 MW cada uno, mientras que el segundo es una planta de 120 MW de capacidad nominal compuesta por 120 dispositivos de 0.75 MW cada uno. En el caso de la energía eólica offshore, los costos de cableado ascienden al 35% del costo total de instalación de la planta, mientras que en ambos casos de energía de oleaje, los costos de cableado ascienden a 65% del costo total del proyecto [45].

Demanda eléctrica

Teniendo en cuenta que el entorno mundial se torna más complicado a medida que transcurre el tiempo y se vuelve más compleja la extracción de energía de los recursos que se tienen disponibles, resulta sumamente importante la capacidad de conocer más extensivamente la forma en que se consume la energía a lo largo de todo el territorio (escalabilidad energética), de forma que se pueda contar con un pronóstico preciso en cualquier punto del futuro y se tomen los provisionamientos necesarios (pronóstico energético). La literatura científica ha destacado, entre otras cosas, que el consumo energético en general depende principalmente de factores espaciales y temporales, es decir, del sitio y la hora a la que la energía se consume, pero también del sector productivo en el que se está consumiendo, tales como el doméstico, el comercial, el industrial, el agrícola – agropecuario y el de transporte. Se ha encontrado también que la demanda energética de todos los sectores a excepción del doméstico se encuentra ya extensamente caracterizada [46] puesto que les resulta económicamente viable cualquier aumento de la eficiencia en aras de lograr una reducción continua de sus costos, además del apego a la regulación y documentación de los procesos a las que están sujetos. Algunos aspectos como la variabilidad en los espacios y el número de habitantes de un hogar, la dificultad de recopilación de información con restricciones de privacidad y los precios exorbitantes para la instalación de sub-metering, que se refiere a la medición detallada del

consumo eléctrico discretizado por unidad de tiempo, han complicado significativamente la escalabilidad de la demanda energética en el sector doméstico. Sin embargo, conocer la demanda a distintas escalas de población (municipal, estatal, nacional) permitiría tener una mayor noción del comportamiento de la demanda, con lo que sería posible el diseño de un sistema energético con mayor eficiencia que incorpore prácticas novedosas como la generación distribuida.

Este escrito propone obtener una caracterización de la demanda eléctrica detallada que incluya una discretización horaria y municipal, de forma que se conozca con mayor detalle el comportamiento del consumo de electricidad en el sitio de interés y se puedan realizar instalaciones dirigidas a satisfacer un requerimiento eléctrico puntual [47].

Adicionalmente, debido a que esta investigación considera un panorama de modelación a futuro, se resalta la necesidad de realizar un pronóstico de demanda eléctrica, de forma que la propuesta de oleaje tenga la capacidad de anticiparse a las circunstancias que pudieran presentarse a un mediano plazo. Existen métodos de diferente complejidad comúnmente reportados en la bibliografía para la obtención de un pronóstico de demanda eléctrica. La aproximación más sencilla es mediante la utilización de indicadores, con lo cual es posible obtener rápidamente requerimientos energéticos futuros, entre los que habitualmente se encuentran las tasas de crecimiento, consumo por unidad e intensidad energética [48]. En la mayoría de los casos, se utiliza información histórica para la obtención de dichos indicadores y así, realizar la proyección a futuro. Obviamente, este método no resulta atractivo para un trabajo profundo, pero proporciona información para análisis generales que no requieran un tratamiento exhaustivo de los datos. La incorporación de curvas de tendencia provee un nivel más alto de especificidad al análisis y consiste en trazar una curva sobre los comportamientos históricos. Esta metodología es la aproximación más usada para desarrollar un pronóstico de demanda debido a su simplicidad y su exactitud, puesto que, a menos que se suscite un cambio abrupto en los sucesos históricos, no se espera una variación drástica respecto a la tendencia trazada. Se reportan también en la literatura científica modelos de mayor complejidad para la predicción de la demanda clasificados en top – down y bottom – up. Los primeros tienden hacia un enfoque de agregación del análisis tales como los modelos econométricos, mientras que los segundos identifican las actividades individuales que resultan análogas a otras y se pueda escalar el estudio entre los que se encuentran los modelos ingeniero – económicos. Existen aproximaciones con un requerimiento analítico mayor como la creación de escenarios y el más innovador de todos es por redes neuronales.

Para el presente estudio, dado que la demanda eléctrica no es el tema central de la investigación principal, se optó por un método de curvas de tendencia para determinar el crecimiento futuro con base en indicadores históricos de población e indicadores financieros como producto interno bruto (PIB). Esto debido a que no se considera necesario un grado de precisión detallada de los datos, sino que bastaría con la captura de la tendencia creciente a medida que pasa el tiempo. Una vez obtenido el pronóstico de demanda horaria para el sitio de interés durante un panorama de planeación de 20 años aproximadamente, se sugiere la utilización de un software de información geográfica con el objetivo de presentar los resultados visualmente y analizarlos con mayor detenimiento.

3.1.2 Selección de sitio de instalación

La primera sección representa la definición y obtención de los parámetros relevantes para la presente metodología alternativa. La presente etapa supone la unificación de cada uno de ellos mediante el emparejamiento de los requerimientos técnicos del sistema eléctrico con el oleaje y, al mismo tiempo, con el dispositivo que permite un mejor aprovechamiento del recurso. Para llevar a cabo lo anterior, se sugiere primero determinar el dispositivo con mejores perspectivas de desarrollo con base en cinco parámetros descritos en el artículo publicado por Zhang, et. al. [39] orientadas hacia aspectos técnicos propios de cada dispositivo. Posteriormente, se sugiere determinar la ubicación del sitio con mejor compatibilidad entre demanda y oleaje por medio de sistemas de información geográfica (GIS, Geographic Information System) debido principalmente a que esta herramienta permite una mayor consideración del entorno y una mejor visualización de las variables involucradas. Cada etapa se describe con mayor detalle a continuación.

Emparejamiento de recurso de oleaje y requerimientos del sistema eléctrico

En la primera sección se obtuvo una gran cantidad de información relacionada principalmente a la disponibilidad del recurso de oleaje y a la discretización temporal y espacial de la demanda eléctrica. Se sugiere la traducción de estos cúmulos de datos a información geoespacial con el objetivo de obtener una visualización por medio de un SIG [49]. En general, el uso de los SIGs ha crecido exponencialmente en los últimos tiempos debido a son sistemas capaces de capturar, almacenar procesar y presentar grandes cantidades de información geoespacial de forma condensada. Según el tipo de información que se maneje, se puede utilizar la visualización en dos estructuras diferentes. La primera es en forma de vector que incluye puntos, líneas y polígonos. La segunda comúnmente denominada como dato ráster se compone de matrices espaciales donde cada celda puede alojar el valor de una variable dada.

Existen una gran cantidad de ejemplos donde los SIGs se han combinado con otras técnicas de evaluación para dotar al usuario con los medios para evaluar alternativas diversas basadas en criterios diversos. Se han reportado métodos que utilizan los SIG en conjunto con análisis de criterio múltiple con el propósito de evaluar ubicaciones posibles para la instalación de plantas de energía eólica [50]. Esta clase de análisis utiliza dos tipos de factores: las restricciones y los factores ponderados. Los primeros son utilizados para definir zonas de exclusión, mientras que los segundos son evaluados de acuerdo con la implementación del sistema y su ponderación es asignada de acuerdo con su relevancia.

El procedimiento general para resolver problemas por este método es la definición de un área de interés para el análisis y la identificación de propiedades que podrían afectar la selección del sitio de aprovechamiento. En el presente estudio, ya se tienen disponibles propiedades de interés propensas a ser contrastadas mediante el uso de SIGs que se dividen en dos categorías: la información sobre disponibilidad del recurso de oleaje y la discretización espacial de la demanda eléctrica en conjunto con la accesibilidad a la red de transmisión. Los parámetros técnicos específicos que se pueden representar geográficamente en cada punto espacial son la batimetría y la potencia de oleaje para la primera categoría, mientras que para la segunda se encuentra la demanda eléctrica en cada municipio y el número de nodos de interconexión a la red de transmisión en los municipios costeros. Los parámetros de interés en consideración para el análisis se clasifican ya sea en factores ponderados o de exclusión. Cabe mencionar que la presencia o ausencia de los factores de exclusión es determinante para determinar si

contemplar una zona, mientras que los segundos se clasifican en una escala de importancia, donde la mayor calificación es asignada a la variable más determinante para la selección del sitio de instalación. Sobra aclarar que la asignación de ponderaciones a los diferentes parámetros es sumamente importante, pero también sumamente subjetivo dado que varía para cada sitio y cada evaluación de un proyecto. Por esta razón, es deseable la presencia de expertos con capacidad de contemplar y evaluar correctamente los factores de interés. En este caso, los parámetros de batimetría y de interconexión a la red de transmisión se clasifican como factores de exclusión debido a que cada dispositivo cuenta con un intervalo batimétrico específico de operación, mientras que la existencia de un nodo de interconexión es igualmente imprescindible para llevar a cabo el suministro de la electricidad generada mediante el dispositivo undimotriz.

Evaluación de dispositivos de conversión de energía del oleaje

Es bien sabido que, a pesar de que las condiciones de cada sitio pueden variar significativamente y las condiciones de mayor extracción de energía aplicables a un sitio pueden no ser las mismas para otro con diferentes características, existen dispositivos con mayor capacidad de extracción de energía que otros considerando criterios de madurez de la tecnología y eficiencia de aprovechamiento. Por lo tanto, es importante evaluar los posibles WECs en función del avance tecnológico a la fecha y en función de un rendimiento adecuado con relación a los demás dispositivos. Para ello, se utilizó un estudio de referencia, en el que los distintos convertidores de energía del oleaje disponibles en la actualidad se evalúan con base en 5 indicadores [39]: aprovechamiento de energía, costo de la tecnología, confiabilidad, impacto medioambiental y adaptabilidad. Cada uno se describe a continuación.

Aprovechamiento de energía

La eficiencia en la conversión de energía es evidentemente uno de los parámetros más importantes a evaluar para la implementación de una tecnología. De acuerdo con la información reportada para la gran mayoría de los dispositivos descritos a la fecha, se creó un índice de rendimiento en la captura de energía (HDE, por sus siglas en inglés) y se define como:

$HDE = \frac{P_d}{P_w D}$	(16)
---------------------------	------

Donde:

- P_d potencia promedio absorbida
- P_w Potencia de oleaje incidente por metro de frente
- D ancho de dispositivo con respecto a oleaje incidente

Costo de la tecnología

Dado que la comercialización de la energía del oleaje es escasa al momento de la presente evaluación, los costos de manufactura, instalación y de operación eran complicados de estimar. Por lo tanto, un parámetro habitualmente utilizado es considerar el cociente de la potencia aprovechada entre la escala del convertidor atendiendo la idea de que los costos de manufactura son proporcionales a la escala de la máquina. Por lo tanto, se definió un índice de desempeño económico como:

$TECO = \frac{HDE}{S}$	(17)
------------------------	------

Donde:

HDE índice de rendimiento en la captura de energía

S escala del dispositivo

Confiabilidad

La confiabilidad de un convertidor de energía del oleaje depende principalmente de dos aspectos: el material con el que se fabrica y el sistema general de aprovechamiento de la energía. Para el primero, los requerimientos habituales se centran en la resistencia al entorno salino. Dado que la mayoría de los dispositivos cumplen con esta condición, el factor de material no se considera como un parámetro determinante en la evaluación. En cuanto al sistema general, cualitativamente es sabido que una transmisión compuesta por muchas etapas de conversión o un mecanismo más complicado que, además, cuente con una mayoría de componentes en contacto con el agua salina, incrementa la probabilidad de falla, y, en consecuencia, su confiabilidad se reduce. Por ejemplo, el convertidor de tipo columna de agua oscilante tiene menos partes en contacto con el agua salina que un dispositivo de tipo absorbedor puntual o un atenuador sumergidos en el agua y proclives a fallar por su alta exposición a condiciones altamente demandantes [51].

Impacto medioambiental

En el sentido ambiental, muchos aspectos son desconocidos debido a que la energía del oleaje aún se encuentra en un estado de desarrollo [29], por lo que sus consideraciones son de índole plenamente cualitativa, siendo una de las más importantes la reducción en el impacto del entorno marítimo al momento del despliegue y operación de la tecnología. Una forma común de cuantificación del impacto es asumir que, a mayor dimensión de los dispositivos, el daño ambiental es mayor, aunque la tasa de crecimiento del impacto conforme aumenta la dimensión de los dispositivos es desconocida. Una forma alternativa de evaluar este parámetro se basa en el cociente de la capacidad de un dispositivo entre su escala.

$ENFR = \frac{CAPA}{S}$	(18)
-------------------------	------

Donde:

CAPA Capacidad

Adaptabilidad

Como ya se mencionó anteriormente, existen tres parámetros de caracterización del oleaje que pueden variar significativamente debido a la ubicación y a las condiciones meteorológicas del sitio de estudio. Estos son la altura de ola significativa, la frecuencia y la dirección del oleaje incidente. Un convertidor con capacidad de adaptación a las 3 condiciones tendrá una mayor eficiencia y obtendrá una mayor calificación. Así, por ejemplo, un convertidor de tipo columna de agua oscilante cuentan con una mejor operación en condiciones de oleaje con baja frecuencia y alturas de ola elevadas, además de requerir un oleaje incidente en la dirección del dispositivo. A diferencia de éstos, los absorbedores puntuales tienen operaciones menos fluctuantes con diferentes alturas de ola y frecuencias [14].

A través de los cinco indicadores descritos previamente, se puede conocer el dispositivo con mejor rendimiento para el sitio de estudio en cuestión. Una vez que se realice la selección el dispositivo más adecuado para las condiciones prevalecientes en el sitio de instalación, es posible pasar a la siguiente etapa del proceso propuesto en el presente escrito, la evaluación de la instalación mediante modelación energética.

3.2 Evaluación de la instalación mediante modelación energética

La evaluación técnico-económica del proyecto a desarrollar una vez seleccionado el sitio específico de instalación y el dispositivo a implementar es una etapa fundamental para determinar su viabilidad. Cabe mencionar que existen una gran cantidad de alternativas posibles para obtener un suministro energético más adecuado con base en los requerimientos que pueden variar desde la selección de un sitio de instalación diferente, un dispositivo distinto al que se haya escogido en etapas previas, o incluso una tecnología renovable diferente al oleaje que es el tema central de esta investigación.

En la actualidad, se utilizan indicadores de desempeño encargados principalmente de comparar y calificar a los distintos dispositivos existentes [52]. En el ámbito técnico y dado que el objetivo principal de un WEC es el suministro de energía eléctrica, el parámetro más comúnmente utilizado es la cantidad de energía promedio de electricidad producida. Adicionalmente, es común incluir dos parámetros de evaluación técnicos como el cociente de captura y el factor de capacidad. A continuación, se describen los tres indicadores con mayor detalle.

- Capacidad promedio (P_E)
Dado que este indicador se ve afectado por otras variables como el tipo de tecnología, su dimensión, el recurso de oleaje disponible y su capacidad de aprovechamiento, es considerado como un parámetro base que engloba la mayoría de los aspectos técnicos relevantes y del cual se parte para la creación de otros con diferentes características.
- Cociente de captura (CWR , Capture Width Ratio) y factor de capacidad (C_f , Capacity Factor)
En algunas ocasiones existe una variación considerable en la dimensión y la capacidad de los dispositivos presentes en el análisis, por lo que es deseable realizar la comparación sin contemplar ninguna de las dos variables. Entonces, se introdujeron indicadores normalizados como el cociente de captura y el factor de capacidad. El primero pretende evaluar la cantidad de energía obtenida sin contemplar ni la dimensión del dispositivo ni la cantidad de energía disponible con el objetivo de evaluar puramente de acuerdo con su desempeño unitario. La segunda pretende dar información sobre el funcionamiento del dispositivo en relación con las condiciones de oleaje determinando cuánto tiempo opera a su capacidad nominal.

$$CWR = \frac{P_E}{BP_W} \quad (19)$$

$$C_f = 100 \frac{P_E}{R_C} \quad (20)$$

Donde:

B Dimensión característica de un WEC (ancho del dispositivo con relación a la línea de costa)

P_W recurso de oleaje $\left[\frac{W}{m}\right]$

P_E potencia eléctrica promedio

R_C potencia nominal

Debido a que estos indicadores técnicos de desempeño son esenciales para asistir la selección de un dispositivo en un sitio de interés, no contemplan el ámbito económico, por lo que resultan insuficientes si se desea realizar un análisis con múltiples condiciones. Por lo tanto, para este último el indicador por excelencia utilizado para energías renovables es el Costo Nivelado de la Electricidad (*LCOE*, Levelized Cost of Electricity, por sus siglas en inglés). Este indicador considera tanto los costos de capital como los costos de operación y mantenimiento (O&M) durante la vida útil del proyecto.

$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}}$	(21)
---	------

Donde:

CAPEX gastos de capital

OPEX gastos de O&M

r factor de descuento

t año desde el inicio del proyecto

n vida útil esperada del proyecto

AEP producción anual de energía; se calcula como $AEP = C_f * 8766$

Con base en los indicadores mencionados, es posible realizar comparaciones entre las alternativas de dispositivos a utilizar para el aprovechamiento del recurso, o incluso evaluar otros sitios de instalación diferentes a los seleccionados a través de la comparación del resultado que arrojen los indicadores. Esto permite obtener conclusiones relevantes para la viabilidad general del proyecto. Sin embargo, los indicadores no resultan suficientes para capturar un fenómeno tan complejo como el suministro eléctrico para satisfacer una demanda en una región específica debido a las razones expuestas en el planteamiento del problema, por lo que este estudio sugiere la utilización de modelación energética para dotar de mayor precisión a la evaluación técnico-económica de un proyecto. Se resalta que la presente propuesta puede adecuarse a cualquier proyecto de suministro energético a cualquier escala temporal y espacial, no se restringe únicamente a regiones o intervalos temporales específicos. Sin embargo, se centra en la energía del oleaje debido a que esta tecnología no ha sido favorecida en el pasado debido, en parte, a que los indicadores financieros habituales que rigen la toma de decisiones no son capaces de capturar las circunstancias puntuales del aprovechamiento del oleaje. Esta propuesta contempla mayor variabilidad temporal y espacial a través de la modelación a través de series de tiempo y de nodos interconectados, por lo que es capaz de subsanar las limitaciones de los indicadores actuales basados en estimaciones anuales y que, casi en todos los casos, evitan la complejidad del factor espacial.

3.2.1 Preparación y calibración de modelo energético

La simulación de procesos energéticos tiene como objetivo construir una representación matemática simplificada de un sistema con condiciones similares a las que predominan en la realidad. El alcance, la profundidad y la metodología que rige a la representación de un sistema energético depende, en gran medida, de la disponibilidad de información, de la capacidad de pronóstico a partir de los datos disponibles y, evidentemente, del grado de detalle de la simulación [53] [54]. La modelación energética es sumamente útil, sobre todo, para detectar la dependencia de variables dentro de un modelo, de ahí que resulta muy relevante no solamente la correcta representación de las variables de interés, sino también la utilización de técnicas de pronóstico válidas para la correcta representación del comportamiento futuro de los parámetros presentes en la modelación.

La representación de un sistema energético puede ser altamente compleja por lo que recientemente han surgido una gran cantidad de alternativas con el objetivo de la representación más detallada de ciertos aspectos según el interés de la modelación, tales como las características técnicas, las fronteras o alcances de la modelación, las características del modelo para la representación del comportamiento energético y el propósito, cuyas opciones son despacho, planeación o determinación de escenarios [55]. La Ilustración 8 provee una descripción más exacta de la estructura de un modelo energético.

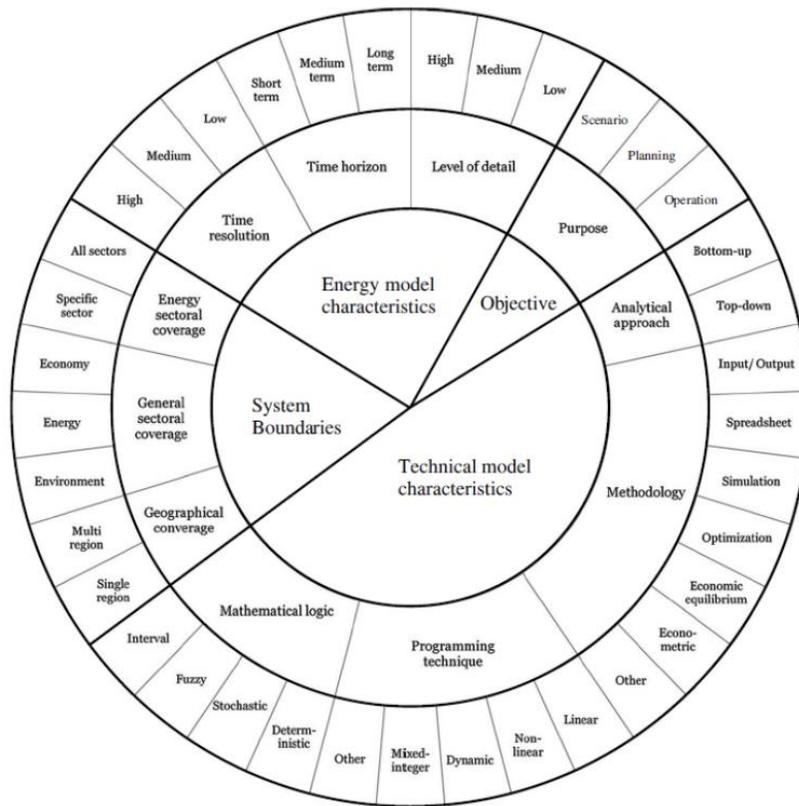


Ilustración 9. Clasificación de los modelos energéticos existentes.

La propuesta de este escrito es la construcción de un modelo energético de optimización lineal para representación matemática simplificada de un sistema eléctrico con suministro de energía por medio de oleaje. En las siguientes secciones se explica a detalle el proceso sugerido para la construcción de dicho modelo.

Entorno de optimización

Este escrito se concentra en la utilización de un software de acceso abierto denominado urbs, cuyo objetivo es determinar el sistema de menor costo para satisfacer una demanda multitemporal y multiespacial con base en múltiples recursos de los costos de cada tecnología, se generan múltiples escenarios de optimización lineal, los cuales se resuelven mediante un Solver que determina matemáticamente la combinación con menor costo según la función objetivo [24]. La documentación del software de acceso abierto urbs describe el proceso con mayor detalle y aquí se presenta lo más destacado.

Entidades de modelación

Urbs consta de varias entidades de modelación tales como recursos, procesos, transmisión y almacenamiento [56]. Cabe mencionar que la demanda y el suministro intermitente de recursos se modelan por medio de series de tiempo.



Ilustración 10. Entidades de modelación disponibles en urbs.

Recursos

Los recursos son bienes que pueden ser generados, almacenados, transmitidos y consumidos. Se representan por su contenido energético que puede adquirir cualquier unidad de energía, sin embargo, se resalta que debe mantener la consistencia a lo largo de todo el modelo. Cada recurso se puede dividir en alguno de los siguientes seis tipos.

Existencias (Stock)

Se encuentran disponibles en cualquier punto temporal t por un precio dado. Se pueden tener restricciones de existencias por punto temporal t o por un año completo de modelación. Ejemplos de éstos son los combustibles fósiles, pues se tiene una disponibilidad definida en cualquier t . Para el presente modelo, se recomienda la obtención de los costos de los combustibles fósiles del entorno local o bien nacional en su defecto.

Recurso medioambiental (Env)

El recurso CO₂ representa la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de los procesos. Se puede establecer un límite de emisiones con el objetivo de investigar a fondo los efectos de las políticas energéticas prevalecientes. Para el presente escrito, no se contempla la inclusión de recurso medioambiental dentro de la modelación.

Suministro intermitente (Suplm)

Un suministro intermitente representa recursos fluctuantes como la radiación solar o la energía eólica, que pueden ser definidos por una serie de tiempo con un valor para cada punto temporal t , la cual debe estar normalizada respecto a la capacidad instalada de un proceso para cada recurso de entrada.

A continuación, se ahonda en dos recursos intermitentes sugeridos para la construcción del modelo energético.

Oleaje

El suministro por energía del oleaje entra en el rubro de intermitencia, por lo que se modela a través de una serie de tiempo para cada punto temporal t en la zona seleccionada como el sitio de instalación. Para su obtención, se sigue el procedimiento mostrado en la Ilustración 11.

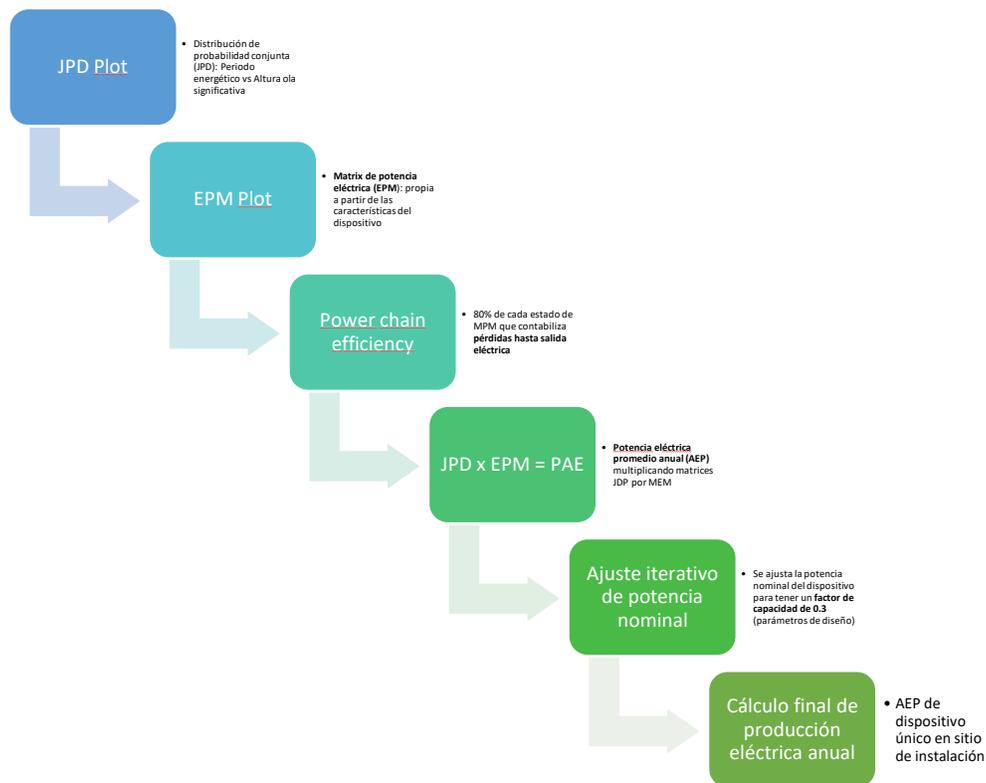


Ilustración 11. Etapas para obtención de AEP para oleaje.

Primeramente, se propone realizar la obtención de una Distribución de Probabilidad Conjunta (JPD; Joint Probability Plot) con base en la información antes obtenida para la determinación del sitio de instalación más adecuado. Los datos disponibles para el punto en cuestión obtenidos a nivel horario se agrupan con base en el periodo energético de oleaje y la altura de ola significativa. Posteriormente, se multiplica la JPD característica del oleaje por la matriz característica del dispositivo seleccionado (MPM; Mechanical Power Matrix), incluyendo un factor de eficiencia estándar de 80% que contabiliza las pérdidas diversas hasta la salida del sistema para conseguir una potencia eléctrica durante el periodo de modelación. Después, se

obtiene una potencia nominal del dispositivo con base en un proceso iterativo de diseño basado en la consideración de un 30% de factor de planta proveniente de las expectativas del aprovechamiento del recurso de oleaje para un dispositivo estándar. El procedimiento descrito permite obtener, por una parte, una serie de tiempo que indica de forma horaria el factor de utilización del dispositivo o grupo de dispositivos de acuerdo con la disponibilidad del recurso y la eficiencia de aprovechamiento. Por otra parte, también indica la capacidad nominal de una instalación de energía del oleaje a escala unitaria o compuesta por múltiples dispositivos (50-100 unidades) que conforman una instalación. Finalmente, a partir de la obtención de una potencia nominal propia de la instalación, es posible el cálculo de la producción anual de energía (AEP; annual energy production), parámetro comúnmente utilizado para la comparación de dispositivos de generación eléctrica.

Solar

Es deseable el contraste de la instalación de energía del oleaje con una instalación que utilice un recurso diferente para la generación eléctrica, por lo que también se describe el método de obtención del recurso solar. Se recomienda tomar como referencia un punto cercano a la zona de interconexión a la red eléctrica y utilizar el portal de Data Access Viewer que provee la NASA para la obtención de variables relacionadas con esta energía [57]. De esta forma, es posible crear un perfil solar horario como serie de tiempo de entrada para el modelo energético al igual que la serie de tiempo de oleaje.

Demanda

Estos recursos cuentan con una serie de tiempo para el requerimiento asociado y deben ser satisfechos por el output de un proceso previo, o bien debe provenir del almacenamiento. Generalmente, existe únicamente un recurso de demanda, la electricidad, pero se pueden definir tantos como la modelación lo requiera. Para el presente caso, únicamente se menciona el suministro de una demanda de electricidad. Sobra decir que es uno de los conceptos de mayor relevancia dado que el modelo se construye en torno a la optimización de los procesos para la satisfacción de la demanda considerando la minimización de costos.

Compra/venta (Buy/Sell)

Los recursos de estos tipos pueden ser intercambiados con un mercado externo. Similar a los recursos de Stock, éstos pueden tener un límite máximo por hora o por año. A diferencia de los recursos de Stock, estos se definen a través de una serie de tiempo con un valor por cada punto temporal t . Es importante considerar la coincidencia de las unidades a lo largo de la modelación.

Procesos

Los procesos describen tecnologías de conversión de un recurso a otro. Pueden ser visualizados como una caja negra donde se realiza una transformación, cuya entrada es un recurso y salida es un recurso con diferentes características. Los cocientes de transformación son los parámetros principales de los procesos, mientras que los parámetros económicos están conformados por diferentes rubros de costos. Los costos de instalación y de mantenimiento representan los costos fijos, mientras que los costos de operación por unidad de recurso transformado representan los costos variables.

Almacenamiento

El almacenamiento describe la posibilidad de utilizar una cantidad determinada de recurso disponible en un punto temporal $t + n$ diferente al momento de su transformación por medio de un proceso. Para ello, se definen eficiencias de entrada y salida equivalentes al proceso de carga y descarga de un sistema de

almacenamiento. Esta categoría se caracteriza tanto por contenido energético en unidades de energía (en MWh) y por capacidad de entrada y salida (en MW), y cada uno cuenta con parámetros diferentes de inversión y almacenamiento.

Adicional a los segmentos antes mencionados, se manejan parámetros generales para la mejor captura de la realidad de un sistema energético. Entre ellos destacan el horizonte de modelación, el factor de descuento, el límite de CO2, el presupuesto de CO2 y el presupuesto total.

Horizonte de modelación: se pueden realizar tantas divisiones como se desee del horizonte de modelación, con el objetivo de describir con mayor precisión el comportamiento de los parámetros y obtener resultados más detallados

Factor de descuento: este valor provee el factor de descuento utilizado en sistemas intertemporales. Se refiere a la devaluación anual del dinero y se utiliza un valor estándar de 3%.

Límite/presupuesto de CO2: este parámetro limita las emisiones de CO2 en todos los sitios dentro de un año de modelación, mientras que el presupuesto de CO2 coloca un límite máximo a las emisiones en todos los sitios durante el horizonte de modelación en su totalidad.

Presupuesto total: este parámetro limita el costo total del sistema durante todo el horizonte de modelación.

Para una representación visual más adecuada de los sistemas energéticos, se muestra el esquema de la Ilustración 12, donde las líneas verticales representan los recursos, mientras que los rectángulos son los procesos. Así, para el ejemplo mostrado la fuente color café es un recurso utilizado por el proceso “Unit (operational state)” para ser transformado en otro proceso denominado “Intermediate”, el cual a su vez alimenta a dos procesos adicionales “Unit (Mode 1)” y “Unit (Mode 2)” para producir dos recursos de salida que son calor y electricidad.

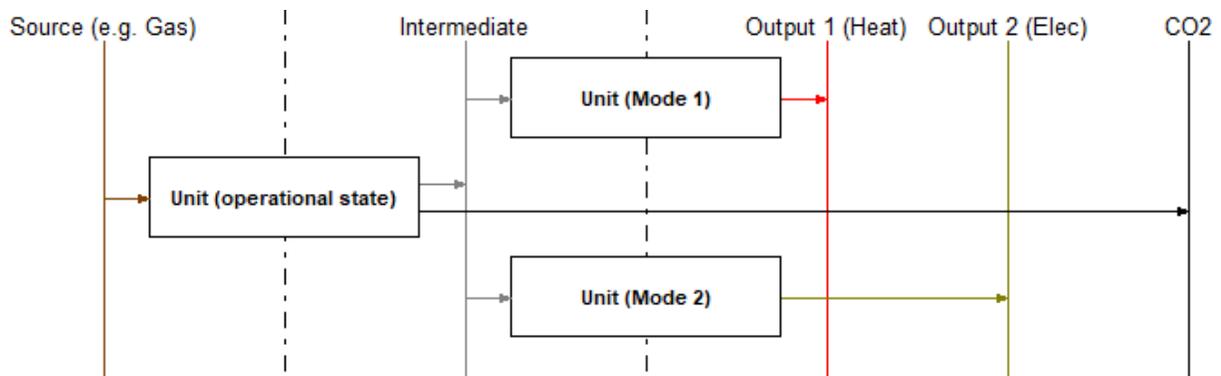


Ilustración 12. Diagrama de referencia de la relación entre entidades de modelación en urbs.

Procedimiento matemático

En este escrito, se considera relevante realizar una síntesis para mejor comprensión del procedimiento matemático para la optimización de la modelación energética.

La función objetivo es una función de costos y se divide en cinco categorías principales: costos de inversión, costos fijos, costos variables, costos del combustible y costos de emisiones. Todos los términos de dicha función de costos obtienen a partir de la suma de la totalidad de los procesos P.

$\zeta = \zeta_{inv} + \zeta_{fix} + \zeta_{var} + \zeta_{comb} + \zeta_{emis}$	(22)
---	------

Un elemento importante de esta composición son los costos de inversión, los cuales dependen de la nueva capacidad instalada y se segregan a partir del método de anualización durante la vida útil de cada proceso.

$\zeta_{inv} = f \sum_{p \in P} \kappa_p^{inv} \hat{k}_p$	(23)
---	------

El factor de anualización f se calcula por medio de un impuesto i y la vida útil de los dispositivos en años l .

$f = \frac{(1+i)^l \cdot i}{(1+i)^l - 1}$	(24)
---	------

Adicionalmente, se incluyen tanto los costos fijos anuales como los variables, los cuales se determinan a partir de la capacidad y del estado de operación de cada proceso.

$\zeta_{fix} = \sum_{p \in P} \kappa_p^{fix} \kappa_p$	(25)
$\zeta_{var} = \sum_{\substack{p \in P \\ t \in T_h}} \kappa_{pt}^{var} \beta_{pt}$	(26)

Los costos de los combustibles y de emisiones no se relacionan directamente con procesos como en los conceptos anteriores, sino a través del consumo de los bienes presentes en el modelo.

$\zeta_{comb} = \Delta t \sum_{\substack{v \in V_{comb} \\ t \in T_h}} \kappa_v^{comb} \rho_{vt}$	(27)
$\zeta_{emis} = -\Delta t \sum_{\substack{v \in V_{emis} \\ t \in T_h}} \kappa_v^{emis} \rho_{vt}$	(28)

Posteriormente, se realiza la optimización del sistema energético durante un intervalo temporal de un año. Esto significa que se debe satisfacer la demanda de los diferentes recursos para los 8760 segmentos (horas). Cabe resaltar que las tecnologías poseen una vida útil técnica de un número determinado de años, por lo que, si el intervalo de modelación excede la vida útil especificada, se puede recurrir a la instalación de capacidad nueva siempre y cuando su implementación resulte más conveniente para la cobertura de la demanda que la utilización de otros procesos considerados en el modelo. En este punto, el impuesto i resulta decisivo, ya que el factor de descuento u_i establece el comportamiento de los costos a medida que pasa el tiempo.

3.2.2 Escenarios de modelación

Se recomienda en este punto la definición de una serie de escenarios bajo los cuales se analicen diferentes comportamientos de los parámetros incluidos en el modelo. Dichos escenarios no deben cumplir necesariamente con panoramas de desarrollo altamente probables, sino únicamente que exista posibilidad de ocurrir en el futuro. Por lo tanto, el objetivo de un escenario de estudio no yace en extrapolar valores pasados para llegar a pronósticos con alto grado de precisión, sino deben reflejar los efectos de las decisiones de los distintos actores gubernamentales, así como la repercusión de adelantos tecnológicos en el entorno energético [58].

4. Caso de estudio

Al igual que muchos otros países del mundo, México es consciente de la vulnerabilidad que significa la dependencia de fuentes de energía tradicionales y de los impactos ambientales asociados, por lo que también se ha enfocado en aprovechar el potencial de los océanos para producir energía limpia y sostenible. Además, nuestro país cuenta con la ventaja de tener una extensa costa en el Océano Pacífico y el Golfo de México, lo cual brinda condiciones favorables para la implementación de proyectos de energía marina a gran escala.

Uno de los principales esfuerzos del gobierno mexicano en este campo es la Ley de Transición Energética promulgada en 2015 [59], la cual establece una participación mínima de generación de electricidad a partir de energías limpias del 25% para 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024. Esta meta para 2024 es el compromiso de México como parte del Acuerdo de París. En particular, la Hoja de Ruta Tecnológica (TRM) para la energía oceánica se enfoca en fortalecer las capacidades tecnológicas requeridas, incluyendo infraestructura, recursos humanos especializados y servicios tecnológicos [60]. También prioriza las acciones necesarias para alcanzar las metas de capacidad instalada para 2030, así como actividades detalladas, identificación de actores involucrados, objetivos e hitos en un marco temporal específico. Por lo tanto, se estima que la energía oceánica podría contribuir con 500 a 1000 MW de capacidad instalada para 2030.

Asimismo, el gobierno mexicano ha implementado diversos mecanismos de apoyo, como programas de incentivos fiscales y financiamiento, para promover la inversión en proyectos de energía marina. El Fondo para la Transición Energética y el Uso Sustentable de la Energía fue creado por la Secretaría de Energía (SENER) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) para promover y apoyar proyectos e iniciativas que contribuyan al cumplimiento de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Uso Sustentable de la Energía. En 2017, a través de este fondo se creó CEMIE-Océano [61]. Este organismo ha destacado en la divulgación científica y la comunicación publicando libros y boletines, y utilizando medios en línea y redes sociales para difundir información sobre sus actividades y avances. No obstante, esta iniciativa se cerró en 2021 en línea con las políticas nacionales y, actualmente, no existen programas de financiamiento público para la investigación y desarrollo de energía marina.

En términos de investigación, México ha realizado un progreso significativo en el desarrollo de la tecnología.

En materia ambiental, se ha generado información relevante sobre la estructura, composición y funcionamiento de los ecosistemas costeros y marinos a través de la construcción de inventarios de flora y fauna para determinar el impacto de la instalación de nuevos dispositivos de generación de energía en sitios potenciales para la generación de energía oceánica [62]. Las especies clave consideradas en estos análisis incluyen mamíferos marinos, especies endémicas e invasoras, que afectan en gran medida el funcionamiento de los ecosistemas naturales. Adicionalmente, se han realizado evaluaciones del ciclo de vida y evaluado el uso eficiente de la energía en asentamientos humanos en las costas.

Se han realizado también avances en la evaluación teórica de la cantidad de recurso disponible en diferentes zonas costeras a través de dos estudios principales considerando las energías de corrientes oceánicas, de oleaje, por gradiente salino y por gradiente térmico. Los resultados del primer estudio [43] muestran que el potencial de energía de las olas es mayor en el noroeste de México (~2-10 kW/m durante

más del 50% del tiempo), y que hay una fuente constante de energía de corrientes oceánicas frente al estado de Quintana Roo (~32-215 W/m² durante más del 50% del tiempo). La energía generada por el gradiente térmico es más persistente en el suroeste y sureste del país, donde se pueden encontrar ~100-200 MW el 70% del tiempo. La energía generada por el gradiente de salinidad es más fuerte en el sureste de México. Otra investigación aplicada específicamente al Caribe Mexicano [63] muestra que la obtención de energía a partir de las fuentes analizadas es viable, especialmente en el norte del área, donde se encontraron la mayoría de los sitios que cumplen con los criterios propuestos, por ejemplo, Cancún para la energía de oleaje (disponibilidad de energía de 45,6 MWh/m²/yr) y energía de corrientes (disponibilidad de energía de 4,4 MWh/m²/yr), y la costa este de Cozumel para la implementación de OTEC (disponibilidad de energía de 1,69 GWh/km²/yr). De las tres tecnologías de obtención de energía estudiadas, el mejor LCOE obtenido fue para OTEC (862,2 US\$/MWh) con un factor de capacidad del 0,965%. Estos resultados eran esperados, dado que las tecnologías analizadas para la energía de corrientes y de oleaje no son eficientes para las condiciones de recursos en el Caribe Mexicano.

De igual manera, se ha tenido progreso en la evaluación de los factores socioeconómicos que pueden afectar la introducción de la obtención de energía oceánica en áreas costeras, lo cual puede ser útil para priorizar las ubicaciones donde la instalación resulte más viable. Los resultados de un estudio realizado para el estado de Michoacán [64] revelan que: a) en el área costera a) menos de 20 km de la costa y menos de 100 m.s.n.m.) existen 153 asentamientos humanos con más de 4,000 habitantes que carecen de energía eléctrica y 16 de estos asentamientos son indígenas. b) las actividades económicas son principalmente pesqueras y ecoturísticas; sin embargo, la marginalización es muy alta en la zona; c) existen cuatro áreas protegidas con sitios de anidación para varias especies de tortugas marinas (tortuga negra, carey, laúd y verde); el área natural protegida "Deep Pacific Sea" alberga una gran biodiversidad; y d) se puede producir energía eléctrica a partir de la energía oceánica, especialmente de las olas, corrientes y gradientes térmicos. La infraestructura para la conexión a la red y el apoyo técnico y logístico son limitados, y la topografía cerca de la costa es compleja. Sin embargo, los resultados indican que la región costera de Michoacán tiene fuentes prometedoras de energía oceánica, especialmente para los asentamientos aislados con suministro limitado o nulo de electricidad. Teniendo en cuenta las condiciones socioeconómicas y las restricciones ambientales, los proyectos de energía oceánica podrían implementarse con éxito en dos ubicaciones en la costa de Michoacán. Sin embargo, antes de implementar estas nuevas tecnologías, se necesitan estudios adicionales sobre el impacto ambiental, la percepción y aceptación de la sociedad hacia las nuevas tecnologías y los costos económicos involucrados.

Las líneas de investigación descritas proporcionan información valiosa para el desarrollo de la energía marina en el contexto mexicano. Sin embargo, las metodologías que en ellas se utilizan no son capaces de plasmar con mayor detalle las condiciones operativas y económicas de la energía específicamente del oleaje, la cual es el centro del presente estudio, dado que utilizan parámetros como el LCOE para la evaluación de la viabilidad de la tecnología. Este trabajo propone la utilización de una metodología alternativa para la determinación de la viabilidad de un proyecto de energía del oleaje compuesto por dos grandes etapas: la selección del sitio de instalación mediante parámetros técnicos como la caracterización del recurso y la compatibilidad con el dispositivo de aprovechamiento, lo cual es ampliamente utilizado y reportado en la bibliografía, y la evaluación del proyecto mediante modelación energética, en la que se compara la tecnología del oleaje con otras tecnologías disponibles en el sitio de instalación y se determina su viabilidad en términos técnico-económicos. Esta propuesta permite robustecer la evaluación de la

incorporación de la energía del oleaje, pues se toma en consideración no solamente la cantidad de energía generada anualmente y su comparación con otras fuentes renovables, sino también analiza las condiciones particulares de generación eléctrica de las fuentes involucradas y los costos asociados a la implementación de cada una. El caso de estudio para proveer sustento a la metodología antes descrita se enfoca en la República Mexicana. El proceso detallado se describe a continuación.

4.1 Proceso de selección del sitio de instalación

4.1.1 Identificación de tecnologías de conversión de la energía del oleaje

A continuación, se presenta una breve explicación de un WECs enfocada en el principio de funcionamiento.

Para comprender la clasificación es conveniente conocer las 3 etapas de transformación de la energía en un convertidor de energía del oleaje. El primero es el proceso, en el que el movimiento del agua debido al oleaje se convierte en energía mecánica, neumática o potencial. La etapa secundaria consiste en transformar la energía obtenida en la etapa primaria a energía mecánica útil mediante el PTO (power take-off) característico del dispositivo, de manera que la energía sea conducida a un generador accionado por rotación en la tercera y última fase de transformación de la energía. Una mayor eficiencia del dispositivo es parte del desarrollo tecnológico de la energía del oleaje. Para ello, cada etapa debe pasar por un proceso de mejoramiento por medio de nuevas iteraciones de diseño.

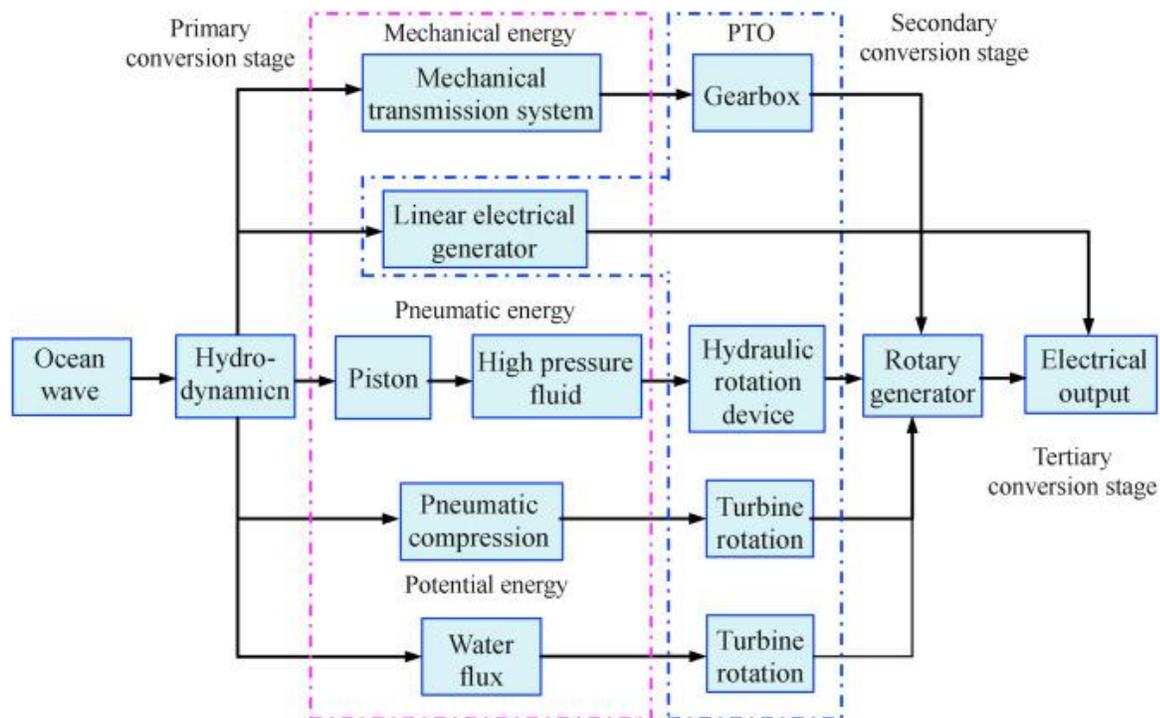


Ilustración 13. Etapas de transformación de energía [39].

4.1.2 Caracterización del recurso de oleaje

La caracterización del recurso de oleaje es uno de los conceptos de mayor importancia para la presente investigación debido a que una estimación correcta sitúa a este recurso en un estado de disponibilidad capaz de reflejar las condiciones reales.

Como se estableció en la propuesta metodológica, en primer lugar, resulta indispensable conocer las técnicas de estimación del recurso, las cuales se describen tanto en la sección metodológica correspondiente como en el Anexo 1. Las variables requeridas en este estudio fueron la altura de ola significativa y el periodo energético debido a que ambas forman parte de la ecuación 15, mediante la cual se calcula la potencia de oleaje por metro de cresta. Adicionalmente, es necesario solicitar la variable de batimetría para determinar las zonas de exclusión en la instalación del proyecto, es decir, describir las zonas en las que los dispositivos no son capaces de operar debido a que la profundidad marina no lo permite. La solicitud de datos se realiza a ERA5, la plataforma europea con una gran cantidad de información sobre variables meteorológicas a nivel mundial. La información de dicha plataforma se genera en archivo NETCDF, el cual es un formato destinado a almacenar datos científicos multidimensionales de manera compacta. La manipulación de estos archivos es conveniente con el lenguaje de programación Python versión 3, mediante el cual también es posible el acceso a librerías adicionales muy útiles para el procesamiento de archivos como numpy y pandas. Se requiere también una librería para la manipulación, en este caso lectura, de archivos tipo NETCDF, la cual es la cuarta versión y es descargable bajo el nombre de NETCDF4. La plataforma en línea de solicitud de información genera el código en Python 3 con base en la selección que el usuario establezca que debe ser la siguiente:

Tabla 2. Condiciones de modelación para caso de estudio.

Tipo de producto	Reanálisis
Variables	<ul style="list-style-type: none">• Batimetría (Model bathymetry)• Periodo pico de oleaje (Peak wave period)• Altura de ola significativa combinando oleaje por viento y por mar de fondo (Significant height of combined wind waves and swell)
Años de modelación	2010 – 2013, 2014 – 2017
Tiempo	24 horas del día
Área	Cuadro: (30.25, -116.25) a (14.75, -92.75)
Meses	12 meses del año

Es importante resaltar que se obtienen datos horarios durante un periodo que abarca desde las 00:00 horas del 1 de enero de 2010 a las 12:00 horas del 31 de diciembre de 2017 en un área cuadrada que abarca una gran mayoría del territorio de las costas mexicanas.

Una vez obtenido el archivo NETCDF en cuestión, la plataforma meteorológica ERA5 pone a disposición de los usuarios un centro de documentación muy extenso con muchos enlaces de interés para manipulación de estos archivos. El método recomendado por su versatilidad es el que se ha expuesto hasta el momento de utilizar pandas para obtener las tres variables establecidas con base en cada punto

espacial y temporal en forma de dataframe. El tamaño del archivo para todos los años en cuestión excede el tamaño máximo de descarga de la plataforma, por lo que es necesario dividir la solicitud en dos partes de 4 años cada una. Es muy importante no cambiar el resto de las condiciones con el objetivo de obtener aún un archivo compatible en todas sus secciones. Para una escritura del código más agradable en este punto, en el que se deben correr segmentos de código por separado, se sugiere la utilización de Jupyter Notebooks. Esta herramienta permite escribir código en Python 3 con las librerías antes mencionadas y permite correr el código por secciones, lo cual resulta viable para la visualización, sobre todo al realizar la solicitud de información a ERA5.

Así entonces, se sugiere lo siguiente:

1. realizar la solicitud de información en dos partes de forma que se obtengan dos archivos NETCDF diferentes
2. utilizar Python y las librerías para transformar la información a un dataframe. Se obtienen dos dataframes, uno por cada segmento temporal
3. utilizar las herramientas de pandas para combinar ambos dataframes
4. escribir un archivo CSV a partir del dataframe unificado

En este punto, se cuenta con un archivo CSV que contiene las tres variables en cada punto temporal y espacial. A continuación, se sugiere utilizar la ecuación 15 para la obtención de potencia de oleaje por metro de cresta para cada punto temporal y espacial, el cual contiene la información de las 3 variables. Se recuerda la utilización de la ecuación 14 que establece la multiplicación del factor de 0.9 por el periodo pico de oleaje para obtener el periodo energético de oleaje según distintas fuentes bibliográficas. Por lo tanto, se obtiene una potencia relacionada a una batimetría para cada punto temporal y espacial.

En este punto, se determinó que la información resulta de mayor utilidad si se obtiene un promedio de la potencia de oleaje por metro de cresta para cada punto espacial durante todo el intervalo temporal en consideración, es decir, se sugiere el cálculo de un promedio para las 148,920 horas en las que se cuenta con datos para cada punto espacial. Finalmente, se obtiene un dataframe con información de potencia promedio de oleaje por metro de cresta y de batimetría promedio por cada 0.5° de latitud por 0.5° de longitud. Posteriormente, se sugiere la transformación del dataframe a un formato CSV con mayor versatilidad de utilización. Asimismo, esta cantidad de información resulta mucho más manejable a diferencia de los datos crudos, cuyas bases de datos en formato CSV superaban un tamaño de 6 Gb. Finalmente, se utilizó el software de información geográfica QGIS versión 3.18 Zürich para la visualización de la información. Como se ha explicado anteriormente, los SIGs utilizan distintas capas para poder mostrar diferentes clases de información que, al superponerse, despliegan datos que difícilmente es posible visualizar teniendo solamente una base de datos. Debido a que la información disponible se encuentra en formato CSV que despliega únicamente puntos aislados en el espacio, es preciso realizar una transformación de vector a ráster. Esto es posible mediante, primero, la creación de una capa CSV y luego, se realiza una interpolación a partir de dichos puntos para crear una superficie completa, donde se tienen dos variables de evaluación. La primera es la batimetría, la cual representa las zonas de exclusión para la instalación del proyecto de oleaje debido a que los dispositivos cuentan con intervalos de operación determinados. La segunda variable es la potencia promedio de oleaje durante los 8 años en consideración (2010 – 2017), a partir de la cual también se crea una superficie ráster. Adicionalmente, se

incluye el mapa de la República Mexicana con el objetivo de identificar zonas convenientes de aprovechamiento.

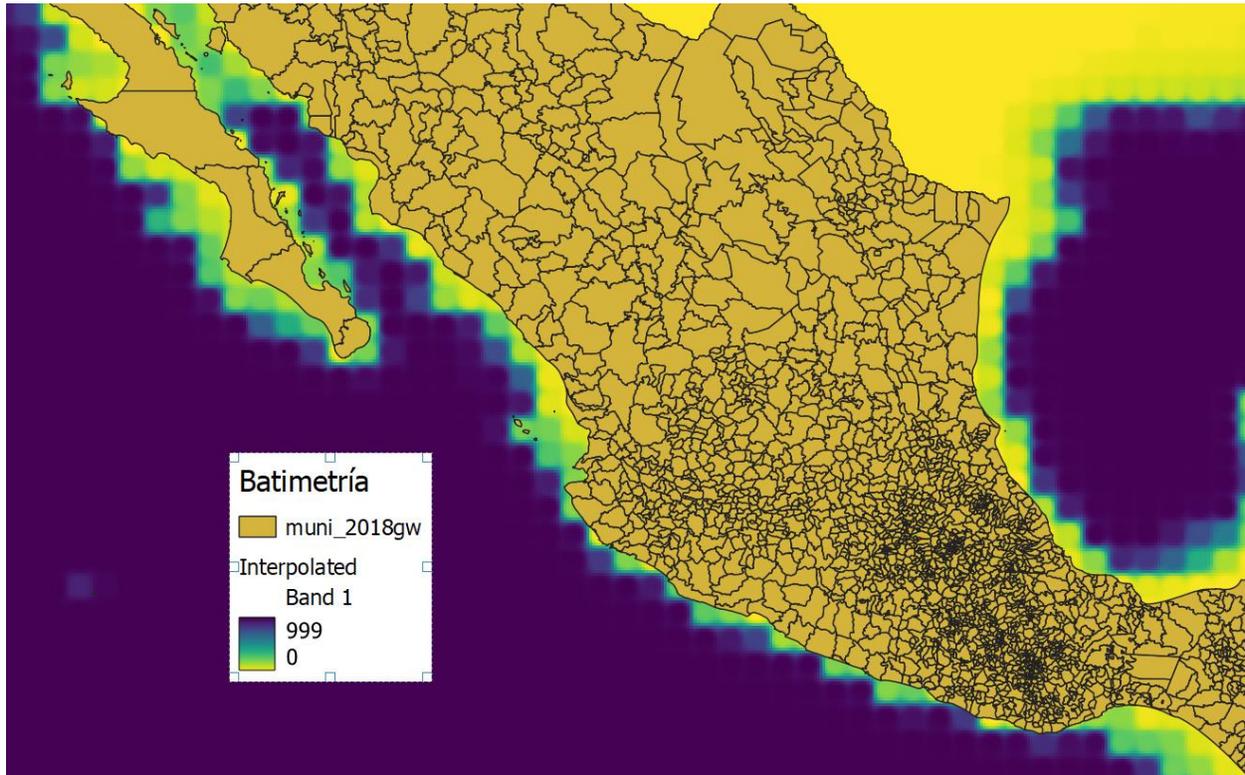


Ilustración 14. Mapa de batimetría.

En el mapa de la Ilustración 14, se aprecia el macizo continental que representa la República Mexicana separado por municipios, mientras que la zona marina se puede ver en colores que van desde el amarillo hasta el morado, donde el primero representa menor y el segundo mayor batimetría. La zona de transición entre colores se puede apreciar en tonalidades intermedias. A partir de este mapa es posible notar que la costa del Pacífico en la República Mexicana, especialmente en los estados de Jalisco, Colima, Michoacán, Guerrero y la parte norte de Oaxaca, cuenta con una zona transicional pequeña, por lo que la profundidad del océano cambia drásticamente en poca distancia. A diferencia de lo anterior, existen dos zonas con zonas de baja batimetría durante una mayor distancia respecto a mar adentro, la costa oeste de Baja California, las costas de Nayarit frente a las Islas Marías y las costas del Istmo de Tehuantepec. En cuanto a la costa este, se pueden notar zonas potenciales de baja batimetría frente a las costas de Tabasco y Yucatán. La exploración con detenimiento de las zonas de baja batimetría resulta altamente factible para la incorporación de proyectos de oleaje, sin embargo, para ello es preciso contar con información más detallada que la plataforma de ERA5 no está en capacidad de proporcionar debido a que su resolución a través de reanálisis es de $0.5^\circ \times 0.5^\circ$. En este punto, de ser posible, se recomienda la utilización de datos con mayor resolución obtenibles de mediciones en campo. No obstante, es posible proseguir con la identificación de zonas de instalación conociendo las áreas de alta viabilidad en términos de batimetría. Para ello, se incorpora la capa con información sobre la potencia promedio de oleaje.

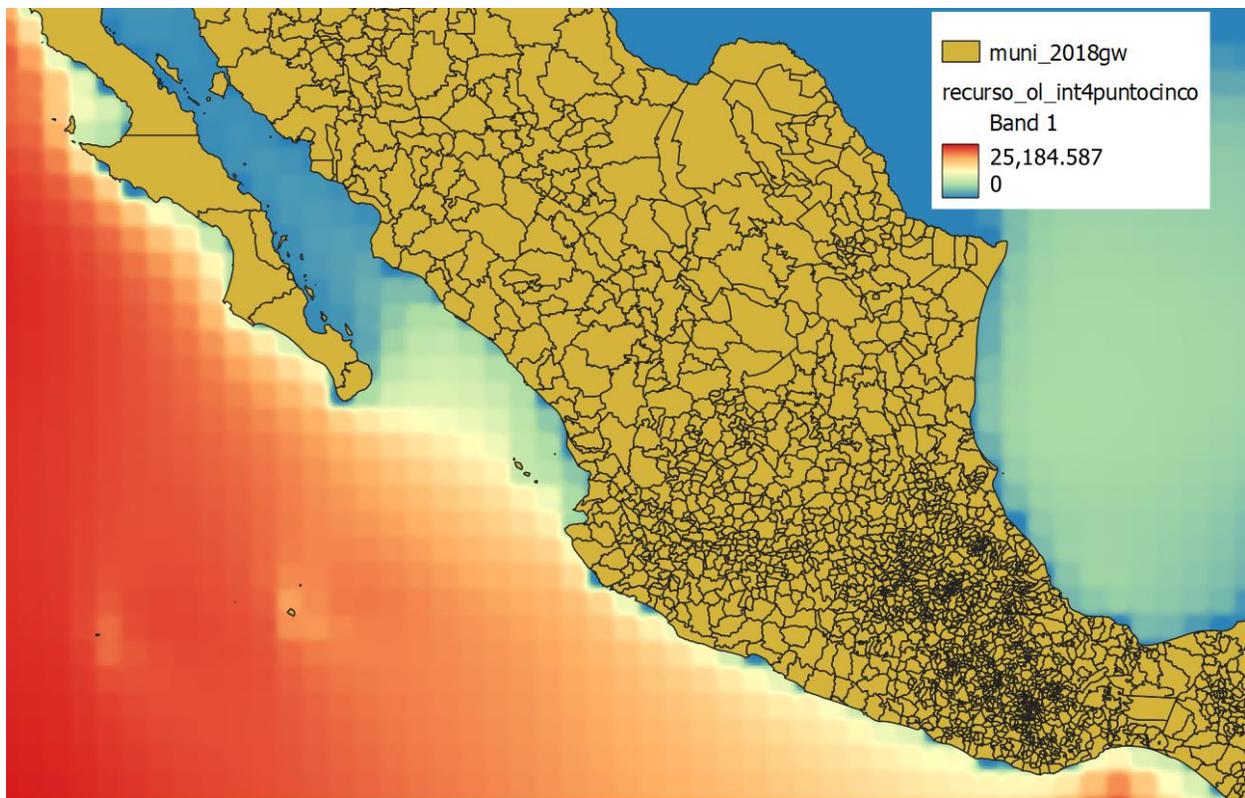


Ilustración 15. Potencia de oleaje en área de interés.

El mapa de la Ilustración 15 muestra la potencia de oleaje a lo largo de las costas de la República Mexicana, donde el color azul denota menor cantidad del recurso, mientras que el color rojo denota mayor cantidad del recurso, es decir una mayor potencia por metro de cresta. El color verde intermedio es un color transicional y denota potencia media de oleaje. Por lo tanto, es fácil identificar que las costas del Pacífico en general poseen, en general, una mayor cantidad de recurso, a excepción del Mar de Cortés, donde imperan condiciones de oleaje bajo. En contraste, las costas del Golfo de México cuentan con potencias de oleaje menores, por lo que las costas de Tabasco y Yucatán seleccionadas anteriormente se descartan en su totalidad. Las tres zonas con alta disponibilidad del recurso son entonces:

- La costa oeste de Baja California
- La costa de Nayarit frente a las Islas Marías
- La costa del Istmo de Tehuantepec

La utilización de herramientas de visualización como los sistemas de información geográfica en conjunto con la posibilidad de manejar grandes cantidades de información a través de librerías como pandas proporcionan la capacidad de identificar zonas altamente aprovechables exclusivamente desde la perspectiva de la cantidad de recurso. A lo anterior se deben añadir los parámetros adicionales de requerimientos del sistema eléctrico propuestos en esta investigación para la selección del sitio de instalación, lo cual se presenta a continuación.

4.1.3 Requerimientos del sistema eléctrico

Conectividad a la red eléctrica

La conectividad a la red eléctrica para el caso de estudio resulta sumamente importante debido a que, por un lado, establece las especificaciones técnicas de la energía suministrada a la red, ya sea la de distribución o la de transmisión, y, por otro, establece las ubicaciones donde es posible llevar a cabo la interconexión a la red para entregar la electricidad generada mediante el proyecto de oleaje.

Las especificaciones técnicas de interconexión a la red para el caso de estudio se enuncian en la Ley de la Industria Eléctrica y en ella se establece que la potencia máxima de generación permisible para generación distribuida, es decir, la electricidad generada por instalaciones conectadas a circuitos de distribución es de 500 kW. Para una potencia mayor, se requiere la interconexión directamente a la red de transmisión a través de una subestación eléctrica y cada subestación eléctrica representa un nodo en la red de transmisión. El Centro Nacional para el Control de la Energía (CENACE) [65], encargado del control y monitoreo del sistema eléctrico nacional, publica periódicamente un catálogo de nodos que contiene una descripción de las características de cada uno de ellos como su ubicación municipal y región de control a la que cada uno pertenece. Así es posible identificar los municipios costeros con accesibilidad a la red de transmisión y determinar en cuales es factible la instalación de un proyecto de oleaje, puesto que sin un nodo de acceso a la red de transmisión resulta imposible la implementación de un proyecto con capacidad superior a los 500 kW.

Para la interconexión de un posible proyecto de generación por oleaje a la red eléctrica, es preciso conocer los municipios con uno o más nodos de interconexión, por lo que se creó un mapa que muestra todos los municipios de la República Mexicana en los que existen nodos de interconexión a la red.

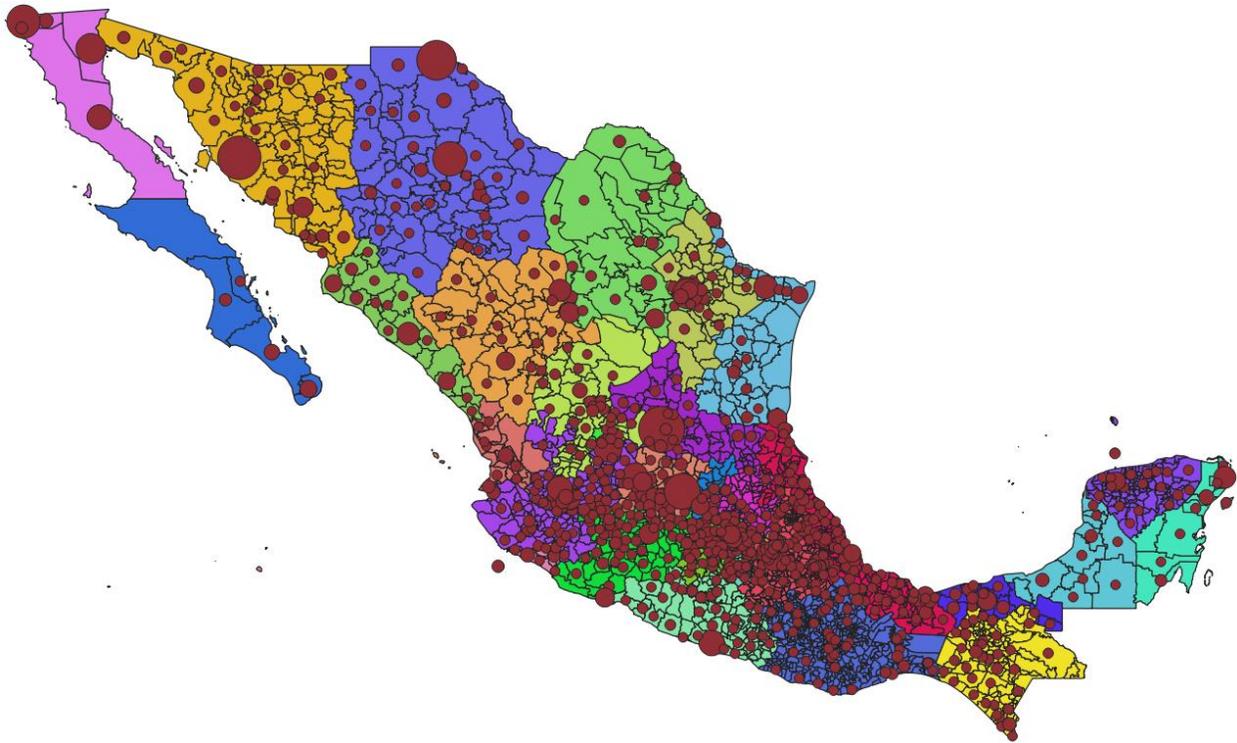


Ilustración 16. Densidad de nodos de interconexión a la red de transmisión.

En el mapa, a mayor tamaño de la esfera de color rojo, existen una mayor cantidad de nodos en cada municipio. Resulta pertinente resaltar que los municipios del centro del país tienen una gran densidad de nodos, mientras que los municipios del norte tienen escasas interconexiones a la red de transmisión. En cuanto a los municipios costeros de las zonas anteriormente señaladas como de alta disponibilidad del recurso, todos los municipios de Baja California cuentan con al menos un nodo (Mulegé cuenta con una red propia). De las zonas destacadas como altamente viables en términos de disponibilidad del recurso, los municipios costeros de Nayarit y los colindantes de Jalisco cuentan con una baja densidad de nodos debido a que, de los 9 municipios aledaños, dos no cuentan con un nodo de interconexión. Para el caso del Istmo de Tehuantepec, ningún municipio costero del estado de Oaxaca posee un nodo de interconexión, mientras que Chiapas cuenta con al menos un nodo en casi todos sus municipios costeros, a excepción de uno.

A raíz de la información obtenida sobre nodos de interconexión a la red de transmisión, las tres zonas antes seleccionadas se mantienen como posibles sitios de instalación de energía del oleaje. No obstante, para el caso particular de Baja California, es deseable conocer con mayor exactitud la ubicación de los posibles nodos de interconexión debido a que los municipios de estos estados cuentan con una gran superficie geográfica, a diferencia de los municipios en Nayarit o en el Istmo de Tehuantepec. Para ello, se utilizó un mapa adicional proporcionado por el CENACE y actualizado al 2018.

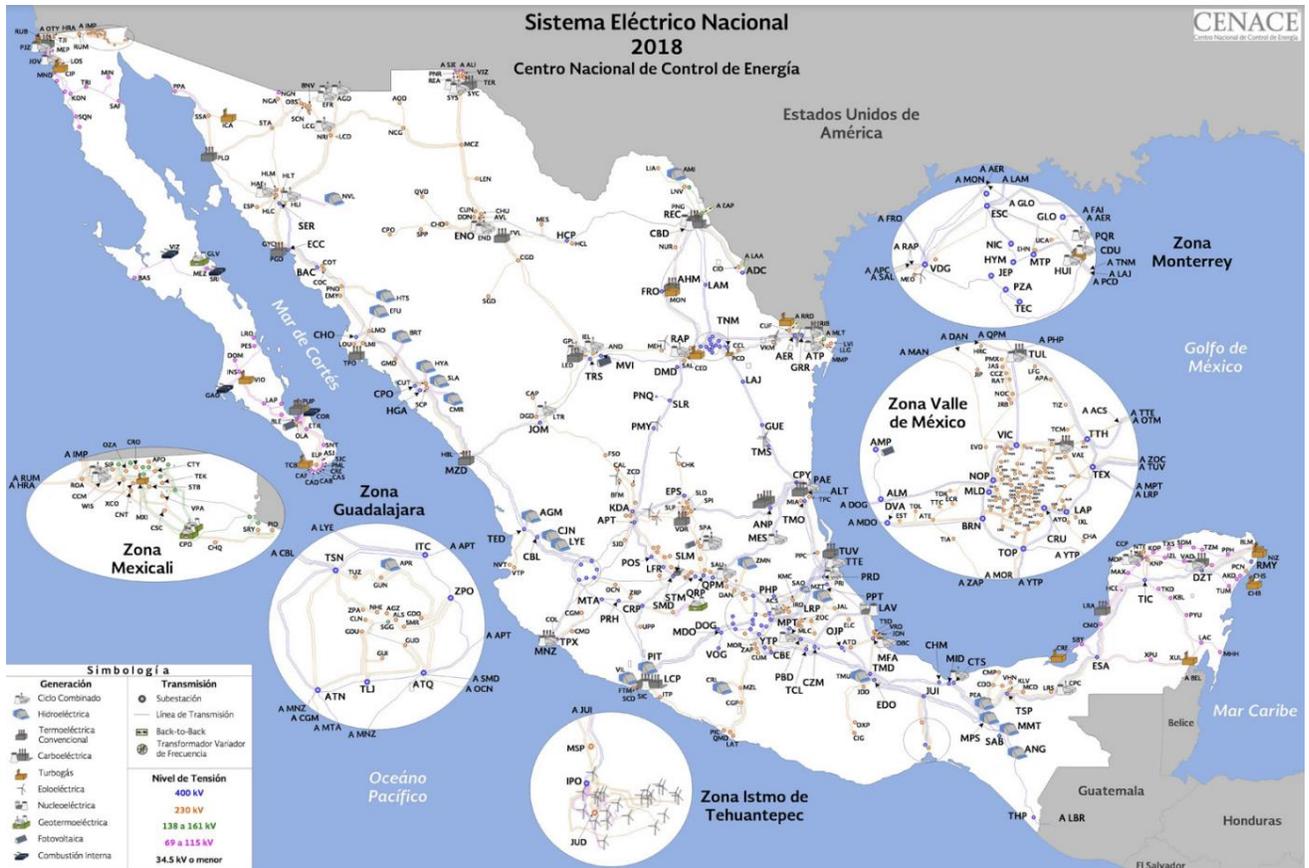


Ilustración 17. Red de transmisión al 2018.

En el mapa de la Ilustración 17, se puede apreciar que la red de transmisión en la península de Baja California se encuentra altamente segregada, sin mencionar que incluso se tienen 3 sistemas eléctricos aislados entre sí y del resto del Sistema Interconectado Nacional (ver Anexo 3). Por lo tanto, es posible establecer que la disponibilidad del sistema eléctrico en esta zona es menor que para las otras dos alternativas por lo que la zona de Baja California es menos favorable para la instalación de un proyecto de generación por oleaje. En contraste, se puede distinguir que la zona de Nayarit cuenta ya con redes de transmisión a 230 kV, por lo que existe la capacidad de transmisión de grandes cantidades de electricidad por esta zona. Por lo tanto, se mantiene como una zona prioritaria de generación por oleaje. La misma situación aplica para la costa del Istmo de Tehuantepec, ya que, como se aprecia en la zona inferior del mapa magnificada para una mejor visualización, existen redes de transmisión incluso a 400 kV creadas en un inicio para dar salida a la generación proveniente de las centrales eólicas, donde es bien sabido que se cuenta con recurso abundante. Por esta razón, la zona del Istmo de Tehuantepec igualmente se mantiene como una zona altamente favorable para la implementación de un proyecto de oleaje.

Demanda eléctrica

Como se explicó en la sección correspondiente a la metodología, una caracterización apropiada de la demanda eléctrica es deseable para conocer las zonas donde se cuenta con mayor potencial de lograr un impacto amplio del proyecto de oleaje. Para ello, uno de los requerimientos adicionales de la presente investigación es realizar una caracterización extensa de alta resolución temporal y espacial de la demanda eléctrica a través de la obtención del consumo eléctrico en términos horarios y a nivel municipal. Adicionalmente, debido a que resulta igualmente relevante el conocimiento de la demanda eléctrica a futuro para determinar si la implementación de un proyecto de oleaje es viable durante un horizonte temporal dado, este escrito propone la obtención de un pronóstico de demanda eléctrica.

A continuación, se presenta el procedimiento a detalle con base en la zona de evaluación discutida hasta la fecha, es decir, todos los municipios costeros de la República Mexicana.

Escalabilidad

La información obtenida de fuentes oficiales para el caso de estudio se presenta como la demanda municipal durante los años 2010 a 2017 y la proporciona la Comisión Federal de Electricidad, la Empresa Productiva del Estado encargada de suministrar electricidad a todos los sectores productivos en el país.

El primer proceso de tratamiento por el que deben pasar los datos de demanda anual municipal [66] que proporciona CFE es la escalabilidad, de forma que sea posible la discretización tanto espacial como temporal. Para la primera, los datos ya se presentan con la mayor resolución posible de acuerdo con la división geográfica de México, por lo que, en este sentido, no es necesaria una actividad adicional. No obstante, para la resolución temporal, los datos deben pasar de un intervalo anual a un intervalo horario. El procedimiento que se utilizó para ello se explica a continuación.

Discretización espacial de regiones de control

El Centro Nacional para el Control de la Energía (CENACE) es el órgano regulatorio encargado del control y monitoreo del sistema eléctrico nacional. Entre otras actividades, se encarga de expedir los datos de balance eléctrico de las distintas regiones de control, así como la generación y el consumo de cada una de ellas. Es importante destacar que México cuenta con nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico aislado del resto de la red, Mulegé [67]. De las nueve regiones de control, las ubicadas en Baja California y Baja California Sur se encuentran aisladas del resto de las regiones y entre sí. Únicamente Baja California cuenta con transmisión eléctrica hacia y desde EUA, por lo que únicamente la región de Baja California Sur se encuentra totalmente aislada. En esa dirección, los datos de generación y demanda del sistema eléctrico a los que es posible tener acceso se presentan de forma horaria por región de control por parte de CENACE. Asimismo, este órgano publica periódicamente un catálogo de nodos que contiene una descripción de las características de cada uno de ellos como su ubicación municipal y región de control a la que cada uno pertenece. Los nodos de la red eléctrica funcionan como puntos de entrada y salida de energía al sistema de transmisión, por lo que la electricidad tiene una serie de características técnicas particulares en tensión y en frecuencia al entrar o salir a través de los nodos. El catálogo de nodos permite entonces categorizar la demanda de cada municipio, ya que cada nodo pertenece a una cierta región de control y es el que proporciona la electricidad que se consume en cada municipio. Así, se realizó una categorización de los municipios según su región de control, sin embargo, de los 2469 municipios que se contabilizaron en el país al 2019, 1669 de ellos no cuentan con un nodo para acceder a la red eléctrica nacional. Normalmente, en los municipios con un nodo existe una demanda significativa tanto en potencia

como en energía, o bien existe una entidad generadora superior a los 50 kW que debe interconectarse a la red para vender la electricidad. De esta forma, se ha observado una relación entre los municipios del país con mayor población o mayor PIB y la existencia de uno o más nodos según sus requerimientos técnicos. Por consiguiente, los municipios sin nodo tienen poblaciones pequeñas y no cuentan con un PIB grande, y aunado a ello, se encuentran en municipios del país apartados de grandes ciudades. Con el objetivo de asignar una región a cada municipio, se realizó una proyección de los municipios con nodo en QGIS y, posteriormente, se realizó una agrupación de los municipios aledaños para asignarlos a la región de control del nodo de referencia. Se trazó una frontera visual para los municipios limítrofes y, finalmente, se obtuvo una estimación de la región a la que pertenece cada municipio del país.

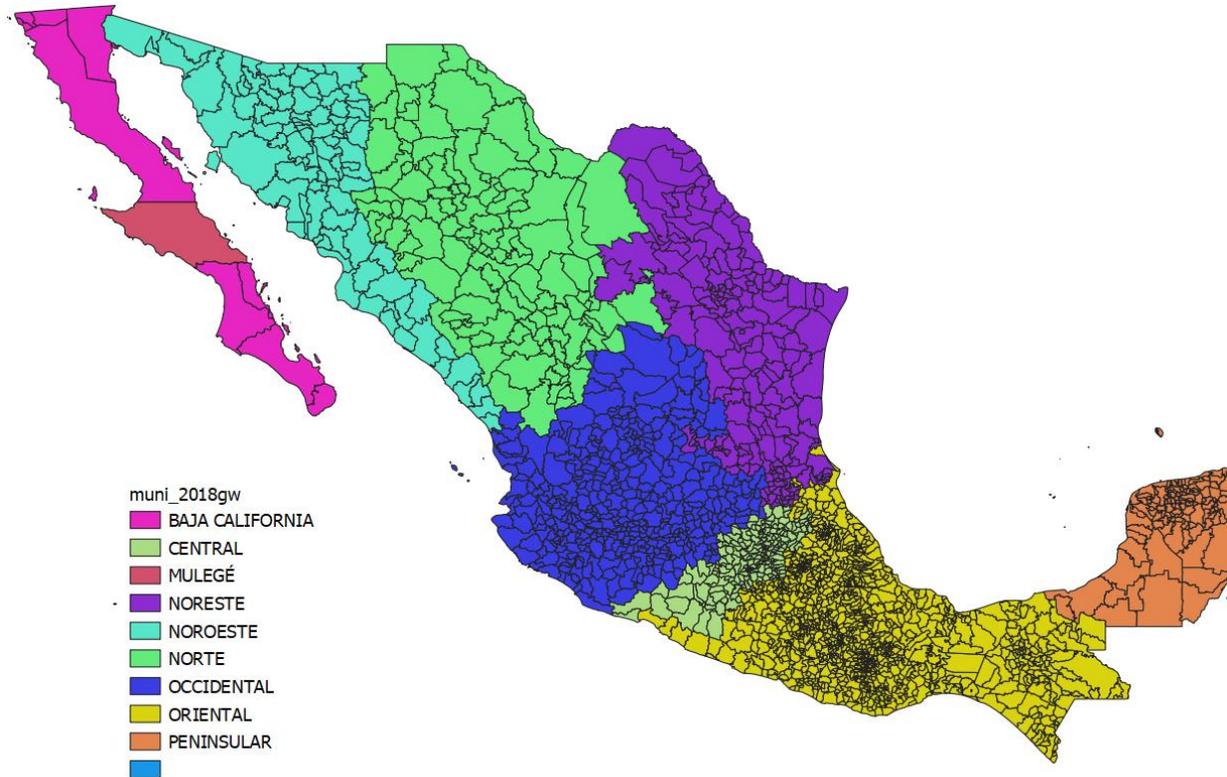


Ilustración 18. Segregación de municipios por región de control.

Se entiende que el método propuesto posee limitantes para la estimación de la demanda en el sentido de que un estudio extenso de la red eléctrica nacional en cada punto podría proveer una categorización de cada municipio mucho más precisa que la expuesta hasta ahora. Sin embargo, por una parte, la información relacionada al trazado de la red eléctrica nacional no es fácilmente accesible al público y, además, no se cuenta con el tiempo suficiente para esperar a que los órganos gubernamentales correspondientes como Comisión Federal de Electricidad la provea. Por otra parte, los errores de estimación que provienen de la metodología propuesta para la discretización horaria no son significativos, puesto que se está segregando la demanda anual municipal que sí proviene de fuentes oficiales. Se considera que resulta más prioritario atender el error derivado de aplicar la misma curva de demanda

anual para todos los municipios de una misma región siendo que, por ejemplo, las zonas de climas calientes cuentan con perfiles muy distintos a zonas frías.

Pronóstico

En cuanto al pronóstico energético, existen una serie de aproximaciones con diferente complejidad. La aproximación más sencilla es mediante la utilización de indicadores, con lo cual es posible obtener rápidamente requerimientos energéticos futuros, entre los que habitualmente se encuentran las tasas de crecimiento, consumo por unidad e intensidad energética [48]. En la mayoría de los casos, se utiliza información histórica para la obtención de dichos indicadores y así, realizar la proyección a futuro. Obviamente, este método no resulta atractivo para un trabajo profundo, pero proporciona información para análisis generales que no requieran un tratamiento exhaustivo de los datos. La incorporación de curvas de tendencia provee un nivel más alto de especificidad al análisis y consiste en trazar una curva sobre los comportamientos históricos. Esta metodología es la aproximación más usada para desarrollar un pronóstico de demanda debido a su simplicidad y su exactitud, puesto que, a menos que se suscite un cambio abrupto en los sucesos históricos, no se espera una variación drástica respecto a la tendencia trazada. Se reportan también en la literatura científica modelos de mayor complejidad para la predicción de la demanda clasificados en top – down y bottom – up. Los primeros tienden hacia un enfoque de agregación del análisis tales como los modelos econométricos, mientras que los segundos identifican las actividades individuales que resultan análogas a otras y se pueda escalar el estudio entre los que se encuentran los modelos ingeniero – económicos. Existen aproximaciones con un requerimiento analítico mayor como la creación de escenarios y el más innovador de todos es por redes neuronales.

Para el presente estudio, dado que la demanda eléctrica no es el tema central de la investigación principal, se optó por un método de curvas de tendencia para determinar el crecimiento futuro con base en indicadores históricos de población y PIB [68]. El procedimiento se describe con mayor detenimiento a continuación.

Primeramente, se obtuvo el Producto Interno Bruto anual de cada estado de la república en un intervalo de 2010 a 2017 [69], dado que es el tiempo para el que se obtuvieron los datos de demanda eléctrica municipal anual. Dicha información fue descargada del portal oficial del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). Se trazó la tendencia de crecimiento anual del PIB estatal expresada como un porcentaje para los años en cuestión y, con ello, se obtuvo la tendencia de crecimiento promedio de cada estado para dichos años. Cabe destacar que el estado con mayor crecimiento del PIB fue Aguascalientes con 5.21%, mientras que el menor fue Campeche con un crecimiento negativo de -4.65%. El promedio de todos los estados fue de 2.74% para ese periodo. Una vez calculada la tendencia de crecimiento anual, fue posible obtener un monto aproximado de PIB para los años posteriores a los considerados en el intervalo, por lo que se pronosticaron datos anuales de PIB estatal desde 2018 hasta 2030.

La segunda fase para el pronóstico de la demanda municipal anual consistió en calcular la tendencia de crecimiento de la población tanto estatal como municipal desde 2010 hasta 2017 [70] de igual forma que como se hizo con el PIB estatal, es decir, obteniendo la tasa de crecimiento anual como porcentaje, obteniendo el promedio para cada estado o municipio y posteriormente, proyectar el crecimiento anual a futuro considerando dicha tasa promedio hasta el año 2030. Cabe mencionar que el crecimiento estatal de población promedio durante los años considerados fue de 1.36%.

En la etapa siguiente, los datos obtenidos de Producto Interno Bruto anuales se transforman en variables dependientes de la población, es decir, se calcula el Producto Interno Bruto per cápita dividiendo el PIB estatal entre su población tanto para los datos históricos como para los pronosticados. Bajo esa perspectiva, es posible asumir entonces que el PIB/cápita de cada estado es igual al PIB/cápita de los municipios que abarca, por lo que se proyecta el PIB/estatal para cada municipio. Asimismo, la demanda municipal anual histórica de 2010 a 2017 se divide entre la población de cada municipio en cada año para obtener una demanda/cápita histórica.

Una vez habiendo obtenido un PIB/cápita basado en datos históricos correspondientes a los años 2010 a 2017 y una demanda/cápita histórica para los mismos años, se realiza una gráfica de demanda/cápita (eje y) versus PIB/cápita (eje x), donde se tienen en el eje x los datos de PIB/cápita tanto para el intervalo histórico (2010-2017) como para el intervalo de pronóstico (2018-2040), mientras que en el eje y únicamente se tienen datos de demanda/cápita para el intervalo histórico. Se extrae una curva de tendencia lineal para el intervalo de 2010 a 2017 de cada municipio y, posteriormente, se utilizaron los parámetros característicos para el crecimiento lineal de cada uno para el pronóstico de una demanda/cápita hacia el futuro. En la proyección, cada valor de PIB/cápita utilizado como variable independiente corresponde a un año específico entre 2018 y 2040, por lo que es posible asociar una demanda/cápita a cada año del pronóstico.

Una vez teniendo una demanda/cápita asociada a un año para cada municipio de la república, se multiplicó el valor por el número de habitantes de cada municipio según el pronóstico de población obtenido previamente para obtener una demanda absoluta para cada municipio, de forma que se tenga una demanda histórica de 2010 a 2017 y un pronóstico para el intervalo de 2018 a 2040. Finalmente, el producto de este procedimiento es la demanda eléctrica discretizada temporalmente a nivel horario y espacialmente a nivel municipal con enfoque en las regiones costeras, pero con disponibilidad de información para todos los municipios del país.

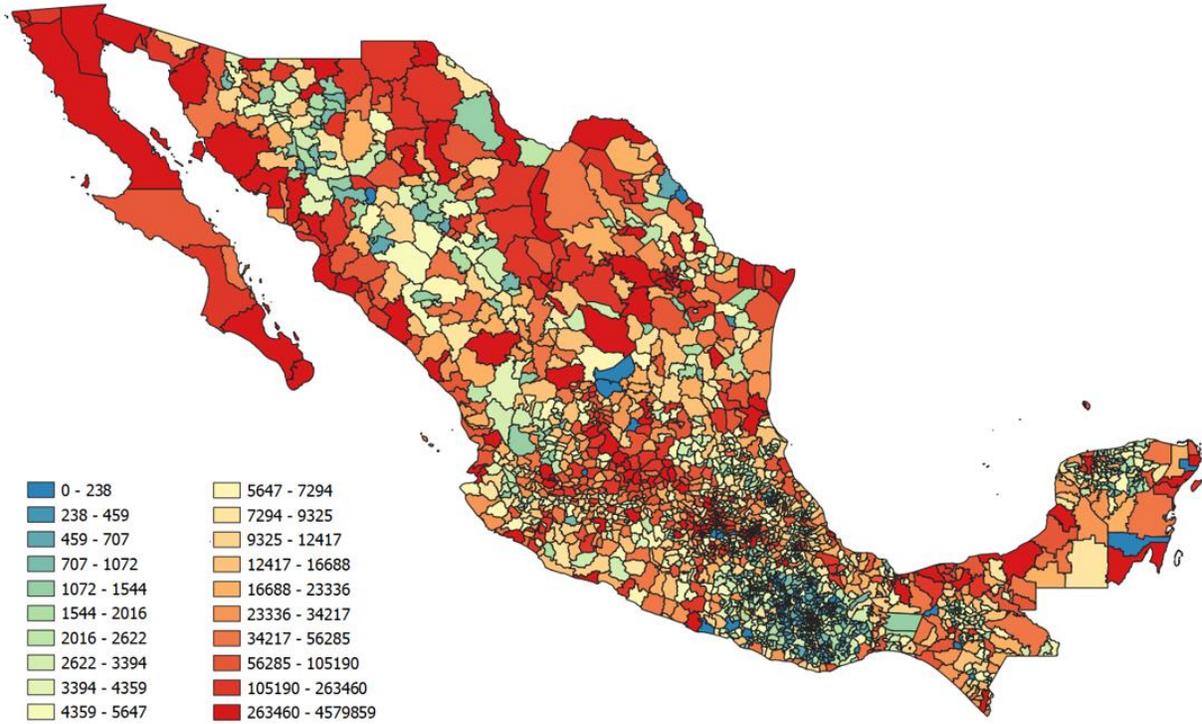


Ilustración 19. Demanda municipal absoluta en 2010.

En el mapa de la Ilustración 19, se aprecia la división de la República Mexicana por municipios. La segregación se presenta en el código de colores, donde el color azul representa la menor demanda con un máximo de 238 kWh por año, mientras que el color rojo intenso denota la mayor demanda con un máximo de 4,579,859 kWh por año. Existen municipios con demanda significativas como los ubicados en la península de Baja California, los que se encuentran a lo largo de la costa oeste de Sonora y Sinaloa para el Océano Pacífico, mientras que los de mayor demanda en la costa del Golfo de México son los ubicados en las costas de Tabasco y Yucatán. Es importante mencionar que la demanda eléctrica municipal presentada en el mapa es absoluta, es decir que un municipio de mayor superficie normalmente tendrá una demanda más alta que uno más pequeño. Es por ello por lo que, por ejemplo, los municipios de Baja California, los de mayor extensión a nivel nacional, se encuentran en los rangos más altos de demanda. No es de interés realizar un mapa de demanda por población o por superficie para la presente investigación debido a que el enfoque es la obtención de un parámetro adicional para la selección de un sitio de instalación de energía del oleaje y esto se obtiene a partir de identificar zonas costeras de alta demanda eléctrica.

A través de la información sobre requerimientos del sistema eléctrico, se tuvo la oportunidad de conocer con mayor detalle las condiciones de conectividad a la red de transmisión, así como las condiciones de demanda en los municipios costeros en las zonas antes mencionadas como de alta disponibilidad del

recurso. A continuación, se presenta la sección correspondiente a la consolidación de toda la información, cuyo desenlace es la selección del sitio de instalación.

4.1.4 Selección del sitio de instalación

Evaluación de los dispositivos de conversión de energía del oleaje

La evaluación de los distintos dispositivos WEC con base en los indicadores antes descritos [39] arroja que los dispositivos con múltiples grados de libertad son los más adecuados, sin embargo, estos cuentan con el menor grado de avance tecnológico por lo que son descartados para el estudio en cuestión. El segundo según los parámetros considerados es el tipo terminador seguido de cerca por el absorbedor puntual. Es importante destacar que los sitios de instalación de éstos últimos son muy diferentes, puesto que el terminador depende de profundidades de 10 a 15 metros y cercanía a la costa para su funcionamiento, mientras que el absorbedor puntual tiene el requerimiento habitual de instalación en profundidades entre 40 y 100 metros gracias a su condición de flotabilidad. Los demás sistemas obtuvieron una calificación significativamente menor, por lo que también son descartados para el presente estudio.

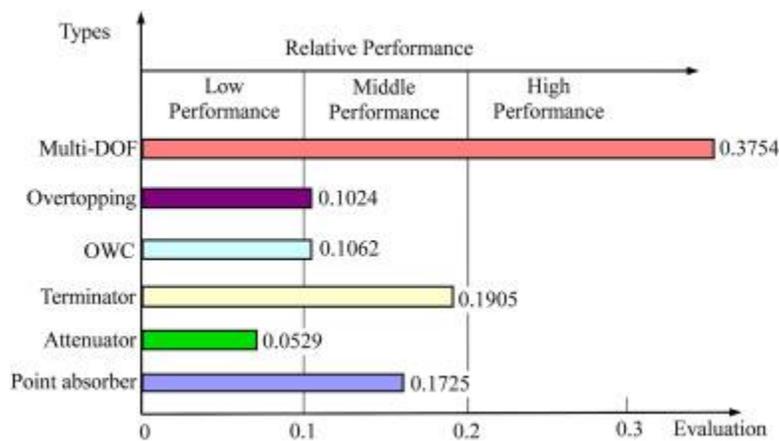


Ilustración 20. Rendimiento de distintos WECs [39].

Por tal motivo, el dispositivo seleccionado es el absorbedor puntual pues, además se contar con una mayor versatilidad de instalación, no se cuenta con información al nivel de detalle requerido para determinar la profundidad cerca de las costas mexicanas como lo requiere el tipo terminador. A diferencia de ello, el intervalo de profundidad de un absorbedor puntual es mayor, por lo que determinar un sitio de estudio adecuado resulta más viable con el nivel de detalle de los datos disponibles.

El concepto para el absorbedor puntual utilizado en este estudio fue creado por la compañía Ocean Power Technology y fue adecuado a las condiciones de oleaje existentes en la costa de Eureka ubicado en la Condado de Humboldt, California [71] [11]. El dispositivo se compone de un arreglo de dos cuerpos con movimiento relativo entre sí, en el que la parte superior del dispositivo es un flotador con movimiento vertical a lo largo de un mástil unido a una segunda boya inmersa. La oscilación vertical en forma de energía cinética es transformada en energía eléctrica mediante un sistema hidráulico ubicado al interior de la columna metálica y un generador para después ser enviada a la red de transmisión por una serie de conductores y distribuida para su utilización. El movimiento traslacional de la parte superior alcanza una amplitud máxima de 4 metros según las condiciones prevalecientes de oleaje. Asimismo, el dispositivo contempla una distancia de 35 metros desde la superficie hasta llegar a la parte inferior de la placa de

reacción, la cual está sujeta al fondo marino por un sistema de anclaje. Cabe mencionar que el aprovechamiento energético de este dispositivo es más alto cuando el sistema se encuentra en resonancia, es decir, cuando el cuerpo vertical oscila en fase con la fuerza de excitación del oleaje.

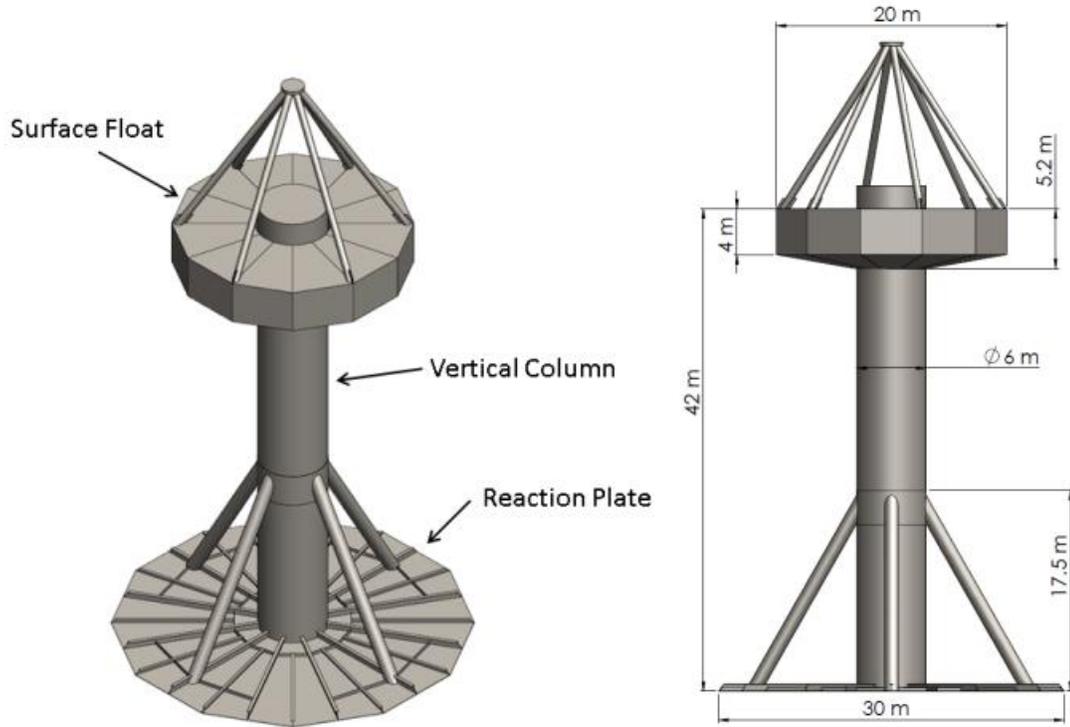


Ilustración 21. Diseño de absorbedor puntual propuesto [11].

Adicionalmente, el análisis utilizando este diseño de absorbedor puntual asume el despliegue de un máximo de 100 unidades en el sitio de estudio aprovechando economías de escala. Dicho número proviene principalmente del espacio disponible en el sitio de instalación del estudio de referencia, pues la distancia ideal entre estos dispositivos es de 600 metros atendiendo la reducción de la interacción dinámica entre unidades con el objetivo de minimizar la pérdida energética.

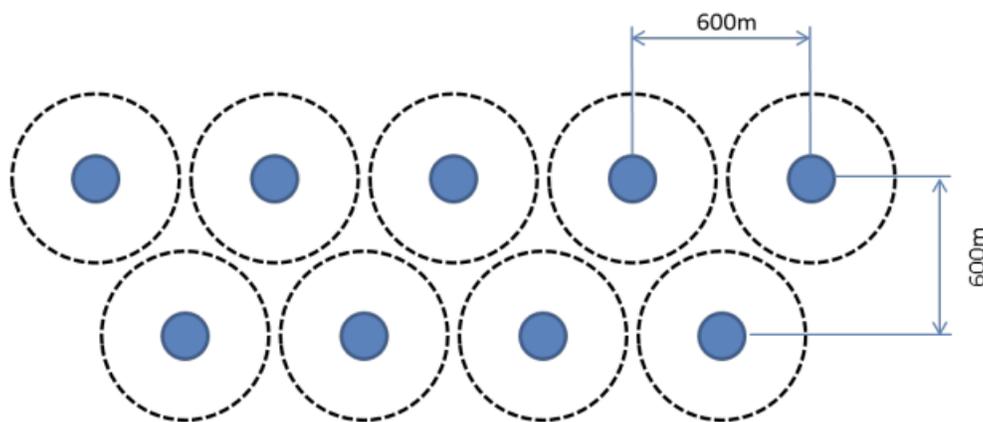


Ilustración 22. Distanciamiento sugerido entre instalación de múltiples dispositivos.

Emparejamiento de recurso de oleaje y requerimientos de sistema eléctrico

Los aspectos destacados en la sección anterior tanto sobre caracterización del recurso como los parámetros restrictivos del dispositivo y los requerimientos del sistema eléctrico se combinan para realizar la selección del sitio de instalación. Se enlistan los aspectos en consideración con base en los hallazgos hasta el momento.

Tabla 3. Parámetros de inclusión para selección del sitio de instalación.

Parámetro	Descripción
Caracterización del recurso Disponibilidad de recurso (potencia de oleaje) Batimetría	Zonas de mayor disponibilidad <ul style="list-style-type: none"> • Costa del Océano Pacífico • La costa oeste de Baja California • La costa de Nayarit frente a las Islas Marías • La costa del Istmo de Tehuantepec
Dispositivo WEC de aprovechamiento	Absorbedor puntual <ul style="list-style-type: none"> • rango de operación: 40 – 100 m
Requerimientos del sistema eléctrico <ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad de nodo de interconexión • Alta demanda eléctrica de municipio costero 	Zona de exclusión: Península de Baja California Todos los municipios costeros excepto tramo entre Huatulco y Salina Cruz

En la Tabla 3, se puede apreciar que el parámetro de exclusión más estricto es el relacionado al intervalo de batimetría para operación del dispositivo seleccionado, ya que el absorbedor puntual requiere una profundidad entre 40 y 100 metros. Resulta complicado encontrar puntos espaciales con estas características debido al nivel de resolución de la información obtenida en la plataforma meteorológica ERA5, de ahí que se haya sugerido la obtención de datos con mayor resolución para las zonas ya destacadas. Aún con ello, la presente investigación no persigue una caracterización sumamente precisa

del recurso, sino mostrar una técnica alternativa para evaluación de proyectos de oleaje, por lo que se continua con la información disponible hasta este punto. En este sentido, se construyó una tabla con aquellos puntos espaciales que cumplen con el requerimiento de batimetría especificado y, adicionalmente, se muestra la potencia promedio de oleaje para los años en consideración.

Tabla 4. Sitios favorables para instalación bajo parámetros de inclusión.

ID	Latitud [°]	Longitud [°]	Batimetría [m]	Potencia [kW/m]
1	29.5	-115.5	67	11.34
2	29	-115	68	10.9
3	28	-115	65	8.9
4	28	-114.5	66	7.3
5	26.5	-113.5	60	12.5
6	26.5	-113	52	10.2
7	26	-112.5	45	8.7
8	16	-94	44	9.2
9	15.5	-93.5	53	9.9
10	15	-93	40	9.4

Selección de sitio de instalación

Existen en total diez puntos con las características técnicas adecuadas para el dispositivo y que, además, poseen una disponibilidad del recurso significativa para el entorno de México. Se analiza la conveniencia de cada uno por separado con ayuda de un mapa generado a partir de los aspectos básicos contenidos en esta investigación que se enlistan a continuación.

- **Caracterización de recurso de oleaje**
Se muestra el perfil de recurso de oleaje para toda la República Mexicana. El color rojo denota una mayor cantidad de potencia promedio de oleaje, mientras que el color azul denota una potencia menor.
- **Demanda eléctrica municipal**
Se despliega la demanda eléctrica por municipio a nivel horario en [kWh/h], es decir, realizando una discretización promedio a partir de la demanda anual de 2017 y dividiendo entre las horas en un año (8760 horas) con el motivo de realizar estimaciones empatables con la disponibilidad del recurso. Los colores más oscuros denotan una mayor demanda del municipio, mientras que los colores claros tendiendo a amarillo denotan demandas municipales menores.
- **Interconexión a la red de transmisión**
Además de utilizar el número de nodos por municipio para determinar la viabilidad de la instalación en cuanto a los requerimientos del sistema eléctrico, se utiliza también el mapa de la Ilustración 17 que muestra el panorama general de la red eléctrica nacional. Este mapa resulta útil porque provee orientación sobre la distribución de la red de transmisión en todo el territorio de manera cualitativa.

Se generó el mapa de la Ilustración 23, en el que los puntos de color amarillo denotan las 10 zonas destacadas en la Tabla 4 para análisis con mayor detalle.

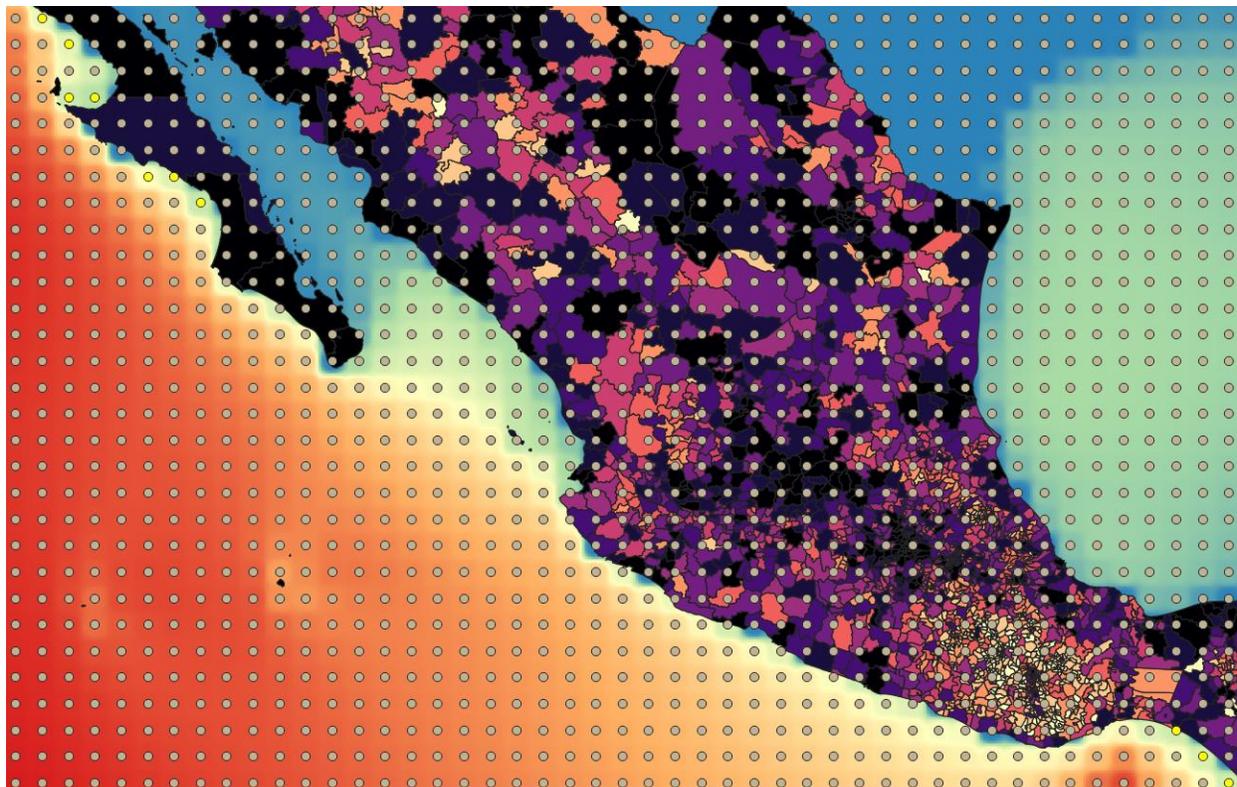


Ilustración 23. Mapa con demanda municipal, potencia de oleaje y puntos de alta viabilidad para ubicación de proyectos.

Punto 1

Se cuenta con la potencia de oleaje más favorable de los 10 puntos en consideración. Asimismo, la medición batimétrica se encuentra en un rango favorable para el despliegue de un absorbedor puntual. En cuanto a los requerimientos del sistema eléctrico, el municipio cuenta con uno o más nodos, sin embargo, de acuerdo al mapa de disponibilidad de líneas de transmisión, existe una línea en la cercanía del sitio con una capacidad de 69 a 115 kV pero no existen asentamientos urbanos significativos aledaños hasta Ensenada. El punto se mantiene como altamente favorable.

Punto 2

Se cumplen los requisitos de batimetría y potencia con valores favorables, sin embargo, se encuentra a mayor distancia de un nodo que el punto 1 y, por lo tanto, de un asentamiento urbano, por lo que, en todo caso, se favorece el punto 1.

Puntos 3 y 4

Se cumplen los requisitos de batimetría y potencia en menor medida que para los puntos anteriores. No obstante, cuenta con la gran desventaja de estar en la costa de un Área Natural Protegida, por lo que ambos puntos se descartan completamente.

Puntos 5, 6 y 7

Se cumplen los requisitos de batimetría y potencia principalmente para los puntos 6 y 7, sin embargo, la interconexión al sistema eléctrico no resulta favorable debido a la inexistencia de líneas de transmisión importantes en la zona intermedia entre el Pequeño Sistema Mulegé y el Sistema Eléctrico de Baja California Sur. Asimismo, no existen asentamientos urbanos en la región cercana, por lo tanto, los tres puntos se descartan completamente.

Puntos 8, 9 y 10

Los tres puntos cumplen con las mediciones de batimetría requeridas y cuentan con potencias de oleaje muy similares. Sin embargo, se puede apreciar que el municipio cercano al punto 8 tiene una demanda mayor que los municipios cercanos a los puntos 9 y 10, por lo que se favorece al 8 sobre los demás. Si bien no existe un tendido de líneas de transmisión cercanas a esta zona según el mapa de la Ilustración 17, sí hay líneas de transmisión en municipios cercanos debido a la existencia de centrales eólicas de gran capacidad especialmente cerca del municipio de Juchitán, por lo que estos tres puntos son altamente favorables. Además, la zona presenta municipios pequeños con demandas considerables como Arriaga y Tonalá.

Con base en las consideraciones antes mencionadas, se determina que un punto altamente viable para la instalación de un proyecto de aprovechamiento de oleaje es el 8 ubicado la costa frente al municipio de Arriaga con coordenadas (16°, -94°). Este punto cuenta con una potencia promedio durante el periodo de estudio de 9.2 kW/m, los cuales son considerables para el entorno mexicano y solamente se encuentra por debajo de la cantidad de recurso disponible en la costa oeste de la península de Baja California. Asimismo, el punto cumple con las consideraciones batimétricas para la operación del absorbedor puntual. En cuanto a los requerimientos del sistema eléctrico, específicamente de la existencia de nodos de interconexión al sistema de transmisión, se sabe que el municipio de Arriaga cuenta con, al menos, un nodo, por lo que existe la posibilidad de incorporar un proyecto con capacidad superior a los 500 kW. Asimismo, existe demanda eléctrica en el sector, lo cual se puede notar por la coloración oscura del municipio de Arriaga y de municipios aledaños, por lo que existe la factibilidad de consumir la electricidad generada a partir de los dispositivos WEC. En términos generales, la zona del Istmo de Tehuantepec es una zona de alta viabilidad para la instalación de proyectos WEC según las consideraciones realizadas en el presente análisis.

La selección del sitio de instalación corresponde a la primera etapa del proceso metodológico descrito en esta investigación para determinar la viabilidad de la energía del oleaje. El caso de estudio presentado como parte de este escrito contempla elegir un sitio con base en una serie de parámetros de alto interés. Posteriormente, esta investigación propone pasar a la segunda etapa que consiste en la evaluación de la posible instalación mediante herramientas de modelación energética con el objetivo de determinar posibles áreas de fortalecimiento de la energía del oleaje y así, fomentar el desarrollo continuo de esta tecnología.

5. Resultados

5.1 Evaluación de la instalación mediante modelación energética

5.1.1 Adecuación de demanda eléctrica de interés

En la sección correspondiente al cálculo de la demanda eléctrica municipal para la selección del sitio de instalación, se obtuvo la cantidad de electricidad consumida actualmente en cada municipio durante un periodo anual. Con lo anterior, fue posible realizar una proyección para todo el intervalo de modelación y así, conocer la demanda eléctrica municipal anual a futuro. En esta sección, la información obtenida hasta el momento se manipuló para su adecuación en el software de modelación energética, ya que se requiere el consumo total de energía eléctrica a nivel horario en cada nodo de modelación. Se muestra a continuación el proceso detallado.

La información obtenida hasta el momento ya se encuentra discretizada en términos espaciales, es decir que la demanda eléctrica se ha determinado para el intervalo espacial más pequeño para el que existe información oficial gubernamental (nivel municipal). No obstante, la discretización temporal aún debe atenderse, pues es posible realizar una aproximación de la demanda eléctrica en un intervalo más pequeño que el anual mediante el conocimiento del consumo horario por regiones de control del Sistema Eléctrico Nacional. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) emite periódicamente la información sobre consumo eléctrico por región de control a nivel horario, por lo que es factible establecer una relación para la demanda eléctrica municipal conociendo la demanda regional horaria si se conoce la región a la que pertenece el municipio de interés. En el caso de estudio, el municipio de interés es Arriaga ubicado en la región oriental, cuya generación es ampliamente provista por fuentes renovables tales como la solar y la hidroeléctrica. Por lo tanto, se consulta la demanda eléctrica anual en el portal oficial de CENACE y se descarga para su posterior manipulación. La información se obtiene para el intervalo anual de 2017 a 2019, puesto que la información previa a dicho año no se encuentra disponible para su consulta, mientras que los años posteriores no representan la realidad debido a una alteración en el consumo eléctrico derivado del inicio de la pandemia por COVID-19. Una vez teniendo la segregación de demanda eléctrica en la región de control oriental a nivel horario, se sugiere determinar el porcentaje de participación de la demanda de cada hora en el consumo anual obtenido mediante la suma de cada consumo horario. Una vez hallando el porcentaje horario, se pretende obtener un promedio de las 3 demandas horarias de cada año con el objetivo de reducir la variación entre los 3 valores y suavizar la tendencia de participación de cada hora. Una vez obtenido el promedio de participación de cada demanda horaria sobre el total anual, se multiplica cada valor por el total municipal para obtener una discretización temporal a nivel horario requerida por el modelo energético. Se entiende que existen limitantes considerables en la aplicación de este método debido a que se simplifica la curva de consumo del municipio a una tendencia generalizada de la región de control oriental, por lo que puede no capturar el comportamiento del consumo eléctrico en regiones de altas temperaturas donde el confort térmico se alcanza mediante el uso de equipos de refrigeración. Sin embargo, con la información de acceso abierto para el sitio de instalación no es posible establecer un comportamiento más detallado. Asimismo, no es el objetivo de la presente investigación realizar una investigación exhaustiva de la demanda eléctrica, sino

únicamente obtener una aproximación suficientemente adecuada para su utilización en el modelo energético.

5.1.2 Procesamiento de factor de aprovechamiento horario de recursos renovables involucrados Oleaje

La información sobre las condiciones de oleaje para un intervalo entre 2010 y 2017 fue obtenida en la sección correspondiente a la caracterización del recurso. Cabe resaltar que se procesaron los datos obtenidos de la plataforma meteorológica ERA5 correspondientes a altura de ola significativa y a periodo máximo de oleaje para obtener una potencia de oleaje según la ecuación 15 para cada punto espacial en consideración y para cada hora dentro del intervalo que comprende de 2010 a 2017. De esta forma, se obtuvo una base de datos que contiene una serie de variables de interés:

- Ubicación geográfica (latitud y longitud)
- Temporalidad (hora del año para la información desplegada)
- Variables provenientes de ERA5 (altura de ola significativa, periodo pico de ola y batimetría)
- Periodo energético (calculado a partir de periodo de pico de ola)
- Potencia de oleaje (a partir de ecuación 15)

Esta base de datos se filtra con base en la ubicación geográfica obtenida a partir de la selección del sitio de instalación, por lo que se seleccionan las coordenadas (16, -94). Posteriormente, como se explica en la Ilustración 11 correspondiente a la metodología, se construye una matriz de distribución de probabilidad conjunta con la finalidad de relacionar la potencia del recurso con el dispositivo de aprovechamiento y poder determinar un factor de potencia horario para su utilización en el modelo energético. Para ello, es necesario procesar la base de datos en el punto espacial correspondiente al sitio de instalación mediante la segregación de la altura de ola significativa en segmentos de medio metro y la segregación del periodo energético en intervalos de un segundo. Se sugiere incluir el mismo número de intervalos que los que contenga la matriz de potencia mecánica del dispositivo, en este caso 20 para la altura de ola significativa y 16 para el periodo energético. Cada recuadro de la matriz JPD representa la cantidad de veces que se presenta la combinación de valores durante todo el horizonte en consideración (2010 – 2017), por lo que, la suma de los porcentajes de cada uno al final arroja un total de 100%.

Tabla 5. Distribución de probabilidad conjunta de oleaje en sitio seleccionado.

	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5
0.25	0.00%	0.00%	0.03%	0.02%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
0.75	0.09%	0.27%	0.69%	0.60%	1.20%	4.11%	4.73%	4.01%	2.76%	1.25%	0.91%	0.36%	0.12%	0.13%	0.02%	0.01%
1.25	1.27%	0.58%	2.83%	2.45%	0.53%	2.57%	7.59%	14.42%	13.24%	5.63%	5.80%	2.32%	1.08%	0.71%	0.11%	0.03%
1.75	0.87%	0.82%	1.07%	0.71%	0.39%	0.12%	0.27%	1.20%	3.40%	2.35%	2.49%	0.96%	0.48%	0.30%	0.05%	0.06%
2.25	0.01%	0.55%	0.11%	0.12%	0.06%	0.03%	0.01%	0.01%	0.07%	0.05%	0.24%	0.25%	0.11%	0.07%	0.01%	0.01%
2.75	0.00%	0.04%	0.01%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3.25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3.75	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
4.25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
4.75	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
5.25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
5.75	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6.25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6.75	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7.25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7.75	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
8.25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
8.75	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9.25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9.75	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

La matriz de distribución de probabilidad conjunta resulta sumamente útil para conocer la ocurrencia de diferentes estados marinos en el sitio de instalación seleccionado, por lo que es posible encontrar mucha información de alta utilidad. En el punto seleccionado, se evidencia que las condiciones más frecuentes de oleaje se dan en la zona media superior de la matriz que representa alturas de ola significativas bajas y periodos energéticos medios. Resulta interesante destacar que casi el 50% de la ocurrencia de los estados marinos se concentra en las alturas de ola menores a 1.5 metros y los periodos de oleaje entre 10 y 13 segundos. Resulta altamente relevante también determinar que, en el punto de análisis, la altura de ola significativa rara vez supera los dos metros, mientras que el periodo energético se distribuye aparentemente de manera normal para los intervalos considerados. Esto permite conocer con mayor profundidad las características del oleaje en la zona de estudio, puesto que es posible determinar la conformación de la potencia. Se sabe que la potencia promedio de oleaje para todo el horizonte temporal es aproximadamente 9.2 kW/m, sin embargo, esta herramienta permite determinar que la variable predominante es el periodo energético y que es muy poco probable que la altura de ola significativa alcance valores altos.

Una vez conociendo la matriz de JPD, se debe extraer la matriz de potencia mecánica (Mechanical Power Matrix, MPM) asociada al dispositivo. Dicha matriz contiene la caracterización del dispositivo para distintas condiciones de altura de ola significativa y de periodo energético, es decir, proporciona la respuesta en potencia mecánica con base en las dos variables especificadas. La MPM es propia para el dispositivo según sus características físicas (geometría y dimensiones) obtenidas del dispositivo seleccionado para la Bahía de Humboldt según se detalló en la sección correspondiente.

Tabla 6. Matriz de potencia mecánica del absorbedor puntual propuesto.

	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5
0.25	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
0.75	4	7	9	11	12	12	11	9	8	6	5	4	3	3	2	2
1.25	11	18	26	31	34	32	29	25	21	17	14	12	9	8	6	5
1.75	22	36	50	60	64	62	56	48	40	33	27	22	18	15	13	10
2.25	36	59	82	99	105	101	90	78	65	54	44	36	30	25	20	17
2.75	54	88	121	145	154	148	133	114	96	79	65	53	44	36	30	25
3.25	75	123	168	201	212	203	182	157	131	109	89	73	60	50	42	35
3.75	100	163	222	264	277	265	238	205	172	142	117	96	79	66	55	46
4.25	128	208	283	335	351	335	301	259	218	180	148	122	100	83	69	58
4.75	159	259	352	414	433	413	370	319	268	222	183	150	124	103	86	72
5.25	194	315	426	501	522	497	448	384	323	268	220	181	150	124	104	87
5.75	232	377	508	595	618	588	526	454	382	317	261	215	178	148	123	104
6.25	274	443	596	696	722	685	614	529	446	370	305	252	208	173	144	121
6.75	319	515	691	804	832	789	706	610	514	427	352	291	240	200	167	140
7.25	367	592	792	919	949	899	805	695	586	487	402	332	275	228	191	161
7.75	418	674	899	1040	1072	1015	909	785	662	551	455	376	311	259	217	182
8.25	473	760	1013	1169	1202	1137	1018	880	743	618	511	422	350	291	244	205
8.75	530	852	1132	1303	1339	1265	1132	979	827	689	570	471	391	325	273	230
9.25	591	949	1257	1444	1481	1399	1252	1083	915	763	632	523	433	361	303	255
9.75	655	1050	1388	1591	1630	1538	1377	1191	1008	841	696	576	478	399	334	282

La matriz de potencia mecánica permite conocer su comportamiento con base en la altura de ola significativa y el periodo energético. En primer lugar, se puede notar que, a mayor altura de ola, mayor potencia mecánica extraíble del dispositivo. No obstante, la potencia aprovechable no se incrementa con la misma tendencia si crece el periodo energético. Asimismo, se puede notar que la zona de mayor aprovechamiento ocurre en el intervalo de periodo energético correspondiente a 8.5 segundos y se incrementa a medida que crece la altura de ola significativa. El dispositivo en cuestión alcanza potencias considerablemente altas si se toma en cuenta la máxima altura de ola de 9.75 metros y el periodo energético de mayor aprovechamiento de 8.5 segundos. Por otra parte, es conveniente mencionar que,

para este dispositivo en particular, es deseable contar con recurso alrededor de los 8.5 segundos en periodo energético y altura de ola significativa tan alta como sea posible.

Una vez obteniendo ambas matrices, se sugiere la penalización de la potencia mecánica aprovechable mediante la incorporación de un factor de eficiencia de 80% que contabiliza las pérdidas en la cadena de conversión de potencia (PCC; Power Conversion Chain) [11]. Considerando este criterio, se obtiene la Matriz de Potencia Eléctrica (EPM; Electrical Power Matrix) que, para efectos prácticos, ya contiene la capacidad real del dispositivo de generar electricidad en cada estado marino (ver).

Tabla 7. Matriz de potencia eléctrica del absorbedor puntual.

	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5
0.25	0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0	0	0	0	0
0.75	3.2	5.6	7.2	8.8	9.6	9.6	8.8	7.2	6.4	4.8	4	3.2	2.4	2.4	1.6	1.6
1.25	8.8	14.4	20.8	24.8	27.2	25.6	23.2	20	16.8	13.6	11.2	9.6	7.2	6.4	4.8	4
1.75	17.6	28.8	40	48	51.2	49.6	44.8	38.4	32	26.4	21.6	17.6	14.4	12	10.4	8
2.25	28.8	47.2	65.6	79.2	84	80.8	72	62.4	52	43.2	35.2	28.8	24	20	16	13.6
2.75	43.2	70.4	96.8	116	123.2	118.4	106.4	91.2	76.8	63.2	52	42.4	35.2	28.8	24	20
3.25	60	98.4	134.4	160.8	169.6	162.4	145.6	125.6	104.8	87.2	71.2	58.4	48	40	33.6	28
3.75	80	130.4	177.6	211.2	221.6	212	190.4	164	137.6	113.6	93.6	76.8	63.2	52.8	44	36.8
4.25	102.4	166.4	226.4	268	280.8	268	240.8	207.2	174.4	144	118.4	97.6	80	66.4	55.2	46.4
4.75	127.2	207.2	281.6	331.2	346.4	330.4	296	255.2	214.4	177.6	146.4	120	99.2	82.4	68.8	57.6
5.25	155.2	252	340.8	400.8	417.6	397.6	358.4	307.2	258.4	214.4	176	144.8	120	99.2	83.2	69.6
5.75	185.6	301.6	406.4	476	494.4	470.4	420.8	363.2	305.6	253.6	208.8	172	142.4	118.4	98.4	83.2
6.25	219.2	354.4	476.8	556.8	577.6	548	491.2	423.2	356.8	296	244	201.6	166.4	138.4	115.2	96.8
6.75	255.2	412	552.8	643.2	665.6	631.2	564.8	488	411.2	341.6	281.6	232.8	192	160	133.6	112
7.25	293.6	473.6	633.6	735.2	759.2	719.2	644	556	468.8	389.6	321.6	265.6	220	182.4	152.8	128.8
7.75	334.4	539.2	719.2	832	857.6	812	727.2	628	529.6	440.8	364	300.8	248.8	207.2	173.6	145.6
8.25	378.4	608	810.4	935.2	961.6	909.6	814.4	704	594.4	494.4	408.8	337.6	280	232.8	195.2	164
8.75	424	681.6	905.6	1042.4	1071.2	1012	905.6	783.2	661.6	551.2	456	376.8	312.8	260	218.4	184
9.25	472.8	759.2	1005.6	1155.2	1184.8	1119.2	1001.6	866.4	732	610.4	505.6	418.4	346.4	288.8	242.4	204
9.75	524	840	1110.4	1272.8	1304	1230.4	1101.6	952.8	806.4	672.8	572.8	460.8	382.4	319.2	267.2	225.6

El procedimiento siguiente consiste en combinar la matriz distribución de probabilidad conjunta que proporciona la ocurrencia de los estados marinos establecidos y la matriz de potencia eléctrica que determina los recursos aprovechables a la salida por parte del dispositivo para obtener una potencia promedio de oleaje para el horizonte temporal en consideración. Se realiza la multiplicación de la ocurrencia de cada estado marino por la potencia eléctrica correspondiente a dicho estado marino y, posteriormente, se realiza el mismo procedimiento para el siguiente estado hasta culminar con todos los intervalos. Finalmente se suma el resultado de cada multiplicación y se determina la potencia promedio de oleaje aprovechable durante el horizonte de análisis.

$EPM \times JPD = PEP = 17.75 \text{ kW}$	(29)
---	------

La potencia promedio de oleaje aprovechable y el factor de capacidad del oleaje representan las dos variables requeridas para determinar la potencia nominal del dispositivo. La primera se obtuvo como resultado de la combinación de la matriz JPD y la matriz EPM, mientras que, para la segunda, se considera un factor de capacidad alrededor del 30% según la amplia documentación proveniente de distintas fuentes para el aprovechamiento de la energía del oleaje [11]. A continuación, se sigue un proceso iterativo de diseño que considera la división de la potencia promedio de oleaje entre el factor de capacidad del 30% para determinar la potencia nominal del dispositivo inicial.

$P_{nominal} = \frac{P_{ae}}{C_f}$	(30)
------------------------------------	------

Lo sucesivo es sustituir el valor obtenido de potencia nominal en los estados marinos de la matriz de potencia eléctrica del dispositivo que sean mayores al valor calculado. Con ello, el resultado de la ecuación 30 se actualiza a un valor con menor variación respecto de la potencia nominal del dispositivo sustituida en la EPM. Así, se realizan iteraciones adicionales hasta que el valor sustituido en la matriz sea el mismo al valor que resulte de la ecuación. Se sugiere una equivalencia de tres dígitos después del punto entre los valores iterativos. La matriz de potencia eléctrica final para el caso de estudio se muestra en la .

Tabla 8. Matriz de potencia eléctrica final (post-iteraciones).

	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5
0.25	0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0	0	0	0	0
0.75	3.2	5.6	7.2	8.8	9.6	9.6	8.8	7.2	6.4	4.8	4	3.2	2.4	2.4	1.6	1.6
1.25	8.8	14.4	20.8	24.8	27.2	25.6	23.2	20	16.8	13.6	11.2	9.6	7.2	6.4	4.8	4
1.75	17.6	28.8	40	48	51.2	49.6	44.8	38.4	32	26.4	21.6	17.6	14.4	12	10.4	8
2.25	28.8	47.2	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
2.75	43.2	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
3.25	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
3.75	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
4.25	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
4.75	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
5.25	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
5.75	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
6.25	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
6.75	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
7.25	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
7.75	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
8.25	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
8.75	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
9.25	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182
9.75	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182	59.182

El resultado final arroja una potencia nominal del dispositivo de 59.182 kW para el caso de estudio en cuestión. Por sí mismo, este número no reporta información significativa, sin embargo, al realizar una comparación con el estudio de referencia ubicado en la Bahía de Humboldt en las costas de California, cuyo dispositivo tiene una potencia nominal de 286 kW, se torna evidente que existe una diferencia abismal entre las condiciones de oleaje de ambos sitios representadas a través de la matriz de distribución de probabilidad conjunta. Se presenta la matriz de JPD como referencia ilustrativa a continuación.

Tabla 9. Distribución de probabilidad conjunta de referencia en Bahía de Humboldt [11].

		Joint Probability Plot (%)															
		Te															
		4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5
Hs	0.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	0.75	0.0%	0.0%	0.6%	0.8%	0.5%	0.5%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	1.25	0.0%	1.0%	2.7%	3.7%	4.1%	2.9%	1.5%	0.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	1.75	0.0%	1.0%	4.4%	4.3%	4.1%	3.4%	2.0%	1.1%	0.6%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	2.25	0.0%	0.2%	3.5%	4.2%	3.6%	4.1%	3.1%	1.5%	1.2%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	2.75	0.0%	0.0%	1.5%	2.5%	1.9%	3.2%	3.3%	1.8%	1.1%	0.4%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	3.25	0.0%	0.0%	0.1%	0.9%	0.9%	2.0%	2.4%	1.4%	0.8%	0.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	3.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	1.0%	1.9%	1.5%	0.5%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	4.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	1.0%	1.3%	0.5%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	4.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.4%	0.4%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	5.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	5.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	6.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	6.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	7.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	7.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	8.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
8.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
9.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
9.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	

Al realizar una comparación entre ambas matrices resulta evidente que, si bien ambas son muy similares, existen diferencias significativas en los estados marinos de mayor ocurrencia. Para la matriz de JPD correspondiente al sitio de estudio, la zona de mayor ocurrencia corresponde a alturas de ola significativas menores a 1.5 metros y periodos energéticos entre 10 y 13 segundos, mientras que, para el estudio de referencia, las alturas de ola más frecuentes se ubican entre 1 y 3 metros y los periodos energéticos corresponden al intervalo entre 6 y 10 segundos. La diferencia aparentemente es mínima, sin embargo, la zona de referencia tiene más compatibilidad con la matriz MPM del dispositivo, la cual posee mayor aprovechamiento alrededor de los 8.5 segundos y alturas de ola superiores a 1 metro. Asimismo, en apariencia, la ocurrencia de los estados marinos del estudio de referencia tiende a estar más concentrado, mientras que la ocurrencia de los estados marinos en el sitio de estudio tiende a estar más disperso, sobre todo con mayor variabilidad del periodo energético.

Finalmente, ya habiendo calculado la potencia nominal del dispositivo y la potencia promedio de oleaje, es posible obtener uno de los indicadores más utilizados para la evaluación de las tecnologías de generación eléctrica, la producción de energía anual (AEP), para el sitio de instalación seleccionado. Para ello, se utiliza la ecuación 31 que consiste en la multiplicación de la potencia promedio de oleaje por el número de horas en un año y por dos factores de eficiencia comúnmente utilizados:

Disponibilidad del dispositivo: 95%

La disponibilidad del dispositivo representa la cantidad de tiempo que el aparato tiene la facultad de estar en operación. Se considera que el 5% remanente del tiempo no está en la facultad de operar debido principalmente a cortes para mantenimiento y reparaciones.

Eficiencia de transmisión: 98%

La eficiencia de transmisión se contempla como la facultad de llevar la energía hasta el punto de interconexión con la red eléctrica mediante cableado desde el punto de generación, por lo que se contempla un factor de pérdida de 2% a lo largo de este proceso.

$PEP \times 8766 \times \eta_1 \times \eta_2 = PAE = 144 \text{ MWh}$	(31)
---	------

Donde:

- PEP Potencia eléctrica promedio anual
- η_1 disponibilidad del dispositivo
- η_2 eficiencia de transmisión
- PAE Producción anual de energía

Se obtiene una PAE de 144 MWh que corresponde a la energía generable durante un año de operación para un solo dispositivo. Resulta pertinente en este punto realizar una comparación de la producción anual de energía calculada para el sitio de instalación de referencia (ver).

Tabla 10. Potencia nominal y producción de energía anual de referencia en la Bahía de Humboldt.

Performance Variable	Per Unit
Rated Power	286 kW
Annual Energy Production (AEP)	700 MWh

La producción anual de energía alcanza un valor de 700 MWh considerando que el dispositivo en el sitio de referencia cuenta con una potencia nominal de 286 kW. El valor correspondiente a la presente investigación es apenas el 20% del valor de referencia, por lo que es posible evidenciar la magnitud del impacto de las condiciones de oleaje en la producción final de electricidad.

Por último, dado que el procedimiento se orienta hacia el vertimiento de los resultados obtenidos sobre el modelo energético en el software urbs, se realiza un procesamiento adicional para obtener un factor de potencia correspondiente a cada hora del año con base en la potencia nominal calculada para un dispositivo. El proceso consiste en dividir cada estado marino de la matriz de potencia eléctrica del dispositivo procesada iterativamente por la potencia nominal del dispositivo con la finalidad de calcular un factor menor a 1 relacionado a la magnitud de la energía en cada estado marino (ver).

Tabla 11. Conversión de matriz PEP de oleaje para inserción en urbs.

	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5
0.25	0.00%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
0.75	5.41%	9.46%	12.17%	14.87%	16.22%	16.22%	14.87%	12.17%	10.81%	8.11%	6.76%	5.41%	4.06%	4.06%	2.70%	2.70%
1.25	14.87%	24.33%	35.15%	41.90%	45.96%	43.26%	39.20%	33.79%	28.39%	22.98%	18.92%	16.22%	12.17%	10.81%	8.11%	6.76%
1.75	29.74%	48.66%	67.59%	81.11%	86.51%	83.81%	75.70%	64.88%	54.07%	44.61%	36.50%	29.74%	24.33%	20.28%	17.57%	13.52%
2.25	48.66%	79.75%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	87.86%	73.00%	59.48%	48.66%	40.55%	33.79%	27.04%	22.98%
2.75	73.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	87.86%	71.64%	59.48%	48.66%	40.55%	33.79%
3.25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	98.68%	81.11%	67.59%	56.77%	47.31%
3.75	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	89.22%	74.35%	62.18%
4.25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	93.27%	78.40%
4.75	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	97.33%
5.25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
5.75	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
6.25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
6.75	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
7.25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
7.75	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
8.25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
8.75	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
9.25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
9.75	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Una vez conociendo el factor de potencia asociado a cada estado marino, es posible relacionar dicho factor para cada punto temporal de la base de datos obtenida para la selección del sitio de instalación, es decir, cada hora posee un factor de potencia asociado con base en sus condiciones de altura de ola significativa y periodo energético. En este punto, se tiene un factor de potencia por cada hora del año durante 8 años (2010 – 2017) que es el horizonte para el que se tiene información. Por lo tanto, para obtener únicamente un factor de potencia por hora del año, se realizó el cálculo de un promedio de los factores de potencia correspondiente a una misma hora para todos los años, de forma que fuera posible reducir la posible variación en las condiciones meteorológicas de un año con respecto al siguiente. Con base en el procedimiento descrito, fue posible establecer una capacidad nominal para la instalación de oleaje, así como un factor de disponibilidad del recurso horaria que ya incluye el 30% del factor de capacidad correspondiente a esta tecnología. Dado que el procedimiento descrito ya contempla las pérdidas por transformación mecánica a eléctrica, no es necesaria contabilizarlas en el modelo energético. No obstante, se deben incorporar las pérdidas por periodo de disponibilidad de la instalación en la entidad de modelación de urbs correspondiente.

Una vez realizado el procesamiento del recurso, el cual parte de una base de datos para el sitio de estudio en consideración, se obtiene una serie de tiempo horaria con el factor de potencia asociado a la instalación de oleaje. Adicionalmente, se conoce una eficiencia hipotética para la instalación, así como la capacidad nominal del dispositivo en consideración. Cabe mencionar que la serie de tiempo horaria no cambia con base en el tamaño de la instalación de oleaje, es decir que no depende del número de dispositivos a implementar debido a que no se considera interferencia de un aparato con respecto a otro. Lo anterior aplica si se obedece la práctica de considerar una distancia de 600 metros de radio entre cada dispositivo de tipo absorbedor puntual con las características que se presentan en este escrito. Con base en la información obtenida, es posible cumplir con los requisitos de modelación para la energía del oleaje.

Solar

Uno de los escenarios de modelación energética involucra la incorporación de energía solar fotovoltaica principalmente con el objetivo de conocer el comportamiento de la energía del oleaje en conjunto con otra tecnología renovable con mayor favorecimiento económico en el pasado reciente. Esto se traduce en costos significativamente menores en la entidad de modelación de procesamiento del recurso con entrada en forma de irradiación solar y salida en forma de electricidad. A continuación, se describe la

metodología para obtener el factor de disponibilidad de recurso requerido por el software urbs según las condiciones meteorológicas predominantes en el sitio de instalación.

Los datos de irradiación solar requeridos como base para el análisis provienen del portal Power Data Access Viewer versión 2.0.0 de la NASA [57], el cual contiene parámetros meteorológicos y solares geoespaciales formulados específicamente para evaluar y diseñar sistemas energéticos renovables en cualquier ubicación del mundo. En este caso, se realiza la descarga de la información correspondiente a la irradiancia solar (el portal de la NASA denomina al parámetro requerido como irradiancia solar total de onda corta), entendida como el flujo de radiación que recibe una superficie dada. Se sugiere la descarga de información durante un intervalo de más de 2 años con el objetivo de obtener una tendencia de menor variabilidad debido a la consideración de un mayor número de datos. En este caso, se sugiere el cálculo del promedio de la irradiancia solar por hora durante los años descargados, con lo cual se obtiene un valor promedio para cada hora del año.

En este punto, se cuenta ya con una serie de tiempo de valores promedio horarios de irradiancia solar para el sitio de instalación. No obstante, debido a que el requerimiento del software es una serie de tiempo de factores de disponibilidad del recurso, se debe realizar una normalización de la información. Para ello, se sugiere primero el cálculo del valor máximo y del valor mínimo generales de irradiancia promedio proveniente del procedimiento anterior. Contando con ambos valores, se sugiere la normalización mediante un cociente correspondiente a la resta de cada hora del año menos el valor mínimo general entre la resta del valor máximo menos el valor mínimo generales (ver ecuación 32).

$Irradiación = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}}$	(32)
---	------

De esta manera, es posible el cálculo de una serie de tiempo normalizada para la energía solar tomando como referencia la irradiancia descargada para el sitio de estudio. Es importante resaltar que este procedimiento no requiere la información relacionada al proceso de transformación de los recursos, por lo que es posible variar la capacidad de la instalación solar sin incidir en la serie de tiempo de disponibilidad del recurso.

Eólico

Uno de los escenarios de modelación energética involucra la incorporación de energía eólica como parte de otros múltiples procesos de transformación de los recursos disponibles con el objetivo de conocer la respuesta del oleaje en un entorno de competencia múltiple. A continuación, se describe la metodología para obtener el factor de disponibilidad de recurso requerido por el software urbs según las condiciones meteorológicas predominantes en el sitio de instalación.

Los datos de disponibilidad eólica se basan en conjuntos de datos meteorológicos obtenidos a través de reanálisis del portal de ERA5 al igual que la información relacionada al oleaje. Posteriormente, se utilizó la librería de atlite disponible para Python para la creación del perfil normalizado de viento asumiendo una turbina modelo Vestas V112 3MW con una altura de rotor de 80 m. Se comprende que dispositivos más novedosos cuentan factores de capacidad más altos que el reportado en esta investigación, sin embargo, la variación de los resultados en relación con el objetivo general es despreciable.

Se obtuvieron series de tiempo normalizadas para los años 2011 y 2012 en el municipio de Juchitán de Zaragoza donde actualmente existe la tendencia de instalación una gran cantidad de proyectos eólicos. Posteriormente, se realizó el promedio de los dos valores disponibles para cada hora del año, con el objetivo de suavizar la variabilidad de las condiciones meteorológicas durante ambos años. La serie de tiempo promediada se introdujo en el software urbs como factor de disponibilidad del recurso.

5.1.3 Estimación de costos de compraventa de electricidad

Se estableció en secciones anteriores que el software de modelación energética utilizado para esta investigación utiliza series de tiempo en intervalos horarios para la adquisición de precios de compraventa de los recursos, en este caso, de la electricidad. Por esta razón, se explica la forma propuesta para la obtención de la información para el caso de estudio, específicamente el contexto eléctrico mexicano.

La electricidad en el contexto mexicano obedece a un esquema de comercialización como cualquier otro mercado, en el que se debe pagar por la energía que se consume o se extrae de la red de transmisión y se cobra un monto por la electricidad que se genera y se inyecta al sistema. La compraventa de la electricidad se realiza habitualmente a nivel mundial a través de dos instrumentos, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las subastas eléctricas de mediano y largo plazo. A su vez, el MEM se divide en dos tipos de mercados diferentes según la temporalidad de la operación eléctrica: el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y el Mercado en Tiempo Real (MTR). El precio al que se deben atener las operaciones en ambos mercados es el Precio Marginal Local (PML) en cada nodo de transmisión denominado NodoP, el cual cambia cada hora según el comportamiento de la oferta y demanda eléctrica. Bajo este entendimiento, la investigación se enfoca en la obtención de los PMLs en el MDA para todos los nodos de análisis, es decir, aquellos que se encuentran en el sitio de estudio. Debido a que el municipio de Arriaga antes señalado en la sección correspondiente a la selección del sitio de instalación solamente cuenta con un NodoP de intercambio eléctrico con la red de transmisión, se determina su precio para el periodo de marzo de 2016 a marzo de 2020. A continuación, se describe el proceso a detalle, así como el método para la realización de un pronóstico durante el horizonte de modelación que abarca hasta el año 2040.

Se ha mencionado que el Centro Nacional para el Control de la Energía (CENACE) es el órgano regulatorio encargado del control y monitoreo del sistema eléctrico nacional. Entre otras actividades, se encarga de expedir los datos de balance eléctrico de las distintas regiones de control, así como la generación y el consumo de cada una de ellas. En este sentido, también es el organismo que regula la compraventa de electricidad en las diferentes modalidades antes descritas y, de igual forma, publica periódicamente los precios a los que están sujetos los diferentes actores gubernamentales y privados al incurrir en este mercado. El organismo proporciona libre acceso a los precios horarios del Mercado del Día de Adelanto de todos los nodos que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional desde inicios del año 2016 a la fecha en formato de texto. El estudio en cuestión requiere únicamente el precio del MDA del NodoP de Arriaga (02ARR-115), por lo que el primer paso consiste en realizar la consulta para las fechas deseadas de todos los nodos. Para ello, es necesaria la manipulación de grandes cantidades de información, por lo que se recomienda la utilización de la librería de Pandas apta para manejo de datos en conjunto con el lenguaje de programación Python 3. Esta herramienta permite la agrupación de todos los nodosP del SEN para el periodo requerido y posterior descarga de la información únicamente en el nodo de Arriaga. Sin embargo, la base de datos aún debe pasar por un proceso de pronóstico con el objetivo de conocer los precios

posibles para todo el horizonte de modelación con base en la tendencia de crecimiento observada durante los años de descarga. Para el procedimiento de pronóstico, se obtuvo la tendencia de crecimiento anual entre los años 2016 a 2020 para los que se tienen datos provistos por CENACE. Cabe mencionar que la tendencia de crecimiento de los precios de un año con respecto al siguiente es altamente variable, por lo que la obtención de una tendencia promedio horaria resulta imposible. Por lo tanto, se entiende que la tendencia de crecimiento de una hora con respecto a la siguiente cuenta con poca variabilidad en términos generales, por lo que, al final, se optó por determinar una tendencia general de crecimiento de los precios para todo el intervalo de 2016 a 2020 para el que existen datos y para todas las horas del año. Este proceso arrojó una tendencia final compuesta de crecimiento de los datos de 37.9%, la cual se utilizó para proyectar la información del último año disponible hasta el año 2040, el cual es el último del horizonte de modelación. Cabe mencionar que, para la presente investigación, se toman los precios para los años 2020, 2025, 2030 y 2035, dado que cada 5 años se proponen nuevas condiciones para la modelación. Con fines ilustrativos, se muestra una tabla de los primeros 10 precios del año pronosticados con la tendencia de crecimiento anual de 37.9%.

Tabla 12. Precios de electricidad en el nodo de Arriaga durante las primeras 10 horas del año.

2020	2025	2030	2035
\$1,844.50	\$9,208.68	\$45,974.37	\$229,527.05
\$1,332.68	\$6,653.41	\$33,217.15	\$165,836.67
\$964.89	\$4,817.20	\$24,049.85	\$120,068.91
\$846.04	\$4,223.88	\$21,087.71	\$105,280.43
\$794.42	\$3,966.13	\$19,800.89	\$98,855.95
\$1,005.52	\$5,020.06	\$25,062.67	\$125,125.42
\$1,388.65	\$6,932.85	\$34,612.28	\$172,801.81
\$1,726.03	\$8,617.23	\$43,021.51	\$214,784.91
\$2,613.73	\$13,049.07	\$65,147.48	\$325,248.86
\$2,731.38	\$13,636.40	\$68,079.71	\$339,888.02

5.1.4 Recurso permanentemente disponible (en stock)

El software urbs considera, dentro de las diferentes entidades de modelación, un recurso permanentemente disponible para su utilización, es decir que se encuentra en stock o almacenado y es accesible en cada intervalo temporal t ya sea libremente o de forma limitada según las especificaciones del usuario. Para el caso de estudio en cuestión, se incorporan dos recursos en stock, los cuales se describen a continuación.

Tabla 13. Precios de combustibles utilizados en los procesos del modelo.

Nodo	Recurso	Precio [USD]			
		2020	2025	2030	2035
Oriental	Gas natural	11.46	11.74	13.78	13.96
Oriental	Combustóleo	24.27	26.34	28.66	29.59

La incluye dos diferentes recursos en stock disponibles ilimitadamente durante todo el horizonte de modelación y todos los intervalos temporales. El primero es el gas natural, mientras que el segundo es el combustóleo, y ambos se encuentran disponibles para su utilización únicamente en el nodo regional denominado Oriental. La obtención del costo por unidad energética partió del manual de Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico división Generación que publicó la empresa productiva del estado CFE (Comisión Federal de Electricidad) en 2019 [72]. Dicho documento incluye un pronóstico de costos de diferentes combustibles a partir de 2019 y hasta el 2048, por lo que se utilizaron los costos correspondientes a los años 2020, 2025, 2030 y 2035 durante los que se realizó la modelación. Para el gas natural, los costos se encuentran en USD/BTU, por lo que se utilizó el factor de transformación de 3,412 BTU = 1 kWh para finalmente obtener un monto final en USD/MWh. Por otra parte, el costo del combustóleo se reporta en USD/barril, por lo que, en este caso, se puede referir a la Lista De Combustibles Y Sus Poderes Caloríficos que publicó la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) en el año 2021 [73].

5.1.5 Procesos de transformación de recursos

Los parámetros utilizados por el modelo para la caracterización financiera de cada proceso no dependen del alcance del modelo (regional o local), por lo que los aspectos generales se enlistan a continuación.

Tabla 14. Parámetros que conforman los procesos de transformación de los recursos en urbs.

Abreviatura	Tipo de costo
P_I	Capacidad instalada [años]
T	Tiempo de vida [años]
$P_{I_{min}}$	Capacidad mínima utilizable [MW]
$P_{I_{max}}$	Capacidad máxima utilizable [MW]
C_I	Costos de inversión [USD]
C_f	Costo fijos [USD]
C_{var}	Costos variables [USD]
C_r	Costos de arranque [USD]
$WACC$	Costo ponderado de capital (WACC) []
D	Depreciación [años]
ef	Eficiencia de transmisión []

- Capacidad instalada: es la capacidad que se encuentra ya instalada al comienzo de la modelación

- Tiempo de vida: corresponde al tiempo de vida útil que le resta a cada proceso ya existente. Para que ello sea posible, la cantidad de capacidad instalada debe ser mayor a 0.
- Capacidad mínima utilizable: es un límite inferior que indica si existe un requerimiento puntual de una cantidad mínima de capacidad instalable para el periodo en cuestión
- Capacidad máxima utilizable: es un límite superior que indica si existe un tope de capacidad instalable durante el periodo en cuestión
- Costos de inversión: indica el costo de inversión por MW en caso de que el modelo establezca la necesidad de instalar capacidad adicional de cada proceso
- Costos fijos: corresponde al costo fijo de operación y mantenimiento para cada proceso. Dado que se especifican por MW, son independientes de la cantidad de energía generada
- Costos variables: representan el costo variable por la operación y mantenimiento de cada proceso. Se especifican en MWh por lo que dependen de la cantidad de energía generada
- Costos de arranque: corresponden a los costos cuando cada proceso cambia de estado de apagado a estado de encendido
- Costo promedio ponderado del capital (WACC): representan la ponderación entre los costos de amortización de una deuda y los costos derivados del retorno de la inversión del capital. Se utilizan como base para determinar el balance financiero de los costos de inversión y los fijos/variables
- Depreciación: corresponde al periodo de vida útil económica entendido como el número de años que rigen la amortización del pago de un proceso
- Eficiencia de transmisión: corresponde a la representación de las pérdidas por transmisión de un recurso entre un nodo y otro (electricidad)

5.2 Escenario local

Se construyó una modelación local que incluye únicamente un nodo, en el que existe generación y consumo de electricidad [74]. No se contempla una interconexión a otro nodo en sí, por lo que no se incluye una transmisión, pero sí se contempla la existencia virtual de otro sistema capaz de suministrar y consumir la energía eléctrica del municipio. Este nodo virtual en realidad se modela como la compraventa de electricidad del sistema y se representa en la mediante las flechas laterales de entrada y salida de electricidad. Para ello, se establecen los precios a los que una unidad eléctrica entra o sale del sistema uninodal y tiene una alta injerencia para fines económicos de planeación del sistema.

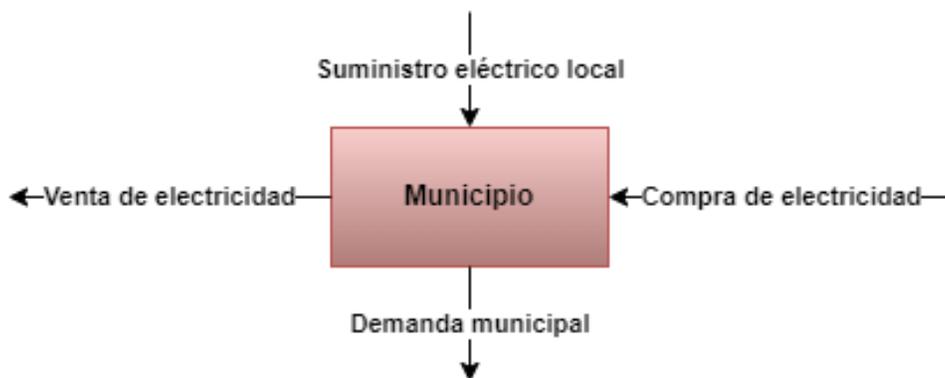


Ilustración 24. Nodos que conforman el escenario de modelación local.

Debido a que la presente investigación está orientada hacia el desarrollo de la energía del oleaje como tecnología alternativa de generación eléctrica, la principal razón para la creación de este escenario es conocer el grado de participación de esta energía en el municipio de interés como proyecto de generación distribuida, es decir, como instalación para suministro local que no debe interconectarse a la red de transmisión. La condición principal que debe cumplir una instalación de este tipo es ser menor a los 500 kW para no tener que cumplir con el criterio de interconexión, sin embargo, también se requiere la revisión de la red de distribución local para evaluar si ésta es capaz de resistir una capacidad de esta magnitud. Se realizó el ejercicio mediante la consulta a Comisión Federal de Electricidad y se determinó que, en estricto sentido, la red de distribución admite una capacidad máxima que oscile alrededor de los 600 kW, por lo que cualquier instalación superior a este número no podría llevarse a cabo [75]. Para fines del presente ejercicio, se desprecia tanto el requerimiento máximo de capacidad para generación distribuida (500 kW), así como el criterio de capacidad máxima de integración en la red de distribución debido a que el objetivo de la investigación es determinar si la energía del oleaje puede competir con los precios de compraventa eléctrica en el nodo del municipio de interés (Arriaga).

Capacidad de integración de centrales eléctricas de generación distribuida al circuito

Nivel de tensión del circuito	13.8	kV
Capacidad de integración recomendada ¹ en el circuito	600	kW
Capacidad de las centrales eléctricas actualmente integradas al circuito	12	kW
Capacidad de integración disponible ²	588	kW
Limite de capacidad de generación neta ³ al circuito, la cual podrá ser integrada una vez que la demanda o los refuerzos necesarios se incorporen	4 000	kW

¹ Es la capacidad máxima que puede integrarse al circuito sin afectar las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad o sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

² Es la diferencia que resulta al restar la capacidad de las centrales eléctricas actualmente integradas a la capacidad de integración recomendada.

³ Es el límite de capacidad que puede integrarse de acuerdo a lo establecido en el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.

Fecha de Actualización: Julio 2021

Ilustración 25. Captura de herramienta de CFE con capacidad de red de distribución [75].

Condiciones de modelación local

La modelación local se realiza con el principal objetivo de conocer si existe la viabilidad de instalar energía del oleaje como generación distribuida para suministro local del municipio de interés. El escenario de

factibilidad de esta situación es que los costos de compraventa de electricidad de la red eléctrica nacional sean superiores a los costos de incorporación de energía del oleaje, los cuales constan principalmente de la instalación y de la operación y mantenimiento. Asimismo, se incorpora en este escenario la generación mediante tecnología solar fotovoltaica ya que es una de las opciones de generación distribuida más utilizadas en la actualidad. Los costos de compra y de venta de electricidad son iguales entre sí, y se rigen por la serie de tiempo indicada en la sección de costos de compraventa de electricidad, los cuales se calculan a partir de la información de CENACE para el precio de electricidad en el nodo de Arriaga.

Tabla 15. Parámetros de procesos para modelación local.

Procesos	P_l	T	$P_{l_{min}}$	$P_{l_{max}}$	C_l	C_f	C_{var}	C_r	WACC	D
Compra de electricidad	50	50	0	50	0	0	0	0	0.12	5
Venta de electricidad	50	50	0	50	0	0	0	0	0.12	5
Central solar FV	0	30	0	20	866,000	17,800	0	0	0.12	20
Central de oleaje	0	30	0	3	2,800,000	510,000	0	0	0.12	20
Central de balanceo	0	0	0	1,000	1,000,000,000	1,000,000,000	0	999,999	0.12	20

La muestra los cinco procesos de transformación de los recursos que forman parte de la modelación local y se detallan a continuación.

Compra de electricidad

Se realiza la compra de electricidad a un sistema virtual y a un costo horario determinado por la serie de tiempo de la sección de compraventa de electricidad. Se considera que ya existe una capacidad de 50 MW instalada de este proceso y que su vida útil es de 50 años, la cual es muy superior al horizonte de modelación. En cuanto a la capacidad mínima utilizable, se da la libertad al modelo de incluir o no el proceso según la viabilidad económica. De igual forma, la capacidad máxima utilizable es igual a la capacidad instalada, por lo que no se permite la instalación de capacidad adicional a la ya existente. En cuanto a la caracterización financiera, los costos fijos y variables son cero debido a que el proceso de compra de electricidad no incurre en costos por unidad. Se entiende que es una idealización ya que siempre existen costos derivados de la operación y el mantenimiento de las líneas de transmisión y distribución. Tampoco se incurre en costos en relación con el cambio de estado del proceso. El WACC se contempla como de 0.12, sin embargo, no se permite la instalación de capacidad nueva de este proceso por lo que no participa en los costos finales. El tiempo de depreciación es el menor permitido por el software de 5 años.

Venta de electricidad

Se realiza la compra de electricidad a un sistema virtual y a un costo horario determinado por la serie de tiempo de la sección de compraventa de electricidad. Debido a que es la contraparte de la compra de electricidad, se realizan las mismas consideraciones en ambos casos.

Central solar PV

La central solar PV es un proceso de transformación del recurso solar determinado por la serie de tiempo obtenida mediante el perfil de irradiación solar. El proceso a detalle se explica en la sección de recurso solar. El proceso denominado central solar FV toma como recurso de entrada la capacidad de la central

de generación multiplicada por el factor de disponibilidad del recurso solar a nivel horario, el cual se debe introducir como serie de tiempo con números entre 0 y 1 representando la cantidad de recurso disponible en cada hora del proceso de modelación. Para fines prácticos, se utiliza la misma serie de tiempo como factor de disponibilidad de recurso solar para todo el intervalo de modelación debido a que no se pronostica un cambio abrupto en las condiciones de irradiancia para el futuro. El recurso de salida del proceso en cuestión es electricidad y la eficiencia de transformación entre la entrada y la salida se determina como 1, es decir que el proceso en términos energéticos no implica pérdidas. Cabe destacar que la simplificación de asumir una eficiencia de 1 es válida, pues la presente modelación únicamente se enfoca en determinar cuánto recurso es posible convertir en electricidad, mas no en establecer las pérdidas técnicas por el funcionamiento de la central solar FV. EL modelo se centra únicamente en establecer que el recurso solar del que se dispone se puede transformar en electricidad con un factor de 1.

En cuanto a las capacidades del proceso de central solar FV, no se incluye una capacidad inicial debido a que no se considera la existencia de un proceso de transformación del recurso solar a eléctrico. Para fines ilustrativos, se considera una vida útil de 30 años de la capacidad que llegue a instalarse. Para la capacidad mínima instalable, no se establecen restricciones mínimas al modelo, por lo que éste puede decidir si existe viabilidad en la instalación de tecnología solar. En el caso de la máxima instalable, se propone un límite hipotético de 20 MW, con el cual, en realidad es suficiente para cubrir el 100% de la demanda. Pasando a los costos de instalación de una central de este tipo, el monto de instalación por unidad de capacidad es de 866,000 USD/MW y fue obtenido de la Agencia Internacional de Energía Renovable (International Renewable Energy Agency, IRENA) correspondiente a su publicación del 2020 específicamente para México [5]. Los costos fijos son de 17,800/MW y los establece el mismo documento en general para países miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), de la que México forma parte. No se contemplan costos variables ni costos de arranque de la instalación. El WACC se toma de alrededor de 0.12 como tasa de recuperación de la inversión/deuda debido a que se toma un panorama conservador, en el que exista un posible aumento considerable de la inflación y aún exista un margen de rentabilidad para los inversionistas. La depreciación económica entendida como el periodo de amortización del proyecto se considera de 20 años, aunque se entiende que la vida útil técnica de la instalación puede ser más larga dependiendo de las condiciones de operación y mantenimiento.

Central de oleaje

La central de oleaje es un proceso de transformación del recurso de oleaje, el cual se ingresa mediante la serie de tiempo obtenida mediante el perfil de disponibilidad del recurso, cuyo proceso se explica a detalle en la sección de recurso de oleaje. De forma similar a la central solar FV, este proceso toma como recurso de entrada la capacidad de generación del recurso de oleaje multiplicada por el factor de disponibilidad del recurso a nivel horario. De igual forma que en el caso anterior, se utiliza la misma serie de tiempo como factor de recurso de oleaje para todo el horizonte de modelación debido a que no se espera un cambio abrupto en las condiciones del océano en el futuro. En contraste, la eficiencia de este proceso se considera como 93% a diferencia del caso anterior donde se tomaba como 1. La diferencia radica en la forma de construcción de la serie de tiempo, en la que la eficiencia mecánica del dispositivo ya había sido incluida. Sin embargo, la eficiencia eléctrica de transmisión se despreció por fines de practicidad sabiendo que el software cuenta con la posibilidad de introducirla como eficiencia del proceso. Por lo tanto, el

proceso contempla pérdidas por transmisión eléctrica hasta el nodo de interconexión de alrededor del 7% y éstas se incorporan al modelo como parte de la eficiencia final de transmisión.

En cuanto a las capacidades, no se contempla la existencia de generación de electricidad por oleaje antes del inicio de la modelación, por lo que la capacidad instalada es 0. Similar al recurso anterior, los límites de capacidad instalable se fijan en 0 para la mínima y 30 para la máxima, representando el 0 que puede el modelo no incluir este proceso de no considerarlo adecuado en términos económicos. Como capacidad máxima instalable se establecen 3 MW que representa la potencia aproximada que alcanzaría una planta de 50 unidades de tipo absorbedor puntual, dado que la potencia de una sola unidad es de alrededor de 60 kW. Se entiende que una capacidad de esta magnitud no es suficiente para cubrir el 100% de la demanda eléctrica del municipio, pero sí cubre un porcentaje significativo (oscilando cerca de 50%). En términos de costos, el monto de instalación aproximado por una instalación de 50 dispositivos asciende a 2,800,000 USD por MW según la bibliografía más reciente [11], el cual es significativo si se compara con los 866,000 USD/MW reportados para la energía solar [5]. De igual manera, los costos fijos son de 510,000 USD/MW que equivalen a alrededor de 25 veces los costos fijos de la tecnología solar fotovoltaica. No se incorporan costos variables ni costos de arranque a la modelación. En cuanto a la amortización de la deuda y pago a inversionistas, se toma un porcentaje de 12% para todos los procesos debido a que no es parte de los escenarios de modelación la penalización económica de un proceso con respecto al resto, aunque se entiende que no todos los procesos tienen el mismo WACC debido a que cada uno posee un riesgo propio.

Central de balanceo

La central de balanceo es un proceso ficticio que se incorpora únicamente como elemento de balance del modelo. En caso de que las condiciones de generación y de demanda no se encuentren balanceadas, la diferencia puede encauzarse a la central de balanceo y salir del sistema sin afectar la convergencia de la modelación. Para este sistema en particular, debido a que se tienen las condiciones de compraventa de electricidad, las cuales implican el intercambio eléctrico con un sistema virtual externo, estas entidades de modelación pueden encargarse del balance, pero es más conveniente contemplar un proceso ficticio para evitar errores de modelación. Las propiedades de capacidad y costos de un proceso de balanceo deben ser muy superiores a las de los demás procesos, de forma que el balanceo solamente participe en casos extremos, en los que precisamente exista un desbalance del modelo. Es recomendable no recurrir al balanceo del modelo debido a que su aparición es síntoma de que no existen las condiciones para cubrir la demanda por otros procesos.

Resultados

A continuación, se muestran los resultados de la modelación local durante un horizonte de modelación de 2020 a 2040 con un intervalo de crecimiento de 5 años entre cada observación.

Se realizó la modelación para el día típico de mayor demanda eléctrica correspondiente al año 2020 y la gráfica comienza a las 00:00 horas de la noche y termina a las 23:00 horas del día 12 de junio. Se aprecia que todos los casos poseen un comportamiento similar, en el que la curva de color azul oscuro desciende durante la mitad, es decir durante el día, y comienza a ascender del lado derecho, a medida que se

oscurece. La curva de color azul oscuro denota la electricidad que debe adquirir el modelo a los precios de compraventa de electricidad introducidos mediante la serie de tiempo, mientras que la curva de color azul claro denota la participación de energía solar FV. La curva amarilla moviéndose en dirección opuesta a las anteriores y ubicada en la parte inferior de la gráfica denota la venta de energía a la red debido a un exceso de disponibilidad en el sistema. La línea de color negro indica la demanda eléctrica durante el día.

Se puede apreciar, en primer lugar, que la participación de la energía solar FV es mayor a medio día debido a la mayor disponibilidad del recurso. A esta hora, incluso el proceso se encuentra en la facultad de vender electricidad en la cantidad, en la que excede a la curva de demanda, como se puede observar por la protuberancia de la curva azul claro en la parte media de la gráfica. Este recurso comienza a disminuir a medida que la disponibilidad del recurso desciende que concuerda con el ocultamiento del sol durante la tarde y, para satisfacer la demanda, se recurre a la compra de electricidad. El recurso de oleaje no cuenta con participación en el primer intervalo de 5 años, es decir que no instala esta capacidad debido a que no encuentra una justificación económica para su incorporación. Los costos derivados de la compra de electricidad son menores que los costos de incorporación de la tecnología. No obstante, en el segundo intervalo, la modelación ya incorpora el oleaje en la matriz energética del nodo local y, además, lo hace como primera alternativa debido a su baja variabilidad durante este día típico de demanda máxima. Este fenómeno se presenta dado que los costos de compraventa de electricidad se incrementaron 5 veces en términos reales respecto al primer intervalo del 2020, por lo que el modelo consideró más conveniente introducir un proceso con poca variabilidad y sin dependencia de los costos por electricidad generada a diferencia del proceso de compra de energía. El comportamiento de los demás procesos se mantiene sin cambios respecto al primer intervalo, con la energía solar teniendo la mayor participación durante el medio día cuando el sol se encuentra en su zenit. Cabe destacar que, debido a que los únicos parámetros con incremento durante el horizonte de modelación son el perfil de compraventa de electricidad y la demanda eléctrica, se reduce la cantidad de energía que el proceso solar es capaz de vender siendo mínima para el año 2035, y la compra de electricidad gana terreno a medida que transcurren los años debido a que es el único proceso con la capacidad de suministrar la electricidad faltante al sistema.

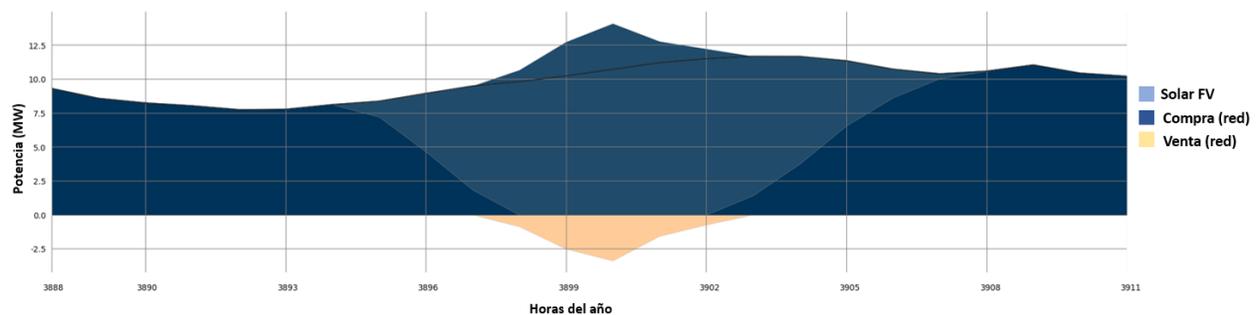


Ilustración 26. Resultados de modelación local en año 2020.

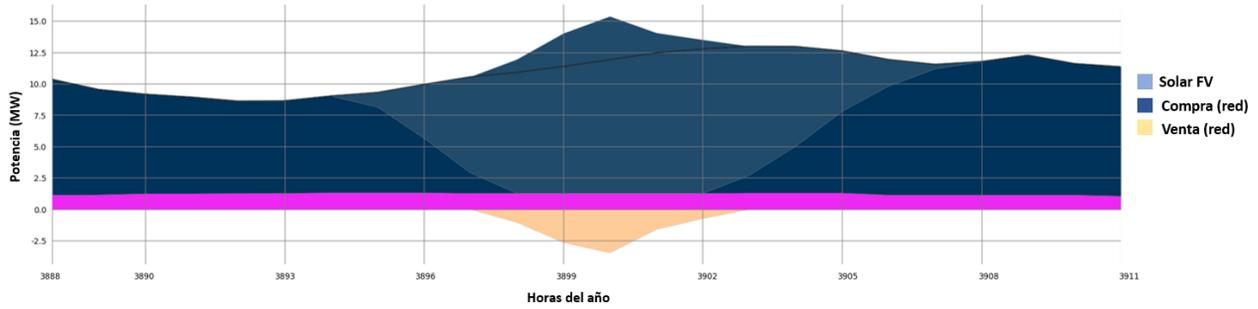


Ilustración 27. Resultados de modelación local en año 2025.

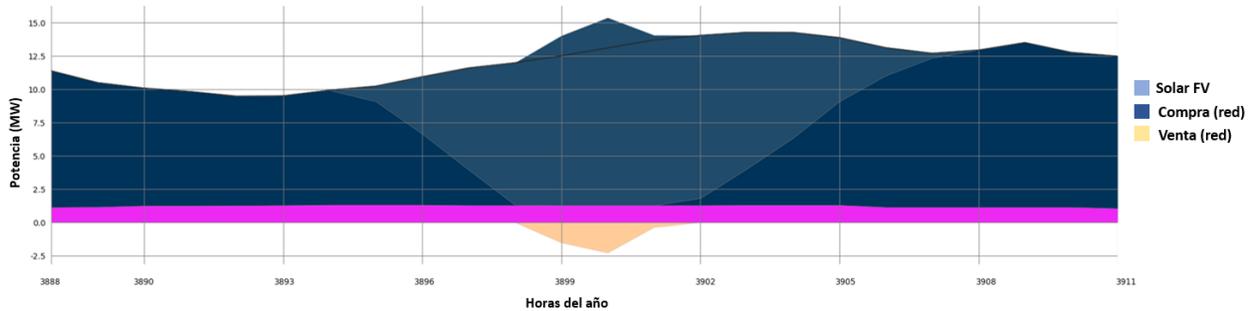


Ilustración 28. Resultados de modelación local en año 2030.

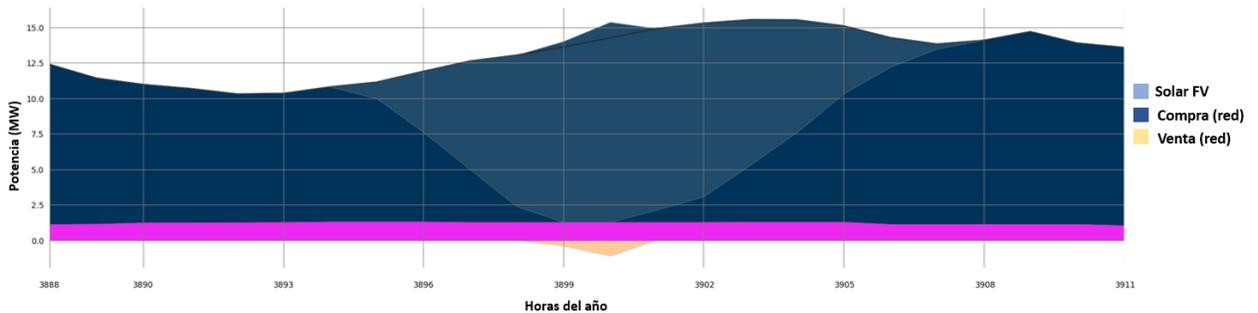


Ilustración 29. Resultados de modelación local en año 2035.

5.3 Escenario regional

Para el caso de estudio, se construyó un escenario regional muy similar a lo que comúnmente se denomina escenario business as usual (BAU). Este escenario considera la creación de dos nodos interconectados entre sí mediante una red de transmisión, en el que el nodo de la izquierda (ver) representa el municipio de Arriaga obtenido a partir de la selección del sitio de instalación, mientras que el nodo derecho representa la región de control en su totalidad. Cabe destacar que ambos nodos cuentan con la disponibilidad de un suministro eléctrico propio que para el nodo local se representa por la flecha superior de entrada denominada “Suministro eléctrico local” mientras que para el nodo regional se representa mediante la flecha denominada suministro eléctrico regional. De igual forma, ambos nodos cuentan con una salida de energía representada mediante la flecha de la parte inferior que representa una demanda

eléctrica, ya sea municipal o regional. Igualmente resulta importante destacar que ambos nodos a su vez se encuentran interconectados con el resto del sistema interconectado nacional, lo cual está representado por las flechas laterales, sin embargo, en este caso no se contempla la modelación de nodos adicionales a los mostrados en la , por lo que las flechas laterales incluyen un símbolo de interrupción.

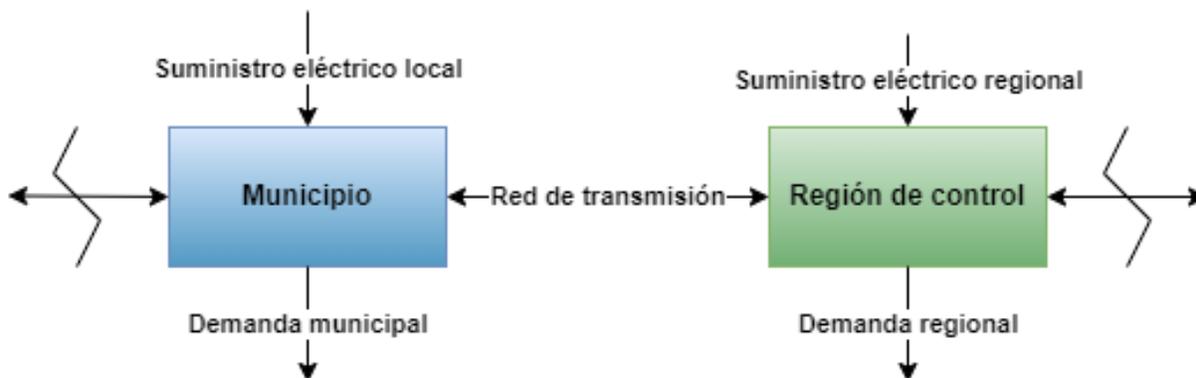


Ilustración 30. Nodos que conforman el escenario de modelación regional.

La principal motivación para incluir una modelación regional con características de un escenario BAU es que se captura el comportamiento del sistema con base en su funcionamiento actual con una aproximación adecuada a las características de generación y demanda reales. Asimismo, se pretende la inclusión de la energía del oleaje con el objetivo de analizar si existen condiciones de inclusión en la matriz energética de la región de control durante el horizonte de modelación de 2020 a 2040.

Condiciones de modelación regional

La modelación regional permite situar al oleaje en condiciones de competencia con el resto de los procesos y conocer si existe viabilidad para su eventual instalación durante el horizonte de modelación. Las tecnologías que forman parte del modelo energético corresponden a la generación centralizada existente en la actualidad, cuya información se publica anualmente en el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) por la Secretaría de Energía [76].

Los parámetros requeridos para llevar a cabo la construcción de este escenario son los mismos que para el escenario local; la diferencia principal radica en el número de nodos involucrados en el modelo y sus implicaciones. En este caso, existe un nodo local correspondiente al municipio de Arriaga y un nodo regional correspondiente a la región de control Oriental. En consecuencia, existe una mayor cantidad de procesos con posibilidad de suministrar electricidad y una segregación de la demanda por nodo local y regional, donde la demanda local se mantiene como la demanda del municipio de Arriaga, mientras que la demanda regional corresponde a la de todos los municipios de la región sin contar a Arriaga. Cabe resaltar que las tasas de crecimiento anual de las demandas para cada nodo se toman similares a lo establecido en la modelación local, por lo que, a medida que pasa el tiempo, se espera un aumento en la generación con el objetivo de satisfacer la demanda creciente. Otra diferencia relevante es la existencia de recurso fósil disponible en todo momento en forma de almacenamiento, en contraste con el modelo

anterior que únicamente contempla la existencia de recursos renovables. La consideración de estas entidades de modelación modifica la estructura del modelo, pues siempre se cuenta con la disponibilidad de utilizar recursos fósiles para satisfacer la demanda a diferencia del escenario anterior donde forzosamente debía recurrir a la compraventa de electricidad para el balanceo del modelo.

Cabe resaltar que todos los procesos, tanto los del nodo regional como los del nodo local, cuentan con un costo promedio ponderado de capital (WACC) de 7%. Asimismo, se fija una depreciación económica para la amortización de la deuda y retorno de la inversión de 20 años para todos los procesos. El objetivo de estas consideraciones es reducir la penalización derivada del tiempo de los procesos y realizar una comparación dando mayor importancia a los costos de modelación cercanos al presente. Se entiende que no todos los procesos tienen el mismo WACC ni depreciación debido a que cada uno posee un riesgo propio, pero se realiza una simplificación en la presente investigación.

Adicionalmente, se resalta que todos los procesos tienen un tiempo de vida útil técnico de 30 años a excepción de la central de balanceo debido a que ésta no cuenta con capacidad instalada al inicio de la modelación. Bajo esta asunción se considera que todos los procesos con capacidad instalada permanecen en operación, ya que la Secretaría de Energía [76] no estima la salida de ninguna central de la matriz eléctrica de la región durante el horizonte de modelación. Como en casos anteriores, en relación con la capacidad mínima y máxima utilizable, se proporciona libertad al modelo de no utilizar las tecnologías que no encuentre necesarias. Para todos los procesos, a excepción del oleaje, se considera que la mayor capacidad disponible es igual a la capacidad instalada, por lo que no se contempla la adición de nueva capacidad durante el horizonte de modelación.

Asimismo, en el caso particular de la capacidad mínima instalable, el modelo cuenta con la libertad de no utilizar cualquiera de todos los procesos regionales según el proceso de optimización de costos, mientras que, para la capacidad máxima instalable, el límite en casi todos los casos es la capacidad instalada a excepción del proceso de oleaje. En este último se cuenta con la libertad de incorporar tanta capacidad como sea necesario para satisfacer la demanda eléctrica durante el horizonte de modelación.

El recurso de salida de todos los procesos contemplados en la modelación regional es la electricidad y no se consideran pérdida por transformación de los respectivos recursos de entrada, por lo que la eficiencia de los procesos es 1. Se reitera que la finalidad del presente modelo no es representar la eficiencia de los procesos con alta fidelidad, sino con el suficiente detalle como para comprobar el objetivo de validar una metodología adicional para evaluar la incorporación de la energía del oleaje en la matriz eléctrica.

Adicionalmente, se resalta que, en el presente escenario, el proceso de transformación de la energía del oleaje se incorpora como única fuente de suministro eléctrico local, mientras que todos los procesos restantes se contemplan como suministro eléctrico regional. Para la interconexión entre ambos nodos, se establece una red de transmisión con posibilidad de intercambio eléctrico en ambas direcciones (ver).

Nodo local

Central de oleaje

La central de oleaje es un proceso de transformación del recurso de oleaje, el cual se ingresa mediante la serie de tiempo obtenida mediante el perfil de disponibilidad del recurso, cuyo proceso se explica a detalle en la sección de recurso de oleaje. Las consideraciones específicas para cada parámetro son las mismas

que para el caso de modelación local, excepto para el costo promedio ponderado de capital, el cual en este caso desciende a 7% para todos los procesos.

Tabla 16. Procesos que conforman el nodo municipal (local).

Procesos	P_I	T	$P_{I_{min}}$	$P_{I_{max}}$	C_I	C_f	C_{var}	C_r	WACC	D
Central de oleaje	0	30	0	3	2,800,000	510,000	0	0	0.07	20

Transmisión

Se incorpora una interconexión entre los dos nodos que forman parte del modelo, la cual se rige por parámetros similares a los procesos. En este caso, se utiliza una eficiencia de transmisión indicando la cantidad de energía que alcanza el nodo de destino por cada unidad enviada del nodo emisor. Se considera una potencia instalada de 10 kW, la cual tiene un tiempo de vida técnica de 20 años. Para las potencias mínima y máxima instalable, se libera al modelo para que utilice la transmisión si lo encuentra conveniente y, adicionalmente, se libera para instalar la transmisión adicional que considere pertinente, sin embargo, debido a que la capacidad instalada sobrepasa por mucho la demanda del nodo local, no se requiere la instalación de capacidad adicional. No se contemplan costos de instalación debido a que la incorporación de costos de transmisión no es el área de enfoque de la presente investigación. Por otra parte, en el área de mantenimiento y operación, solamente se consideran costos variables de 3.05 USD/MWh transmitido a través de esta línea de interconexión. Adicionalmente, se utiliza una eficiencia en ambos sentidos, es decir del nodo municipal al regional y viceversa, de 0.97 indicado que un factor de 0.03 de la electricidad transmitida se pierde en el tránsito.

Tabla 17. Transmisión internodal en modelación regional.

Transmisión	P_I	T	$P_{I_{min}}$	$P_{I_{max}}$	C_I	C_f	C_{var}	ef	WACC
Arriaga-Oriental-Arriaga	10,000	20	0	inf	0	0	3.05	0.97	0.07

Nodo regional

Se consideran una serie de procesos basados tanto en combustibles fósiles como en energías renovables para el suministro de electricidad dentro del nodo regional (ver).

Tabla 18. Procesos que conforman nodo Oriental (región).

Procesos	P_I	T	$P_{I_{min}}$	$P_{I_{max}}$	C_I	C_f	C_{var}	C_r	WACC	D
Central hidroeléctrica	5,754	30	0	5,754	2,385,667	27,703	0	0	0.07	20
Central eólica	2,138	30	0	2,138	1,720,000	26,195	0	0	0.07	20
Central de balanceo	0	0	0	1,000	1,000,000,000	1,000,000,000	0	999,999	0.07	20
Central de ciclo combinado	4,005	30	0	3,113	825,400	16,301	3	0	0.07	20
Central de combustión	1,750	30	0	1,750	2,095,000	45,796	4.070	0	0.07	20

Central hidroeléctrica

La central hidroeléctrica es un proceso de transformación del recurso hídrico determinado por la serie de tiempo obtenida a través del perfil de recurso hídrico. No se obtuvo un valor horario de disponibilidad del recurso hídrico para su aprovechamiento en centrales hidroeléctricas mexicanas, por lo que se determinó

el uso de un factor constante de 50% equivalente al factor de capacidad y toda la serie de tiempo horaria que describe la disponibilidad del recurso adquirió el mismo valor. Se entiende que dicho valor no es cercano a la realidad operacional, sin embargo, al solamente optimizar el proceso para días típicos, en este caso el día de mayor demanda del año, se asume que la central hidroeléctrica estará operando a la mitad de su capacidad durante esas horas debido a un alto consumo eléctrico.

El proceso de central hidroeléctrica disponible para la región Oriental engloba todas las centrales de aprovechamiento del recurso hídrico, por lo que su capacidad instalada en la actualidad es igual a la suma de todas sus capacidades nominales de acuerdo con la lista publicada en el PRODESEN 2019 [76].

En términos de costos, se establecen los de instalación en un total de casi 2.4 millones USD/MW. Para los costos ligados a la operación y mantenimiento de la central, solamente se establecen costos fijos de 27.7 mil USD/MW [5].

Central eólica

La central eólica es un proceso de transformación del viento determinado por la serie de tiempo obtenida mediante el cálculo del perfil de disponibilidad del recurso. El proceso a detalle se explica en la sección de recurso eólico. De forma similar a otras tecnologías, este proceso toma como recurso de entrada la capacidad de generación del viento multiplicada por el factor de disponibilidad del recurso a nivel horario, el cual se debe introducir como serie de tiempo con números entre 0 y 1 representando la cantidad de recurso disponible en cada hora del proceso de modelación. De igual forma que en casos anteriores, se utiliza la misma serie de tiempo para todo el horizonte de modelación debido a que no se espera un cambio abrupto en las condiciones del viento en el futuro.

En cuanto a los datos técnico-económicos asociados a este proceso, la capacidad instalada es de 2,138 MW y equivale a todas las centrales de generación centralizada presentes en la región de control según el PRODESEN 2019. Dicha capacidad es igual a la capacidad máxima utilizable de este proceso, lo cual indica que el modelo no tiene la facultad de instalar más capacidad que la existente al inicio del análisis.

Se establecen los costos de inversión en alrededor de 1.7 millones USD/MW, mientras que los costos fijos para operación y mantenimiento de las diferentes centrales que conforman el recurso alcanzan alrededor de 26 mil USD/MW [5].

Central de balanceo

La central de balanceo es un proceso ficticio que se incorpora únicamente como elemento de balance del modelo. Este proceso cuenta con las mismas características que para la modelación local, por lo que no se considera pertinente su reiteración.

Central de ciclo combinado

La central de ciclo combinado es un proceso de transformación de la materia prima denominada gas, la cual se encuentra disponible permanentemente en forma de stock a un precio de adquisición determinado. Por tal motivo, el modelo energético considera la inclusión de este proceso con la consideración de que, por cada unidad energética que forma parte del proceso de transformación, se incurre en un costo por su compra, a diferencia de los procesos basados en renovables, en los que no existen costos de adquisición del recurso. Dichos costos de compra de cada materia prima fueron descritos a detalle en la sección de costos de materias primas.

En cuanto a las características técnico-económicas del proceso de ciclo combinado, se sumaron las capacidades de todas las centrales de este tipo que forman parte de la región de control Oriental (4 gubernamentales y una privada) más las centrales de tipo cogeneración, las cuales utilizan la misma materia prima para llegar a un total de capacidad instalada de 4,005 MW. No se tiene contemplado el desmantelamiento de las centrales de ciclo combinado existentes en la región, por lo que su vida útil asciende a 30 años que supera el horizonte de modelación propuesto en esta investigación.

En el caso de los costos relacionados a este proceso, es pertinente señalar que tanto sus costos de instalación como los fijos son los más bajos de todos los procesos de transformación de cualquier recurso según el manual de Costos y Parámetros de Referencia de generación que publicó la empresa productiva del estado CFE (Comisión Federal de Electricidad) en 2019 [72]. En dicho manual se reporta también un costo variable por unidad eléctrica generada de 2.9 USD/MWh.

Central de combustión

La central de combustión es un proceso de transformación de la materia prima denominada combustóleo, la cual se encuentra disponible permanentemente en forma de stock a un precio de adquisición determinado. Las características generales de este proceso son las mismas que para el anterior, por lo que no se describen nuevamente.

En cuanto a las características técnico-económicas del proceso de combustión, la única central que forma parte de la región de control Oriental con consumo de esta materia prima es la denominada Termoeléctrica “Adolfo López Mateos” ubicada en Tuxpan, Veracruz, cuya capacidad reportada es de 1,750 MW. No se tiene contemplado el desmantelamiento de las centrales de ciclo combinado existentes en la región, por lo que su vida útil asciende a 30 años que supera el horizonte de modelación propuesto en esta investigación.

En el caso de los costos relacionados a este proceso, es pertinente señalar que tanto los costos de instalación como los fijos son considerablemente mayores que los de una central de ciclo y equiparables a los de una central hidroeléctrica según el manual de Costos y Parámetros de Referencia de generación que publicó la empresa productiva del estado CFE (Comisión Federal de Electricidad) en 2019 [72]. En dicho manual se reporta también un costo variable por unidad eléctrica generada de 4.07 USD/MWh.

Resultados

A continuación, se muestran los resultados de la modelación regional durante un horizonte de modelación de 2020 a 2040 con un intervalo de crecimiento de 5 años entre cada observación.

Se realizó la modelación para el día típico de mayor demanda eléctrica correspondiente al año 2020 y la gráfica comienza a las 00:00 horas de la noche y termina a las 23:00 horas del día 12 de junio. Se aprecia que todos los casos poseen un comportamiento similar, en el que la curva de color azul oscuro que representa la generación hidroeléctrica entra en primer lugar y no presenta variación horaria, es decir que el 100% de su capacidad se utiliza para el suministro eléctrico. Las curvas color gris y color azul claro correspondientes a ciclo combinado y a recurso eólico, respectivamente, se adecuan al perfil de demanda eléctrica que es menor del lado izquierdo de la gráfica y comienza a ascender en el lado derecho hasta alcanzar un valor máximo de 5,000 MW en el año 2020. Cabe mencionar que el intervalo horario

representado en la gráfica corresponde a un día entero empezando en la medianoche, por lo que es posible notar que el consumo de electricidad en la región oriental es menor durante la mañana y comienza a incrementarse en el transcurso del día hasta un valor máximo alrededor de las 10 PM. El proceso denominado Arriaga en las gráficas significa la generación de electricidad para su entrega al nodo de Arriaga, sin embargo, el consumo es sumamente pequeño, en el orden de los 5 MW, por lo que no es posible su apreciación en comparación con la demanda conjunta de la región Oriental.

Resulta interesante notar que la generación hidroeléctrica es la que participa en primer lugar con una capacidad constante igual a la multiplicación de su capacidad nominal por el factor de capacidad de la central. En segundo lugar, la generación corre por cuenta del ciclo combinado, cuyos costos son los más bajos de todas las centrales pero que debe también cubrir el costo de la compra de gas natural como recurso de entrada. La menor participación se da por la central eólica, la cual, a pesar de no contar con costos de compra de combustible, tiene costos considerablemente más elevados que la de ciclo combinado. Resulta interesante que se despliegue una central eólica con menor preferencia que una hidroeléctrica, a pesar de que la hidroeléctrica tiene mayores costos generales que la eólica, dentro de las renovables que participan en el modelo regional. pesar de que los costos generales son mayores que los correspondientes a otras tecnologías. El recurso de oleaje no cuenta con participación en ningún intervalo, es decir que no instala esta capacidad debido a que no encuentra una justificación económica para su incorporación en ningún caso.

El comportamiento durante los intervalos de modelación de los siguientes años se mantiene sin cambios relevantes respecto al primer intervalo, excepto por un incremento de la demanda conforme a la tendencia establecida en la sección de demanda eléctrica.

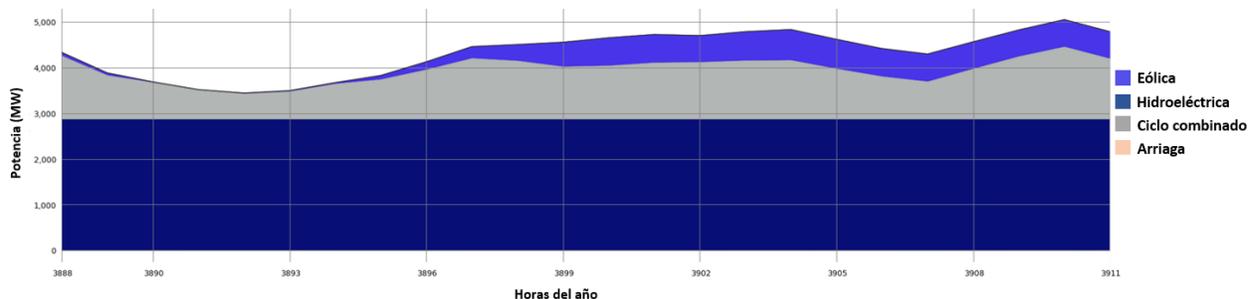


Ilustración 31. Resultados de modelación regional en año 2020.

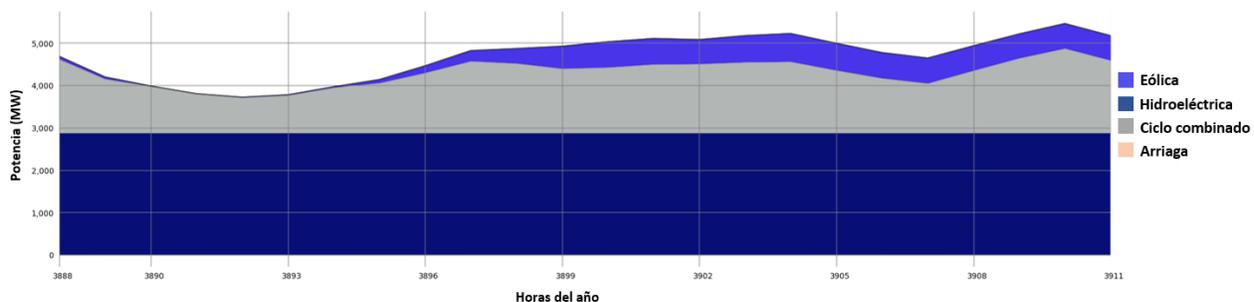


Ilustración 32. Resultados de modelación regional en año 2025.

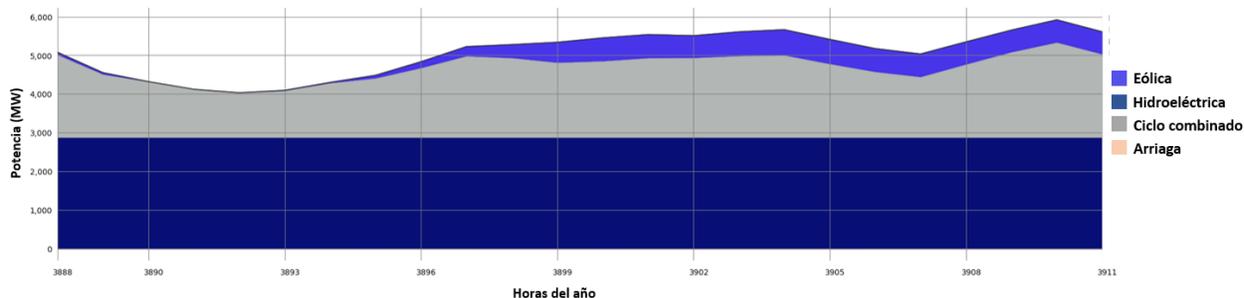


Ilustración 33. Resultados de modelación regional en año 2030.

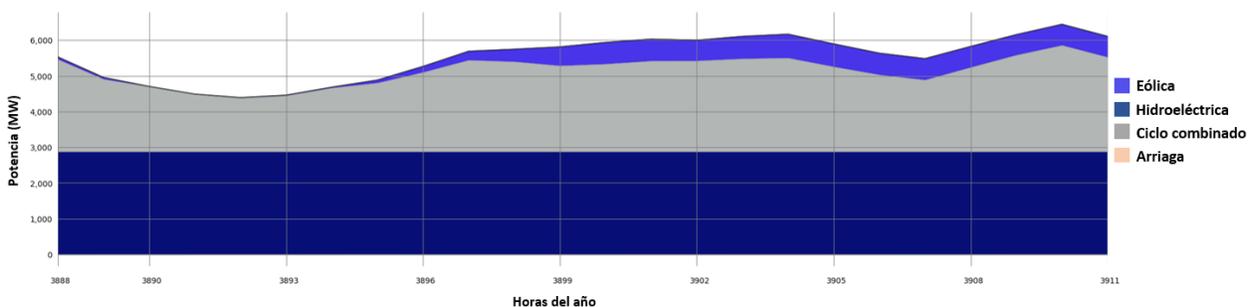


Ilustración 34. Resultados de modelación regional en año 2035.

5.4 Modelación regional sin capacidad instalada

Se realizó una variación del escenario regional, en la que únicamente se estableció que ningún proceso tendría capacidad instalada al inicio de la modelación, es decir que todos los procesos compiten por nueva instalación de capacidad, por lo que los costos de instalación reciben una ponderación mayor que en el caso original. El objetivo principal de este ejercicio es analizar la viabilidad de la energía del oleaje en un entorno de competencia menos desigual con respecto a las demás tecnologías, de forma que la central de oleaje tuviera menos desventaja debido a que primero debe incurrir en costos de instalación para poder suministrar electricidad y cubrir la demanda. La tabla xx muestra los parámetros técnico-económicos considerados para este ejercicio. Se aprecia que los valores de la primera columna correspondientes a capacidad instalada son 0 para todos los procesos.

Tabla 19. Procesos que conforman nodo Oriental (región) sin capacidad instalada.

Procesos	P_I	T	$P_{I_{min}}$	$P_{I_{max}}$	C_I	C_f	C_{var}	C_r	WACC	D
Central hidroeléctrica	0	30	0	5,754	2,385,667	27,703	0	0	0.07	20
Central eólica	0	30	0	2,138	1,720,000	26,195	0	0	0.07	20
Central de balanceo	0	0	0	1,000	1,000,000,000	1,000,000,000	0	999,999	0.07	20
Central de ciclo combinado	0	30	0	3,113	825,400	16,301	3	0	0.07	20
Central de combustión	0	30	0	1,750	2,095,000	45,796	4.070	0	0.07	20

Resultados

A continuación, se muestran los resultados de la modelación regional sin capacidad instalada durante un horizonte de modelación de 2020 a 2040 con un intervalo de crecimiento de 5 años entre cada observación.

Se realizó la modelación para el día típico de mayor demanda eléctrica correspondiente al año 2020 y la gráfica comienza a las 00:00 horas de la noche y termina a las 23:00 horas del día 12 de junio. Se aprecia que todos los casos poseen un comportamiento similar, en el que la curva de color gris que representa la generación por ciclo combinado entra en primer lugar y no presenta variación horaria, es decir que el 100% de su capacidad se utiliza para el suministro eléctrico. Las curvas color azul y rosa correspondientes a hidroeléctrico y a combustión, respectivamente, se adecuan al perfil de demanda eléctrica que es menor del lado izquierdo de la gráfica y comienza a ascender en el lado derecho hasta alcanzar un valor máximo de 5,000 MW en el año 2020. Cabe mencionar que el intervalo horario representado en la gráfica corresponde a un día entero empezando en la medianoche, por lo que es posible notar que el consumo de electricidad en la región oriental es menor durante la mañana y comienza a incrementarse en el transcurso del día hasta un valor máximo alrededor de las 10 PM. El proceso denominado Arriaga en las gráficas significa la generación de electricidad para su entrega al nodo de Arriaga, sin embargo, el consumo es sumamente pequeño, en el orden de los 5 MW, por lo que no es posible su apreciación en comparación con la demanda conjunta de la región Oriental.

Resulta interesante notar que, cuando la capacidad instalada es nula y el modelo debe seleccionar el orden de despacho de las centrales disponibles, la tecnología de ciclo combinado es la primera en tener participación, a pesar de recurrir a un recurso en stock, en el que forzosamente se incurre en un costo adicional por compra del gas natural. La generación hidroeléctrica tiene participación en segundo lugar, pero la instalación del año 2020 es menor a una décima parte del límite de capacidad instalable y conforme transcurre el modelo, la instalación aumenta hasta un total aproximado de 3,200 MW, ligeramente más de la mitad del límite (56%). Este fenómeno sucede aún con la consideración de que el factor de disponibilidad del recurso hídrico es constante durante todo el año, lo que indica que los costos fijos son un impedimento importante para la instalación de una mayor capacidad de este proceso. En cuanto al proceso de combustión, el modelo instala el 100% de la capacidad instalable en el primer intervalo, lo que deja una matriz energética basada en combustibles fósiles con una pequeña participación de los procesos hidroeléctricos de apenas 7.6% en relación con la capacidad instalada total para el año 2020. Esta tendencia crece hasta un 39.7% para el 2035 sin considerar instalación adicional de cualquier otro proceso.

Resulta interesante que no existe instalación de capacidad eólica a pesar de que sus costos son menores que los de la tecnología hidroeléctrica, lo que da pie a considerar que el software otorga preferencia a procesos con menor variabilidad en la disponibilidad del recurso asociado.

El recurso de oleaje no cuenta con participación en ningún intervalo, es decir que no instala esta capacidad debido a que no encuentra una justificación económica para su incorporación en ningún caso.

El comportamiento durante los intervalos de modelación de los siguientes años se mantiene, a grandes rasgos, sin cambios relevantes respecto al primer intervalo. Por una parte, a medida que transcurre el tiempo, existe un incremento de la demanda conforme a la tendencia establecida en la sección de demanda eléctrica y, por otra, el orden de despacho de las centrales en el año 2030 se modifica para otorgar prioridad a la central hidroeléctrica por encima del ciclo combinado, además de haber un crecimiento en el suministro por parte de la central hidroeléctrica. La razón es la reducción de costos en la compra de gas natural para la operación del ciclo combinado y optando por un proceso sin costos variables adicionales relacionados a la generación eléctrica.

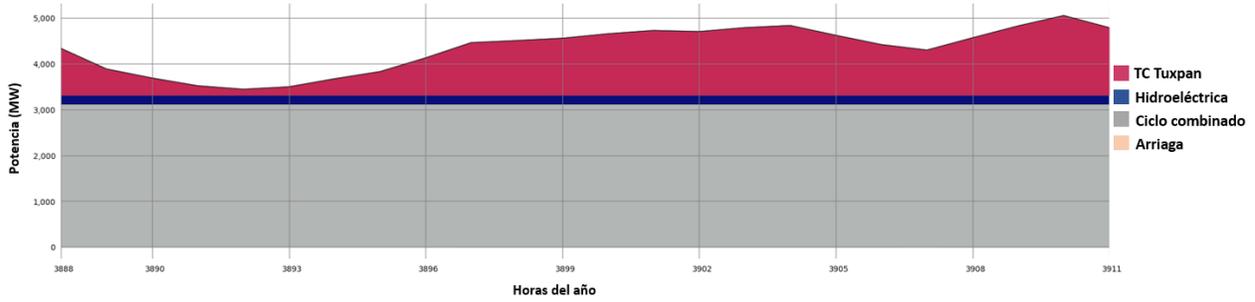


Ilustración 35. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2020.

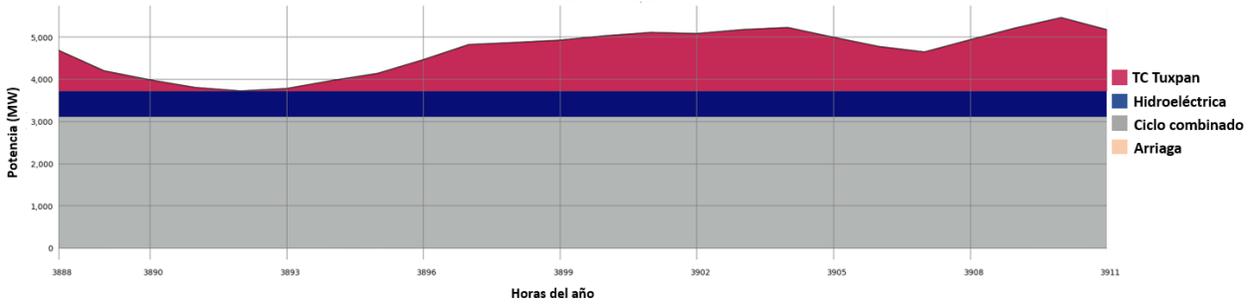


Ilustración 36. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2025.

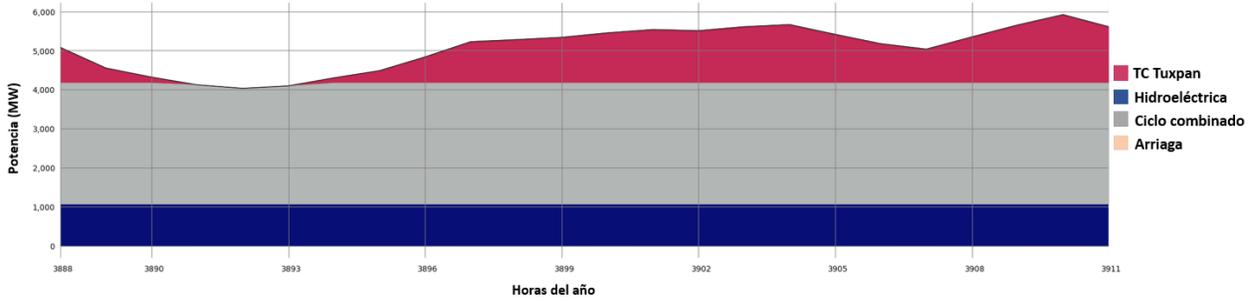


Ilustración 37. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2030.

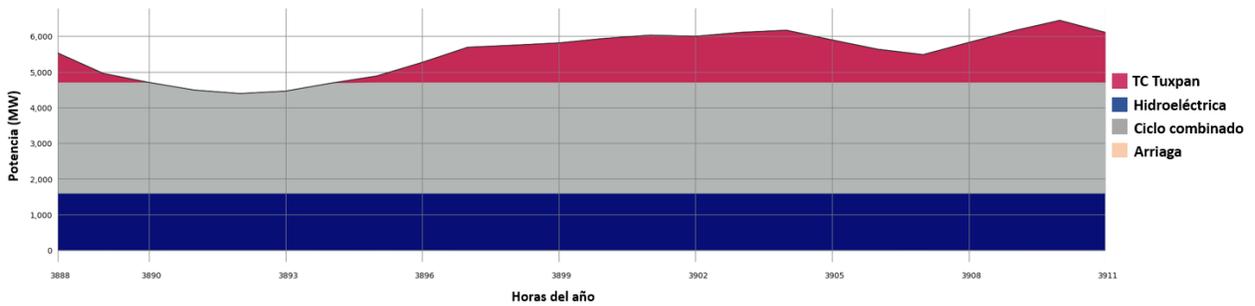


Ilustración 38. Resultados de modelación regional sin capacidad instalada en año 2035.

6. Conclusiones

En este escrito se propuso una metodología alternativa compuesta por dos grandes etapas para robustecer la evaluación de la viabilidad de la energía del oleaje tomando como caso de estudio las costas de la República Mexicana.

La primera etapa corresponde a la selección preliminar de un sitio de instalación basada en la identificación de la tecnología más apropiada en conjunto con la caracterización del recurso de oleaje en una zona de estudio determinada. Para la identificación de la tecnología se propone utilizar una clasificación de cinco indicadores técnicos, económicos y medioambientales, mientras que la determinación de las condiciones de oleaje prevaletientes en el sitio de interés se vale de la teoría de oleaje en un mar totalmente desarrollado, cuyos parámetros (altura de ola significativa, periodo energético, periodo máximo y la batimetría) se obtienen a partir de la base de datos meteorológica de libre acceso ERA5. Una vez detectadas las posibles zonas de aprovechamiento del oleaje, este escrito propone la confrontación con el sistema eléctrico al cual se conectaría para realizar el suministro, específicamente en términos de la disponibilidad de la infraestructura (existencia de nodos de interconexión/líneas de transmisión) y demanda eléctrica de áreas cercanas. La aplicación de la primera etapa al caso de estudio arrojó la utilización de un dispositivo tipo absorbedor puntual y el sitio de instalación con mejores perspectivas según las condiciones de oleaje estudiadas durante un periodo de 8 años es la costa del Istmo de Tehuantepec, específicamente la zona costera frente al municipio de Arriaga en el estado de Chiapas. En este sitio, existen las condiciones de interconexión a la red de transmisión y una demanda considerable en relación con otros municipios costeros, además de una mayor disponibilidad del recurso en relación con otras zonas costeras de la costa del Pacífico. No obstante, con base en el estudio de compatibilidad entre el dispositivo y la caracterización del oleaje aplicado al caso de estudio, se encontró que las características técnicas del absorbedor puntual propuesto carecen de compatibilidad con la disponibilidad del recurso, lo cual merma significativamente la cantidad de energía extraída del oleaje, por lo que la eficiencia del proceso disminuye considerablemente. Este escrito intenta remediar esta situación mediante la revisión de una mayoría de los dispositivos disponibles y la propuesta de selección de uno con mejores propiedades de adaptación a las condiciones predominantes en el sitio, pero aún es deseable alcanzar un estado de madurez de la tecnología que permita indicar y adaptar el principio de funcionamiento más adecuado con base en unas condiciones de oleaje determinadas. Es importante considerar que los dispositivos existentes están diseñados para condiciones de altura de ola y periodo energético que difícilmente se presentan en zonas tropicales, por lo que la selección de un dispositivo en etapas avanzadas de desarrollo y optimizado para condiciones de altas latitudes resulta poco conveniente si el sitio de instalación se encuentra en zonas de bajo periodo energético y bajas alturas significativas como el caso de estudio. Resulta sumamente necesario realizar una investigación más exhaustiva de las zonas costeras tropicales con alto potencial de oleaje de forma que se puedan determinar las características de los dispositivos para condiciones diferentes a las de los países donde comúnmente existe innovación en este ámbito debido a condiciones del recurso más favorables.

La segunda etapa de esta metodología corresponde a la evaluación de la instalación mediante modelación energética utilizando un software de acceso abierto denominado urbs capaz de considerar diferentes tipos de recursos como oleaje, solar, eólico, entre otros, así como los procesos dedicados a su

transformación, y los indicadores económicos asociados tanto a la adquisición como transformación y venta de los diferentes recursos enlistados. La información generada en la etapa de selección del sitio de instalación en relación con la caracterización del recurso de oleaje y la identificación de la demanda eléctrica municipal anual fue transformada a series de tiempo horarias para su incorporación al modelo energético. Asimismo, para el sitio de estudio se crearon dos escenarios hipotéticos a niveles geográficos distintos: 1) nivel local (municipal) tomando en cuenta un tipo de suministro distribuido de la energía eléctrica generada a partir del oleaje y comparando con la existencia de una central solar fotovoltaica, y 2) nivel regional (región de control Oriental) tomando en cuenta un tipo de suministro centralizado con interconexión a la red de transmisión, en el que se consideran las tecnologías ya existentes actualmente en la región de control Oriental. Los resultados más relevantes de la modelación aplicada al caso de estudio muestran que para el escenario local el oleaje se comienza a despachar después de los primeros cinco años de operación debido a que los costos de esta tecnología son muy superiores a los precios de compraventa de la electricidad en el nodo eléctrico del municipio. No obstante, una vez transcurrido este periodo, debido a que se determinó un incremento anual aproximado del 30% de los costos de compraventa a partir de la tendencia existente entre los años 2016 a 2020, la energía del oleaje encuentra condiciones viables para su instalación y despacho. Por otra parte, para la modelación regional la energía del oleaje no encuentra justificación para su incorporación al suministro eléctrico en ningún caso debido a que sus costos son considerablemente mayores que los de otras tecnologías ya existentes en la región de control Oriental. Se propuso un subescenario adicional, en el que no existiera capacidad instalada al inicio del horizonte de modelación con el objetivo de que todas las tecnologías ya existentes en el sitio compitieran con menor desigualdad de condiciones en términos de costos de instalación, pero el resultado aún revela que los costos del oleaje son demasiado altos en relación con otras tecnologías. No obstante, esta metodología que considera un periodo de tiempo más largo y que incorpora curvas de demanda horarias, curvas de suministro horarias de cada recurso renovable y la capacidad de variar los costos en cada periodo, resulta sumamente atractiva para que exista el impulso de esta tecnología con gran potencial de participación en la matriz eléctrica, en contraste con las herramientas de modelación energética disponibles en la actualidad tales como son la Producción Anual de Energía y el Costo Nivelado de la Energía que resultan convenientes para primeras aproximaciones pero quedan muy cortas al momento de considerar seriamente la inversión en un proyecto debido a que no toman en cuenta aspectos como la intermitencia de otras fuentes mucho más implementadas como la solar y la eólica. Adicionalmente, los escenarios creados como parte del caso de estudio de este escrito sientan las bases para la determinación de las condiciones de desarrollo de la energía del oleaje en comparación con otras tecnologías, sin embargo, un aspecto a considerar en el futuro que puede repercutir de forma importante en los resultados es la incorporación de curvas de aprendizaje sobre todo para la energía del oleaje que implican un descenso sustancial de los costos a medida que la tecnología logra un mayor desarrollo.

Por último, es necesario un mayor desarrollo de capacidad técnica para analizar y determinar el potencial del recurso, dado que existen muy pocos centros de especialidad a nivel mundial. Este escrito presenta una metodología para determinar el potencial de oleaje con acceso a información disponible en plataformas de acceso abierto y con una relativa simplicidad de la información presentada. Sin embargo, se resalta como trabajo a futuro la necesidad de contar con información de oleaje cuantificada directamente en los sitios de interés con el objetivo de realizar un estudio con mayor grado de especificidad.

La energía del oleaje se encuentra en un estado de madurez precario con respecto a otras tecnologías que han recibido un impulso mucho más importante a lo largo de las últimas décadas. La transición energética se basó en los recursos renovables solar y eólico, por lo que sus costos han disminuido notablemente, sin embargo, hoy se evidencia que estos dos recursos no resultan suficientes para un abastecimiento estable de un sistema eléctrico debido a su gran intermitencia. Un esquema de participación de otras fuentes renovables resulta sumamente deseable para aumentar la proporción de suministro limpio a la red. El oleaje cuenta hoy más que nunca con un entorno propicio para su desarrollo, sin embargo, se debe enfocar en estos y otros factores si desea tener una participación preponderante en algún momento del futuro próximo.

Anexo 1

Descripción general del oleaje

Mecánica del oleaje

Una ola marina en su forma más básica es una variación sinusoidal en la elevación de la superficie marina y se puede definir con tres parámetros.

- Altura H : Distancia vertical desde el punto más alto hasta el punto más bajo de la ola
- Longitud λ : Distancia longitudinal entre dos puntos similares de la ola
- Periodo T : Tiempo que tarda una ola completar una longitud y regresa al punto inicial

Existen parámetros adicionales que resultan útiles para realizar su caracterización.

Inclinación de ola (steepness): $s = H/\lambda$

Número de ola (wave number): $k = 2\pi/\lambda$

Frecuencia de ola: $\omega = 2\pi/T$

Particularmente, la inclinación de ola es utilizada para diferenciar entre olas lineales y no lineales. Una ola lineal se distingue por tener un valor de inclinación igual o menor a 0.01, por lo que es posible aplicar la teoría de ola de Airy (*Airy Wave Theory*). En la realidad, esta teoría se aplica, aunque las características de inclinación de la ola sean muy superiores a 0.01.

Dispersión de las olas

Una característica particular de las olas del mar es que generalmente son dispersivas, lo cual significa que la energía en la ola no viaja a la misma velocidad que el perfil de ola. En estos casos existe una ola de mayor magnitud que las ondas más pequeñas que la suceden, las cuales viajan a una velocidad menor. La velocidad de una cresta típicamente se conoce como celeridad de ola c , mientras que la velocidad de propagación de la energía se denomina velocidad de grupo C_g .

Ecuación general para la velocidad de grupo C_g

$$C_g = \frac{1}{2} \left[1 + \frac{4\pi d/\lambda}{\sinh(4\pi d/\lambda)} \right]$$

En aguas profundas (ver Ilustración 2), la velocidad de grupo C_g es igual a la mitad de la celeridad de ola.

Ecuación general para la celeridad de ola

$$c = \frac{\lambda}{T} = \frac{gT}{2\pi} \tanh\left(\frac{2\pi d}{\lambda}\right)$$

La ecuación general de celeridad o ecuación de dispersión permite definir la longitud de ola basada en el periodo y la profundidad del lecho marino.

Metodologías espectrales

Una variedad de metodologías espectrales se ha sugerido para representar un estado del mar completamente desarrollado. El método más común hoy en día es el ideado por Pierson y Moskowitz en

1964 y se le denomina Espectro de Pierson-Moskowitz (PM). En este se asume que el viento ha interactuado con el agua a lo largo de una distancia suficientemente larga de forma que se encuentre en equilibrio con el mar, por lo que se considera un estado del mar completamente desarrollado y el espectro es dependiente únicamente de la velocidad del viento. Se han ideado otras metodologías como la conducida por Hasselman et al. en el proyecto JONSWAP consideradas como procesos de refinación de la PM para estados del mar no desarrollados y que dependen de la velocidad del viento y la distancia a lo largo de la que sopla el viento. La presente investigación no pretende realizar un análisis de oleaje no desarrollado, por lo que el método JONSWAP no será descrito.

A continuación, se presenta la ecuación de densidad de variación espectral $S(\omega)$ para la obtención del espectro de PM para oleaje desarrollado.

$$S(\omega) = \frac{\alpha g^2}{\omega^5} \exp \left[-\beta \left(\frac{\omega_p}{\omega} \right)^4 \right]$$

Donde:

ω : frecuencia de ola

$\omega_p = \frac{g}{U_{19.5}}$: frecuencia pico de oleaje

$U_{19.5}$: velocidad del viento en dirección del oleaje a 19.5 metros de altura sobre el agua

g : aceleración gravitacional

Asimismo, las metodologías antes referidas consideran exclusivamente estados del mar generados a partir de una fuente única de viento. En circunstancias reales, el mar puede estar compuesto por oleaje originado a partir de diferentes direcciones de viento y diferentes longitudes de interacción del viento con el agua. A estos estados se les conoce como estados bimodales con diferentes direcciones y frecuencias. En este caso, aunque existe interacción entre olas creadas a partir de diferentes fuentes, la interacción es pequeña y, generalmente, los espectros se pueden superponerse linealmente con relativamente poca disminución en la precisión.

Anexo 2

Principio de operación general de convertidores de energía del oleaje

A continuación, se describen las tecnologías convencionales de aprovechamiento del oleaje según el principio de funcionamiento.

Clasificación por sistema de toma de fuerza

En cuanto al sistema de extracción de potencia (power take-off), este se puede dividir en tres tipos diferentes: de transmisión mecánica, de transmisión hidráulica y de transmisión directa.

Transmisión mecánica

El primero está basado principalmente en mecanismos de engranes, de piñón y cremallera o de tornillo sin fin. Para su funcionamiento adecuado, se utiliza por lo general un sistema de transmisión para

aumentar la velocidad de rotación dado que el movimiento rotacional obtenido de la traslación de la boya usualmente es muy pequeño, pero de gran fuerza [51]. Asimismo, suele utilizarse un rodamiento unidireccional con el objetivo de tener a la salida un movimiento relativamente estable y continuo.

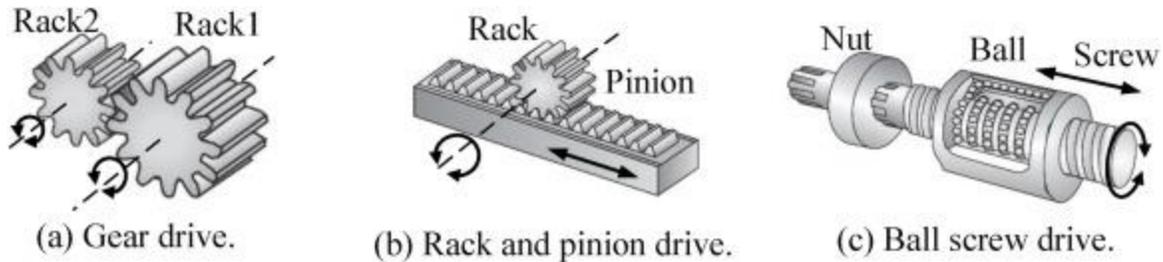


Ilustración 39. Arreglo de sistemas mecánicos para WECs [39].

Transmisión hidráulica

Un sistema hidráulico cuenta con una transmisión flexible, almacenamiento de energía estable y gran torque, lo cual es útil para las características de amplitud y frecuencia variables del oleaje. En esencia, la transmisión hidráulica de este sistema utiliza dos reservorios de fluido a alta y baja presión para realizar el almacenamiento de energía y un pistón accionado mecánicamente por el oleaje para aumentar la presión del fluido en el sistema y así, que éste sea descargado a un generador para la obtención de energía eléctrica.

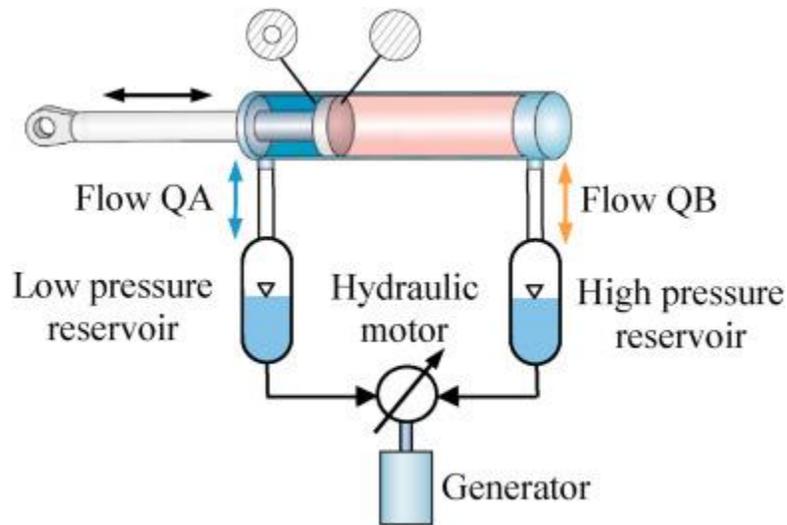


Ilustración 40. Sistema hidráulico en WECs [39].

El convertidor hidráulico se destaca como uno de los más económicos y su subdivisión contiene tres tipos adicionales: el primero denominado absorbedor puntual, el segundo con el nombre de atenuador y el tercero nombrado terminador.

Transmisión directa

Una transmisión directa aprovecha las oscilaciones que el oleaje transmite al dispositivo para obtener un movimiento lineal recíprocante. En esencia, un accionador que contiene múltiples embobinados se desplaza al interior de una cámara con imanes permanentes en las paredes por efecto de la transmisión de potencia del oleaje. En comparación con otros métodos de extracción de energía, la ventaja de la transmisión directa es que se genera electricidad sin la necesidad de una etapa intermedia de transformación, de forma que se reduce la complejidad de diseño, la necesidad de operación y los costos de mantenimiento.

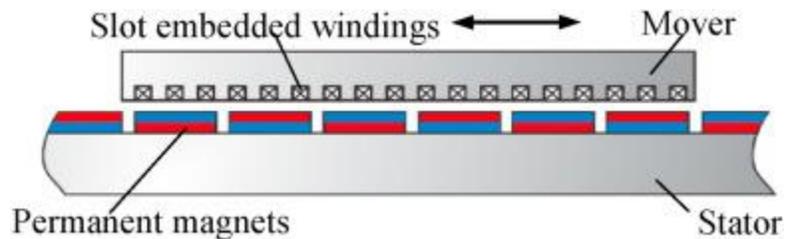


Ilustración 41. Sistema de transmisión directa [39].

Clasificación por alineación direccional

Absorbedor puntual

El absorbedor puntual más simple se compone de una boya oscilante desplazándose respecto a un sistema de referencia fijo como sería el fondo marino y sus dimensiones horizontales en el sitio de instalación son mucho menores que la longitud de ola. Uno de los primeros diseños consistía en un flotador esférico que oscilaba debido al oleaje y estaba anclada al fondo marino con ayuda de una junta universal. Sin embargo, el concepto de un cuerpo flotante con movimiento relativo al lecho marino puede presentar dificultades ya sea por la profundidad del mar o por los cambios en la altura del mar debido a mareas. Por estas razones se introdujo el concepto de sistemas multicuerpo, en el que la energía se aprovecha debido al movimiento relativo entre los diferentes componentes del sistema.

Uno de los dispositivos más destacados recientemente ha sido el PowerBuoy desarrollado por la compañía americana Ocean Power Technologies [77] y consiste en un flotador con forma de disco que se mueve con relación a un cuerpo cilíndrico sumergido con un amortiguador horizontal cuyo objetivo es aumentar la inercia a través de la masa del agua circundante. El movimiento oscilante entre ambos cuerpos es convertido en electricidad por medio de un sistema de extracción hidráulico.



Ilustración 42. Preparación de PowerBuoy para inmersión.

Tipo atenuador

Un dispositivo de esta clase consiste en una serie de cuerpos con independencia de flotación entre sí. Al ser sometidos a oscilación por efecto del oleaje, se presenta un desplazamiento angular entre cada cuerpo, lo que acciona un sistema en su interior para la generación de electricidad. Uno de los dispositivos undimotrices más famosos, el Pelamis, contaba con este principio de funcionamiento y consistía en una estructura articulada flotante que asemeja a una serpiente compuesta de 4 secciones cilíndricas unidas por articulaciones tipo bisagra y alineadas con la dirección del oleaje. El movimiento inducido por el oleaje se transmite hasta un sistema hidráulico en el interior del dispositivo, lo que impulsa un aceite de alta presión a una serie de motores accionan un generador eléctrico. La potencia nominal de este artefacto se estimó en 750 kW.

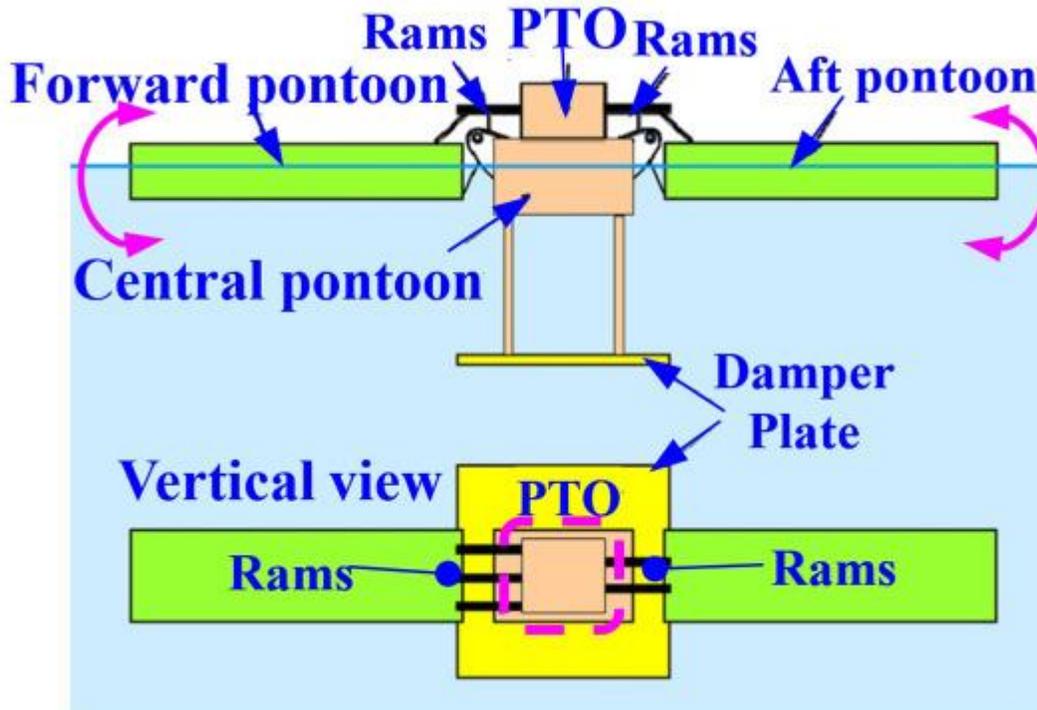


Ilustración 43. Principio de funcionamiento de atenuador [39].

Tipo terminador

Un dispositivo de cuerpo oscilante tipo bisagra consiste en el cabeceo de un péndulo invertido con fijación en el fondo marino. Este tipo de convertidores usualmente se coloca de forma perpendicular al oleaje incidente para alcanzar una mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía. Uno de los dispositivos más conocidos de esta clase fue el Oyster, cuyo principio de funcionamiento se basa en un péndulo boyante que oscila medida que las olas interactúan con el dispositivo, lo que acciona un par de cilindros hidráulicos que transportan agua a la costa por medio de una tubería submarina. El flujo de agua produce el funcionamiento de un generador hidroeléctrico para generar electricidad. Esta clase de dispositivos se encuentra diseñada para instalación en sitios cercanos a la costa con profundidades de 10 a 15 m.

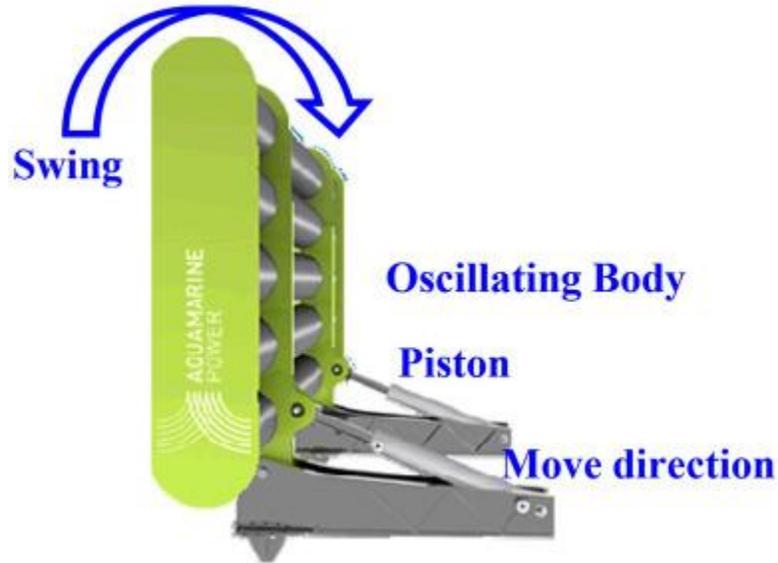


Ilustración 44. Componentes de terminador [39].

Clasificación por principio de funcionamiento

Tipo columna de agua oscilante

Este método de conversión utiliza el aire como medio de conversión y se compone de una o más cámaras de aire abiertas de la parte superior e inferior a la atmósfera y al agua marina, respectivamente. Cuando una ola incidente alcanza la parte inferior de la cámara de aire, se fuerza a la columna de aire en el interior a moverse verticalmente hacia arriba y fuera de la cámara. Con ello, se produce un flujo de aire oscilante que depende del aumento en el nivel de la superficie marina. En la parte superior de la cámara se coloca una turbina como dispositivo de extracción de potencia conectada a un generador por medio de una flecha motriz, con lo cual, a través de un movimiento rotacional, se produce energía eléctrica. Dado que el movimiento del aire dentro de la cámara es recíprocante, se deben introducir turbinas bidireccionales puesto que pueden extraer potencia de un flujo de aire en sentido tanto positivo como negativo.

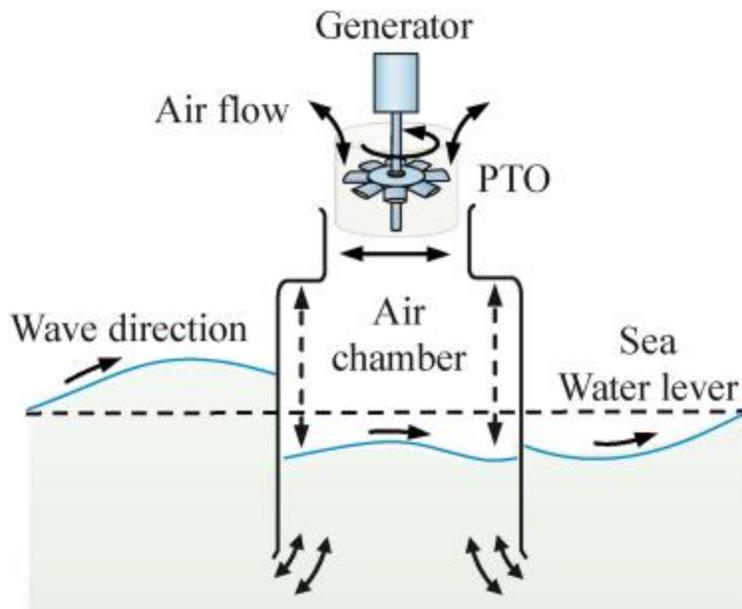


Ilustración 45. Sistema de columna de agua oscilante [39].

De rebase

La tecnología de generación eléctrica por rebase se basa en la energía cinética que posee el oleaje para escalar una pendiente hasta alcanzar un reservorio donde la energía cinética del agua se convierte en energía potencial. El agua dentro del reservorio es guiada hacia un conducto estrecho donde se encuentra una turbina de flujo axial similar a las de las centrales hidroeléctricas convencionales unida a un generador mediante una flecha motriz. El flujo de agua a través del conducto acciona la turbina y ésta a su vez ocasiona un movimiento rotatorio en la flecha y el generador.

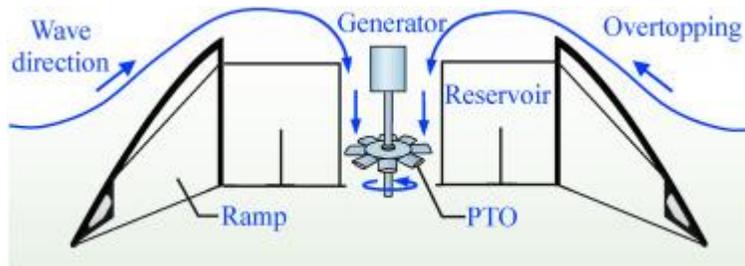


Ilustración 46. Sistema de rebase [39].

Anexo 3

Sistema eléctrico mexicano

Infraestructura del sistema eléctrico

El sistema eléctrico nacional se divide en 9 regiones de control y un pequeño sistema eléctrico (ver Ilustración 47). Todas las regiones excepto los sistemas Baja California, Baja California Sur y el pequeño sistema Mulegé se encuentran interconectadas entre sí y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y capacidades disponibles, lo que hace posible un intercambio de electricidad general de mayor confiabilidad y robustez técnica. Cabe resaltar que los tres sistemas ubicados en la península de Baja California se encuentran aislados entre sí y del resto de la red de transmisión nacional.

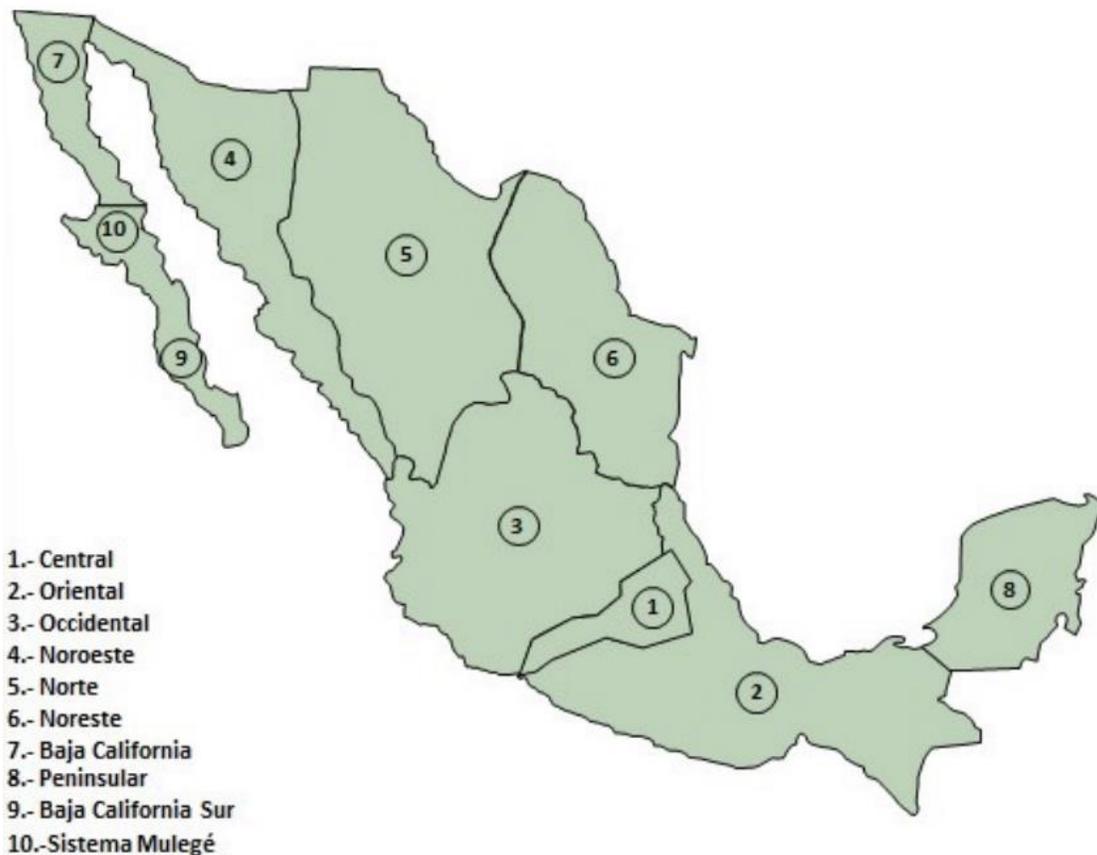


Ilustración 47. Sistema Eléctrico Nacional.

La Red Nacional de Transmisión (RNT) ha sido desarrollada completamente por parte del estado mexicano a través de la Empresa Productiva del Estado denominada Comisión Reguladora de Energía (CFE). Esta red se compone de líneas de transmisión a distintos niveles de tensión, siempre igual o por encima de los 69 kV y es la encargada de transmitir la electricidad entre generadores y consumidores. Los puntos de entrada y salida de energía a la red de transmisión se denominan nodos y en estos, el CENACE establece puntos de control mediante requerimientos técnicos particulares de tensión y frecuencia con el objetivo de mantener la correcta operación del sistema eléctrico nacional en todo momento. Este órgano publica

periódicamente un catálogo de todos los nodos del sistema, en el que se incluyen las características como el municipio donde se encuentra ubicado y la región de control a la que pertenece. En la imagen xxx se aprecia la ubicación de las redes de transmisión a nivel nacional, así como las centrales que interconecta dicha red.

La RNT se encuentra agrupada en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas y las 6 restantes pertenecen a los sistemas aislados en Baja California. En 2017, la capacidad de las interconexiones fue de 76,697 MW. Solamente en el SIN, la capacidad de transmisión de los enlaces fue de 74,929 MW. La mayor capacidad se concentra en la región de control Noroeste.

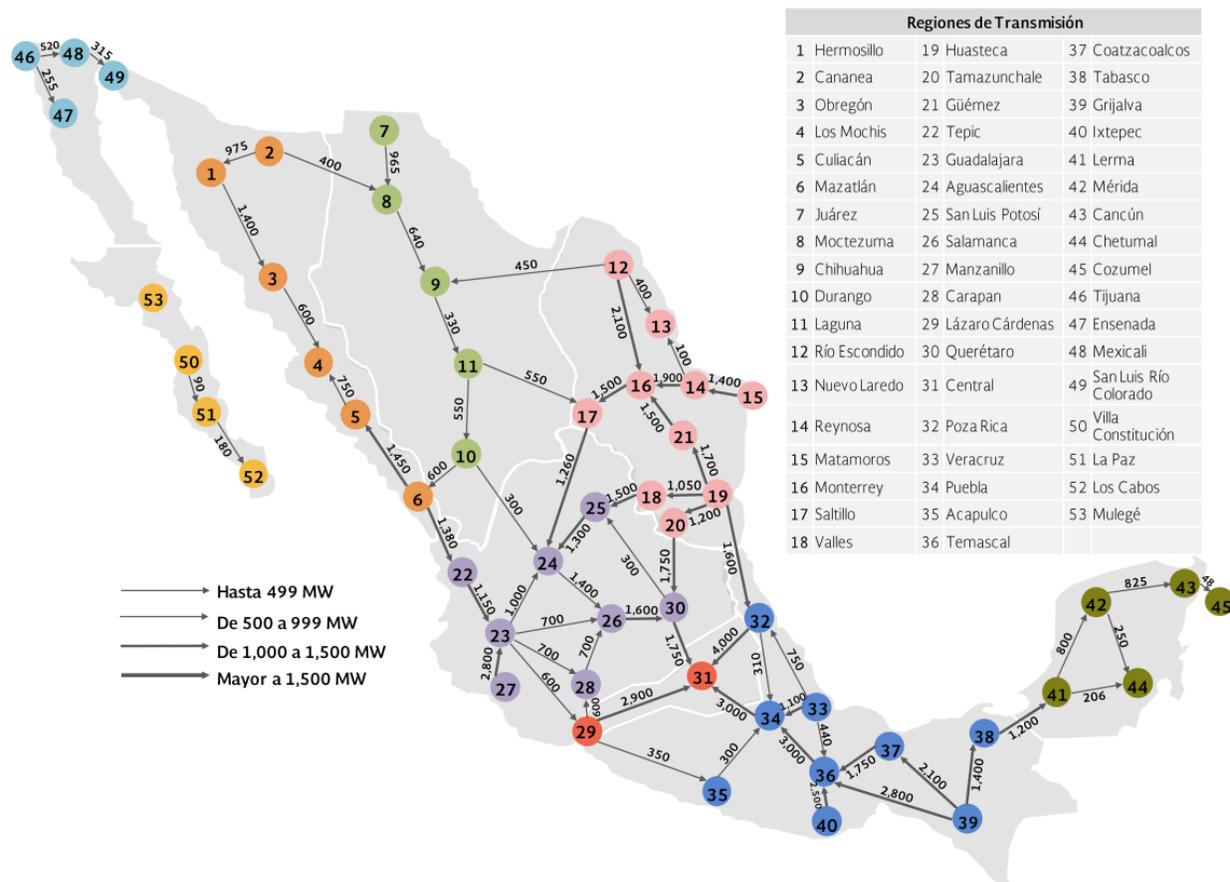


Ilustración 48. Capacidad de interconexión del Sistema Eléctrico Nacional.

Demanda eléctrica

El Centro Nacional para el Control de la Energía (CENACE) es el órgano regulatorio encargado del control y monitoreo del sistema eléctrico nacional. Entre otras actividades, se encarga de expedir los datos de balance eléctrico de las distintas regiones de control, así como la generación y el consumo de cada una de ellas.

Desde el punto de vista de la demanda eléctrica (consumo), es importante resaltar que los factores climáticos como temperaturas extremas, tanto frías como calurosas, tienden a afectar la cantidad de electricidad que se debe producir para satisfacer necesidades básicas. Otros factores que también pueden modificar el comportamiento de la demanda es el crecimiento poblacional, el cual se encuentra estrechamente ligado, por ejemplo, a la necesidad de fabricación de una mayor cantidad de productos y la oferta de servicios adicionales para satisfacer necesidades dependientes del poder adquisitivo de la población creciente. El precio general de productos energéticos como electricidad y gas influye también en los patrones de crecimiento del consumo eléctrico. Dejando de lado el aspecto social de la demanda eléctrica y pasando a un plano técnico, dos aspectos son críticos en el comportamiento de la demanda: las pérdidas y la eficiencia eléctricas. Las primeras ocurren debido al calentamiento de los elementos conductores o de los equipos de transformación y medición en el ámbito meramente técnico. Por otra parte, las pérdidas no técnicas asociadas a uso ilícito de la red, fallas en la medición y errores en la facturación también pueden afectar considerablemente la demanda eléctrica. En cuanto a la eficiencia energética, la modernización de equipos a todas las escalas es una de las medidas que más impacto tienen en la demanda eléctrica, pues es posible realizar el mismo trabajo con un consumo menor. De ahí que organismos gubernamentales y privados promuevan constantemente la sustitución de equipos de alto consumo por aquellos de alta eficiencia energética.

En términos de cuantificación de la demanda eléctrica en México, en 2019 el consumo nacional de todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue de 324,927 GWh, lo que representa un incremento de 2.1% respecto del año anterior.

Las regiones eléctricas del norte del país (Noroeste, Norte y Noreste) en conjunto fueron las de mayor crecimiento debido a las altas temperaturas en verano. La Tabla xxxx muestra el consumo eléctrico por región y se observa que la Occidental tiene la mayor participación en consumo con 69,697 GWh equivalente a un 21.4% del total nacional.

Tabla 20. Consumo eléctrico por región.

CONSUMO BRUTO				
	2018		2019	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA				
Eléctrico Nacional (SEN)	318,236	2.7	324,927	2.1
Interconectado Nacional (SIN)	300,787	2.6	307,327	2.2
Baja California (BCN)	14,536	5.1	14,621	0.6
Baja California Sur (BCS)	2,759	5.2	2,823	2.3
Mulegé (MUL)	155	1.8	155	0.1
GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL				
Central (CEL)	61,293	1.0	60,853	-0.7
Oriental (ORI)	50,285	3.5	51,655	2.7
Occidental (OCC)	68,107	2.1	69,697	2.3
Noroeste (NOR)	24,684	1.6	24,966	1.1
Norte (NTE)	27,000	4.0	28,868	6.9
Noreste (NES)	56,430	3.7	57,418	1.8
Peninsular (PEN)	12,989	3.9	13,872	6.8

En cuanto al comportamiento temporal de la demanda, entre los meses de mayo a octubre se presentó el 54.6% del consumo total anual del 2019, mientras que el remanente corresponde a los meses restantes. La demanda más alta del año 2019 se presenta el 20 de junio a las 17:00 hrs con un valor de 45,946 MWh/h, mientras que la más pequeña surgió el 25 de diciembre a las 10:00 hrs con un valor de 20,258 MWh/h.

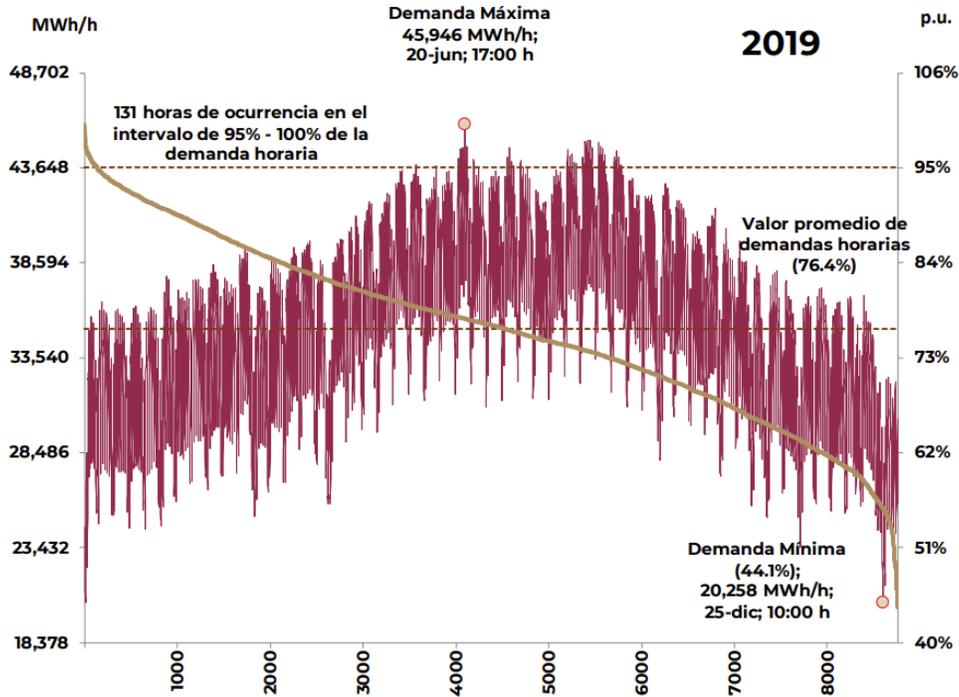


Ilustración 49. Curva de carga del SIN en 2019.

Pronóstico de demanda eléctrica

El pronóstico de demanda de electricidad durante un intervalo temporal representa una de las tareas más importantes de los órganos encargados de garantizar el suministro eléctrico debido a que se establece la ruta mediante la cual es posible satisfacer el consumo futuro del país. Como parte del proceso de planeación del sistema eléctrico, el CENACE realiza la estimación a partir de indicadores de crecimiento económico, usuarios y de precios de combustibles para la generación eléctrica. Este órgano considera dos métodos de pronóstico para estimar el consumo final de electricidad que se explican a continuación, entre otros parámetros técnicos igualmente importantes para el funcionamiento del sistema nacional.

Suavización exponencial: consiste en la estimación de valores futuros de la serie de tiempo de una variable a partir de información histórica tomando en cuenta el patrón sistemático de la variable de estudio con base en componentes como tendencia, estacionalidad o ambos.

Modelo ARIMA: se compone de un análisis de propiedades probabilísticas o estocásticas en los modelos de series de tiempo de una variable para identificar el patrón de valores pasados como media móvil que permita obtener la predicción futura de la variable.

Con ello, el CENACE obtiene una ecuación de regresión múltiple para determinar el consumo de energía eléctrica por cada región de control en un horizonte de 15 años.

$$\widehat{CE}_{x,y} = \beta_0 + \beta_1 \widehat{CF}_{x,y} + \beta_2 \widehat{PM}_{x,y} + \beta_3 \widehat{US}_{x,y} + \beta_4 \widehat{PTB}_y + \varepsilon$$

$$\forall x = 1, \dots, 10; \forall y = 1, \dots, 15$$

Donde:

e: término de error

x: regiones de control

y: años de planeación desde 1 a 15

B: parámetros a estimar

CE: pronóstico de consumo de energía eléctrica

CF: pronóstico de consumo final establecido a partir de

$$CF_{x,y} = VE_{x,y} + EAR_{x,y}$$

$$x = 1, \dots, 10; \forall y = -12, \dots, 0$$

VE: venta de energía de cada región en cada año

PM. Pronóstico de precio medio de electricidad

US: pronóstico de usuarios finales

PIB: pronóstico de producto interno bruto

Precios de la electricidad

La electricidad obedece a un esquema de comercialización como cualquier otro mercado, en el que se debe pagar por la energía que se consume o se extrae de la red de transmisión y se cobra un monto por la electricidad que se genera y se inyecta al sistema. La compraventa de la electricidad se realiza habitualmente a nivel mundial a través de dos instrumentos, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las subastas eléctricas de mediano y largo plazo. A su vez, el MEM se divide en dos tipos de mercados diferentes según la temporalidad de la operación eléctrica: el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y el Mercado en Tiempo Real (MTR). El precio al que se deben atener las operaciones en ambos mercados es el Precio Marginal Local (PML) en cada nodo de transmisión denominado NodoP, el cual cambia cada hora según el comportamiento de la oferta y demanda eléctrica. Durante el 2017, el PML máximo en el MDA fue de 7,729 \$/MWh y se registró el 4 de abril en uno de los nodos de Cancún, mientras que el mínimo fue de -123 \$/MWh y se registró el 23 de diciembre en uno de los nodos de Ensenada.

Referencias

- [1] United Nations Department of Economic and Social Affairs.
- [2] British Petroleum, "BP Statistical Review of World Energy," BP, 2019.
- [3] United Nations, "Adoption of the Paris Agreement," United Nations, 2015.
- [4] H. Richie and M. Roser, "Energy Mix," Our World in Data, 2020. [Online]. [Accessed 12 mayo 2021].
- [5] IRENA, "Renewable Power Generations Costs in 2019," IRENA, Abu Dhabi, 2020.
- [6] K. Gunn and C. Stock-Williams, "Quantifying the global power resource," *Renewable Energy*, vol. 44, pp. 296-304, 2012.
- [7] G. Mork, A. Barstow, A. Kabuth and M. Pontes, "Assessing the Global Wave Energy Potential," in *29th International Conference on Ocean, Offshore Mechanics, and Arctic Engineering*, Shanghai, 2010.
- [8] A. Cornett, "A global wave energy resource assessment," in *Eighteenth int. offshore polar eng. Conf. International Society of Offshore and Polar Engineers*, 2008.
- [9] Open EI, "Marine Energy Projects Database," National Renewable Energy Laboratory, 03 05 2022. [Online]. Available: https://openei.org/wiki/PRIMRE/Databases/Projects_Database. [Accessed 09 05 2022].
- [10] European Marine Energy Centre, "PELAMIS WAVE POWER," EMEC, 2021. [Online]. Available: <https://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>. [Accessed 7 julio 2022].
- [11] V. S. Neary, M. Previsic, R. A. Jepsen, M. J. Lawson, Y.-H. Yu, A. E. Copping, A. A. Fontaine, K. C. Hallett and D. K. Murray, "Methodology for Design and Economic Analysis of Marine Energy Conversion (MEC) Technologies," Sandia National Laboratories, Albuquerque, 2014.
- [12] International Renewable Energy Agency, "RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014," IRENA, 2015.
- [13] M. Zeyringer, B. Fais, I. Keppo and J. Price, "The potential of marine energy technologies in the UK: Evaluation from a systems perspective," *Renewable Energy*, vol. 115, pp. 1281-1293, 2018.
- [14] D. Bertram, A. Tarighaleslami, M. Walmsley, M. Atkins and G. Glasgow, "A systematic approach for selecting suitable wave energy converters for potential wave energy farm sites," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 132, 2020.
- [15] G. Lavidas and K. Blok, "Shifting wave energy perceptions: The case for wave energy converters (WEC) feasibility at milder resources," *Renewable Energy*, vol. 170, pp. 1143-1155, 2021.

- [16] G. Iglesias, M. López, R. Carballo, A. Castro, J. Fraguera and P. Frigaard, "Wave energy potential in Galicia (NW Spain)," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 11, pp. 2323-2333, 2009.
- [17] J. E. Stopa, K. F. Cheung and Y.-L. Chen, "Assessment of wave energy resources in Hawaii," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 554-567, 2011.
- [18] R. Carballo and G. Iglesias, "A methodology to determine the power performance of wave energy converters at a particular coastal location," *Energy Conversion and Management*, vol. 61, pp. 8-18, 2012.
- [19] J. Sierra, C. Mösso and D. González-Marco, "Wave energy resource assessment in Menorca (Spain)," *Renewable Energy*, vol. 71, pp. 51-60, 2014.
- [20] E. Rusu, "Evaluation of the Wave Energy Conversion Efficiency in Various Coastal Environments," *Energies*, vol. 7, pp. 4002-4018, 2014.
- [21] A. Babarit, J. Hals, M. Muliawan, A. Kurniawan, T. Moan and J. Krokstad, "Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters," *Renewable Energy*, vol. 41, pp. 44-63, 2012.
- [22] I. Galparsoro, P. Liria, I. Legorburu, J. Bald, G. Chust, P. Ruiz-Miguela, G. Perez, J. Marqués, Y. Torre-Enciso, M. Gonzalez and M. Borja, "A Marine Spatial Planning Approach to Select Suitable Areas for Installing Wave Energy Converters (WECs), on the Basque Continental Shelf (Bay of Biscay)," *Coastal Management*, vol. 40, no. 1, pp. 1-19, 2012.
- [23] E. MacKay, *Comprehensive Renewable Energy*, Oxford: Elsevier, 2012.
- [24] J. Dorfner, "urbs: A linear optimisation model for distributed energy systems," 7 febrero 2022. [Online]. Available: <https://urbs.readthedocs.io/en/latest/index.html>. [Accessed 21 mayo 2022].
- [25] G. Scheiber, "GESAMTHEITLICHE MODELLIERUNG VON LEITUNGSGEBUNDENEN ENERGIESYSTEMEN MIT EXERGETISCHER BEWERTUNG," Montan Universität, Leoben, 2018.
- [26] H. Jeffrey, B. Jay and M. Winskel, "Accelerating the development of marine energy: Exploring the prospects, benefits and challenges," *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 80, no. 7, pp. 1306-1316, 2013.
- [27] J. Hernández, L. García and F. Ayuga, "Assessment of the visual impact made on the landscape by new buildings: a methodology for site selection," *Landscape and Urban Planning*, vol. 68, no. 1, pp. 15-28, 2004.
- [28] QGIS Project, "QGIS Documentation," 10 11 2022. [Online]. Available: https://docs.qgis.org/testing/en/docs/user_manual/index.html. [Accessed 11 11 2022].
- [29] M. Hannon, R. Diemen and J. Skea, "Examining the Effectiveness of Support for UK Wave Energy Innovation since 2000 : Lost at Sea or a New Wave of Innovation?," University of Strathclyde, Glasgow, 2017.

- [30] A. O. d. A. Falcao, "Wave energy utilization: A review of the technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 3, pp. 899-918, 2010.
- [31] J. Falnes, "A review of wave-energy extraction," *Marine Structures*, vol. 20, no. 4, pp. 185-201, 2007.
- [32] B. Drew, A. Plummer and M. Sashinkaya, "A review of wave energy converter technology," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, pp. 887-902, 2009.
- [33] European Marine Energy Centre, "Wave Devices," Shaw, 2022. [Online]. Available: <https://www.emec.org.uk/marine-energy/wave-devices/>. [Accessed 09 05 2022].
- [34] Y. Li and Y. Yi-Hsiang, "A synthesis of numerical methods for modeling wave energy converter-point absorbers," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 6, pp. 4352-4364, 2012.
- [35] Ocean S.I., "Ocean Energy: State of the Art," SI Ocean, Bruselas, 2012.
- [36] J. Fitzgerald, "ESB Wave Energy Systems," Technology Readiness Levels, 2012.
- [37] M. O'Connor, T. Lewis and G. Dalton, "Techno-economic performance of the Pelamis P1 and Wavestar at different ratings and various locations in Europe," *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 889-900, 2013.
- [38] S. Doyle and G. A. Aggidis, "Development of multi-oscillating water columns as wave energy converters," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 75-86, 2019.
- [39] Y. Zhang, Y. Zhao, W. Sun and J. Li, "Ocean wave energy converters: Technical principle, device realization, and performance evaluation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 141, 2021.
- [40] A. Cornett, "Inventory of Canada's marine renewable energy resources," National Research Council of Canada, Ottawa, 2006.
- [41] S. Boronowski, P. Wild, A. Rowe and G. Cornelis van Kooten, "Integration of wave power in Haida Gwaii," *Renewable Energy*, vol. 3511, p. 2415'2421, 2010.
- [42] H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford, G. Biavati, A. Horányi, A. Muñoz Sabater, J. Nicolas, C. Peubey, R. Radu, I. Rozum, D. Schepers, A. Simmons, C. Soci, D. Dee and J. Thépaut, "ERA5 hourly data on single levels from 1959 to present," Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS), 2018. [Online]. Available: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>. [Accessed 05 08 2022].
- [43] J. V. Hernandez-Fontes, A. Félix, E. Mendoza, Y. Rodríguez Cueto and R. Silva, "On the Marine Energy Resources of Mexico," *Journal of Marine Science and Engineering*.

- [44] The pandas development team, "pandas-dev/pandas: Pandas," Zenodo, 02 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3509134>. [Accessed 06 08 2022].
- [45] A. Pecher and J. P. Kofoed, *Handbook of Ocean Wave Energy*, Switzerland: Springer, 2017.
- [46] L. G. Swan and V. I. Ugursal, "Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 8, pp. 1819-1835, 2009.
- [47] R. S. Casarín, Interviewee, *Wave energy considerations*. [Interview]. 15 abril 2021.
- [48] S. C. Bhattacharyya, *Energy Economics*, London: Springer, 2019.
- [49] A. Nobre, M. Pacheco, R. Jorge, M. Lopes and L. Gato, "Geo-spatial multi-criteria analysis for wave energy conversion system deployment," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 97-111, 2009.
- [50] K. Lynch, J. Murphy, L. Serri and D. Airoidi, "Site selection methodology for combined wind and ocean energy technologies in Europe," in *Proceedings of the 4th International Conference on Ocean Energy*, Dublin, 2012.
- [51] R. Ahamed, K. McKee and I. Howard, "Advancements of wave energy converters based on power take off (PTO) systems: A review," *Ocean Engineering*, vol. 204, 2020.
- [52] D. Ingram, *Protocols for the equitable assessment of marine energy converters*, UK: The Institute for Energy Systems, 2011.
- [53] M. G. Prina, G. Manzolini, D. Moser, B. Nastasi and W. Sparber, "Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 129, 2020.
- [54] H.-K. Ringkjøb, P. Haugan and I. Solbrenke, "A review of modeling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 96, pp. 440-459, 2018.
- [55] C. Klemm and P. Vennemann, "Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, 2021.
- [56] J. Dorfner, "urbs Documentation," Chair of Renewable and Sustainable Energy Systems, Technical University of Munich, München, 2019.
- [57] National Aeronautics and Space Administration (NASA) Langley Research Center, "Prediction of Worldwide Energy Resource Data Access Viewer," NASA, 11 11 2022. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Accessed 11 11 2022].

- [58] J. A. Govea Buendía, "Can Mexico meet the renewable energy targets under the emission trading scheme? An analysis of the Mexican electricity framework," KTH Industrial Engineering and Management, Stockholm, 2019.
- [59] Gobierno de México, "LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA," Ciudad de México, 2015.
- [60] IEA-OES, "Annual Report: An Overview of Ocean Energy Activities in 2021," Executive Committee of IEA Ocean Energy Systems, 2022.
- [61] CEMIE-Océano, "Centro Mexicano de Innovación en Energía Océano," 1 junio 2023. [Online]. Available: <https://cemieoceano.mx/mision-vision.html>.
- [62] A. Wojtarowski, M. Martinez, R. Silva, G. Vazquez, C. Enriquez, J. Lopez-Portillo, J. Garcia Franco, I. Macgregor-Fors, A. Lara-Dominguez and A. Lithgow, "Renewable energy production in a Mexican biosphere reserve: Assessing the potential using a multidisciplinary approach," *Science of The Total Environment*, vol. 776, 2021.
- [63] V. Chávez, J. Bárcenas, L. Martinez, E. Mateos, A. Zúniga-Rios, M. Guimaraes, A. Wojtarowski, R. Langrave, C. Canché and R. Silva, "Potential sites for the use of ocean energy in the Mexican Caribbean," *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 18, no. 1, 2023.
- [64] J. Hernández-Fontes, M. Martinez, A. Wojtarowski, J. González-Mendoza, R. Landgrave and R. Silva, "Is ocean energy an alternative in developing regions? A case study in Michoacan, Mexico," *Journal of Cleaner Production*, 2020.
- [65] Centro Nacional de Control de Energía, "Demanda del Sistema Eléctrico Nacional," CENACE, 2021. [Online]. [Accessed 30 agosto 2021].
- [66] Comisión Federal de Electricidad, "Usuarios y consumo de electricidad por municipio (2010-2017)," Datos Abiertos México, [Online]. Available: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-2010-2017>. [Accessed 16 11 2021].
- [67] Gobierno de México, "Balance Nacional de Energía 2019," Gob Mex, 2020. [Online]. Available: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/618408/20210218_BNE.pdf. [Accessed 16 11 2021].
- [68] S. Di Leo, P. Caramuta, P. Curci and C. Cosmi, "Regression analysis for energy demand projection: An application toTIMES-Basilicata and TIMES-Italy energy models," *Energy*, 2020.
- [69] INEGI, "Producto Interno Bruto por Entidad Federativa. Año base 2013," Gob Mex, 2021. [Online]. Available: <https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/default.aspx?pr=17&vr=6&in=2&tp=20&wr=1&cno=2>. [Accessed 16 11 2021].

- [70] INEGI, "México en Cifras," Gob Mex, 2021. [Online]. Available: <https://www.inegi.org.mx/app/areasgeograficas/>. [Accessed 16 11 2021].
- [71] M. Lehmann, F. Karimpour, C. A. Goudey, P. T. Jacobson and M.-R. Alam, "Ocean wave energy in the United States: Current status and future perspectives," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 1300-1313, 2017.
- [72] Subdirección Corporativa de Estrategia y Regulación, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación," Comisión Federal de Electricidad, CDMX, 2019.
- [73] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, "LISTA DE COMBUSTIBLES Y SUS PODERES CALORÍFICOS 2021 QUE SE CONSIDERARÁN PARA IDENTIFICAR A LOS USUARIOS CON UN PATRÓN DE ALTO CONSUMO, ASÍ COMO LOS FACTORES PARA DETERMINAR LAS EQUIVALENCIAS EN TÉRMINOS DE BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO," SENER, Ciudad de México, 2021.
- [74] B. Soudan, "Community-scale baseload generation from marine energy," *Energy*, 2019.
- [75] Comisión Federal de Electricidad, "Integración de la generación distribuida a los circuitos de media tensión de las redes generales de distribución," INAI, [Online]. Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/GeneracionDistribuida/GeneracionDistribuida>. [Accessed 5 noviembre 2022].
- [76] Secretaría de Energía, "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional," Gobierno de México, CDMX, 2018.
- [77] Ocean Power Technologies, Inc., "OPT," OPT, 2021. [Online]. Available: <https://oceanpowertechnologies.com/>. [Accessed 6 Abril 2022].
- [78] Enerdata, "Total Energy Consumption," Global Statistical Energy Yearbook, 2021. [Online]. [Accessed 3 diciembre 2021].
- [79] V. Smil, "World Energy Consumption," Our World in Data, 2020. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>. [Accessed 3 diciembre 2021].