

# Análisis energético-económico de un parque eólico de 30 MW en Bahía de Caráquez, Ecuador, mediante el software RETScreen

## Energy-Economic Analysis of a 30 MW Wind Farm in Bahía de Caráquez, Ecuador, Using RETScreen Software

Mayra Alejandra Pacheco Cunduri<sup>1</sup>, Ivan Marcelo Ortiz Parra<sup>2</sup>, María Rosa Cunduri Cunduri<sup>2</sup>, Michael Alejandro Garcés Ponce<sup>2</sup>

### Cita:

Pacheco Cunduri, M. A., Ortiz Parra, I. M., Cunduri Cunduri, M. R., & Garcés Ponce, M. A. (2026). Análisis energético-económico de un parque eólico de 30 MW en Bahía de Caráquez, Ecuador, mediante el software RETScreen. *TESLA Revista Científica*, 6(1), e705. <https://doi.org/10.55204/trc.v6i1.e705>

**Recibido:** 12/03/2026

**Revisado:** 19/03/2026 al 08/05/2026

**Corregido:** 28/05/2026

**Aceptado:** 11/06/2026

**Publicado:** 18/06/2026

### Licencia:

Los contenidos de este artículo están bajo una licencia Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0). Los autores conservan los derechos morales y patrimoniales de sus obras.

The contents of this article are under a Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0) license. The authors retain the moral and patrimonial rights of their works.

<sup>1</sup> Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH), Facultad de Informática y Electrónica, Riobamba, Ecuador.

<sup>2</sup> Investigadores independientes, Riobamba, Ecuador.

<sup>1</sup> mayra.pacheco@epoch.edu.ec; <sup>2</sup> vanchos\_mop@hotmail.com;

<sup>2</sup> mariacunduri@yahoo.es; <sup>2</sup> maicolgarces04@hotmail.com

**ORCID:** <sup>1</sup> 0000-0002-6133-7809; <sup>2</sup> 0009-0006-4142-2498;

<sup>2</sup> 0009-0007-0449-7818; <sup>2</sup> 0009-0001-3407-2980

**Resumen:** La energía eólica presenta un potencial relevante en la costa ecuatoriana. El objetivo fue evaluar el desempeño energético y económico de un parque eólico de 30 MW, compuesto por diez aerogeneradores ENERCON E-82, en Bahía de Caráquez, Manabí. El estudio empleó datos meteorológicos de 2014 como línea base documental, el Método 3 de RETScreen, información satelital de la NASA y la ley exponencial de Hellmann para extrapolar la velocidad del viento a 138 m de altura. El análisis financiero consideró una inversión de 48.046.875 €, una vida útil de 20 años y una tarifa de exportación de 67 €/MWh. Se obtuvo una velocidad media de 10 m/s a la altura de buje y una energía neta exportada de 65.921 MWh/año. El Valor Presente Neto alcanzó 46.498.264 €, la Tasa Interna de Retorno del capital fue del 9 % y la relación beneficio-costos fue 3,42, aunque los flujos acumulados permanecieron negativos hasta el año 12. El proyecto presenta viabilidad energética; sin embargo, la TIR de activos del 2,1 % limita su atractivo financiero bajo las condiciones analizadas.

**Palabras clave:** Energía eólica; RETScreen; viabilidad económica; parque eólico; Bahía de Caráquez; Ecuador.

**Abstract:** Wind energy has relevant potential on the Ecuadorian coast. This study aimed to evaluate the energy and economic performance of a 30 MW wind farm comprising ten ENERCON E-82 wind turbines in Bahía de Caráquez, Manabí. The analysis used 2014 meteorological data as a documentary baseline, RETScreen Method 3, NASA satellite information, and Hellmann's exponential law to extrapolate wind speed to a 138 m hub height. The financial assessment considered an investment of €48,046,875, a 20-year project life, and an electricity export tariff of €67/MWh. The results showed an average hub-height wind speed of 10 m/s and net exported energy of 65,921 MWh/year. Net Present Value reached €46,498,264, the capital Internal Rate of Return was 9 %, and the benefit-cost ratio was 3.42, although cumulative cash flow remained negative until year 12. The project demonstrates energy feasibility; however, the 2.1 % asset Internal Rate of Return limits its financial attractiveness under the analyzed conditions.

**Keywords:** Wind energy; RETScreen; economic feasibility; wind farm; Bahía de Caráquez; Ecuador.

## INTRODUCCIÓN

El aumento sostenido de la demanda energética mundial y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado el desarrollo acelerado de las energías renovables como alternativa a los combustibles fósiles. En este contexto, la energía eólica se consolidó en la primera década del siglo XXI como una de las tecnologías renovables de mayor crecimiento a nivel global, debido a su madurez tecnológica, competitividad económica y amplia disponibilidad del recurso en diversas regiones del mundo (Manwell et al., 2010). En 2014, año de referencia para el presente análisis, la capacidad eólica instalada a nivel mundial superaba los 370 GW, posicionando a esta tecnología como la segunda fuente renovable más relevante después de la hidroeléctrica (IRENA, 2014). Para finales de 2024, la capacidad eólica acumulada alcanzó los 1.133 GW, lo que evidenciaría el dinamismo sostenido de esta industria en las últimas dos décadas (IRENA, 2025).

En América Latina, el aprovechamiento del recurso eólico en 2014 mostraba un panorama incipiente pero prometedor. Brasil, Chile, México y Uruguay lideraban la instalación de parques eólicos, mientras que Ecuador se encontraba en fases iniciales de exploración de su potencial renovable no convencional (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, 2013). La zona costera ecuatoriana, especialmente la provincia de Manabí, presenta un régimen de vientos influenciado por los vientos alisios del sur, lo que genera velocidades superficiales de entre 4,6 y 5,7 m/s a 10 metros de altura, con proyecciones superiores a 10 m/s a la altura de buje de aerogeneradores de gran escala (Barragán, 2014). Investigaciones posteriores han confirmado que las condiciones de viento en las provincias de Loja y Manabí son adecuadas para la generación eólica, posicionando a este recurso como una opción viable para fortalecer la seguridad energética y promover el desarrollo sostenible en Ecuador (Uvidia y Masaquiza, 2023).

La evaluación del recurso eólico a la altura de buje de los aerogeneradores requiere la aplicación de métodos de extrapolación vertical de la velocidad del viento medida en estaciones meteorológicas. La ley exponencial de Hellmann, también denominada ley de potencia, es la expresión empírica más ampliamente utilizada para este propósito, pues relaciona la velocidad del viento a distintas alturas mediante un exponente de fricción que depende de la rugosidad superficial del terreno (Villanueva y Feijóo, 2011). Su aplicación en zonas costeras, donde la rugosidad es relativamente baja, permite estimar con suficiente precisión las

velocidades de viento a alturas de buje de entre 100 y 150 metros, rango en el que operan los aerogeneradores de gran potencia como los modelos ENERCON E-82 (ENERCON GmbH, 2013). Los datos meteorológicos de entrada para este tipo de análisis frecuentemente provienen de bases de datos satelitales de acceso público, entre las cuales la plataforma NASA POWER destaca por su cobertura global y su integración directa con herramientas de análisis energético (Chandler et al., 2004).

Para la evaluación técnico-económica integral de proyectos de energía renovable, el software RETScreen, desarrollado por Natural Resources Canada (NRCan) desde 1998, se ha consolidado como una de las plataformas de referencia más utilizadas por investigadores, planificadores energéticos e instituciones académicas a nivel mundial. RETScreen es una herramienta única de soporte a la decisión que permite comparar distintas fuentes de energía, evaluar costos, ahorros, reducciones de emisiones y viabilidad financiera de tecnologías renovables y de eficiencia energética, disponible en 36 idiomas y con más de 465.000 usuarios registrados en todo el mundo (Natural Resources Canada, 2016). Su capacidad para integrar datos meteorológicos satelitales de la NASA con módulos de análisis energético y financiero la convierte en un instrumento especialmente pertinente para estudios de prefactibilidad en países en desarrollo donde los datos de campo son escasos o de difícil acceso (NRCan, 2025).

La aplicación de RETScreen en la evaluación de parques eólicos ha sido documentada en numerosos contextos geográficos y en distintos períodos temporales. En el ámbito latinoamericano, Ángeles-Pérez et al. (2024) analizaron la viabilidad económica de parques eólicos de baja potencia en el Istmo de Tehuantepec, México, comparando estaciones meteorológicas físicas y virtuales para la caracterización del recurso eólico disponible (IEEE Latin America Transactions, 2024). En el contexto africano, Asumadu-Sarkodie y Owusu aplicaron RETScreen para analizar la viabilidad de un parque de 10 MW en Ghana, obteniendo un Costo Nivelado de Energía (LCOE) de entre 0,081 y 0,092 USD/kWh, mientras que Serdari et al. evaluaron con la misma herramienta un parque de 12 MW en Albania, estimando un período de retorno simple de 5,9 años y una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 642.328 toneladas (Odoi-Yorke et al., 2023). En Irak, Resen et al. (2024) emplearon RETScreen para un estudio de factibilidad eólica en el sitio Al-Razaza, utilizando el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) como indicadores financieros centrales. Estos antecedentes demuestran la vigencia metodológica de RETScreen como plataforma de evaluación, independientemente del período de los datos analizados.

Los indicadores financieros empleados en la evaluación de proyectos eólicos ( el VPN, la TIR, la relación beneficio-coste y el flujo de caja acumulado) constituyen herramientas estándar de la ingeniería económica para la toma de decisiones de inversión en el sector energético (Blank y Tarquin, 2012). Su correcta interpretación en el contexto de proyectos de infraestructura energética de largo plazo, donde los flujos de caja negativos en los primeros años son frecuentes, resulta fundamental para una evaluación integral de la viabilidad financiera (Azevêdo et al., 2021). Revisiones recientes del potencial eólico en el litoral ecuatoriano confirman velocidades de viento que posibilitan factores de planta superiores al 40 % en enclaves estratégicos, y señalan la necesidad de estudios de caso documentados que sirvan de referencia metodológica replicable para la región (Moreno Riquero et al., 2025).

En este contexto, el presente artículo reporta un análisis energético-económico desarrollado con datos correspondientes al año 2014 para un parque eólico de 30 MW compuesto por diez aerogeneradores ENERCON E-82 de 3 MW cada uno, ubicado en Bahía de Caráquez, provincia de Manabí, Ecuador. Si bien los parámetros económicos reflejan las condiciones del mercado energético de la época, el recurso eólico del sitio no ha experimentado variaciones significativas, y la metodología RETScreen aplicada continúa siendo válida y ampliamente utilizada. La contribución principal de este trabajo reside en documentar de forma sistemática la aplicación de dicha metodología para la evaluación integral de un proyecto eólico costero en Ecuador, constituyendo una línea base técnica y económica replicable y comparable para investigaciones actualizadas sobre el potencial eólico de la región costera ecuatoriana.

## METODOLOGÍA

El presente estudio corresponde a un análisis técnico-económico de tipo cuantitativo, basado en la aplicación sistemática del software RETScreen desarrollado por Natural Resources Canada (NRCan), utilizando su Método 3 para la estimación de la producción energética. El análisis se estructura en dos módulos principales: un módulo energético, orientado a caracterizar el recurso eólico disponible en el sitio de emplazamiento y estimar la energía exportable a la red eléctrica; y un módulo financiero, destinado a evaluar la viabilidad económica del proyecto mediante indicadores estándar de ingeniería económica. Los datos meteorológicos de entrada fueron obtenidos de la base de datos satelital de la NASA, integrada en la plataforma RETScreen, para las coordenadas geográficas correspondientes a Bahía de Caráquez, Ecuador (latitud -0,6° N; longitud -80,4° E). La velocidad del viento medida a 10 metros de altura fue extrapolada a la altura de buje del aerogenerador mediante la aplicación de la ley exponencial de Hellmann, considerando un coeficiente de rugosidad superficial representativo de la zona. El parque eólico objeto de análisis comprende diez aerogeneradores ENERCON E-82 de 3 MW de potencia unitaria, con una potencia total instalada de 30 MW. El análisis financiero consideró una vida útil de 20 años, una inversión total de 48.046.875 € y una tarifa de exportación de energía de 67 €/MWh, parámetros correspondientes a las condiciones del mercado energético del año 2014. Los resultados se expresan en términos de energía exportada anual (MWh/año), Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), relación beneficio-coste y flujo de caja acumulado durante el ciclo de vida del proyecto.

### 2.1 Enfoque de la investigación

El presente estudio adopta un enfoque cuantitativo, sustentado en la aplicación de modelos matemáticos y herramientas computacionales de simulación energética y análisis financiero. La investigación se enmarca en la tipología de estudio de caso, al centrarse en un emplazamiento geográfico específico ( Bahía de Caráquez, provincia de Manabí, Ecuador ) y en una configuración técnica definida de parque eólico, con el propósito de generar resultados reproducibles y transferibles a contextos similares dentro de la región costera ecuatoriana.

El proceso investigativo se desarrolló en dos fases secuenciales e interdependientes. La primera fase, de carácter técnico-energético, comprende la caracterización del recurso eólico del sitio mediante datos meteorológicos satelitales, la extrapolación de la velocidad del viento a la altura de buje del aerogenerador mediante la ley exponencial de Hellmann, y la estimación de la producción energética anual exportable a la red mediante el Método 3 del software RETScreen. La segunda fase, de carácter económico-financiero, abarca la cuantificación de los costos de inversión y explotación del parque, el cálculo de los ingresos por exportación de energía, y la evaluación de la viabilidad del proyecto a través de indicadores financieros estándar: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), relación beneficio-coste y flujo de caja acumulado durante los 20 años de vida útil del proyecto.

## 2.2 Unidades de análisis

Las unidades de análisis del presente estudio se definen en correspondencia con los dos módulos que estructuran la metodología de evaluación aplicada mediante RETScreen.

Unidad técnico-energética: el aerogenerador ENERCON E-82 de 3 MW de potencia unitaria, con rotor tripala de eje horizontal orientado a barlovento, diámetro de rotor de 82 metros, área barrida de 5.281 m<sup>2</sup> y altura de buje de 138 metros. Este modelo incorpora un generador síncrono multipolar de accionamiento directo en configuración de anillo, sin multiplicadora mecánica, con control activo e independiente del ángulo de paso de cada pala y velocidad de giro variable. El conjunto de diez unidades de esta tipología conforma el parque eólico objeto de análisis, con una potencia total instalada de 30 MW.

Unidad meteorológica: la velocidad mensual del viento medida a 10 metros de altura sobre el nivel del terreno en las coordenadas correspondientes a Bahía de Caráquez (latitud -0,6° N; longitud -80,4° E), obtenida de la base de datos satelital NASA POWER integrada en RETScreen. Esta unidad constituye el dato de entrada primario para la extrapolación a la altura de buje mediante la ley exponencial de Hellmann y para el cálculo posterior de la producción energética.

Unidad económico-financiera: el proyecto eólico en su totalidad, evaluado durante un horizonte temporal de 20 años, con una inversión total de 48.046.875 € distribuida entre costos de equipamiento, infraestructura eléctrica, obra civil, terrenos, servicios técnicos, licencias y varios. Los indicadores financieros calculados — VPN, TIR del capital, TIR de activos, relación beneficio-coste y flujo de caja acumulado — operan sobre esta unidad y permiten emitir un juicio integral sobre la viabilidad económica del proyecto en las condiciones del mercado energético ecuatoriano del año 2014.

## 2.3 Técnicas de recolección

La recolección de datos se realizó mediante tres fuentes complementarias. Los datos meteorológicos de velocidad del viento mensual fueron obtenidos de la base de datos satelital NASA Surface meteorology and Solar Energy (NASA SSE), integrada en el software RETScreen, correspondientes a las coordenadas de Bahía de Caráquez (latitud -0,6° N; longitud -80,4° E), con registros medidos a 10 metros sobre el nivel del terreno (Chandler et al., 2004). Las especificaciones técnicas del aerogenerador (curva de potencia, curva de energía, diámetro de rotor, área barrida, altura de buje y parámetros de control) fueron extraídas de la documentación técnica oficial de ENERCON GmbH e introducidas directamente en el módulo de simulación del software (ENERCON GmbH, 2013). Los parámetros económicos y financieros del proyecto, incluyendo costos de inversión, operación y mantenimiento, tarifa de exportación de energía (67 €/MWh), tasa de interés (5 %), índice de precios al consumidor (4 %) y estructura de financiamiento (40 % capital propio / 60 % deuda a 10 años), fueron establecidos a partir de valores de referencia del mercado eólico y del sistema financiero ecuatoriano vigentes en el año 2014, e introducidos en el módulo financiero de RETScreen para el cálculo de los indicadores de viabilidad económica del proyecto (Natural Resources Canada, 2016).

## 2.4 Procesamiento y análisis de la información

El procesamiento y análisis de la información se llevó a cabo íntegramente mediante el software RETScreen, estructurado en dos módulos secuenciales.

El módulo energético empleó el Método 3 para el cálculo de la producción eléctrica, el cual toma como entrada las velocidades mensuales de viento medidas a 10 metros de altura y las extrapola a la altura de buje del aerogenerador (138 m) mediante la ley exponencial de Hellmann, aplicando un coeficiente de cizallamiento de 0,16 y un índice de rugosidad superficial de 0,25, representativo de terrenos con cultivos altos y árboles de mediana altura. A partir de las velocidades extrapoladas, el software calcula la producción energética bruta del parque mediante la curva de potencia del aerogenerador ENERCON E-82, aplicando posteriormente las pérdidas por efecto de estela entre turbinas (0,5 %) y por degradación de la superficie sustentadora de las palas (0,5 %), así como el factor de utilización del 25 %, correspondiente a las 2.200 horas netas equivalentes de funcionamiento anual, para obtener la energía neta exportable a la red eléctrica.

El módulo financiero procesó los costos de inversión, los costos anuales de explotación y los ingresos por exportación de energía para calcular los indicadores de viabilidad económica del proyecto durante un horizonte temporal de 20 años. Los indicadores analizados fueron el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno del capital y de los activos (TIR), la relación beneficio-coste y el flujo de caja acumulado anual, aplicando una tasa de descuento del 5 % y un índice de precios al consumidor del 4 %, conforme a las condiciones del mercado financiero ecuatoriano del período de análisis (Blank y Tarquin, 2012; Natural Resources Canada, 2016).

# RESULTADOS

## 3.1 Caracterización del recurso eólico y selección del aerogenerador

El parque eólico objeto de estudio se emplaza en la ciudad de Bahía de Caráquez, perteneciente al cantón Sucre de la provincia de Manabí, Ecuador, ubicada en la región geográfica costera a una latitud de -0,6° N y longitud de -80,4° E, a 3 metros

sobre el nivel del mar. El régimen de viento del sitio está determinado por los vientos alisios del sur, característica predominante de la franja costera ecuatoriana que genera un flujo de viento relativamente constante a lo largo del año.

Los datos meteorológicos de velocidad del viento fueron obtenidos de la base de datos satelital NASA SSE, con registros medidos a 10 metros sobre el nivel del terreno. Los valores mensuales registran velocidades que oscilan entre 4,6 m/s y 5,7 m/s a esta altura de referencia, con los valores más altos concentrados en los meses de enero, abril, noviembre y diciembre, y los más bajos entre mayo y julio. Dado que la altura de buje del aerogenerador seleccionado es de 138 metros, las velocidades fueron extrapoladas mediante la ley exponencial de Hellmann, aplicando un coeficiente de cizallamiento de 0,16 y un índice de rugosidad de 0,25, obteniendo velocidades que oscilan entre 8,87 m/s y 10,99 m/s a la altura de operación del aerogenerador, con una velocidad promedio anual de 10 m/s. Los resultados mensuales de esta extrapolación se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1**

**Velocidad del viento mensual a 10 m y extrapolada a 138 m mediante la ley exponencial de Hellmann**

| <i>Aerogenerador ENERCON E-82</i> |                               |                                |
|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| <i>Mes</i>                        | <i>Velocidad a 10 m (m/s)</i> | <i>Velocidad a 138 m (m/s)</i> |
| <i>Enero</i>                      | 5,7                           | 10,99                          |
| <i>Febrero</i>                    | 5,1                           | 9,83                           |
| <i>Marzo</i>                      | 5,1                           | 9,83                           |
| <i>Abril</i>                      | 5,7                           | 10,99                          |
| <i>Mayo</i>                       | 4,6                           | 8,87                           |
| <i>Junio</i>                      | 4,6                           | 8,87                           |
| <i>Julio</i>                      | 4,6                           | 8,87                           |
| <i>Agosto</i>                     | 5,1                           | 9,83                           |
| <i>Septiembre</i>                 | 5,1                           | 9,83                           |
| <i>Octubre</i>                    | 5,1                           | 9,83                           |
| <i>Noviembre</i>                  | 5,7                           | 10,99                          |
| <i>Diciembre</i>                  | 5,7                           | 10,99                          |

*Nota: Elaboración propia.*

Para el presente proyecto se seleccionaron aerogeneradores tripala de eje horizontal con rotor orientado a barlovento, modelo ENERCON E-82 de 3 MW de potencia unitaria, con una altura de buje de 138 metros, diámetro de rotor de 82 metros y área barrida de 5.281 m<sup>2</sup> por unidad. La selección de este modelo responde a su compatibilidad con las velocidades de viento disponibles en el sitio a la altura de buje, así como a sus características tecnológicas de alta eficiencia en rangos de viento moderado. El aerogenerador incorpora un generador síncrono multipolar de accionamiento directo en configuración de anillo, acoplado directamente al rotor sin necesidad de multiplicadora mecánica, lo que reduce significativamente las pérdidas por fricción y los requerimientos de mantenimiento. El sistema de control opera con velocidad de giro variable y ángulo de paso de pala independiente para cada una de las tres palas, permitiendo optimizar la captación de energía en un amplio rango de velocidades de viento. El rotor se orienta activamente a barlovento mediante un sistema de orientación asistido, y el sentido de rotación es el de las agujas del reloj (ENERCON GmbH, 2013).

Las curvas de potencia y energía del aerogenerador, generadas por RETScreen a partir de las especificaciones técnicas del fabricante y las velocidades de viento del sitio, se presentan en la Figura 1. Las características técnicas del aerogenerador introducidas en RETScreen se presentan en la Figura 2.

### 3.2 Configuración del parque eólico y producción energética

El parque eólico se configuró en RETScreen con diez aerogeneradores ENERCON E-82 de 3 MW de potencia unitaria, alcanzando una potencia total instalada de 30 MW. Para el cálculo de la producción energética mediante el Método 3, se introdujeron las velocidades mensuales de viento extrapoladas a 138 metros de altura de buje, obteniéndose una velocidad promedio anual de 10 m/s en el punto de operación del aerogenerador. La configuración del parque consideró los siguientes parámetros de pérdidas: pérdidas por efecto de estela entre turbinas del 0,5 %, pérdidas por degradación de la superficie de sustentación de las palas del 0,5 %, y un factor de utilización del 25 %, equivalente a 2.200 horas netas de funcionamiento anual, valor representativo de las condiciones de operación del sitio. La tarifa de exportación de energía eléctrica a la red aplicada fue de 67 €/MWh, equivalente a 8,34 cent./kWh, utilizando como moneda principal el euro (€) y como moneda secundaria el dólar americano (\$), con una tasa de cambio de 1,25279 \$/€. La configuración completa del parque introducida en RETScreen se presenta en la Figura 3.

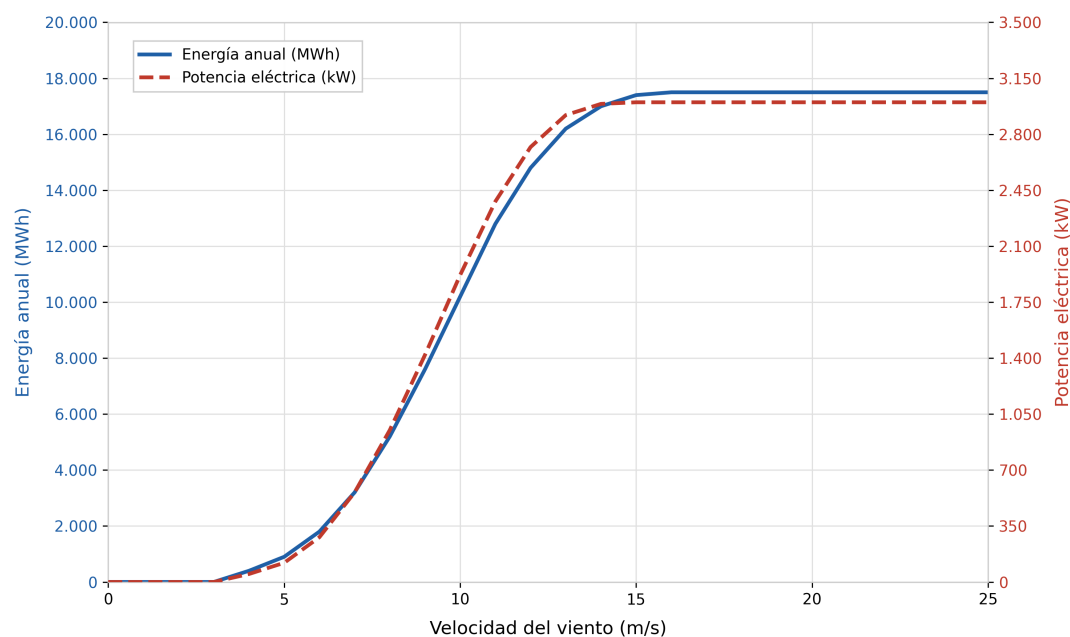
A partir de estos parámetros, RETScreen calculó una energía neta exportada a la red eléctrica de 65.921 MWh/año para el conjunto del parque de 30 MW. Los resultados detallados de la curva de potencia, curva de energía, pérdidas y producción final generados por el software se presentan en la Figura 4.

### 3.3 Resultados del análisis de costos de inversión y explotación

El análisis de costos del parque eólico comprende dos componentes principales: los costos de inversión inicial y los costos anuales de explotación, ambos calculados para una unidad de aerogenerador de 3 MW y escalados al conjunto del parque de diez unidades.

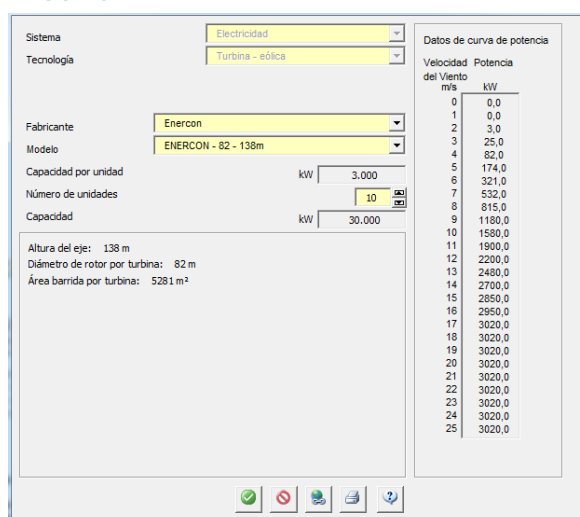
El costo de inversión por aerogenerador asciende a 4.687.500 €, distribuido en las categorías que se presentan en la Tabla 2. El costo total de inversión del parque, correspondiente a las diez unidades instaladas, asciende a 48.046.875 €, de los cuales los costos del sistema eléctrico de potencia representan el 89 % del total (42.750.000 €), mientras que los costos de obra civil y

**Figura 1**  
**Curvas de potencia y energía del aerogenerador ENERCON E-82**



Nota: Fuente: Elaboración propia.

**Figura 2**  
**Características del aerogenerador ENERCON 82**



Nota: Fuente: RETScreen.

desarrollo del proyecto representan el 11 % restante (5.283.707 €).

**Tabla 2**  
**Desglose de costos de inversión por aerogenerador ENERCON E-82 de 3 MW**

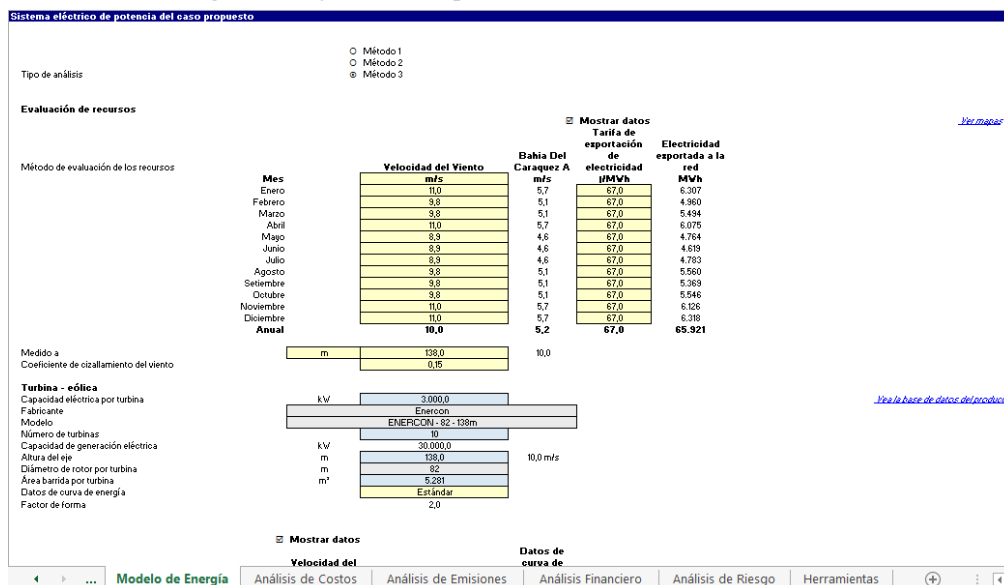
Desglose de costos de inversión — Aerogenerador ENERCON E-82 (3 MW)

| Categoría                                                 | Parámetro                            | Cantidad (€)      | Unidad      |
|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------|-------------|
| Equipamiento                                              | Precio del aerogenerador             | 3.750.000         | €/ud        |
| Infraestructura eléctrica                                 | Infraestructura eléctrica del parque | 525.000           | €           |
| Obra civil                                                | Obra civil                           | 225.000           | €           |
| Terrenos                                                  | Compra de terrenos                   | 75.000            | €           |
| Servicios técnicos                                        | Servicios técnicos                   | 37.500            | €           |
| Licencias y otros                                         | Licencias y otros                    | 37.500            | €           |
| Varios                                                    | Varios                               | 37.500            | €           |
| <b>TOTAL COSTOS DE INVERSIÓN POR UNIDAD</b>               |                                      | <b>4.687.500</b>  | <b>€/ud</b> |
| <b>TOTAL COSTOS DE INVERSIÓN DEL PARQUE (10 unidades)</b> |                                      | <b>48.046.875</b> | <b>€</b>    |

Nota: Elaboración propia.

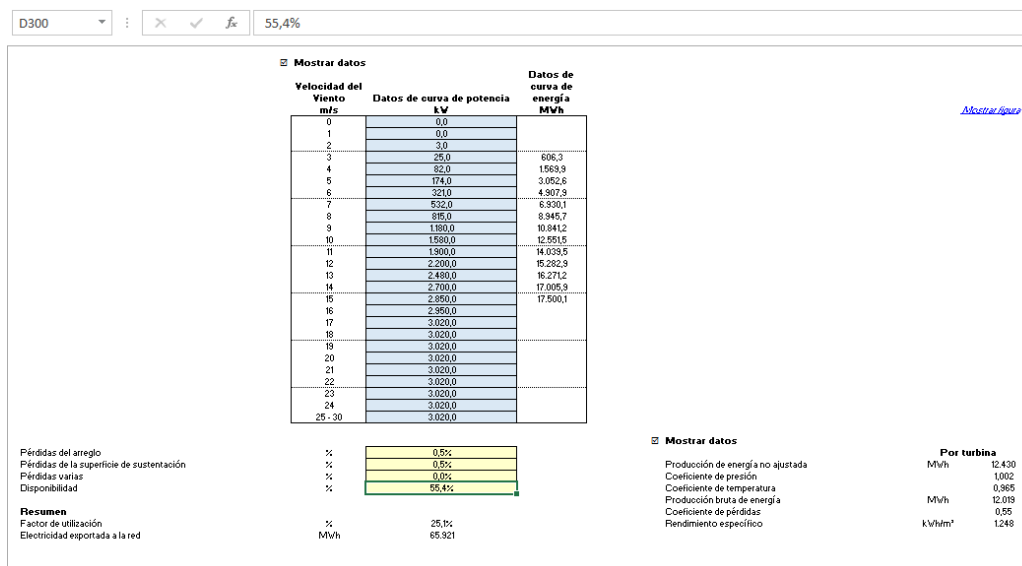
En cuanto a los costos anuales de explotación, estos incluyen los gastos de operación y mantenimiento (O&M) valorados

**Figura 3**  
**Datos de la velocidad del viento, aerogenerador y tarifa de exportación de electricidad a la red del modelo**



Nota: Fuente: RETScreen.

**Figura 4**  
**Resultados de la curva de potencia, curva de energía, pérdidas y otros resultados del modelo**



Nota: Fuente: RETScreen.

en 7 €/MWh, los seguros calculados sobre el valor total de la inversión por un importe de 16.406 € por unidad, los tributos de explotación de 1.000 €/MW y otros gastos varios de 4.000 €/MW. El pago anual de la deuda del proyecto se estima en 3.733.374 €, considerando una estructura de financiamiento del 60 % mediante deuda con un plazo de amortización de 10 años y una tasa de interés del 5 %. El resumen de costos iniciales, costos anuales e ingresos generados por el software RETScreen se presenta en la Figura 5.

### 3.4 Resultados de los parámetros y estructura financiera

El análisis financiero del proyecto se estructuró sobre la base de una inversión total de 48.046.875 €, financiada mediante una combinación de capital propio y deuda. El capital propio aportado corresponde al 40 % de la inversión total, equivalente a 19.218.750 €, mientras que el 60 % restante, correspondiente a 28.828.125 €, se cubre mediante financiamiento externo con un plazo de amortización de 10 años. La vida útil del proyecto se estima en 20 años. Los parámetros financieros aplicados consideran una tasa de interés del capital del 5 %, representativa de las condiciones del sistema financiero ecuatoriano en el período de análisis, y un Índice de Precios al Consumidor (IPC) del 4 %. Los parámetros financieros introducidos en RETScreen se presentan en la Figura 6.

En cuanto a los resultados de rentabilidad, la renta anual generada por concepto de exportación de electricidad a la red asciende a 4.416.708 €, derivada de la energía exportada de 65.921 MWh/año a una tarifa de 67 €/MWh. Frente a este ingreso, el proyecto prevé un pago anual de la deuda de 3.733.374 € durante los primeros 10 años de operación. Los ingresos y rentas anuales calculados por RETScreen se presentan en la Figura 7.

Figura 5

## Resumen de costos iniciales, costos anuales e ingresos del modelo energético

| Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto |               |          |                   |
|-------------------------------------------------|---------------|----------|-------------------|
| <b>Costos iniciales</b>                         |               |          |                   |
| Estudio de factibilidad                         | 0,8%          | €        | 375.000           |
| Desarrollo                                      | 2,3%          | €        | 1.125.000         |
| Ingeniería                                      | 0,8%          | €        | 375.000           |
| Sistema eléctrico de potencia                   | 89,0%         | €        | 42.750.000        |
|                                                 |               |          |                   |
| Balance del sistema y misc.                     | 7,1%          | €        | 3.421.875         |
| <b>Costos iniciales totales</b>                 | <b>100,0%</b> | <b>€</b> | <b>48.046.875</b> |
|                                                 |               |          |                   |
| <b>Costos anuales/pagos de deuda</b>            |               |          |                   |
| Operación y Mantenimiento                       |               | €        | 775.510           |
| Costo de combustible - caso propuesto           |               | €        | 0                 |
| Pagos de la deuda - 10 años                     |               | €        | 3.733.374         |
| <b>Costos anuales totales</b>                   |               | <b>€</b> | <b>4.508.884</b>  |
|                                                 |               |          |                   |
| <b>Costos periódicos (créditos)</b>             |               |          |                   |
| %                                               |               |          |                   |
| %                                               |               |          |                   |
|                                                 |               |          |                   |
| <b>Ahorros y renta anuales</b>                  |               |          |                   |
| Costo de combustible - caso base                |               | €        | 0                 |
| Renta por exportación de electricidad           |               | €        | 4.416.708         |
|                                                 |               |          |                   |
| <b>Total renta y ahorros anuales</b>            |               | <b>€</b> | <b>4.416.708</b>  |

Nota: Fuente: RETScreen.

Figura 6

## Parámetros financieros del modelo energético

## Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

| Parámetros financieros            |       |  |            |
|-----------------------------------|-------|--|------------|
| <b>General</b>                    |       |  |            |
| Tasa escalamiento de combustibles | %     |  |            |
| Tasa de inflación                 | %     |  | 3,2%       |
| Tasa de descuento                 | %     |  |            |
| Tiempo de vida del proyecto       | año   |  | 20         |
| <b>Finanza</b>                    |       |  |            |
| Incentivos y donaciones           | €     |  |            |
| Relación de deuda                 | %     |  | 60,0%      |
| Deuda                             | €     |  | 28.828.125 |
| Capital                           | €     |  | 19.218.750 |
| Tasa de interés de la deuda       | %     |  | 5,00%      |
| Duración de deuda                 | año   |  | 10         |
| Pagos de la deuda                 | €/año |  | 3.733.374  |

Nota: Fuente: RETScreen.

Figura 7

## Renta anual por exportación de electricidad del modelo energético

| Renta anual                                                           |          |  |           |
|-----------------------------------------------------------------------|----------|--|-----------|
| <b>Renta por exportación de electricidad</b>                          |          |  |           |
| Electricidad exportada a la red                                       | MWh      |  | 65.921    |
| Tarifa de exportación de electricidad                                 | €/MWh    |  | 67,00     |
| Renta por exportación de electricidad                                 | €        |  | 4.416.708 |
| Tasa de escalamiento de exportación de                                | %        |  | 3,2%      |
| <b>Renta por reducción de GEI</b> <input checked="" type="checkbox"/> |          |  |           |
| Reducción neta GEI                                                    | tCO2/año |  | 12.940    |
| Reducción neta GEI - 20 años                                          | tCO2     |  | 258.806   |
| Tasa crédito reducción de GEI                                         | €/tCO2   |  | 0,00      |

Nota: Fuente: RETScreen.

Los ahorros anuales en el ciclo de vida del proyecto, calculados como la diferencia entre los ingresos por exportación y los costos anuales de explotación y servicio de la deuda a lo largo de los 20 años de vida útil, ascienden a 2.324.913 €. Este indicador refleja la capacidad del proyecto para generar valor económico neto una vez cubiertos todos sus costos operativos y financieros en el horizonte temporal de evaluación.

### 3.5 Resultados de la viabilidad financiera del proyecto

La viabilidad financiera del parque eólico fue evaluada mediante los indicadores estándar de ingeniería económica calculados por RETScreen para un horizonte temporal de 20 años. Los resultados de viabilidad financiera generados por el software se presentan en la Figura 8.

**Figura 8**

**Viabilidad financiera del modelo energético**

| Viabilidad financiera                        |        |            |
|----------------------------------------------|--------|------------|
| TIR antes de impuestos - capital             | %      | 9,0%       |
| TIR antes de impuestos - activos             | %      | 2,1%       |
| %                                            |        |            |
| TIR luego de impuestos - capital             | %      | 9,0%       |
| TIR luego de impuestos - impuestos - activos | %      | 2,1%       |
| %                                            |        |            |
| Pago simple de retorno del capital           | año    | 13,2       |
| Repago - capital                             | año    | 12,5       |
| %                                            |        |            |
| Valor Presente Neto (VPN)                    | €      | 46.498.264 |
| Ahorros anuales en ciclo de vida             | €/año  | 2.324.913  |
| %                                            |        |            |
| Relación Beneficio-Costo                     |        | 3,42       |
| Cobertura - servicio de deuda                |        | 1,01       |
| Cost. de produc. de energía.                 | €/MWh  | 42,08      |
| Costo de reducción de GEI                    | €/tCO2 | (180)      |

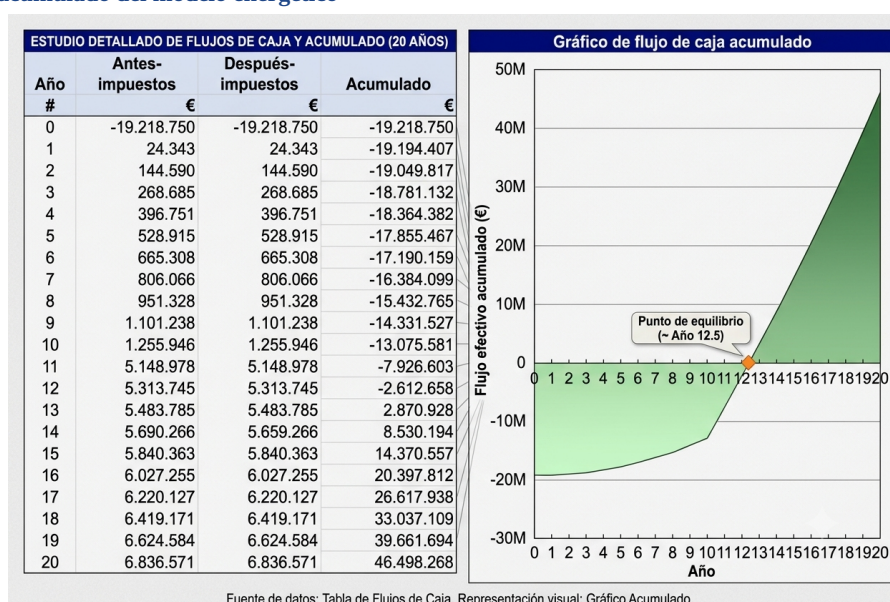
*Nota: Fuente: RETScreen.*

El Valor Presente Neto (VPN) del proyecto asciende a 46.498.264 €, lo que indica que el proyecto genera valor económico positivo en términos del valor actual de sus flujos de caja durante el ciclo de vida, descontados a la tasa de interés del 5 %. La Tasa Interna de Retorno (TIR) del capital es del 9 %, mientras que la TIR de los activos se sitúa en el 2,1 %, valor que resulta inferior a las tasas de referencia del mercado financiero ecuatoriano de la época, que podían alcanzar hasta el 30 % en instrumentos de inversión convencionales como pólizas de acumulación. La relación beneficio-costo obtenida es de 3,42, valor superior a la unidad que confirma que los beneficios totales del proyecto superan sus costos totales en el horizonte de evaluación.

El análisis del flujo de caja acumulado revela que el proyecto presenta flujos negativos durante los primeros 12 años de operación, con un valor mínimo de -19.218.750 € correspondiente al monto del capital propio aportado. A partir del año 13, el proyecto comienza a generar flujos de caja positivos acumulados, alcanzando un valor de 46.498.264 € al término del año 20, año final del ciclo de vida del proyecto. El comportamiento del flujo de caja anual y acumulado durante los 20 años de operación se presenta en la Figura 9.

**Figura 9**

**Flujo de caja anual y acumulado del modelo energético**



*Nota: Fuente: RETScreen.*

Un resumen consolidado de los principales indicadores de viabilidad financiera del proyecto se presenta en la Tabla 3.

**Tabla 3**

**Indicadores de viabilidad financiera del parque eólico de 30 MW en Bahía de Caráquez, Ecuador (2014)**

| <i>Indicadores de viabilidad financiera — Parque eólico 30 MW, Bahía de Caráquez, Ecuador (2014)</i> |              |               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|
| <i>Indicador</i>                                                                                     | <i>Valor</i> | <i>Unidad</i> |
| <i>Parámetros de inversión y financiamiento</i>                                                      |              |               |
| <i>Inversión total del proyecto</i>                                                                  | 48.046.875   | €             |
| <i>Capital propio (40 %)</i>                                                                         | 19.218.750   | €             |
| <i>Deuda (60 %)</i>                                                                                  | 28.828.125   | €             |
| <i>Plazo de amortización de la deuda</i>                                                             | 10           | años          |
| <i>Vida útil del proyecto</i>                                                                        | 20           | años          |
| <i>Tasa de interés del capital</i>                                                                   | 5            | %             |
| <i>Índice de Precios al Consumidor (IPC)</i>                                                         | 4            | %             |
| <i>Resultados energéticos y de ingresos</i>                                                          |              |               |
| <i>Energía exportada a la red</i>                                                                    | 65.921       | MWh/año       |
| <i>Tarifa de exportación de energía</i>                                                              | 67           | €/MWh         |
| <i>Renta anual por exportación de electricidad</i>                                                   | 4.416.708    | €/año         |
| <i>Pago anual de la deuda</i>                                                                        | 3.733.374    | €/año         |
| <i>Ahorros anuales en el ciclo de vida</i>                                                           | 2.324.913    | €/año         |
| <i>Indicadores de viabilidad financiera</i>                                                          |              |               |
| <i>Valor Presente Neto (VPN)</i>                                                                     | 46.498.264   | €             |
| <i>Tasa Interna de Retorno — Capital (TIR)</i>                                                       | 9            | %             |
| <i>Tasa Interna de Retorno — Activos (TIR)</i>                                                       | 2,1          | %             |
| <i>Relación beneficio-costo</i>                                                                      | 3,42         | —             |
| <i>Año de retorno positivo del flujo de caja</i>                                                     | Año 13       | —             |
| <i>Flujo de caja acumulado al año 20</i>                                                             | 46.498.264   | €             |

*Nota: Elaboración propia con resultados de RETScreen.*

## DISCUSIÓN

El recurso eólico caracterizado en Bahía de Caráquez, con velocidades promedio de 4,6 a 5,7 m/s a 10 metros de altura y de 8,87 a 10,99 m/s a la altura de buje de 138 metros, refleja un potencial eólico moderado-alto para el contexto ecuatoriano. La velocidad promedio anual de 10 m/s a altura de buje se sitúa dentro del rango considerado técnicamente favorable para la operación de aerogeneradores de gran escala, cuya velocidad nominal de operación generalmente oscila entre 9 y 14 m/s (Manwell et al., 2010). Este valor es consistente con las condiciones eólicas reportadas para la franja costera de Manabí, influenciada por los vientos alisios del sur, y confirma el potencial de esta zona para el desarrollo de proyectos eólicos de mediana y gran escala, tal como han señalado estudios posteriores sobre el recurso eólico del litoral ecuatoriano (Moreno Riquero et al., 2025; Uvidia y Masaquiza, 2023). Sin embargo, es importante señalar que los datos meteorológicos utilizados provienen de registros satelitales NASA SSE a 10 metros de altura, extrapolados mediante la ley exponencial de Hellmann, metodología que introduce incertidumbres inherentes especialmente en zonas costeras donde la rugosidad superficial presenta variaciones estacionales (Villanueva y Feijóo, 2011). Una campaña de medición in situ con anemómetros a diferentes alturas permitiría validar con mayor precisión el recurso disponible y reducir la incertidumbre en la estimación de la producción energética.

Respecto a la selección del aerogenerador, el análisis revela una limitación técnica relevante: el modelo ENERCON E-82 de 3 MW presenta una potencia nominal de operación diseñada para velocidades de viento superiores a las disponibles en el sitio durante los meses de menor recurso (mayo, junio y julio), cuando las velocidades a altura de buje descienden a 8,87 m/s. Esta condición determina que el aerogenerador opere por debajo de su punto de máxima eficiencia durante una fracción significativa del año, lo que se refleja directamente en el factor de utilización del 25 %, equivalente a tan solo 2.200 horas netas anuales de funcionamiento. Este valor es inferior al umbral del 30-35 % generalmente considerado como mínimo para garantizar la rentabilidad convencional de un proyecto eólico de gran escala en países en desarrollo (Obileke et al., 2025). La selección de un aerogenerador de menor potencia unitaria, optimizado para velocidades de viento moderadas, podría haber incrementado el factor de planta y mejorado significativamente los indicadores financieros del proyecto. Este hallazgo es consistente con lo reportado por Kassem et al. (2023), quienes destacan la importancia de la compatibilidad entre la curva de potencia del aerogenerador y el régimen de viento específico del sitio como factor determinante de la viabilidad energética y económica del proyecto.

En cuanto a la producción energética, los 65.921 MWh/año obtenidos para el conjunto del parque de 30 MW representan una producción unitaria de 6.592 MWh/MW instalado, valor que se sitúa en el rango inferior de los reportados en estudios de referencia para parques eólicos evaluados con RETScreen en contextos de países en desarrollo. A modo de comparación, Odoi-Yorke et al. (2023) reportaron producciones de entre 0,081 y 0,092 USD/kWh en términos de LCOE para un parque de 10 MW en Ghana con condiciones de viento similares, mientras que Resen et al. (2024) obtuvieron producciones superiores para el sitio Al-Razaza en Irak con velocidades de viento más favorables. Esta diferencia subraya la sensibilidad de la producción energética respecto a la velocidad de viento disponible y refuerza la necesidad de una selección cuidadosa del emplazamiento antes de comprometer la inversión en equipamiento.

El análisis de viabilidad financiera arroja resultados aparentemente contradictorios que requieren una interpretación cuidadosa. Por un lado, el VPN positivo de 46.498.264 € y la relación beneficio-costos de 3,42 — superior a la unidad — indican que el proyecto genera valor económico neto en términos del valor presente de sus flujos durante los 20 años de vida útil. Por otro lado,

la TIR de activos del 2,1 % resulta significativamente inferior a las tasas de referencia del mercado financiero ecuatoriano de la época, que podían alcanzar entre el 8 % y el 30 % en instrumentos de inversión convencionales, lo que posiciona al proyecto como poco atractivo desde la perspectiva de un inversionista privado orientado a la maximización del retorno financiero a corto plazo (Blank y Tarquin, 2012). Esta aparente contradicción se explica por la naturaleza de largo plazo de los proyectos de infraestructura energética: el proyecto no genera flujos de caja positivos acumulados hasta el año 13, período durante el cual los inversionistas deben sostener el servicio de la deuda con recursos propios, lo que representa un riesgo de liquidez considerable. Este comportamiento es típico de los proyectos eólicos de gran escala, cuya rentabilidad se materializa en la segunda mitad de su vida útil una vez amortizada la deuda, tal como documentan Azevêdo et al. (2021) en su revisión sistemática de factores que afectan la viabilidad económica de inversiones en energía eólica. En este sentido, el proyecto resultaría más atractivo para inversionistas institucionales con horizontes de largo plazo, como fondos de pensiones o entidades estatales, que para inversionistas privados convencionales.

Finalmente, es necesario contextualizar los resultados financieros en el marco temporal del estudio. Los parámetros económicos utilizados corresponden al año 2014, período en que el costo de los aerogeneradores oscilaba alrededor de 1.250 €/kW. Una década después, el costo de instalación de aerogeneradores onshore ha experimentado una reducción significativa a nivel global, situándose en rangos de entre 800 y 1.050 €/kW según datos recientes de IRENA (2025), lo que implica que una evaluación actualizada del mismo proyecto arrojaría una inversión total considerablemente menor y, por consiguiente, indicadores financieros más favorables. Adicionalmente, la evolución del marco regulatorio ecuatoriano en materia de energías renovables, con la incorporación de nuevos mecanismos de incentivo y tarifas diferenciadas para generación eólica, podría mejorar sustancialmente la rentabilidad del proyecto en condiciones actuales. En este sentido, los resultados aquí reportados constituyen una línea base de referencia metodológica y técnica de valor para investigadores y planificadores que busquen desarrollar evaluaciones actualizadas del potencial eólico de la costa ecuatoriana, permitiendo comparar de forma documentada la evolución de los parámetros económicos del sector eólico en el país durante la última década.

## CONCLUSIONES

El presente estudio desarrolló el análisis energético-económico de un parque eólico de 30 MW en Bahía de Caráquez, provincia de Manabí, Ecuador, mediante la aplicación sistemática del software RETScreen, utilizando datos meteorológicos satelitales NASA SSE y especificaciones técnicas del aerogenerador ENERCON E-82. A partir de los resultados obtenidos se derivan las siguientes conclusiones:

El recurso eólico disponible en Bahía de Caráquez, con una velocidad promedio anual de 10 m/s a la altura de buje de 138 metros, es técnicamente favorable para el desarrollo de proyectos eólicos de gran escala en la costa ecuatoriana. El régimen de vientos alisios del sur que caracteriza la zona genera un flujo relativamente constante a lo largo del año, con velocidades que oscilan entre 8,87 y 10,99 m/s a altura de operación, confirmando el potencial eólico de la provincia de Manabí como uno de los emplazamientos más prometedores del país para este tipo de tecnología.

La energía neta exportable a la red calculada para el parque de 30 MW asciende a 65.921 MWh/año, valor que refleja un factor de utilización del 25 %, equivalente a 2.200 horas netas anuales de funcionamiento. Este factor, inferior al umbral de referencia para proyectos eólicos rentables en países en desarrollo, evidencia una subutilización del potencial del aerogenerador ENERCON E-82 de 3 MW en las condiciones de viento disponibles en el sitio, sugiriendo que la selección de un aerogenerador de menor potencia unitaria optimizado para velocidades moderadas habría resultado más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.

Desde la perspectiva financiera, el proyecto presenta resultados duales que requieren interpretación cuidadosa. El Valor Presente Neto positivo de 46.498.264 € y la relación beneficio-coste de 3,42 confirman que el proyecto genera valor económico neto en el horizonte de 20 años. Sin embargo, la Tasa Interna de Retorno de activos del 2,1 % — inferior a las tasas de referencia del mercado financiero ecuatoriano de la época — y la presencia de flujos de caja negativos hasta el año 12 de operación determinan que el proyecto no resulta atractivo para inversionistas privados convencionales orientados a rentabilidades de corto y mediano plazo, siendo más apropiado para entidades con horizontes de inversión de largo plazo como organismos estatales o fondos de financiamiento internacional para energías renovables.

La metodología de evaluación aplicada mediante RETScreen demostró ser una herramienta robusta, sistemática y reproducible para la evaluación integral de proyectos eólicos en contextos con disponibilidad limitada de datos de campo, integrando en una sola plataforma la caracterización del recurso meteorológico, el modelado energético y el análisis financiero completo. Su aplicación al caso de Bahía de Caráquez constituye un caso de estudio metodológico replicable para investigadores y planificadores energéticos que busquen evaluar el potencial eólico de otros emplazamientos en la costa ecuatoriana o en regiones de características climáticas similares.

Los resultados aquí reportados, correspondientes a condiciones del mercado energético del año 2014, constituyen una línea base técnica y económica documentada de valor científico para estudios comparativos actualizados. Dado que los costos de instalación de aerogeneradores han experimentado reducciones significativas en la última década y que el marco regulatorio ecuatoriano para energías renovables ha evolucionado favorablemente, se recomienda el desarrollo de una evaluación actualizada con parámetros económicos vigentes que permita determinar la viabilidad real del proyecto en las condiciones actuales del mercado eólico, contribuyendo así a la diversificación de la matriz energética ecuatoriana y a la reducción de su dependencia de la generación hidroeléctrica.

## FINANCIACIÓN

La investigación fue financiada completamente por los autores.

## CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe conflicto de intereses relacionado con esta investigación.

## CONTRIBUCIÓN DE AUTORÍA

En concordancia con la taxonomía CRediT, los autores declaran las contribuciones indicadas en la siguiente matriz.

**Tabla 4**

**Contribución de autoría según taxonomía CRediT**

| Participar activamente en:                            | Autor 1 | Autor 2 | Autor 3 | Autor 4 |
|-------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Conceptualización                                     | X       | X       | X       | X       |
| Análisis formal                                       | X       | X       | X       | X       |
| Adquisición de fondos                                 | X       | X       | X       | X       |
| Investigación                                         | X       | X       | X       | X       |
| Metodología                                           | X       | X       | X       | X       |
| Administración del proyecto                           | X       | X       | X       | X       |
| Recursos                                              | X       | X       | X       | X       |
| Redacción – borrador original                         | X       | X       | X       | X       |
| Redacción – revisión y edición                        | X       | X       | X       | X       |
| Discusión de los resultados                           | X       | X       | X       | X       |
| Revisión y aprobación de la versión final del trabajo | X       | X       | X       | X       |

*Nota: X indica participación activa del autor.*

## REFERENCIAS

- Ángeles-Pérez, I. K., Martínez-Reyes, G., Iracheta-Cortez, R., Otamendi-Cruz, L. A., Cruz-Soto, J. L., y Dueñas-Reyes, E. (2024). Assessment of the economic viability of low power wind farms in Mexico. *IEEE Latin America Transactions*, 22(3), 1–9. <https://doi.org/10.1109/TLA.2024.8504>
- Azevêdo, R., Rotella Junior, P., Rocha, L. C. S., Janda, K., y Melo, L. A. (2021). Identification and analysis of impact factors on the economic feasibility of wind energy investments. *Energies*, 14(21), 7173. <https://doi.org/10.3390/en14217173>
- Barragán, D. (2014). *Generación eólica en Ecuador: Análisis del entorno y perspectivas de desarrollo*. Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.
- Blank, L., y Tarquin, A. (2012). *Ingeniería económica* (7.ª ed.). McGraw-Hill.
- Cacciuttolo, C., Navarrete, M., y Atención, E. (2024). Renewable wind energy implementation in South America: A comprehensive review and sustainable prospects. *Sustainability*, 16(14), 6082. <https://doi.org/10.3390/su16146082>
- Chandler, W. S., Whitlock, C. H., y Stackhouse, P. W. (2004). NASA climatological data for renewable energy assessment. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126(3), 945–949. <https://doi.org/10.1115/1.1748466>
- ENERCON GmbH. (2013). *ENERCON E-82 Wind Turbine Specifications Report*. ENERCON.
- Instituto de Investigación Geológico y Energético. (2024). *Balance energético nacional 2023*. Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.
- International Renewable Energy Agency. (2014). *Renewable energy statistics 2014*. IRENA. <https://www.irena.org>
- International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable capacity statistics 2025*. IRENA. <https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025>
- Jung, C., y Schindler, D. (2021). The role of the power law exponent in wind energy assessment: A global analysis. *International Journal of Energy Research*, 45(6), 8803–8812. <https://doi.org/10.1002/er.6382>
- Kassem, Y., Gökçekuş, H., y Lagili, H. (2023). Feasibility analysis of the wind energy potential in Libya using the RETScreen Expert. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, 13(4), 11225–11231. <https://doi.org/10.48084/etasr.6007>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., y Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: Theory, design and application* (2.ª ed.). Wiley.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador. (2013). *Plan maestro de electrificación 2013–2022*. Gobierno del Ecuador.
- Moreno Riquero, J., et al. (2025). Revisión del aprovechamiento de energía eólica en zonas rurales del litoral ecuatoriano: retos técnicos y potencial energético. *Polo del Conocimiento*, 10(12). <https://doi.org/10.23857/pc.v10i12.10778>
- Natural Resources Canada. (2016). *RETScreen Clean Energy Management Software*. Government of Canada. <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2016/06/retscreen-clean-energy-management-software.html>
- Natural Resources Canada. (2025). *RETScreen Expert Clean Energy Management Software*. Government of Canada. <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-publications/tools/retscreen>
- Obileke, K., et al. (2025). Techno-economic evaluation of wind and bio-energy systems for sustainable development: A systematic review. *Energy Science & Engineering*, 13(2), 1–25. <https://doi.org/10.1002/ese3.70025>
- Odoi-Yorke, F., Amoah, B. K., y Ampimah, B. C. (2023). Techno-economic assessment of a utility-scale wind power plant in Ghana. *Energy Conversion and Management: X*, 18, 100358. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100358>
- Resen, A. K., et al. (2024). Feasibility study of wind farm using RETScreen model: A case study of Al-Razaza site, Iraq. *Iraqi Journal of Science*, 65(11), 6765–6780.
- Uvidia, J., y Masaquiza, D. (2023). Energías renovables en Ecuador: oportunidades y desafíos. *Sapientiae*, 9(1), 45–62.
- Villanueva, D., y Feijóo, A. (2011). Methodologies used in the extrapolation of wind speed data at different heights and its impact in the wind energy resource assessment in a region. *InTech Open*. <https://doi.org/10.5772/20669>