

Optimización de un sistema híbrido de producción y almacenamiento de energía, para el abastecimiento energético de Isla Cozumel

Malinalli Pérez-Vigueras ¹, Rogelio Sotelo-Boyás ^{2,*} y Rosa de Guadalupe González-Huerta ²

¹ Departamento de Energía, Instituto Politécnico Nacional-ESFM, Ciudad de México, México.

² Departamento de Ingeniería Química Petrolera, Instituto Politécnico Nacional-ESIQIE, Ciudad de México, México.

³ Laboratorio de Electroquímica, Instituto Politécnico Nacional-ESIQIE, Ciudad de México, México.

* Autor de correspondencia: rsotelob@gmail.com

Energías Renovables (Energía Eólica). Ponencia Virtual

Recibido: 17 de junio de 2023

Aceptado: 18 de octubre de 2023

Publicado: 23 de noviembre de 2023

Resumen: En este trabajo se ha modelado un sistema híbrido utilizando el software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) v3.14.5, el cual realiza una simulación, optimización y un análisis de sensibilidad. Se diseñó un sistema híbrido marino que consta de dos turbinas eólica marina (OWT), una celda de combustible (FC), producción y almacenamiento de hidrógeno y un generador Diesel (GD). Se categorizaron dos sistemas óptimos de todas las opciones arrojadas por el software, la primera consiste en OWT/ Electrolizador/ Tanque de hidrógeno/ FC/ GD/ Convertidor/ Batería; la segunda opción consiste en OWT/ Electrolizador/ Tanque de hidrógeno/ FC/ GD/ Convertidor. El resultado de la configuración óptima consta de 10 000 kW OWT/200 kW FC/1000 kW Electrolizador/200 Kg Tanque de H₂/200 kW Convertidor/58 kWh Batería/2600 kW GD, además muestran un costo presente neto (NPC) de \$79.6 millones de dólares, con un costo inicial de \$15.9 millones de dólares, y un costo final de electricidad de \$0.556. La penetración de energía renovable dividida por la generación es del 85.2%. Por otro lado, el sistema produce 142 610 kg/año de hidrógeno el cual es utilizado para alimentar la FC. El exceso de electricidad del sistema híbrido es del 66.6 % del cual se puede considerar que se siga produciendo hidrógeno para darle un valor agregado adicional en el sistema híbrido. El sistema híbrido abastece la carga horaria y pico del alumbrado público en la isla de Cozumel, Quintana Roo, México. Cozumel es un pequeño pueblo dedicado al turismo. El sistema se propone para satisfacer las necesidades del alumbrado público de 19726.1 kWh/día y la mayor demanda de carga horaria de 2366.2 kW. La integración de recursos oceánicos de energía renovable, como el sistema de hidrógeno híbrido marino óptimo propuesto, puede disminuir las emisiones anuales de CO₂, así como garantizar un suministro de energía ininterrumpido.

Palabras clave: sistema híbrido; energía eólica marina; hidrógeno; energía renovable; optimización.

Optimization of a hybrid energy production and storage system for the energy supply of Cozumel Island.

Abstract: In this work, a hybrid system has been modeled using the Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) v3.14.5 software, which performs a simulation, optimization and a sensitivity analysis. A marine hybrid system consisting of two offshore wind turbines (OWT), a fuel cell (FC), production and storage of hydrogen and a Diesel Generator (DG) was designed. Of all the options provided by the software, two optimal systems were categorized, the first consists of OWT/Electrolyzer/Hydrogen tank/FC/GD/Inverter/Battery; the second option consists of OWT/Electrolyzer/Hydrogen tank/FC/GD/Converter. Optimum configuration results consist of 10,000 kW OWT/200 kW FC/1,000 kW Electrolyzer/200 Kg H₂ tank/200 kW Inverter/58 kWh Battery/2,600 kW GD, also show a Net Present Cost (NPC) of \$79.6 million, with an initial cost of \$15.9 million and a final electricity cost of \$0.556. The penetration of renewable energy divided by generation is 85.2%. On the other hand, the system produces 142,610 kg/year of hydrogen that is used to feed the FC. The excess electricity from the hybrid system is 66.6% of which it can be considered that hydrogen continues to be produced to give it additional added value in the hybrid system. The hybrid system supplies the hourly and peak load of public lighting on the island of Cozumel, Quintana Roo, Mexico. Cozumel is a small town dedicated to tourism. The system is proposed to meet the public lighting needs of 19,726.1 kWh/day and the highest hourly load demand of 2,366.2 kW. Integration of renewable energy resources from the ocean, such as the proposed optimal marine hybrid hydrogen system, can reduce annual CO₂ emissions and ensure an uninterrupted power supply.

Keywords: hybrid system; offshore wind energy; hydrogen; renewable energy; optimization.

Introducción

La intermitencia de los sistemas de energía renovables crea problemas en cuanto a la continuidad de la generación, es por eso por lo que los sistemas híbridos se han vuelto una solución alternativa para lograr niveles más altos de eficiencia y confiabilidad.

La seguridad energética de los sistemas híbridos se puede aumentar mediante el uso combinado de múltiples suministros de energía (Akorede et al., 2020). Uno de los desafíos importantes de los sistemas híbridos es el costo neto elevado y variable. Un dimensionamiento óptimo y el uso de elementos de almacenamiento como el hidrógeno podrían resolver estos problemas. Al convertir la energía eléctrica en hidrógeno mediante un electrolizador, la energía se puede almacenar como combustible para celdas de combustible para cuando se requiera energía. La producción de hidrógeno proporciona una solución para la generación de electricidad a partir de sistemas híbridos y reduce la dependencia de los combustibles fósiles. En los últimos años se han realizado diversas investigaciones de la producción de hidrógeno mediante el uso de sistemas híbridos mediante electrólisis del agua (Akarsu & Serdar, 2022; Chade et al., 2015; Cotrell et al., 2003; Dinh et al., 2020; Effatnejad et al., 2018; Gökçek & Kale, 2018; Hernández Galvez et al., 2012; Qolipour et al., 2017; Valverde-Isorna et al., 2016), de los cuales ninguno se refiere a las condiciones específicas de México.

Los estudios de caso que se han desarrollado para Cozumel es el realizado por Callejas- Jiménez et al. (Callejas-Jiménez et al., 2021) realizan una evaluación de biotopos de energía marina para los arrecifes de la isla de Cozumel como un recurso para el turismo y la energía oceánica renovable. Mendoza-Vizcaino et al. (Mendoza-Vizcaino et al., 2016) proponen un sistema de generación de energía eólica y fotovoltaica combinada con generación diésel, sin optimización de red y sin almacenamiento de energía. También utilizaron el programa RETScreens y HOMER para calcular la parte financiera. Y por último Olmedo-González et al. (Olmedo-González et al., 2022) presentaron un estudio de caso de un hogar convencional autónomo alimentado por sistemas de energía fotovoltaica y de corriente marina en Cozumel, analizando la influencia en el almacenamiento de energía diaria y estacional.

La isla de Cozumel puede aprovechar recursos oceánicos por estar rodeada del mar caribe Mexicano en donde se pueden instalar aerogeneradores marinos, así como dispositivos que aprovechen el movimiento de las olas, las corrientes y hasta combinar sus recursos marinos para complementar la generación de energía. Actualmente la red de la isla de Cozumel no es capaz de suministrar la demanda máxima de la isla, debido al potencial colapso por tensión. No obstante, el sistema bajo revisión que integra fuentes de energía renovable de eólica marina/hidrógeno/celda de combustible en la isla de Cozumel, aún no ha sido evaluado a pesar de los considerables recursos disponibles en el país.

Sobre la base de la brecha de investigación descrita anteriormente, en esta investigación se detecta que es necesario un análisis tecno-económico-ambiental en Cozumel y priorizar los sistemas de energía renovable híbridos marinos. Este estudio puede llenar el vacío de disponibilidad de análisis tecno-económico-ambiental en Cozumel.

El estudio se desarrolla para obtener configuraciones óptimas del sistema híbrido marino con un valor mínimo de costo presente neto (CPN) y costo de la energía (COE). El modelo híbrido marino optimizado propuesto debe ser rentable, tener grandes ventajas medioambientales, un periodo de amortización favorable y menos emisiones generadas. El objetivo es aprovechar el potencial energético eólico marino de la Isla de Cozumel, controlar la contaminación atmosférica generada por la quema de combustibles fósiles y reducir la creciente tarifa energética. Por lo tanto, el estudio tiene como objetivo la viabilidad de la instalación de dos turbinas eólica marina (OWT) en la Isla de Cozumel, México utilizando el software HOMER Pro.

Materiales y Métodos

HOMER es la herramienta de optimización más confiable y eficiente en la etapa de diseño de sistemas híbridos de energía renovable en comparación con otras posibles opciones (Akarsu & Serdar, 2022; Kumar & Channi, 2022).

Los datos de entrada que requiere HOMER son la tasa de interés, perfil de demanda, la ubicación, que nos dice los recursos renovables disponibles, los datos de carga eléctrica por hora, los dispositivos, especificaciones y costos de los componentes del sistema (Cotrell et al., 2003). Después HOMER recorre tres procesos: simulación, optimización y sensibilidad.

HOMER tiene un motor de simulación que resume el funcionamiento de un sistema de energía eléctrica durante un año, hora por hora o minuto por minuto. En cada paso de tiempo, HOMER busca la forma más rentable de cumplir con la carga eléctrica en función del conjunto de restricciones que el usuario ha definido (por ejemplo, el COE o el costo

capital). Luego, el paso de optimización evalúa cientos de sistemas de diferentes combinaciones de componentes especificados en una sola ejecución, para encontrar los sistemas óptimos y de menor costo.

Se utilizó el software HOMER Pro v3.14.5 para optimizar el sistema híbrido eólico marino/electrolizador/celda de combustible/GD. Se recopiló información sobre los componentes de hidrógeno de la literatura de investigación y de los fabricantes para obtener estimaciones presentes y futuras de los costos y la eficiencia del sistema de hidrógeno. También se recopilan los datos de series temporales de recursos y la información necesaria para modelar los sistemas.

Perfil del área de estudio

El sistema propuesto está diseñado para satisfacer las necesidades de electricidad de alumbrado público de la isla de Cozumel, Quintana Roo en México, las coordenadas correspondientes del sistema híbrido marino tienen las coordenadas 20°29'07.5"N 86°40'14.1"W. La ubicación geográfica de la isla de Cozumel y de la ubicación del sistema híbrido se muestra en la Figura 1. El razonamiento para seleccionar la ubicación se debió principalmente a la señalización del potencial de generación de energía en la isla de Cozumel realizada por distintas investigaciones (Alcérreca-Huerta et al., 2019; Gorr-Pozzi et al., 2022; Mendoza-Vizcaino et al., 2016; Olmedo-González et al., 2022).

De acuerdo a los datos que del Censo de Población y Vivienda 2020 del INEGI, la población total de Cozumel fue de 88 626 habitantes, el consumo per cápita 2749.37 kWh en 2013 (SENER, 2015). El total de viviendas en el 2020 fue de 26 413. Así mismo el promedio de ocupantes en viviendas particulares habitadas en el 2020 fue de 3.3 (H. Ayuntamiento de Cozumel, 2021). La actividad económica del municipio está conformada principalmente por el sector de servicios en el turismo. La isla de Cozumel cuenta con: 45 hoteles, 80 establecimientos de preparación y servicio de alimentos y bebidas, 10 agencias de viajes, 27 empresas arrendadoras de automóviles, 1 centro de convenciones, un campo de golf entre otros (SENER, 2015). En la isla existe poca agricultura, y solo existen pequeñas industrias de materiales de construcción, talleres mecánicos, tortillerías, entre otros, pero esta industria, así como el sector primario no tiene mucho impacto económico.



Figura 1. Ubicación de la Isla de Cozumel y el parque de energía híbrido marino.

Carga comunitaria del área de estudio

El consumo anual de electricidad para la isla de Cozumel fue de aproximadamente 238,510,444 kWh/año en 2013, dentro de este dato el alumbrado público consumió 7 200 000 kWh/año (SENER, 2015). La demanda de carga requerida total diaria promedio para electricidad de edificios municipales fue de alrededor de 19 726.1 kWh/día, y la demanda de carga por hora más alta se determinó con HOMER en 2 366.2 kW junto con un factor de carga de 0.35.

En la Figura 2 se muestra la tendencia del perfil de demanda de alumbrado público en Cozumel. Se observa que la hora con mayor demanda horaria es a las 19:00 a 21:00 horas durante todo el año. El perfil de carga requerido mensual y anual detallado se muestra gráficamente en la Figura 3. Los meses con mayor demanda de fue abril, julio, agosto y noviembre, el mes de febrero y octubre son los meses con carga mínima.

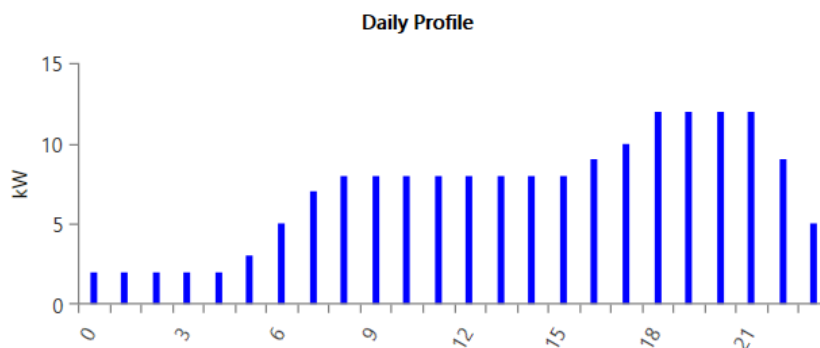


Figura 2. Esquema de carga diaria para alumbrado y edificios municipales en Cozumel.

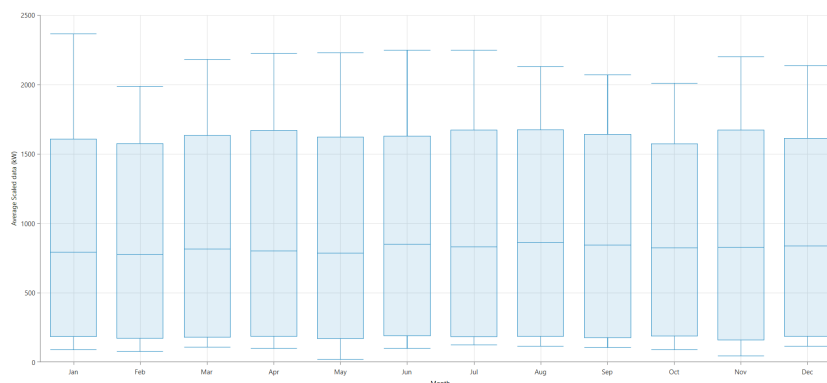


Figura 3. Valores máximos, mínimos de las cargas mensuales.

Evaluación de recursos

El diseño del sistema requiere la estimación potencial de los recursos energéticos disponibles localmente y accesibles para satisfacer la demanda de carga de la isla. Para analizar la energía eólica marina en la zona, se obtiene la velocidad de viento en el área deseada utilizando datos de reanálisis meteorológico.

El modelo de reanálisis utilizado fue el de ERA5 (Copernicus, n.d.) es el reanálisis del ECMWF de quinta generación para el clima y el tiempo global. Los datos de velocidad de viento fuera de costa promedio mensual se muestran en la Figura 2, las medidas fueron tomadas a 100 m de altura en la locación 20°29'07.5"N 86°40'14.1"W. Las velocidades máximas y mínimas anuales del viento a 100 m de altura son de 15.04 m/s y 0.344 m/s, respectivamente. El resultado del promedio anual es de 6.65 m/s para el año 2013.

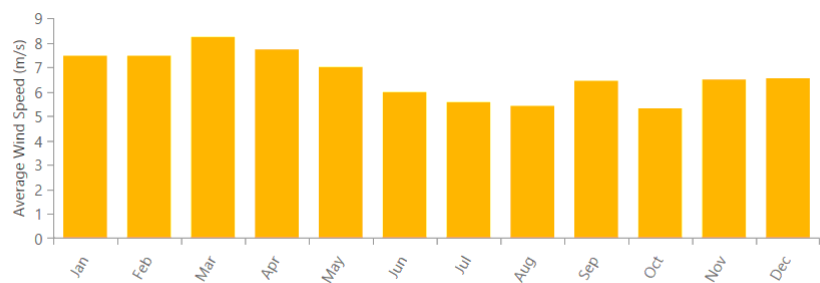


Figura 2. Datos de velocidad del viento marino promedio mensual.

El modelo de dispositivo híbrido propuesto consta de turbina eólica marina, electrolizador, tanque de hidrógeno, GD, convertidor y batería como se muestra en la Figura 3. La Tabla 1 muestra los parámetros económicos de entrada del sistema híbrido marino. Los parámetros técnicos y el costo de los componentes se han tomado de diferentes

referencias (Aziz et al., 2019; Castro-Santos et al., 2016; Chade et al., 2015; Dinh et al., 2020; Hernández Galvez et al., 2012; Khare et al., 2016; Kirke, 2020; Li et al., 2022; Mekonnen et al., 2021; Yeter et al., 2019). La OWT se ha utilizado como fuente de energía eléctrica principal. La batería y el electrolizador se utilizan como ahorradores de energía. El GD se utiliza como respaldo y entra en funcionamiento cuando la batería y la celda de combustible no cumplan con la demanda de energía. El sistema funciona como un sistema independiente.

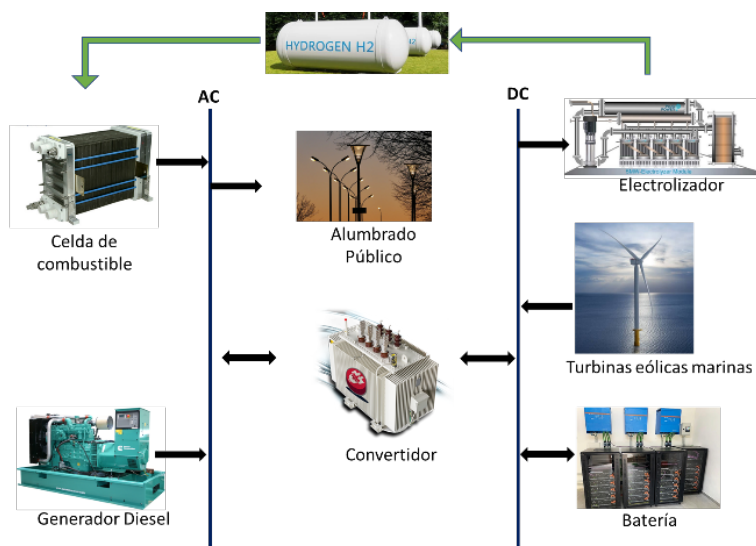


Figura 3. Diagrama esquemático del sistema híbrido marino propuesto.

Tabla 1. Entrada de variables económicas de diferentes componentes para el modelado y simulación del sistema híbrido marino.

	Características		Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)	Referencia
OWT (2)	NREL 5MW Offshore	5 MW	6 M	6 M	0.18 M	(Dinh et al., 2020; Yeter et al., 2019)
	Altura del eje	90 m				
	Velocidad de entrada	3 m/s				
	Velocidad nominal	11.4 m/s				
	Tiempo de vida	20 años				
Convertidor	Generic Converter	1 kW	300	300	0	(Aziz et al., 2019; Chade et al., 2015; Hernández Galvez et al., 2012; Khare et al., 2016; Mekonnen et al., 2021)
	Eficiencia del inversor	95%				
	Tiempo de vida del inversor	15 años				
Electrolizador	Generic Electrolyzer	1 kW	2 000	1 200	20	(Chade et al., 2015; Dinh et al., 2020; Hernández Galvez et al., 2012; Khare et al., 2016)
	Eficiencia	85%				
	Tiempo de vida	15 años				
Tanque de hidrógeno	Hydrogen Tank	1 kg	800	700	15	(Chade et al., 2015; Hernández Galvez et al., 2012; Khare et al., 2016)
	Tiempo de vida	25 años				
Celda de combustible (FC)	FC	1 kW	1 600	1 300	0.02	(Chade et al., 2015; Hernández Galvez et al., 2012; Khare et al., 2016)
	Relación de carga mínima	25%				
	Tiempo de vida	15 000				
GD	Generador Diesel	1kW	500	500	0.03	-
	Precio de diesel	1 \$/L				
	Relación de carga mínima	25 %				
	Tiempo de vida	25 años				
Batería	Generic 1kWh Li-Ion	1 kWh	550	550	10	(Aziz et al., 2019; Hernández Galvez et al., 2012; Khare et al., 2016; Mekonnen et al., 2021)
	Voltaje nominal	6 V				
	Capacidad nominal	167 Ah				
	Tiempo de vida	15 años				

Resultados y Discusión

Optimización

Se ejecutó la optimización para cada combinación de variables y se obtuvo la optimización del sistema híbrido marino. El proceso de simulación consistió en 6912 soluciones simuladas, de las cuales 3453 fueron factibles. De las 3453 soluciones factibles, el sistema óptimo se categorizó en las 2 mejores combinaciones. La Configuración 1 consta de OWT/Electrolizador/Tanque/FC/GD/Convertidor/Batería, la Configuración 2 consiste en OWT/Electrolizador/Tanque/FC/GD/Convertidor, como se muestra en la Tabla 2. Los resultados de la simulación revelan que la combinación óptima de menor costo más adecuada entre los sistemas optimizados es la Configuración 1 en términos de LCOE y NPC minimizados. La arquitectura consta de 10000 kW OWT/200 kW FC/2600 kW GD/1000 kW Electrolizador/200 Kg Tanque de H₂/200 kW Convertidor/58 kWh Batería con estrategia de control de despacho CC. A su vez el resultado óptimo de la configuración 2 consiste en 10000 kW OWT/200 kW FC/2600 kW GD/1000 kW Electrolizador/200 Kg Tanque de H₂/200 kW Convertidor.

Tabla 2. Resultados de la simulación.

Configuración	1	2
	OWT/Elec/Tanque/FC/GD/Conv/Batería	OWT/Elec/Tanque/FC/GD/Convertidor
OWT (kW)	10 000	10 000
FC (kW)	200	200
GD (kW)	2600	2600
Electrolizador (kW)	1000	1000
Tanque de H ₂ (kg)	200	200
Convertidor (kW)	200	200
Batería (cantidad)	58	-
NPC (M\$)	79.57238	79.6
Capital inicial (M\$)	15.9	15.8
LCOE (\$/kWh)	0.5563	0.5564
LCOH (\$/Kg)	28.1	28.1
Energía total (MWh/año)	41 523.585	41 533.488
Producción de OWT (MWh/año)	35 381.628	35 381.628
Producción de FC (MWh/año)	481.114	481.443
Producción de GD (MWh/año)	5 660.843	5 670.417
Exceso de energía (MWh/año)	27 639.415	27 646.427
Producción de Energía Renovable (%)	85.2	85.2
Producción de H ₂ (Kg/año)	142 575	142 658
Consumo de diesel (L)	1 604 585	1 607 150
Emisiones de CO ₂ (kg/año)	4 196 199	4 202 909
Emisiones de CO (kg/año)	29 013	29 057
Emisiones de materia particulada (kg/año)	171	171
Emisiones de SO ₂ (kg/año)	10285	10 302
Emisiones de NO _x (kg/año)	25 074	25 114
Salida media del rectificador (kW)	1.23	1.14
Salida media del inversor (kW)	145	144
Batería Energía de entrada (MWh/año)	5963	-
Batería Energía de salida (MWh/año)	5367	-

Análisis

El despliegue del sistema híbrido de la Configuración 1 es del 85.2% que puede apreciarse en la fracción de generación renovable instantánea con respecto a la generación total que se muestra en la Figura 4. El sistema tiene una escasez

de capacidad y una carga insatisfecha del 0%, pero el exceso de producción de energía es del 66.6 %. La minimización de exceso de energía puede lograrse reduciendo la capacidad de generación, pero la fiabilidad del sistema se verá afectado. Por otro lado, si se aumenta el tamaño del banco de baterías para minimizar el exceso de energía provocará un aumento en el NPC del sistema. Una solución es utilizar toda la energía excedente para producir hidrógeno y venderlo. Cabe destacar que el tamaño de la OWT afecta en gran medida al exceso de energía del sistema, como se muestra en la Figura 5.

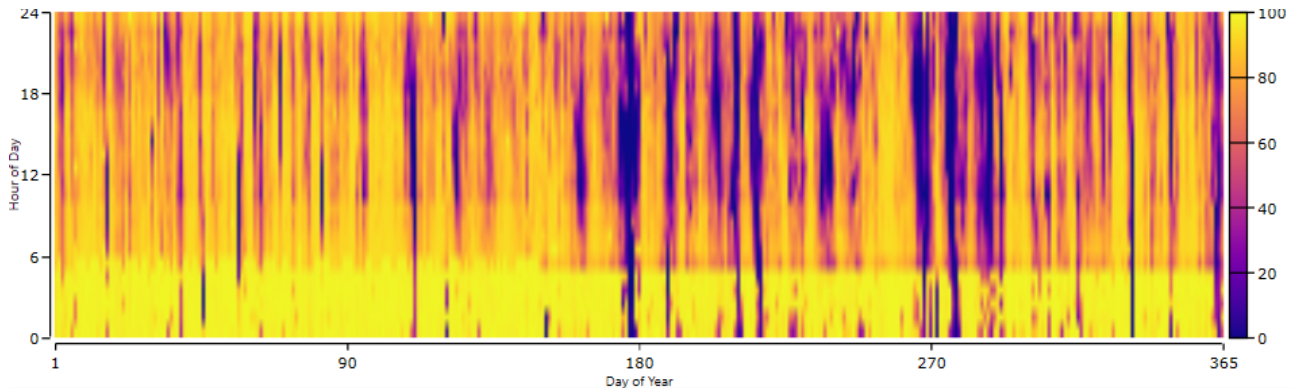


Figura 4. Salida de energía renovable instantánea dividida por la generación de la Configuración 1.

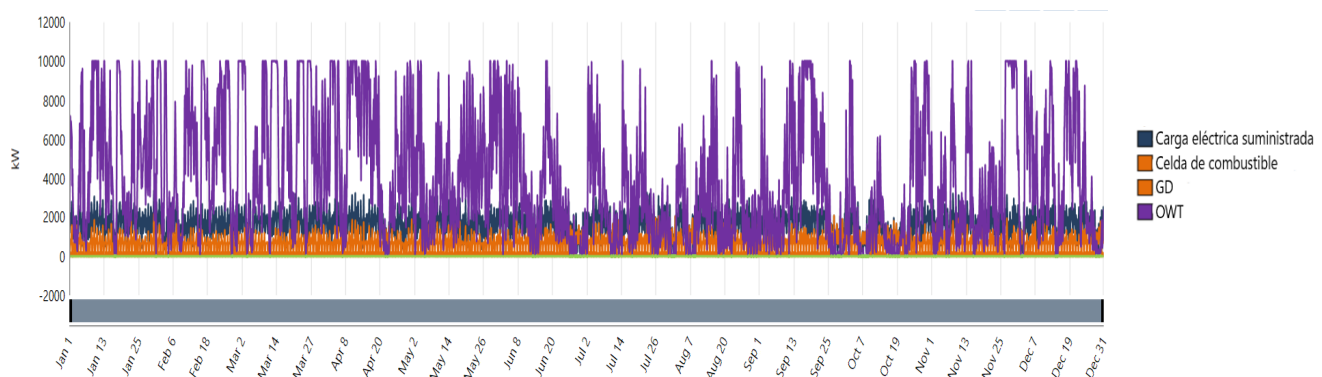


Figura 5. Energía generada por cada elemento en el sistema híbrido.

El NPC de la Configuración 1 es de casi \$79.57 M, el costo de operación es de \$3.2 M por año y el costo capital inicial es de \$15.87 M. Las dos OWTs cuestan aproximadamente el 75.6% del costo inicial del total de la Configuración 1. Con respecto a las aportaciones del NPC el componente que más aporta es el GD con el 69.5% y la segunda aportación proviene de las OWTs con el 24% del total del NPC.

Las emisiones contaminantes están directamente relacionadas con el consumo de diesel en el GD durante el funcionamiento. El consumo anual de combustible del GD de la Configuración 1 (1 604 585 L) es ligeramente inferior al de la Configuración 2 (1 607 150 L). Como resultado, las emisiones más altas se producen en la Configuración 2. Esto se debe a que en la Configuración 2 el tiempo de operación del GD es mayor (7055 h/año) que el tiempo de operación de GD en la Configuración 1 (7 047 h/año).

El componente GD tiene ventajas frente a OWT y FC, por ejemplo, el mantenimiento es relativamente bajo, más robusto, fiable, fácil de arrancar y parar en función de la demanda de carga. Que tenga un arreglo de baterías es un respaldo adicional al sistema híbrido. Las discusiones anteriores sugieren que la Configuración 1 es la solución optimizada más adecuada para el suministro de energía sostenible en Cozumel en términos de COE, fiabilidad, calidad, reducción de emisiones contaminantes y ubicación.

Conclusiones

La investigación presenta el diseño y optimización de un sistema híbrido fuera de red para satisfacer la demanda energética del alumbrado público de la isla de Cozumel en México. El resultado del estudio muestra que la configuración más confiable y rentable comprende 10 000 kW OWT/200 kW FC/1000 kW Electrolizador/200 Kg Tanque de H₂/200 kW Convertidor/58 kWh Batería/2 600 kW GD. Este sistema produce 41 523.585 MWh/año para electrificar el alumbrado público de Cozumel a un COE razonable de \$0.556/kWh en modo fuera de la red.

Esta investigación sugiere agregarle otro recurso energético marino como la energía de las olas o de corrientes marinas que esté disponible localmente. Esta adición de energía marina ayudaría a complementar y erradicar la necesidad de uso del GD, lo cual podría disminuir en más del 70% de emisiones de gases de efecto invernadero provocados por el uso del combustible fósil. El presente estudio es una contribución, que analiza la viabilidad tecno-económica de un sistema autónomo de suministro de energía híbrido marino sostenible con energía renovable oceánica para la isla del caribe Mexicano Cozumel.

Agradecimientos y financiamiento: Los autores agradecen el apoyo financiero de las becas SIP-2021 20211649, SIP-2022 20222066 y SIP-2023 20231971 del Instituto Politécnico Nacional y la beca CONACYT, México Proyecto de Ciencias Básicas A1-S-15770. Malinalli Pérez Viguera agradece la beca otorgada por CONACYT-México.

Bibliografía

- Akarsu, B., & Serdar, M. (2022). Optimization of electricity and hydrogen production with hybrid renewable energy systems. *Fuel*, 324(PA), 124465. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124465>.
- Akorede, M., Oladeji, A., Ariyo, B., Omeiza, I., & Marzband, M. (2020). Review of Researches on Techno-Economic Analysis and Environmental Impact of Hybrid Energy Systems. *Jordan Journal of Electrical Engineering*, 6(2), 78. <https://doi.org/10.5455/jjee.204-1589458540>.
- Alcérreca-Huerta, J. C., Encarnacion, J. I., Ordoñez-Sánchez, S., Callejas-Jiménez, M., Barroso, G. G. D., Allmark, M., Mariño-Tapia, I., Casarín, R. S., O'Doherty, T., Johnstone, C., & Carrillo, L. (2019). Energy yield assessment from ocean currents in the insular shelf of Cozumel Island. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(5), 1–18. <https://doi.org/10.3390/jmse7050147>.
- Aziz, A. S., Tajuddin, M. F. N., Adzman, M. R., Azmi, A., & Ramli, M. A. M. (2019). Optimization and sensitivity analysis of standalone hybrid energy systems for rural electrification: A case study of Iraq. *Renewable Energy*, 138, 775–792. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.004>.
- Callejas-Jiménez, M. E., Alcérreca-Huerta, J. C., & Carrillo, L. (2021). Assessment of marine energy-biotopes for Cozumel Island's reefs: A resource for tourism and renewable ocean energy. *Ocean and Coastal Management*, 210(July 2020). <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2021.105701>.
- Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Carral-Couce, L., & Formoso, J. Á. F. (2016). Economic feasibility of floating offshore wind farms. *Energy*, 112(2016), 868–882. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.135>.
- Chade, D., Miklis, T., & Dvorak, D. (2015). Feasibility study of wind-to-hydrogen system for Arctic remote locations - Grimsey island case study. *Renewable Energy*, 76, 204–211. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.023>.
- Copernicus, E. (n.d.). ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present. Retrieved November 11, 2021, from <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>.
- Cotrell, J., Pratt, W., & Associate, R. (2003). Modeling the Feasibility of Using Fuel Cells and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote *Renewable Energy Systems*. <http://www.osti.gov/bridge>.
- Dinh, V. N., Leahy, P., McKeogh, E., Murphy, J., & Cummins, V. (2020). Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.232>.
- Effatnejad, R., Rezapour, K., & Vazinram, F. (2018). Technical, economic and environmental analysis of a hybrid system containing CHP, solar panel, wind turbine with electrolyser and battery as energy storage: Case study. *International Journal of Global Warming*, 14(2), 170–187. <https://doi.org/10.1504/IJGW.2018.090178>.
- Gökçek, M., & Kale, C. (2018). Techno-economical evaluation of a hydrogen refuelling station powered by Wind-PV hybrid power system: A case study for İzmir-çeşme. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(23), 10615–10625. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.082>.
- Gorr-Pozzi, E., Olmedo-González, J., & Silva, R. (2022). Deployment of sustainable off-grid marine renewable energy systems in Mexico. *Frontiers in Energy Research*, 10(October), 1–6. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1047167>.
- H. Ayuntamiento de Cozumel. (2021). Plan Municipal Desarrollo de Cozumel 2021-2024. In *Portal de Transparencia*. <http://www.ayuntamientotancitaro.gob.mx/portal2021/archivos/planmunicipal.pdf>.
- Hernández Galvez, G., Probst, O., Lastres, O., Núñez Rodríguez, A., Juantorena Ugás, A., Andrade Durán, E., & Sebastian, P. J. (2012). Optimization of autonomous hybrid systems with hydrogen storage: Life cycle assessment. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH*, 36(4), 23–40. <https://doi.org/10.1002/er>.
- Khare, V., Nema, S., & Baredar, P. (2016). Optimization of hydrogen based hybrid renewable energy system using HOMER, BB-BC and GAMBIT. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(38), 16743–16751. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.228>.
- Kirke, B. (2020). Hydrokinetic turbines for moderate sized rivers. *Energy for Sustainable Development*, 58, 182–195. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.08.003>.

- Kumar, R., & Channi, H. K. (2022). A PV-Biomass off-grid hybrid renewable energy system (HRES) for rural electrification: Design, optimization and techno-economic-environmental analysis. *Journal of Cleaner Production*, 349(March), 131347. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131347>.
- Li, M., Cao, S., Zhu, X., & Xu, Y. (2022). Techno-economic analysis of the transition towards the large-scale hybrid wind-tidal supported coastal zero-energy communities. *Applied Energy*, 316, 119118. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119118>.
- Mekonnen, T., Bhandari, R., & Ramayya, V. (2021). Modeling, analysis and optimization of grid-integrated and islanded solar pv systems for the Ethiopian residential sector: Considering an emerging utility tariff plan for 2021 and beyond. *Energies*, 14(11). <https://doi.org/10.3390/en14113360>.
- Mendoza-Vizcaino, J., Sumper, A., Sudria-Andreu, A., & Ramirez, J. M. (2016). Renewable technologies for generation systems in islands and their application to Cozumel Island, Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 348–361. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.014>.
- Olmedo-González, J., Ramos-Sánchez, G., Garduño-Ruiz, E. P., & González-Huerta, R. de G. (2022). Analysis of Stand-Alone Photovoltaic—Marine Current Hybrid System and the Influence on Daily and Seasonal Energy Storage. *Energies*, 15(2), 1–21. <https://doi.org/10.3390/en15020468>.
- Qolipour, M., Mostafaeipour, A., & Tousi, O. M. (2017). Techno-economic feasibility of a photovoltaic-wind power plant construction for electric and hydrogen production: A case study. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, pp. 113–123). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.088>.
- SENER, S. de E. (2015). Evaluación Rápida del Uso de la Energía: COZUMEL, QUINTANA ROO, MÉXICO. http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/171266/21_Monterrey.pdf.
- Valverde-Isorna, L., Ali, D., Hogg, D., & Abdel-Wahab, M. (2016). Modelling the performance of wind-hydrogen energy systems: Case study the Hydrogen Office in Scotland/UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1313–1332. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.044>.
- Yeter, B., Garbatov, Y., & Guedes Soares, C. (2019). Risk-based life-cycle assessment of offshore wind turbine support structures accounting for economic constraints. *Structural Safety*, 81, 101867. <https://doi.org/10.1016/j.strusafe.2019.06.001>.