

Diseño y planeación de un parque eólico en la comunidad rural de Reforma de Pineda, Oaxaca

Design and planning of a wind farm in the rural community of Reforma de Pineda, Oaxaca

Alejandra Velázquez Velázquez

José Antonio Rojas Escobar

Adán Acosta Banda

Correspondencia:

ardnajela2v@gmail.com

Maestra en Ciencias en Energía

Eólica por la universidad del Istmo.

ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8215-7240>

antonio25roes@gmail.com

Maestro en Ciencias en Energía

Eólica por la universidad del Istmo.

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-6052-8217>

adan.acosta.b@gmail.com

Docente e investigador en Energía

Solar por la Universidad del Istmo.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3979-9759>

DOI: <https://doi.org/10.63042/jw2qfh25>

Fecha de recepción:

01-Julio-2025

Fecha de aceptación:

13-Marzo-2026

Resumen

La energía eólica representa una alternativa estratégica para el desarrollo sostenible de comunidades rurales, ya que promueve la autonomía energética y contribuye a la reducción de emisiones contaminantes. En este artículo se evalúa la viabilidad técnico-económica de un parque eólico de 12 MW en la comunidad de Reforma de Pineda, Oaxaca, una región con alto potencial eólico. Mediante un modelo a microescala, se caracterizó el recurso eólico disponible utilizando bases de datos de reanálisis (Global Wind Atlas y MERRA-2), considerando la rugosidad del terreno, la topografía y los obstáculos que afectan el flujo del viento, lo cual permitió seleccionar el aerogenerador Vestas V-90 y optimizar su distribución en configuración tresbolillo, minimizando las pérdidas por efecto estela (1.3%). El análisis económico se basó en los Precios Marginales Locales (PML) y los precios del Mercado de Tiempo Real (MTR) de los Nodos Distribuidos del Sistema Eléctrico Nacional, lo que permitió estimar los ingresos por la venta de 43 GWh/año, cubriendo la demanda de 20,831 habitantes y generando excedentes destinados al bombeo de agua.

Los resultados indican que, en el escenario con tasa de interés del 6%, el Valor Presente Neto (VPN) asciende a 35.3 millones USD, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es de 35.16% y el periodo de recuperación de 5.56 años. En el escenario de peor caso (12% de interés), el VPN es de 18.7 millones USD, la TIR de 27.92% y el periodo de recuperación de 7.13 años, confirmando la viabilidad económica del proyecto en ambos escenarios. Esta investigación aporta al campo de las energías renovables un modelo replicable para la planificación de parques eólicos en entornos rurales, integrando criterios múltiples (técnicos, económicos y socioambientales) bajo el enfoque TDCM, dando un paso hacia la transición energética en Oaxaca, México.

Palabras clave: Desarrollo Rural, Efecto Estela, Energía Eólica, Precio Marginal Local, Viabilidad Tecnicoeconómica.

Abstract

Wind energy represents a strategic alternative for the sustainable development of rural communities, as it promotes energy autonomy and contributes to the reduction of polluting emissions. This study evaluates the technical and economic feasibility of a 12 MW wind farm in the community of Reforma de Pineda, Oaxaca, a region with high wind energy potential. Using a micro-scale model, the available wind resource was characterized through reanalysis databases (Global Wind Atlas and MERRA-2), considering terrain roughness, topography, and obstacles affecting wind flow. This allowed for the selection of the Vestas V-90 wind turbine and the optimization of its staggered layout, reducing wake effect losses to 1.3%. The economic analysis was based on Local Marginal Prices (LMP) and Real-Time Market (RTM) prices of the Distributed Nodes of the National Electric System, enabling the estimation of revenues from the sale of 43 GWh/year, covering the energy demand of 20,831 inhabitants and generating surpluses allocated to water pumping.

Results show that, under the scenario of 6% discount rate, the Net Present Value (NPV) reaches USD 35.3 million, the Internal Rate of Return (IRR) is 35.16% and the payback period is 5.56 years. Under the worst-case scenario (12% discount rate), the NPV is USD 18.7 million, the IRR is 27.92% and the payback period is 7.13 years, confirming the project's economic viability under both scenarios. This research contributes a replicable model for wind farm planning in rural environments, integrating multiple criteria (technical, economic and socio-environmental) under the TDCM approach, taking a step towards the energy transition in Oaxaca, México.

Keywords: Local Marginal Prices, Rural Development, Techno-economic Viability, Wake Effect, Wind Energy.

Introducción

La creciente preocupación por los efectos negativos de la quema de combustibles fósiles ha impulsado la búsqueda de fuentes alternativas para la generación de energía eléctrica (Rodríguez y Espitia, 2024). Entre estas, la energía eólica destaca por su ausencia de emisiones directas y su contribución a un modelo energético sostenible (Beleño, 2024). En los últimos años, la energía eólica ha experimentado un crecimiento acelerado, consolidándose como una de las fuentes de generación de menor costo y con mayor expansión de capacidad instalada a nivel mundial (Global Wind Energy Council [GWEC], 2024; International Renewable Energy Agency [IRENA], 2024). El Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México, se distingue como una de las regiones con mayor potencial eólico del mundo. En 2022, esta región albergaba una capacidad instalada superior a 2,700 MW, equivalente al 10% de la producción eólica nacional (Asociación Mexicana de Energía Eólica [AMDEE], 2022; Martínez-Mendoza y Rivas-Tovar, 2024; Secretaría de Energía [SENER], 2022), esto convierte a Oaxaca en un punto estratégico para proyectos eólicos que atiendan la demanda energética local e impulsen el desarrollo económico y social de sus comunidades.

La planificación de un parque eólico requiere de un enfoque multiobjetivo (conocido como Toma de Decisiones Bajo Criterios Múltiples [TDCM]) que integre aspectos técnicos, económicos y socioambientales (Domingo, 2023; García, 2020). Variables como la caracterización del viento, el relieve, la rugosidad del terreno, la turbulencia, el área disponible y la demanda energética local son determinantes para seleccionar el tipo y capacidad de aerogenerador más adecuado (Jiménez-Velázquez et al., 2024; Ordaya, 2021). Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) permiten integrar estos criterios para identificar los emplazamientos más idóneos; en contraparte, el análisis multicriterio facilita la evaluación de la viabilidad económica mediante indicadores como el costo nivelado de la energía y el periodo de recuperación de la inversión (Olmedo, Plaza y Ochoa, 2021; Villareal-Vega et al., 2021).

En Reforma de Pineda, Oaxaca, los cortes de energía y caídas de voltaje afectan de manera recurrente a familias y pequeños negocios. Aunque la región ha experimentado resistencia social a proyectos eólicos por preocupaciones socioambientales, la experiencia documentada en el Istmo evidencia que dichas tensiones territoriales derivan principalmente de asimetrías de poder entre empresas transnacionales, comunidades indígenas y gobiernos

(Martínez-Mendoza, Rivas-Tovar y García-Santamaría, 2021; Olvera, 2020; Portador y Solórzano, 2024; Sánchez et al., 2023). En este contexto, el territorio no debe entenderse únicamente como soporte físico para la infraestructura, sino como un espacio social históricamente construido por comunidades zapotecas y huaves con formas propias de organización, uso de la tierra y toma de decisiones colectivas (Gallardo y Torres-Wong, 2025).

El presente proyecto se fundamenta en un modelo de beneficio compartido, desarrollado en consulta con la comunidad, que contempla la cesión de terrenos ejidales, la asamblea comunitaria como órgano de decisión sobre los excedentes energéticos, el destino de parte de la energía al bombeo de agua para cultivos de temporal y la generación de empleo local en operación y mantenimiento. Con ello se busca reducir las asimetrías que han caracterizado proyectos previos en la región (Olvera, 2020; Portador y Solórzano, 2024; Torres-Wong y Masera, 2023).

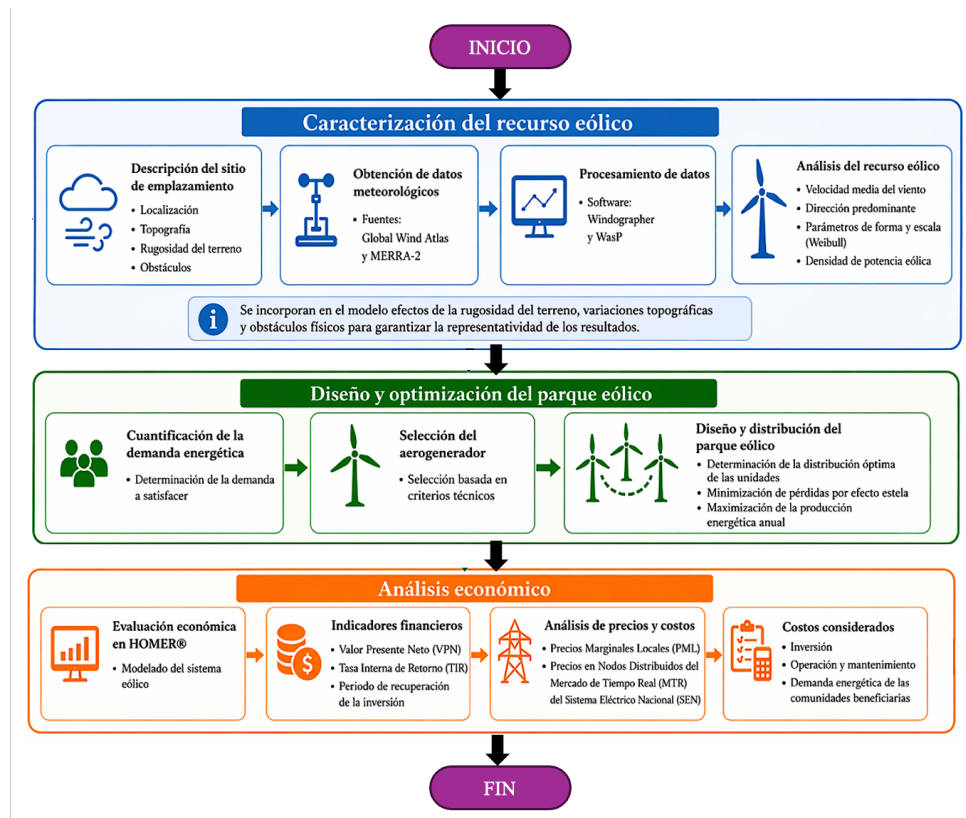
El objetivo principal de esta investigación es evaluar la viabilidad técnico-económica de un parque eólico de 12 MW en la comunidad de Reforma de Pineda. El artículo se estructura en seis secciones. La primera sección presenta la metodología de investigación a seguir; en la segunda sección desarrolla la caracterización del recurso eólico, detallando las velocidades, dirección predominante del viento y distribución de Weibull; la tercera sección aborda el diseño del parque eólico, incluyendo la selección y distribución óptima de los aerogeneradores; la cuarta sección expone el análisis económico mediante indicadores financieros clave; la quinta sección incluye la discusión de los resultados y finalmente, la sexta sección presenta las conclusiones.

Metodología

La metodología del presente estudio se estructura en tres etapas descritas en la Figura 1.

Figura 1

Metodología general



Fuente: elaboración propia.

Caracterización del recurso eólico. Se realizó una descripción detallada de la localización del sitio del emplazamiento y con datos meteorológicos de Global Wind Atlas y MERRA-2, procesados en los softwares especializados Windographer y WasP. Con ello, se determinó la velocidad media del viento, la dirección predominante, así como los parámetros de forma y escala de la distribución Weibull. Asimismo, se estimó la densidad de potencia eólica disponible del sitio (El Kihel, El Kadri y Chillali, 2024; Manwell, McGowan y Rogers, 2009; Rabbani y Zeeshan, 2020)

Para garantizar la representatividad de los resultados, se incorporaron en el modelo efectos de la rugosidad del terreno, las variaciones topográficas y la presencia de obstáculos físicos que pudieran alterar el flujo natural del viento.

Diseño y optimización del parque eólico. Se cuantificó la demanda energética a satisfacer y se seleccionó el aerogenerador más adecuado con base en diversos criterios

técnicos de selección. Posteriormente, se determinó la distribución idónea de las unidades dentro del parque, con el objetivo de minimizar las pérdidas por efecto estela y maximizar la producción energética anual.

Análisis económico. Mediante el software HOMER®, se evaluaron indicadores de viabilidad financiera: el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión.

El modelo asume una vida útil del proyecto de 25 años y costos de operación y mantenimiento (O&M) equivalentes al 2% del costo de inversión inicial, criterio ampliamente utilizado en la literatura para proyectos eólicos (IRENA, 2024). El modelo de ingresos se fundamenta en la valorización de la energía generada (kWh) a partir de los Precios Marginales Locales (PML) y los precios en Nodos Distribuidos del Mercado de Tiempo Real (MTR) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), incorporando los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como la demanda energética de las comunidades beneficiarias.

Caracterización del recurso eólico

Descripción del sitio

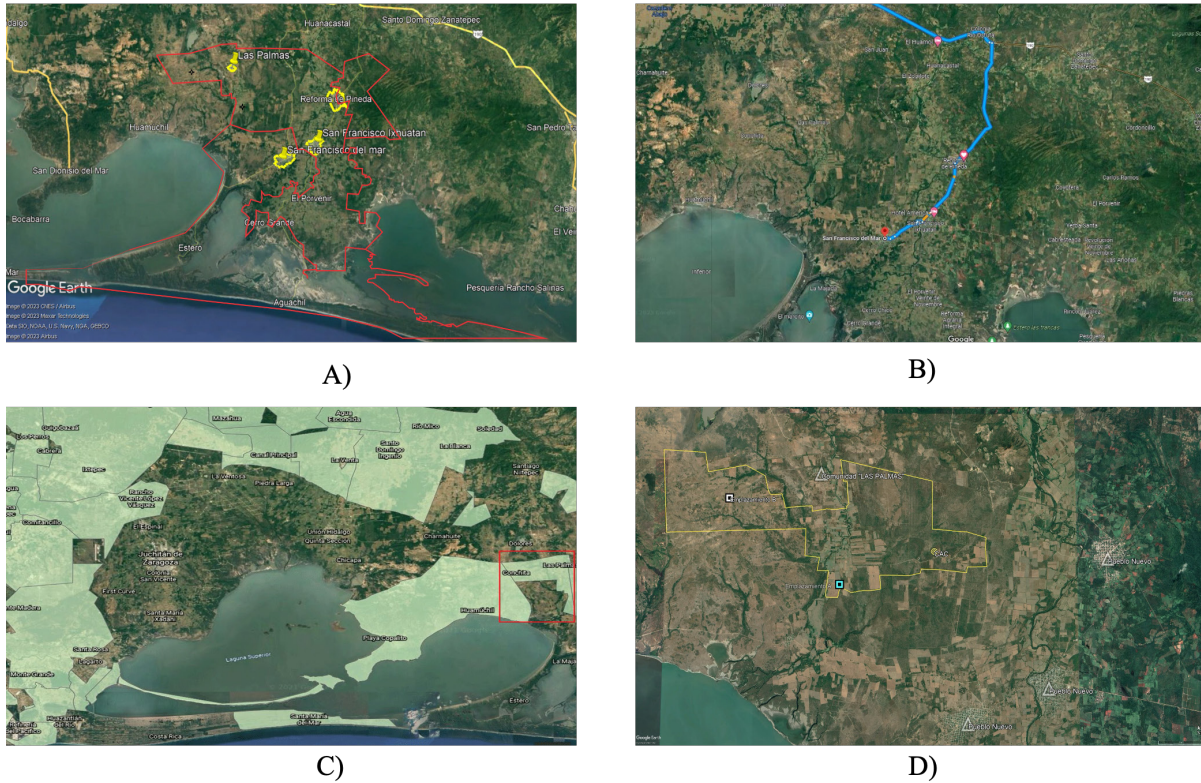
El sitio del emplazamiento se localiza en la región del Istmo de Tehuantepec, específicamente en el sureste de dicha región, al noreste de la Laguna Inferior y al sur de la zona de los Chimalapas. El área de análisis abarca una superficie de aproximadamente 950 km², correspondiente al territorio de tres municipios: Reforma de Pineda, San Francisco Ixhuatán y San Francisco del Mar (ver Figura 2 A). El acceso principal a estos municipios es a través de la Carretera Federal 200; vía que comunica Reforma con Ixhuatán y San Francisco del Mar en dirección hacia el sur (ver Figura 2 B); además, cuentan con conexión por vía de ferrocarril hacia el oeste con Ciudad Ixtepec, y hacia el este con Arriaga, Chiapas.

Dentro de este territorio, la zona destinada al estudio se ubica al noroeste de los municipios, en el área conocida como Mal Paso, con una superficie de 41.3 km² (4,130 ha), perteneciente al territorio ejidal del Istmo. Para mayor detalle sobre las áreas ejidales (Ramirez, 2021) y la delimitación de esta zona correspondiente, ver Figura 2 C. El sitio propuesto para el emplazamiento comprende un área de 7 km² (700 ha), actualmente

destinada a actividades agrícolas y ganaderas. A sus alrededores se localiza la localidad de Las Palmas, poblado de 499 habitantes (ver Figura 2 D).

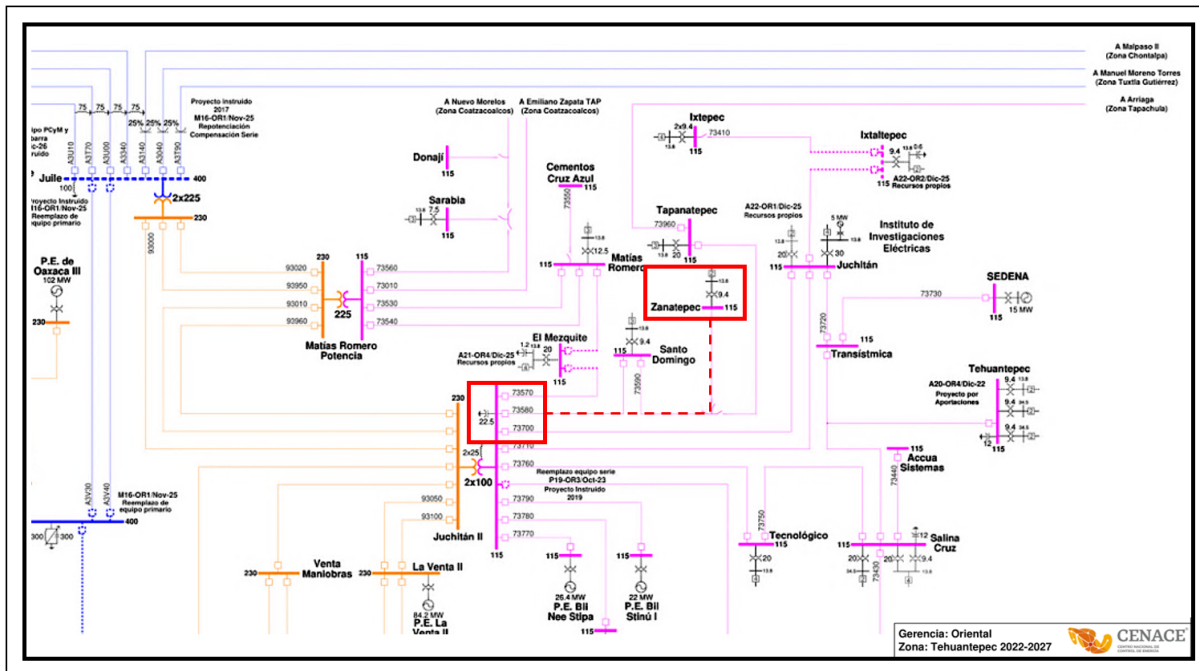
Figura 2

Localización y delimitación del área de estudio en el Istmo de Tehuantepec



Fuente: Google Earth (2024).

En este caso de estudio, la línea de transmisión y distribución de energía más adecuada para la conexión de un posible parque eólico es la línea JUD-115, la cual conecta la ciudad de Juchitán con la subestación eléctrica ubicada a la entrada del municipio de Reforma de Pineda, denominada Zanatepec (ver Figura 3). Dicha subestación se encuentra a una distancia aproximada de 20 km del sitio de emplazamiento.

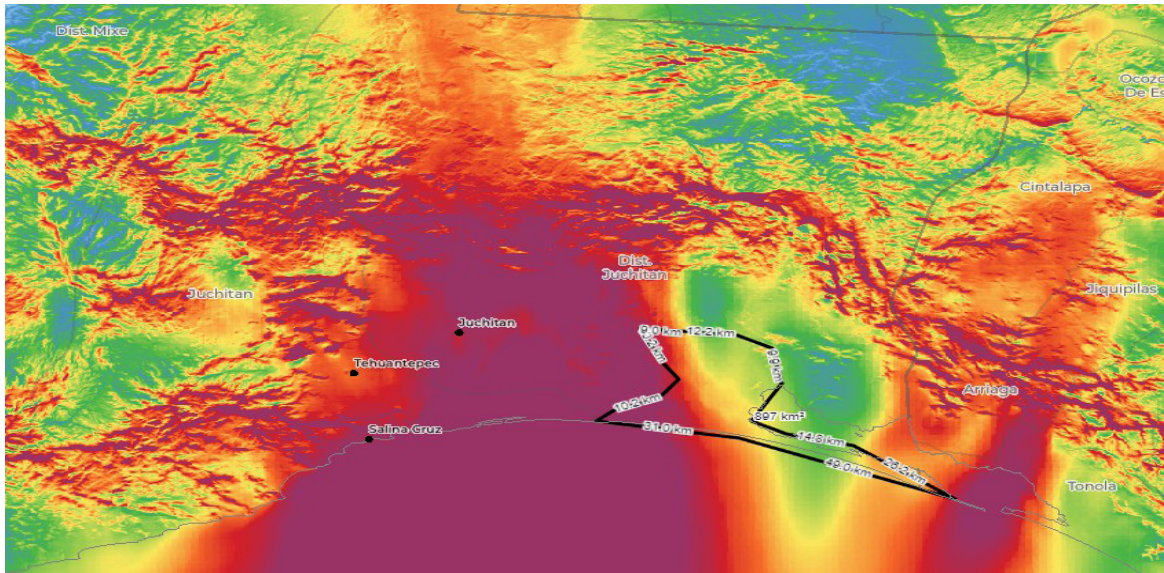
Figura 3*Líneas de transmisión y distribución*

Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE, 2022).

Análisis del recurso eólico con base de datos del GWA en WAsP

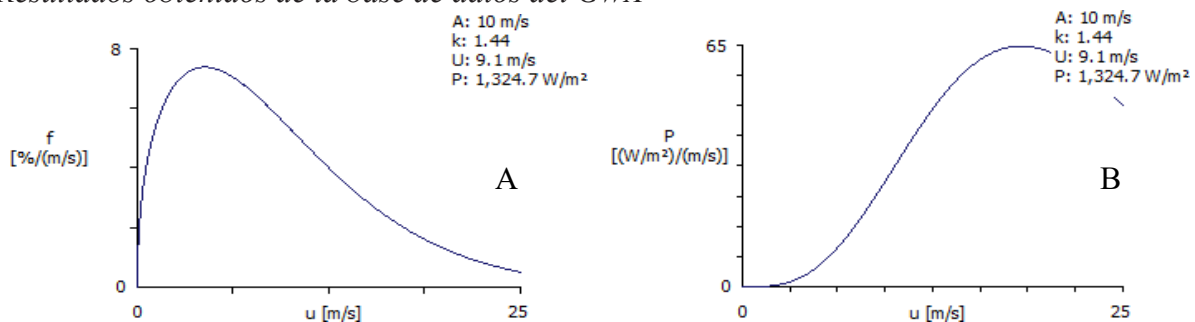
Dado que no se cuenta con una estación meteorológica en sitio ni en sus proximidades, el estudio se apoyó en estaciones meteorológicas virtuales. Con base en los datos del Global Wind Atlas (GWA), el 10% del área presenta condiciones eólicas destacadas: una velocidad media del viento de 9.62 m/s a 50 m de altura y una densidad de potencia aprovechable de entre 459 a 1,040 W/m² (ver Figura 4).

Recurso eólico del área de estudio



A partir de los datos del GWA procesados en el software WasP, se obtuvieron la distribución de probabilidad de Weibull (ver Figura 5 A) y la distribución de densidad de potencia (ver Figura 5 B). La distribución de Weibull arrojó un factor de forma $k=1.441$ y un factor de escala $c=10$ m/s. Por su parte, la distribución de densidad de potencia indica una velocidad media del viento de 9.1 m/s a 100 m de altura, una densidad de potencia total de 1,324 W/ m² y una rugosidad de 0.03 m.

Resultados obtenidos de la base de datos del GWA



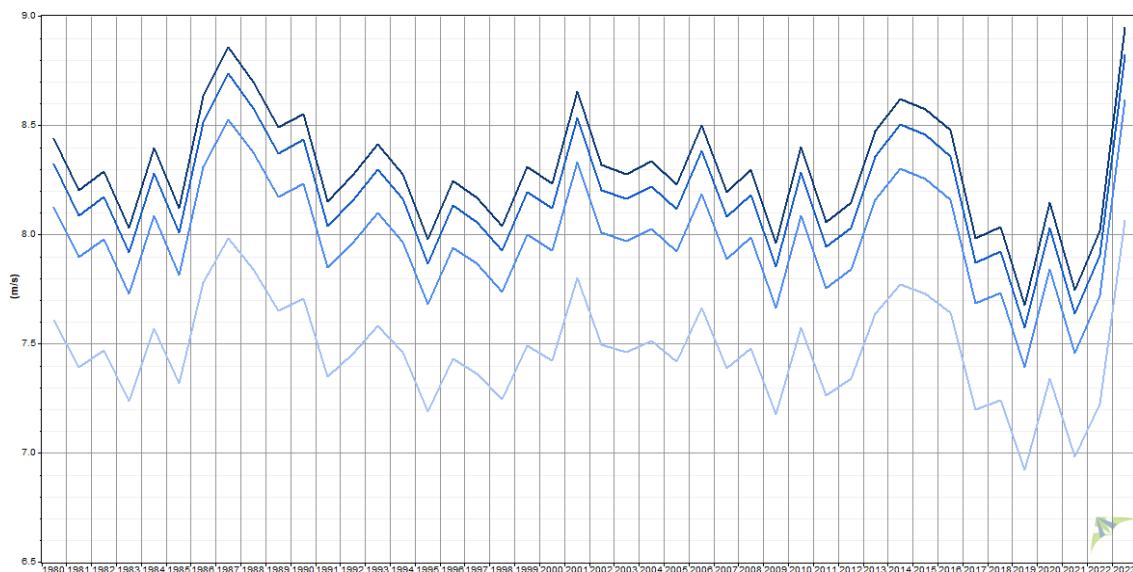
Fuente: elaboración propia, con base en el programa GWA (procesado en WAsP, 2024).

Análisis del recurso eólico con base de datos de MERRA-2 en Windographer

Se analizaron datos históricos de velocidad del viento para el periodo 1980-2023 obtenidos de la base de datos MERRA-2, y con el apoyo del software Windographer, se procesó la información a una altura de referencia de 50 m. La Figura 6 presenta la evolución interanual del recurso eólico a lo largo de los 43 años de registro.

Figura 6

Velocidad media anual obtenida de MERRA-2



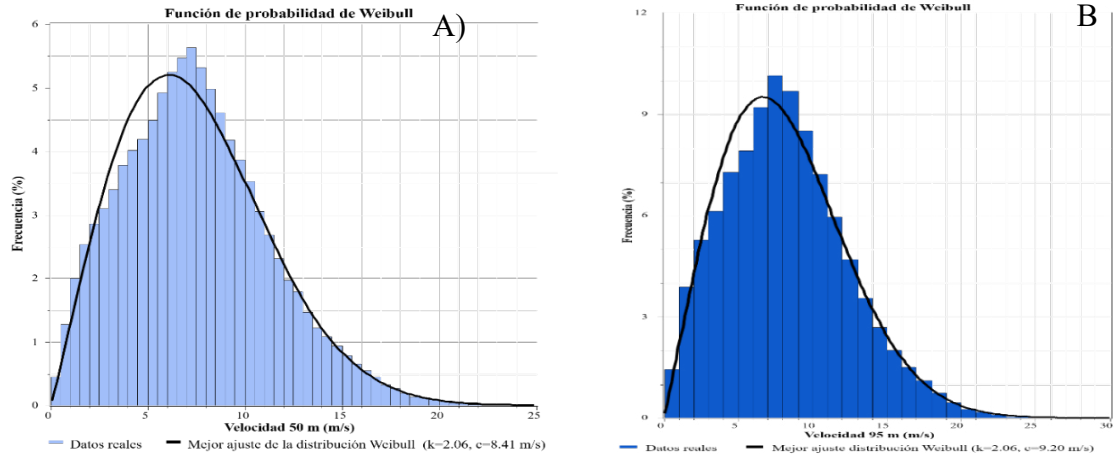
Fuente: elaboración propia, con base en el software Windographer (2024).

Con base en el análisis de la velocidad media mensual, se identifica que los meses con mayores velocidades son enero, noviembre y diciembre, con registros en un rango de 8 a 10 m/s; durante febrero, marzo y abril las velocidades oscilan entre 7 y 10 m/s; de mayo a septiembre se registran las velocidades más bajas, por debajo de los 7 m/s.

En la Figura 7 se observa el histograma de la distribución de Weibull para la velocidad del viento obtenida de la base de datos de MERRA-2 a 50 m (ver Figura 7 A) y 95 m (ver Figura 7 B) de altura; el histograma fue elaborado con un ancho de clase de 0.5 m/s.

Figura 7

Histograma de la distribución de probabilidad de Weibull para la velocidad del viento obtenida de MERRA-2

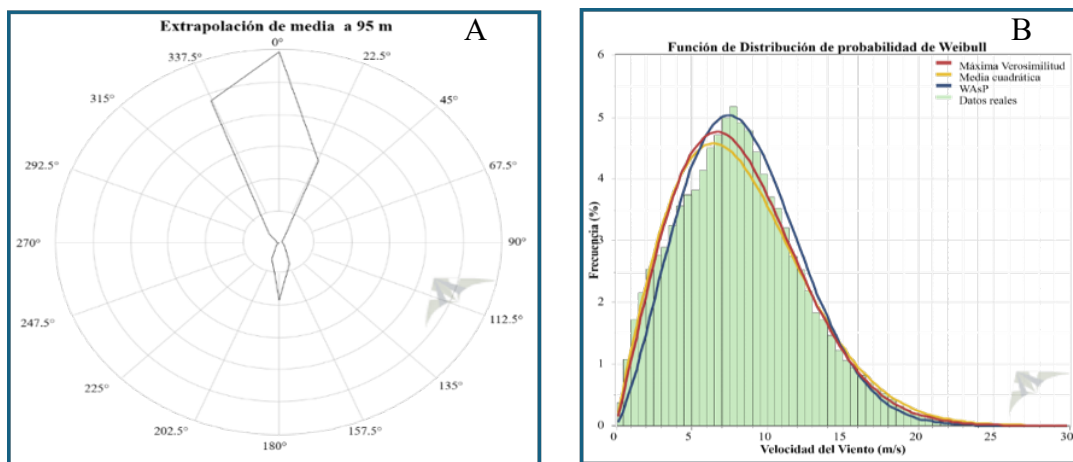


Fuente: elaboración propia, con base en el programa software Windographer (2024).

De acuerdo con los datos de MERRA-2, la dirección predominante del viento para una altura de 95 m es del Noroeste (ver Figura 8 A). Mientras que el histograma de la distribución de Weibull a 95 m de altura (ver Figura 8 B) se compara con los resultados obtenidos mediante diferentes métodos de ajuste de curva.

Figura 8

Rosa de los vientos y distribución de probabilidad de Weibull obtenida en Windographer MERRA-2 a 95 m con ajustes



Fuente: elaboración propia, con base en el programa software Windographer (2024).

La Tabla 1 resume los parámetros de la distribución Weibull para la velocidad del viento a 95 m de altura, derivados de MERRA-2. Del análisis comparativo de los métodos de ajuste se concluye que el método de máxima verosimilitud ofrece el mejor desempeño, con un coeficiente de determinación $R^2 = 0.983$, un factor de forma $k = 2.061$ y un factor escala $c = 9.204$ m/s.

Tabla 1

Parámetros de la distribución de Weibull según MERRA-2 a 95 m de altura

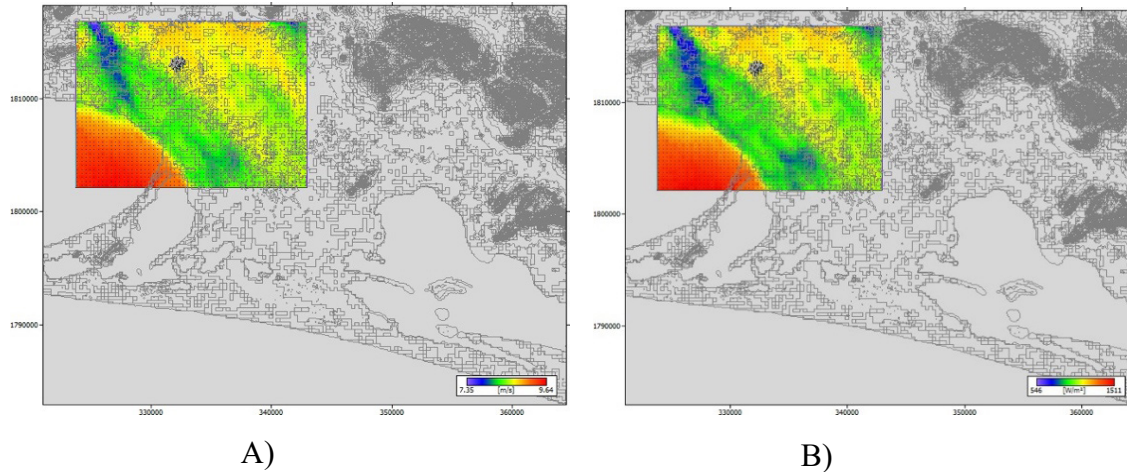
	Factor forma (k)	Factor escala (c) [m / s]	Media [m / s]	Proporción sobre media	Densidad de potencia W / m ²	R cuadrática
Máxima verosimilitud	2.061	9.204	8.153	0.459	615.6	0.98275
Media cuadrática	1.963	9.271	8.219	0.454	662.1	0.97767
WAsP	2.324	29.502	8.419	0.47	609.8	0.97778
Datos reales	379,104		8.166	0.47	609.8	

Fuente: elaboración propia, con base en el programa software Windographer (2024).

Los datos obtenidos del GWA, junto con los mapas de rugosidad y topografía generados en el Map Editor de WasP, fueron procesados para obtener: la velocidad media de viento (ver Figura 9 A) y la densidad de potencia promedio (ver Figura 9 B), ambas incorporan los efectos de la orografía del sitio.

Figura 9

Potencial eólico de la zona seleccionada



Fuente: elaboración propia, con base en el programa WasP (2024).

Diseño del parque eólico

Un aspecto fundamental en el diseño de un parque eólico es conocer la demanda energética a satisfacer. Para este estudio, se propuso cubrir el consumo eléctrico de tres comunidades del sureste del Istmo de Tehuantepec: Reforma de Pineda, San Francisco Ixhuatán y San Francisco del Mar. La información sobre el consumo energético de cada municipio se obtuvo de fuentes oficiales como el INEGI, complementada con datos sobre tarifas eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

De acuerdo con el INEGI, el consumo registrado en 2023 fue de 2.36 GWh/año en Reforma de Pineda, 7.25 GWh/año en San Francisco Ixhuatán y 4.09 GWh/año en San Francisco del Mar, lo que representa una demanda total de 13.70 GWh/año. Proyectando el consumo al año 2025, se estima una demanda de 2.44 GWh/año en Reforma de Pineda, 7.60 GWh/año en Ixhuatán y 4.78 GWh/año en San Francisco del Mar, con un consumo total de 14.82 GWh/año. Aplicando un factor de capacidad de 0.4, la energía que el parque debería generar asciende a 37.07 GWh/año. Con base en lo anterior, se propone diseñar un parque eólico con una capacidad de generación de 40 GWh/año, lo que requiere de una potencia instalada de 12 MW.

Selección del aerogenerador

Para seleccionar el aerogenerador idóneo para el sitio, se emplearon los siguientes criterios: la búsqueda del coeficiente de potencia máximo (C_p) a la velocidad más cercana a la del sitio y el factor de capacidad. Como parte del proceso de selección, se realizó una investigación de los aerogeneradores instalados en parques eólicos cercanos al lugar propuesto, con el fin de garantizar que el modelo elegido sea técnicamente apropiado para las condiciones del sitio. Entre los parámetros considerados se encuentran: el tipo de generador (Generador de Inducción Doblemente Alimentado [GIDA] o Generador Síncrono de Imanes Permanentes [GSIP]) y la potencia nominal (en el rango de 1.5 a 2.5 MW), entre otros datos tecnoeconómicos. La Tabla 2 presenta los modelos de aerogeneradores comparados.

Tabla 2

Resumen de aerogeneradores evaluados

	Coeficiente de potencia	Potencia Nominal (MW)	Alturas Buje (m)	Diámetro de rotor (m)	Tipo de generador	Precio \$\$/kW	Factor de capacidad
Gamesa G90 II-A	0.453	2.0	80/95/105	90	GIDA	700-900	42-44%
Acciona AW-1500 II-A	0.361	1.5	60/80	70	GIDA	700	40%
Vestas V-90 II-A	0.447	2.0	80/95/105	90	GIDA	650-840	43-44%
Enercon E-82 II-A	0.451	2.0	84/108/138	82	GSIP	727-1161	42-45%
Nordex N-90 II-A	0.482	2.5	80/100/120	90	GSIP	780-1220	39-41%
PowerWind 90 II-A	0.544	2.5	80/90/100	90	GSIP	890-1100	39-40%

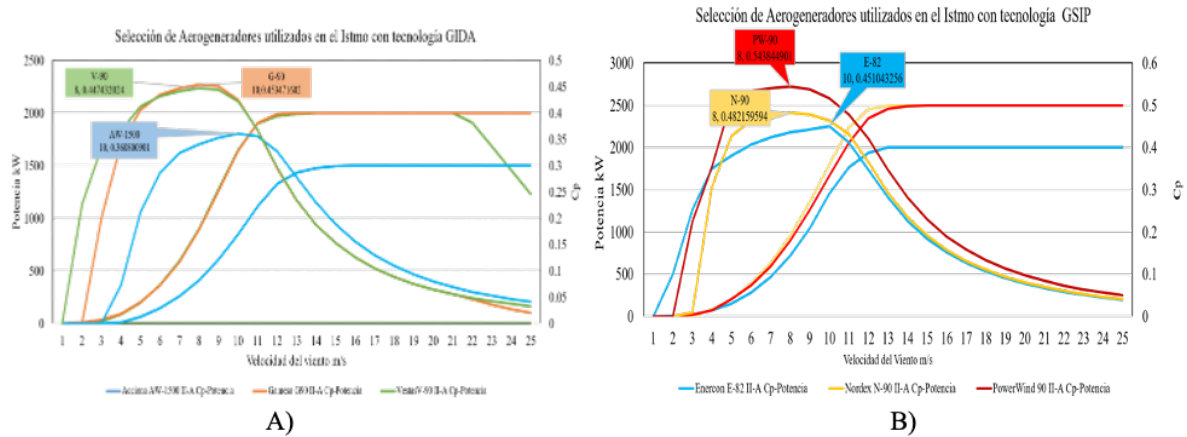
Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la información consultada, los aerogeneradores Vestas V-90 y Enercon E-82 destacan por presentar los mayores factores de capacidad del conjunto, con rangos de 42% a 45%. Para profundizar en la selección, se analizaron las curvas de potencia proporcionadas

por las fichas técnicas de cada fabricante y se comparó el coeficiente de potencia máximo entre los modelos con tecnología GIDA (ver Figura 10 A) y GSIP (ver Figura 10 B).

Figura 10

Coeficiente de potencia máximo de los aerogeneradores evaluados



Fuente: elaboración propia.

El aerogenerador Vestas V-90 alcanza su C_p máximo de 0.447 a una velocidad de 8 m/s, valor muy cercano a la velocidad media del sitio (8.1 m/s). Este comportamiento, sumado a su alto factor de capacidad y a su amplia presencia en parques eólicos de la región de Oaxaca (lo que facilitaría el suministro de refacciones, mantenimiento especializado y logística operativa) lo posiciona como la opción más adecuada para este estudio.

Distribución de aerogeneradores

Con base en las características del Vestas V-90, diámetro de rotor de 90 m y potencia nominal de 2 MW, se determinó que se requieren seis aerogeneradores para cubrir la demanda proyectada de 40 GWh/año, resultando en una potencia instalada total de 12 MW.

Los aerogeneradores se disponen en un diseño de dos circuitos de tres unidades cada uno, en configuración tresbolillo. Esta disposición geométrica establece una separación de 5 veces el diámetro de rotor ($5D = 450$ m) entre columnas y 7 diámetros de rotor ($7D = 630$ m) entre filas, esto asegura reducir el efecto estela y maximizar la captación de recurso eólico. La distribución resultante se muestra en la Figura 11.

Figura 11*Distribución en tresbolillo 5D x 7D*

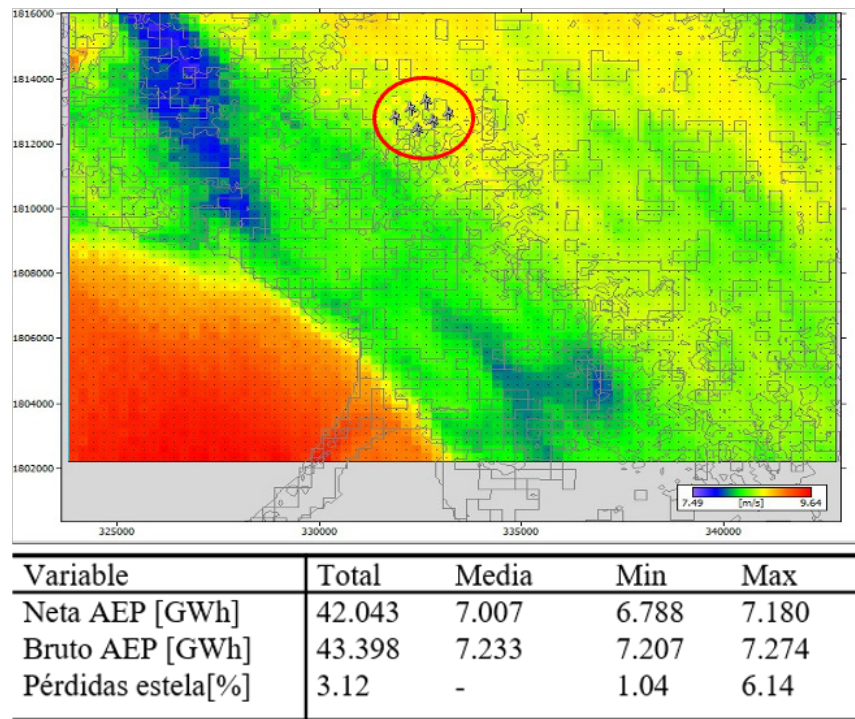
Fuente: elaboración propia, con base en el programa WAsP (2024).

Simulación energética del parque eólico en WAsP

La simulación del parque se realizó en el software WasP, integrando los datos del recurso eólico con los mapas de rugosidad y topografía del sitio elaborados en Map Editor y georreferenciados a partir de imágenes de Google Earth. El resultado es el mapa eólico del emplazamiento presentado en la Figura 12, el cual refleja la variación espacial del recurso considerando los efectos orográficos locales.

Figura 12

Ubicación y generación de energía estimada del parque en el mapa eólico



Fuente: elaboración propia, con base en el programa WAsP (2024).

En una primera iteración, se evaluó la configuración 3D x 5D (separación entre columnas y filas, respectivamente), cuyos resultados se presentan en la Figura 12 y sirven como base para la optimización posterior. A partir de este resultado, se procedió a optimizar las ubicaciones de los aerogeneradores bajo el criterio de minimizar las pérdidas por efecto estela. La nueva disposición redujo la pérdida máxima por estela de 6.14% a 2.69%, lo que representa una mejora significativa en la eficiencia respecto a la configuración inicial.

La configuración optimizada permite obtener una producción anual de energía (AEP) bruta de 43.54 GWh y una producción neta de 42.97 GWh, distribuida entre los seis aerogeneradores con una AEP media de 7.16 GWh por unidad. Las pérdidas por efecto estela representan únicamente el 1.3% de la producción bruta, valor que se encuentra muy por debajo del umbral del 5% ampliamente adoptado como criterio de eficiencia en el diseño de parques eólicos (Göçmen et al., 2016; Li et al., 2023; Manwell et al., 2009). El modelo de estela aplicado sigue los principios del modelo de Jensen (1983), integrado en el software WAsP para la evaluación de las interacciones entre turbinas.

La Figura 13 muestra la vista satelital del emplazamiento propuesto con la distribución final de los seis aerogeneradores sobre el terreno.

Figura 13

Ubicación propuesta del parque en los terrenos ejidales



Fuente: Google Earth (2024).

Estudio económico

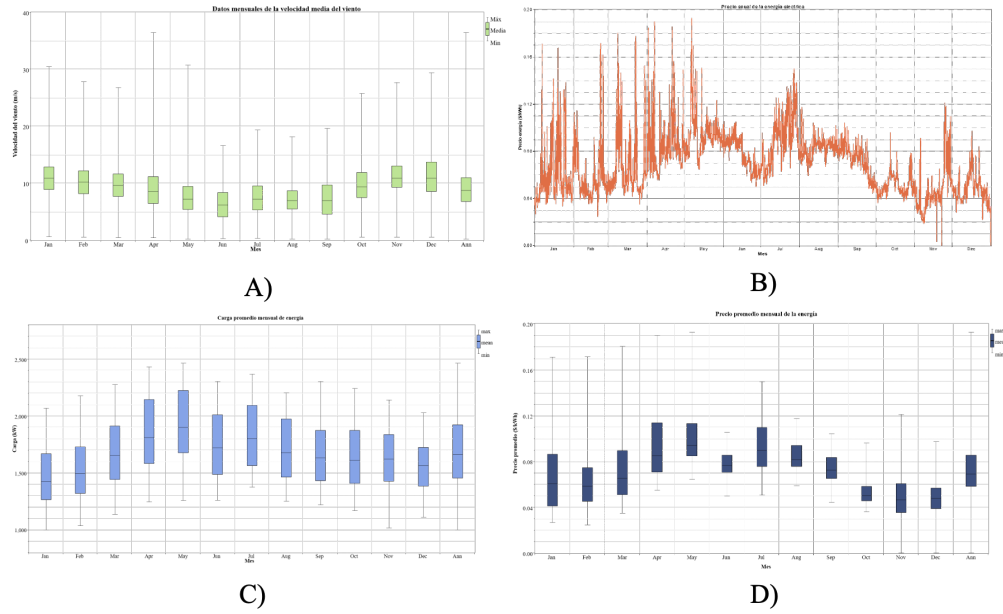
Para el análisis de viabilidad económica del proyecto se utilizó el software HOMER, herramienta ampliamente empleada en la simulación y evaluación de sistemas de energía renovable a escala de proyecto (Lambert, Gilman y Lilienthal, 2006). Los indicadores financieros calculados fueron el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión, parámetros fundamentales para determinar la rentabilidad y el riesgo financiero asociado a un proyecto (Brealey, Myers y Allen, 2020).

Los datos de entrada del modelo se describen a continuación. El recurso eólico y las características del aerogenerador seleccionado fueron detallados en las secciones 3 y 4.1 respectivamente. La Figura 14 A presenta el perfil anual de velocidad del viento integrado en HOMER, donde se observan velocidades medias mensuales en el rango de 6 a 12 m/s y una velocidad máxima registrada de 36 m/s.

El precio de la energía eléctrica constituye una variable de referencia esencial para la evaluación económica de proyectos de generación renovable, ya que determina los ingresos potenciales a lo largo de su vida útil del proyecto (IRENA, 2024). Para este estudio se utilizó el Precio Marginal Local (PML) del nodo JUD-115, obtenido a partir de datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Como se ilustra en la Figura 14 B, el PML registró valores en el rango de 0.04 a 0.19 USD/kWh durante el periodo analizado.

La Figura 14 C presenta el diagrama de caja del PML mensual, esto permite visualizar la dispersión, la mediana y los valores atípicos del precio de la energía a lo largo del año. Del análisis se observa que abril registró el promedio mensual más alto, con valores superiores a 0.11 USD/kWh, mientras que mayo concentró los precios máximos más elevados del periodo, con registros por encima de 0.19 USD/kWh. Esta variabilidad estacional es relevante para la estimación de ingresos, dado que los meses de mayor precio no necesariamente coinciden con los de mayor generación eólica en el sitio.

Finalmente, la carga a satisfacer se definió a partir de la demanda energética proyectada para las tres comunidades del área de influencia, ajustada a las condiciones de consumo de la Zona Tehuantepec, región oriental. La Figura 14 D ilustra la distribución temporal de la carga de 40 GWh a lo largo del año, perfil que sirve como referencia para evaluar el grado de cobertura energética que el parque propuesto puede ofrecer en cada periodo.

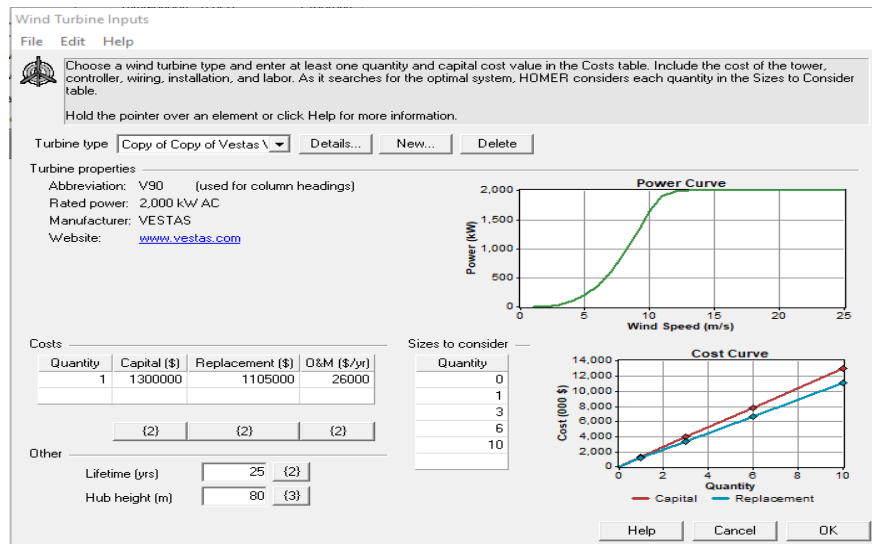
Figura 14*Datos de entrada para la evaluación económica del parque eólico en HOMER*

Fuente: elaboración propia, con base en el programa HOMER (2024).

La Figura 15 muestra la interfaz de HOMER donde se ingresaron la curva de potencia del aerogenerador Vestas V-90 y sus parámetros tecnoeconómicos, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Figura 15

Datos tecnoeconómicos del aerogenerador Vestas V-90 ingresados en HOMER



Fuente: elaboración propia, con base en el programa HOMER (2024).

Resultados del estudio económico

A partir de los datos de entrada descritos, se ejecutó la simulación tecnoeconómica en HOMER evaluando configuraciones de una a seis unidades del aerogenerador Vestas V-90. Los resultados, presentados en la Tabla 3, indican que el proyecto alcanza viabilidad económica a partir de tres aerogeneradores, y que la configuración de seis unidades es la que maximiza el beneficio económico.

Tabla 3*Datos de salida: resultados de la simulación económica en HOMER*

V90	Capital inicial	Costo de operación (\$/año)	Total VPN	LCOE (\$/ kwh)	Fracc. renovable
6	\$7,800,000	-2,351,173	-\$22,255,886	-0.12	0.95
5	\$6,500,000	-1,788,640	-\$16,364,822	-0.088	0.94
4	\$5,200,000	-1,226,107	-\$10,473,759	-0.056	0.92
3	\$3,900,000	-663,573	-\$4,582,693	-0.025	0.88
2	\$2,600,000	-101,040	\$1,308,374	0.007	0.79
1	\$1,300,000	461,494	\$7,199,438	0.039	0.57

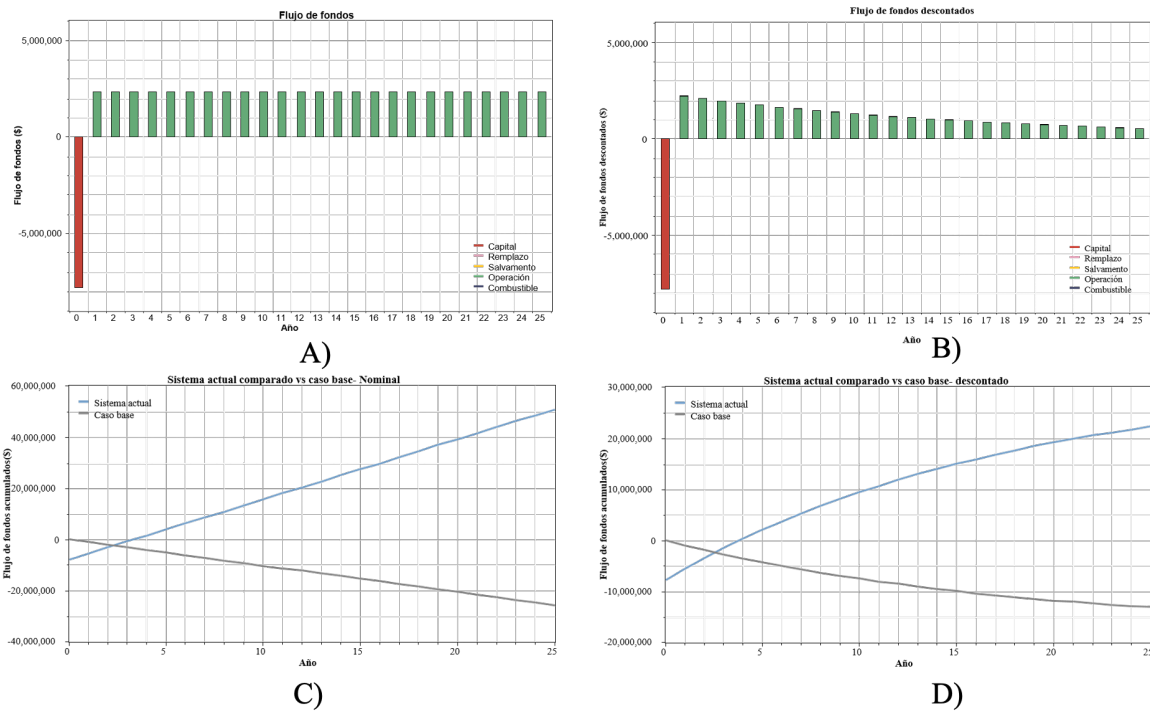
Fuente: elaboración propia, con base en el programa HOMER (2024).

La Figura 16 muestra la estructura financiera del proyecto mediante cuatro representaciones: la Figura 16 A presenta el flujo de caja simple de la simulación base, mientras que la Figura 16 B incorpora una tasa de descuento anual del 6%, representativa del costo de oportunidad del capital en proyectos de energía renovable en América Latina (IRENA, 2023); ambas integran la inversión inicial de capital (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (OPEX) proyectados a lo largo de la vida útil del proyecto.

La Figura 16 C presenta el flujo de caja acumulado en dólares (USD) sin aplicación de tasa de descuento. El análisis indica un periodo simple de retorno de la inversión de 4.46 años, resultado que refleja las condiciones favorables del recurso eólico en el sitio y los niveles de precio de energía del nodo JUD-115. La Figura 16 D muestra el flujo de caja acumulado descontado, bajo el cual el periodo de retorno de inversión asciende a 5.56 años.

Figura 16

Datos de salida: flujos de caja simple y descontados al 6% anual del proyecto eólico



Fuente: elaboración propia, con base en el programa HOMER (2024).

Los indicadores tecnoeconómicos de la simulación del proyecto eólico confirman su viabilidad financiera. La instalación de seis aerogeneradores Vestas V-90, con una inversión inicial de 7.8 millones de dólares (M USD), genera una producción anual de 43.1 GWh/año. Los indicadores financieros resultantes son: VPN = 35.3 M USD, TIR = 35.16% y periodo de retorno de inversión descontado = 5.56 años. La TIR obtenida supera ampliamente la tasa de descuento aplicada (6%), lo que confirma la rentabilidad del proyecto bajo las condiciones del análisis (Brealey et al., 2020).

Análisis de sensibilidad

Con el fin de evaluar el comportamiento del proyecto ante posibles variaciones del mercado financiero, se realizó un análisis de sensibilidad modificando la tasa de descuento anual. Se evaluaron tres escenarios (ver Tabla 4): tasa del 6%, tasa media de 9% y tasa alta de 12%. Los resultados muestran que el proyecto mantiene su viabilidad económica en los tres escenarios,

aunque con una reducción progresiva en los beneficios económicos netos. Al incrementar la tasa de interés al 9%, las ganancias disminuyen un 28% respecto al escenario base. Con una tasa del 12%, la reducción asciende al 47.4%, el periodo de recuperación se extiende de 5.56 a 7.13 años y la TIR se reduce a 27.92%; no obstante, este valor supera con holgura la tasa de descuento aplicada, lo que confirma que el proyecto genera valor económico positivo incluso bajo condiciones de financiamiento adversas.

Tabla 4

Análisis de sensibilidad por tasa de descuento anual

Métrica	Corrida 6% anual	Corrida 9% anual	Corrida 12% anual
Capacidad Instalada kW	12,000		
Salida promedio kW	6,063		
Factor de capacidad	49		
Total producción kW	43,114,468		
Emisiones evitadas CO2 Kg	-16,785,074		
Valor presente	\$35,346,408	\$25,353,164	\$18,672,168
TIR descontada	35.16%	31.44%	27.92%
Tasa interna de Retorno	43.30%		
Retorno Simple	4.46 AÑOS		
Retorno descontado	5.56 AÑOS	6.249 AÑOS	7.129 AÑOS

Fuente: elaboración propia, con base en el programa HOMER (2024).

Discusión

El presente estudio tiene las siguientes limitaciones: en primer lugar, la caracterización del recurso eólico se realizó con datos de reanálisis (MERRA-2 y Global Wind Atlas), los cuales, si bien son herramientas ampliamente validadas para la evaluación eólica preliminar (Gruber et al., 2022; Hernández-Escobedo et al., 2014; Rabbani y Zeeshan, 2020; Staffell y Pfenninger, 2016), no sustituyen las mediciones in situ mediante anemometría a largo plazo, que constituyen el estándar para proyectos de inversión formal. En segundo lugar, el análisis económico asume precios de energía históricos del nodo JUD-115 (CENACE, 2024), sin considerar escenarios de variación regulatoria ni cambios en la política energética nacional, factores de riesgo relevantes dado el entorno normativo actual en México. En tercer lugar, la implementación efectiva del modelo de beneficio compartido requeriría un proceso de

consulta previa, libre e informada conforme al Convenio 169 de la OIT, cuya viabilidad no fue evaluada en este trabajo. Estas limitaciones señalan líneas prioritarias para estudios futuros: campañas de medición in situ, análisis de riesgo regulatorio y evaluación formal del proceso de participación comunitaria.

En cuanto al recurso eólico, el emplazamiento (16.4° N, 94.6° O) presenta condiciones favorables para el aprovechamiento eólico, con una velocidad media de 8.16 m/s a 95 m de altura. Las fuentes de datos empleadas, MERRA-2 y Global Wind Atlas, muestran una diferencia inferior a 0.4 m/s, lo que incrementa la confiabilidad de la caracterización. La intensidad de turbulencia calculada clasifica el sitio como clase II conforme a la norma IEC 61400, clasificación que es consistente con la selección del aerogenerador Vestas V-90, diseñado para operar en sitios de intensidad de turbulencia media.

Con una capacidad instalada de 12 MW, el parque generará 43 GWh/año, equivalente a una productividad específica de 3.58 GWh/MW instalado. Este valor es comparable con proyectos eólicos exitosos en el istmo de Tehuantepec, como Stipa Nayaá (3.94 GWh/MW instalado), Oaxaca I (4.05 GWh/MW instalado) y otros emplazamientos en México como el parque Dolores (3.42 GWh/MW instalado), lo que valida la competitividad del recurso eólico en el sitio propuesto. La energía generada cubre la demanda proyectada de 14.83 GWh/año para 20,831 habitantes (aproximadamente 7,000 familias) en Reforma de Pineda, San Francisco Ixhuatán y San Francisco del Mar, y permite la venta de excedentes al nodo JUD-115. En términos de inversión por habitante beneficiado, el proyecto propuesto con una inversión de 7.8 millones USD a beneficio de 20,831 habitantes resulta competitivo frente a referencias regionales como Oaxaca I (24 M USD para 27,450 habitantes) y Dolores (17.7 M USD para 19,253 habitantes). Además, se estima una reducción de 16,785 tCO₂/año, lo que abre la posibilidad de obtener Certificados de Energía Limpia (CEL) otorgados por la Comisión Nacional de Energía (CNE, antes CRE) reforzando la viabilidad socioambiental del proyecto.

El análisis económico confirma la solidez financiera del proyecto en todos los escenarios evaluados. En el escenario con tasa de descuento del 6%, el VPN alcanza 35.3 M USD, la TIR es de 35.16% y el periodo de retorno de inversión de 5.56 años. En el escenario conservador (tasa del 12%), el VPN se sitúa en 18.7 M USD, la TIR en 27.92% y el periodo de recuperación en 7.13 años. En ambos casos, la TIR supera ampliamente la tasa de descuento anual del 6%, representativa del costo de oportunidad del capital, lo que no solo demuestra la viabilidad económica del proyecto bajo condiciones adversas, sino que

también establece un modelo replicable para el desarrollo energético de comunidades rurales, integrando criterios técnicos, económicos y socioambientales.

El emplazamiento en Reforma de Pineda, Oaxaca, clasificado con potencial eólico bueno por el NREL, es técnicamente adecuado para la instalación de un parque eólico de 12 MW compuesto por seis aerogeneradores Vestas V-90 en configuración tresbolillo (5D x 7D). Esta disposición minimiza las pérdidas por el efecto estela al 1.3%, valor por debajo del umbral del 5% adoptado en la práctica de diseño de parques eólicos (Göçmen et al., 2016; Manwell et al., 2009). La producción neta de 43 GWh/año, con un factor de capacidad de 49%, satisface la demanda proyectada de 14.83 GWh/año y genera excedentes comercializables. El conjunto de resultados demuestra que la energía eólica, cuando se desarrolla con un enfoque de beneficio comunitario, constituye un instrumento eficaz para impulsar la transición energética justa en regiones rurales de México.

Conclusiones

El diseño y evaluación de un parque eólico de 12 MW en Reforma de Pineda, Oaxaca, demuestra la viabilidad técnica, económica y socioambiental del proyecto en todos los escenarios analizados. El sitio presenta un recurso eólico de alta calidad (velocidad media 8.16 m/s a 95 m, clase IEC II) y una consistencia notable entre fuentes de datos independientes (MERRA-2 y GWA, diferencia inferior a 0.4 m/s). El aerogenerador Vestas V-90 resulta óptimo para las condiciones del sitio y la configuración tresbolillo (5D × 7D) minimiza las pérdidas por efecto estela al 1.3%, por debajo del umbral del 5% adoptado en la práctica de diseño de parques eólicos (Göçmen et al., 2016; Manwell et al., 2009). La producción estimada de 43 GWh/año con un factor de capacidad de 49% cubre la demanda de 20,831 habitantes y genera excedentes comercializables en el mercado eléctrico mayorista, con una reducción estimada de 16,785 tCO₂/año.

Financieramente, el proyecto es robusto incluso bajo condiciones adversas: con una tasa de descuento del 12%, el VPN es de 18.7 M USD y la TIR de 27.92%, superando ampliamente la tasa del 6% representativa del costo de oportunidad del capital. Bajo condiciones favorables (tasa del 6%), el VPN alcanza 35.3 M USD, la TIR es de 35.16% y período de recuperación de 5.56 años.

El modelo de beneficio compartido, desarrollado en consulta con la comunidad y sustentado en mecanismos concretos de gobernanza, constituye un elemento diferenciador respecto a proyectos previos en la región (Portador y Solórzano, 2024; Torres-Wong y Masera, 2023), y ofrece un esquema replicable para impulsar la transición energética justa en comunidades rurales de México.

Declaraciones éticas y de transparencia

Declaración de uso de inteligencia artificial: los autores utilizaron herramientas con fines de modelado técnico (WAsP, Windographer, HOMER). No se emplearon herramientas de IA generativa para la generación de contenido del manuscrito.

Declaración de conflicto de interés: los autores declaran que no existe conflicto de interés relacionado con la publicación de este trabajo. El proyecto analizado no cuenta con financiamiento privado comprometido ni vinculación comercial con los fabricantes de aerogeneradores mencionados.

Declaración de financiamiento

Esta investigación no recibió financiamiento específico de agencias de financiamiento públicas, comerciales o sin fines de lucro.

Contribución de autoría (CRediT)

M.C. Alejandra Velázquez Velázquez (<https://orcid.org/0009-0005-8215-7240>): conceptualización, metodología, supervisión. M.C. José Antonio Rojas-Escobar (<https://orcid.org/0009-0008-6052-8217>): análisis de datos, simulación, redacción del borrador original. Dr. Adán Acosta Banda (<https://orcid.org/0000-0002-3979-9759>): revisión crítica, validación metodológica.

Referencias

- Asociación Mexicana de Energía Eólica [AMDEE] (2022). Informe Anual de Energía Eólica en México 2022. <https://amdee.org/project/informe-anual-amdee-2022/>
- Beleño Díaz, F. J. (2024). Simulación y estimación de potencia con parques eólicos mediante el programa WindPro: Comparativa de configuraciones con otros programas comerciales [Tesis para obtener grado]. Universidad de los Andes. <https://hdl.handle.net/1992/73669>
- Brealey, R. A., Myers, S. C. y Allen, F. (2020). Principles of Corporate Finance. McGraw-Hill Education.
- Centro Nacional de Control de Energía [CENACE] (2024). Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista. <https://www.cenace.gob.mx>
- Domingo Górriz, I. (2023). Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre. [Tesis para obtener grado]. Universidad Pontificia Comillas. <http://hdl.handle.net/11531/73349>
- El Kihel, B., El Kadri Elyamani, N. E. y Chillali, A. (2024). Evaluation of Weibull parameters for wind energy analysis in the eastern region of the Kingdom of Morocco. Wind Engineering, 48(3). <https://doi.org/10.1177/0309524X231225965>
- Gallardo Robles, L. J. y Torres-Wong, M. (2025). Energías renovables e injusticia energética en el Istmo de Tehuantepec: Cambios y continuidades durante el obradorismo. Argumentos. Estudios Críticos de la Sociedad. <https://argumentos.xoc.uam.mx/index.php/argumentos/article/view/1631>
- García Marrero, L. E. (2020). Herramienta de apoyo a la toma de decisiones bajo criterios múltiples en la planificación de parques solares y eólicos. [Tesis para obtener el grado de Maestría]. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. <https://www.researchgate.net/publication/385492267>
- Global Wind Energy Council [GWEC] (2024). Global Wind Report 2024. <https://gwec.net/globalwindreport/>
- Göçmen, T., Van der Laan, P., Réthoré, P.-E., Diaz, A. P., Larsen, G. C. y Ott, S. (2016). Wind turbine wake models developed at the Technical University of Denmark: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60, 752-769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.125>

- Gruber, K., Regner, P., Wehrle, S., Zeyringer, M. y Schmidt, J. (2022). Towards global validation of wind power simulations: A multi-national assessment of wind power simulation from MERRA-2 and ERA-5 reanalyses bias-corrected with the Global Wind Atlas. *Energy*, 238, 121520. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121520>
- Hernández-Escobedo, Q., Saldaña-Flores, R., Rodríguez-García, E. R. y Manzano-Agugliaro, F. (2014). Wind energy resource in Northern Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 890-914. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.043>
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2023). The cost of financing for renewable power. <https://www.irena.org/Publications/2023/May/The-cost-of-financing-for-renewable-power>
- _____. (2024). Renewable Power Generation Costs in 2023. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-power-generation-costs-in-2023>
- Jensen, N. O. (1983). A note on wind generator interaction (RISO-M-2411). Risoe National Laboratory.
- Jiménez-Velázquez, A., García-Juárez, A., García-Vera, A., Velázquez-Velázquez, A., Butrón-Mora, L., Dorrego-Portela, J., Iracheta-Cortez, R. y Enríquez-Santiago, J. (2024). Diseño y evaluación de viabilidad económica de un parque eólico para satisfacer la demanda energética de la Universidad del Istmo, Campus Juchitán. 2024 IEEE 42nd Convención de Centroamérica y Panamá (CONCAPAN XLII), 1-6. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10933910>
- Lambert, T., Gilman, P. y Lilienthal, P. (2006). Micropower system modeling with HOMER. En F. Farret y M. Simões (Eds.). *Integration of Alternative Sources of Energy*. Wiley.
- Li, D., Chang, J., Ma, G. y Liu, Y. (2023). Optimized wake-superposition approach for multiturbine wind farms. *Scientific Reports*, 13, 6672. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-33165-4>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. y Rogers, A. L. (2009). Wind energy explained: Theory, design, and application. *Wind Engineering*, (1). <https://doi.org/10.1260/030952406778055054>
- Martínez-Mendoza, E. y Rivas-Tovar, L. A. (2024). Desarrollo tecnológico y cadena de valor de la energía eólica en México. *Economía, Sociedad y Territorio*, 24(75), e2030. <https://doi.org/10.22136/est20242030>

- Martínez-Mendoza, E., Rivas-Tovar, L. A. y García-Santamaría, L. E. (2021). Wind energy in the Isthmus of Tehuantepec: Conflicts and social implications. *Environment, Development and Sustainability*, 23, 11706-11731. <https://doi.org/10.1007/s10668-020-01136-8>
- Olmedo Ruíz, J. M., Plaza Vélez, H. A. y Ochoa Correa, D. (2021). Análisis multicriterio para la identificación de zonas potenciales para la explotación de energía eólica en las costas del litoral ecuatoriano. [Tesis para obtener un grado]. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación.
- Olvera, D. R. (2020). Impactos ecosociales de los parques eólicos en el Istmo de Tehuantepec, México. *Revista Temas Sociológicos*, (27), 559-593.
- Ordaya Iwamoto, A. S. (2021). Estudio multicriterio de la inversión de un proyecto de energía eólica. [Tesis para obtener un grado]. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Portador, T. y Solórzano, O. A. (2024). Conflictos socioambientales en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México. *Anuario del Conflicto Social*, 15. <https://doi.org/10.1344/ACS2024.15.8>
- Rabbani, R. y Zeeshan, M. (2020). Exploring the suitability of MERRA-2 reanalysis data for wind energy estimation, analysis of wind characteristics and energy potential assessment for selected sites in Pakistan. *Renewable Energy*, 154, 1240-1251. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.100>
- Ramírez, J. (2021). Inversión en energías eólicas en el Istmo de Tehuantepec –continuidad del colonialismo interno en las disputas territoriales. *Iberoamericana – Nordic Journal of Latin American and Caribbean Studies*, 50(1), 40-52. <https://doi.org/10.16993/iberoamericana.513>
- Rodríguez Carmona, E. y Espitia Cubillos, A. A. (2024). Tipos de energías alternativas. *Revista Punto de Inflexión*, 1(1), 17-31. <https://doi.org/10.22579/30286425.1004>
- Sánchez, J., Deniau, Y., Velázquez, S. y Pérez, L. (2023). Corredor eólico en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México. En J. Sánchez y A. Matarán (Eds.). *Colonialismo energético. Territorios de sacrificio para la transición energética corporativa en España, México, Noruega y el Sáhara Occidental*. (Pp. 79-104). Icaria Editorial.
- Secretaría de Energía [SENER] (2022). *Prospectiva de Energías Renovables 2022–2036*. Secretaría de Energía, México. <https://www.gob.mx/sener>

- Staffell, I. y Pfenninger, S. (2016). Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114, 1224-1239. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>
- Torres-Wong, M. y Masera, O. (2023). Sistemas energéticos rurales: Justicia y sustentabilidad. *Ciencias y Humanidades*, 3(7), 73-83.
- Villareal-Vega, M. A., Lastiri-Hernández, M. A., Escobedo-Bailón, F. E., Bautista-Capetillo, C. y Cruz-Fuentes, T. (2021). Site selection for wind energy deployment in Mexico using multi-criteria analysis and geographic information systems. *Sustainability*, 13(18), 10120. <https://doi.org/10.3390/su131810120>