

Análisis de sensibilidad del estudio de factibilidad económico - financiera del proyecto del Parque Eólico Punta de Maisí

Sensitivity studies from economic and financial feasibility of Punta de Maisí wind farm project

Autores:

M.Sc. Gustavo E. Fernández-Salva¹, <https://orcid.org/0000-0001-7425-8571>

Luis J. García-Faure², <https://orcid.org/0000-0003-1237-3915>

Lorenzo Enríquez-García³, <https://orcid.org/0000-0001-7300-8204>

Robuam Peña-Domínguez⁴, <https://orcid.org/0000-0002-6348-0123>

Ramón Mustelier-Pardo⁵. <https://orcid.org/0000-0002-9868-7634>

Organismo: ¹Universidad de Guantánamo, Cuba. ²Universidad de Oriente, Santiago de Cuba. ³Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Ecuador, ⁴M. Sc. Universidad de Guantánamo, ⁵M.Sc. Dirección. Emp. Eléctrica Guantánamo. Cuba.

Email: gfsalva2021@gmail.com; lgarcia@uo.edu.cu; lorenzeniquez@yahoo.com; robuam@cug.co.cu; rmustelier@elecgtm.une.cu

Fecha de recibido: 7 jul. 2022

Fecha de aprobado: 14 sept. 2022

Resumen

En el municipio Maisí, en Cuba, en las coordenadas 20,27⁰ N y-74,22⁰ O, se realizan los estudios de pre factibilidad del proyecto de un parque eólico en dos emplazamientos: Punta Fraile y Punta Quemado. Se proponen dos variantes. El objetivo de este trabajo fue realizar los análisis de sensibilidad sobre la rentabilidad de los parámetros susceptibles de variar, con la finalidad de determinar los límites dentro de los cuales se pueden mover sin que el proyecto deje de ser rentable. Fue diseñado un programa para fuentes renovables puras e híbridas; dispone de un módulo para la estimación del costo capital a partir de los parámetros relevantes del proyecto que garantiza igualdad de condiciones en el análisis de variantes. La evaluación económico - financiera se realiza mediante cuatro criterios fundamentales que se complementan. Los resultados se dan en forma de tabla comparativa de variantes y parámetros influyentes de la sensibilidad.

Palabras clave: Estudios de factibilidad; Análisis de sensibilidad; Estimación paramétrica del costo; Parámetros relevantes del proyecto

Abstract

In the Maisí municipality, Cuba, at coordinates 20,270 N and -74,220 W, pre-feasibility studies are being carried out for a wind farm project in two locations known as Punta Fraile and Punta Burned. Two variants are proposed. The objective of this work was to carry out sensitivity analyzes on the profitability of the parameters likely to vary, in order to determine the limits within which they can be moved without the project ceasing to be profitable. For the studies, a program for pure and hybrid renewable sources was designed; It has a module for estimating the capital cost based on the relevant parameters of the project that guarantees equality of conditions in the analysis of variants. The economic-financial evaluation is carried out using four fundamental criteria that complement each other. The results are given in the form of a comparative table of the variants and influencing parameters of the sensitivity.

Keywords: Feasibility studies; Sensitivity analysis; Parametric cost estimation; Relevant project parameters

Introducción

Desde 1984 la Universidad de Oriente y el Centro de Investigaciones Solar (CIES) venían realizando jornadas de medición de las velocidades del viento en el municipio Maisí, que, unido a la base de datos acumulada por la estación meteorológica del faro de ese punto estratégico para la navegación, permitía analizar el comportamiento estacional y mensual de la región. El mapa eólico elaborado posteriormente por el Instituto de Meteorología de Cuba [1] permitió corroborar la hipótesis de que existía un buen potencial eólico en la zona. La velocidad media anual calculada con los valores promedio mensuales y extrapoladas a 50 m de altitud, así como el cálculo del potencial eólico de los sitios previstos para el emplazamiento de las turbinas, están en correspondencia con los suministrados por el mapa eólico de Cuba, **figura 1**.

En la actualidad se realizan los estudios de pre factibilidad del parque mediante dos variantes: en la primera se propone instalar turbinas Gamesa de 2,5 MW hasta un total de 175 MW repartidas en los emplazamientos de Punta Fraile y Punta Quemado, correspondiendo 87,5 MW a cada emplazamiento; en la segunda variante se propone instalar turbinas Gamesa de 4,5 MW, 46 de ellas en Punta Fraile y 24 en Punta Quemado, con una potencia total instalada de aproximadamente 300 MW.

Para la determinación de la energía anual producida en cada variante, se utilizan las curvas características de las turbinas G-114-2,5MW y G120-4.5, que pueden ser instaladas con alturas de 100 y 120 metros de torre respectivamente [2]. Los costos capitales de ambos proyectos están influenciados por la potencia a instalar, pero también por el número de turbinas y la altura de las torres, el modelo paramétrico de estimación del costo resuelve este problema.

El proyecto prevé la interconexión de las máquinas de ambos emplazamientos con la red nacional, por lo que para el análisis toda la energía producida es absorbida por el sistema.

Para garantizar un buen margen de fiabilidad de los resultados, es necesario hacer determinadas consideraciones:

- Los emplazamientos se encuentran situados con una altitud que puede oscilar entre 20 m y 50 m por encima del nivel del mar, por lo que debe hacerse la corrección de la producción de las turbinas por la disminución de la densidad del aire.
- En cada emplazamiento se situará un elevado número de turbinas, por lo que independientemente del arreglo que se adopte, la generación total del parque se verá afectada por el efecto de estela que se produce detrás de las turbinas (eficiencia por arreglo) [3], En el trabajo se adopta un valor aceptable (90 %) para eficiencia por arreglo por la influencia que esta ejerce en la rentabilidad del parque

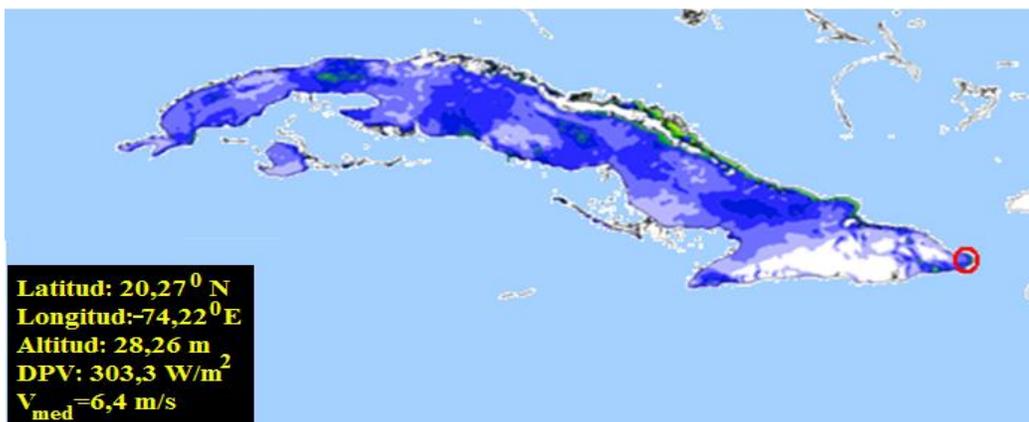


Fig. 1. Mapa del potencial eólico de Cuba. (Tomado del Instituto de Meteorología de Cuba)

Materiales y métodos

Para llevar a cabo el trabajo se utilizan tres módulos del programa FRE-LGV-1 desarrollado por el profesor Luis Jerónimo García Faure¹:

- Estudio del potencial eólico del sitio, generación anual de energía y factor de capacidad de cada emplazamiento
- Validación económico-financiera
- Análisis de sensibilidad

Potencial eólico del emplazamiento

Con la distribución de velocidades del viento se estima el potencial eólico, que luego servirá como elemento para el cálculo de la energía que se puede producir y el factor de capacidad con que deberá operar el parque. Se define la densidad de potencia del viento como el valor promedio de la potencia por unidad de área de todas las mediciones realizadas durante el año [4]. Está dado por:

$$DPV = \frac{\rho}{2 \cdot n} \sum_{i=1}^n v_i^3 \quad (1)$$

Generalmente se realizan mediciones horarias de la velocidad del viento, en ese caso $n=8760$, que son las horas de un año normal.

Se considera el potencial eólico pobre si la densidad de potencia del viento es menor de 160 W/m^2 , aceptable o bueno, hasta 400 W/m^2 y Excelente por encima de 400 W/m^2 .

Energía anual producida por las turbinas

Se demuestra [5]: que la potencia útil producida por una turbina eólica para una velocidad del viento v_i está dada por:

$$P_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \eta_t \cdot A \cdot v_i^3 \quad kW \quad (2)$$

Normalmente los fabricantes ofrecen las curvas características de sus turbinas ($P-v_i$) evaluadas en condiciones de laboratorio para no tener que utilizar el coeficiente C_p y la eficiencia η_t y toman la densidad del aire para condiciones atmosféricas normales de $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$, la cual debe corregirse para las condiciones locales. De esta manera, la energía producida por la turbina para cada velocidad del viento está dada por:

$$E_i = \frac{\rho}{1,225} \cdot P(v_i) \cdot t_i \quad kWh \quad (3)$$

Y la energía total anual se determina por:

$$E = \frac{\rho \cdot n}{1,225} \sum_{v_i=v_a}^{v_i=v_{\max}} P(v_i) \cdot p(v_i) \quad kWha \quad (4)$$

Si se realizan mediciones horarias de la velocidad del viento $n=8760$ horas y el producto $p(v_i) \cdot 8760$ son las horas del año que se produce la velocidad v_i .

El factor de capacidad está dado por la relación entre la energía anual producida y la que hipotéticamente se podría producir si la turbina trabajara las 8760 horas del año con la potencia nominal:

$$F.C. = \frac{\text{Energía anual producida}}{\text{Potencia nominal} \cdot 8760} \quad (5)$$

Distribución de probabilidades de Weibull

Los valores de los parámetros de Weibull k y c fueron calculados a la altura de referencia (Z_{ref}) de 50 metros para determinar si el potencial eólico a esa altura está en correspondencia con el indicado en el mapa eólico de Cuba, luego fueron extrapolados para la altura del buje de las turbinas (Z_{bujes}) para determinar la potencia. Se asume que aunque la velocidad del aire aumenta con la altura, la frecuencia con que pasan las velocidades a las alturas del buje y de referencia es la misma, que solo varía la magnitud de la velocidad. En estas condiciones, el coeficiente k prácticamente se mantiene constante, pero el coeficiente c varía según la siguiente relación [6]:

$$C_{bujes} = C_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{Z_{bujes}}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_0}\right)} \quad m/s \quad (6)$$

Validación económico-financiera

El costo capital, como se dijo antes se estima por el método paramétrico [7,8], El modelo utilizado fue desarrollado en función de los tres parámetros técnicos relevantes que determinan el costo de los parques eólicos: potencia, número y alturas de las turbinas, teniendo en cuenta un número representativo de los parques construidos en los últimos años en 12 de los países de América Latina que mayor uso hacen de la energía eólica [9, 10, 11].

Está dado por:

$$C = 1802 \cdot P^{0,675} \cdot N^{0,924} \cdot Z^{1,55} \quad \$ \quad (7)$$

Para valores de $90 < Z < 130$ m

Esta ecuación tiene en cuenta todos los costos asociados con la inversión inicial del parque incluyendo la transportación y el montaje de las turbinas, pero no las líneas de transmisión y otras obras externas del parque. Cuando se utiliza con cualquiera de los criterios de validación económico-financiera, tiene la ventaja que establece una relación continua entre los parámetros técnicos y el criterio utilizado (VPN, TIR, COE, etcétera), lo cual garantiza igualdad de condiciones en la evaluación de las variantes. [12,13].

A partir del costo capital anual y las horas efectivas de trabajo de las turbinas se deducen los costos de operación y mantenimiento, los de remplazo de turbinas si existieran y el valor residual del proyecto.

En la tasa integral se considera, la parte correspondiente al descuento bancario normal, la tasa de seguros más otras tasas que pudieran surgir. El límite máximo que puede tomar esta tasa está fijado por la tasa interna de retorno (TIR) por encima de la cual el VPN se hace negativo.

La tarifa de venta de electricidad determina los ingresos; a medida que esta aumenta, también lo hace el VPN. Puede disminuir hasta hacerse igual al costo nivelado de la energía, por debajo de ese valor, el VPN se hace negativo. El análisis del comportamiento de las variables de sensibilidad se lleva a cabo mediante el diagrama de arañas (*spider diagram*) [14].

Resultados y discusión

La densidad de potencia del viento calculada a 50 metros de altura en los emplazamientos es de 302 W/m² con velocidad promedio de 6,44 m/s, muy próximos a los que se obtienen con el mapa eólico interactivo del Instituto de Meteorología que muestra la **figura 1**.

Variante 1: Con 70 turbinas Gamesa G114-2,5 MW para un total de 175 MW repartidas en los dos emplazamientos de 35 turbinas cada uno. Mediante la aplicación del programa FRE-LG-V1, se determina que cada emplazamiento podrá aportar 294,062 MWh/a para un total de 588,124 MWh/a, es decir 588 GWh/a, como muestra el programa en la **figura 2**. Esta generación se obtuvo para una eficiencia del parque del 90%; lo cual debe aumentar o disminuir en dependencia de la eficiencia que se logre alcanzar.

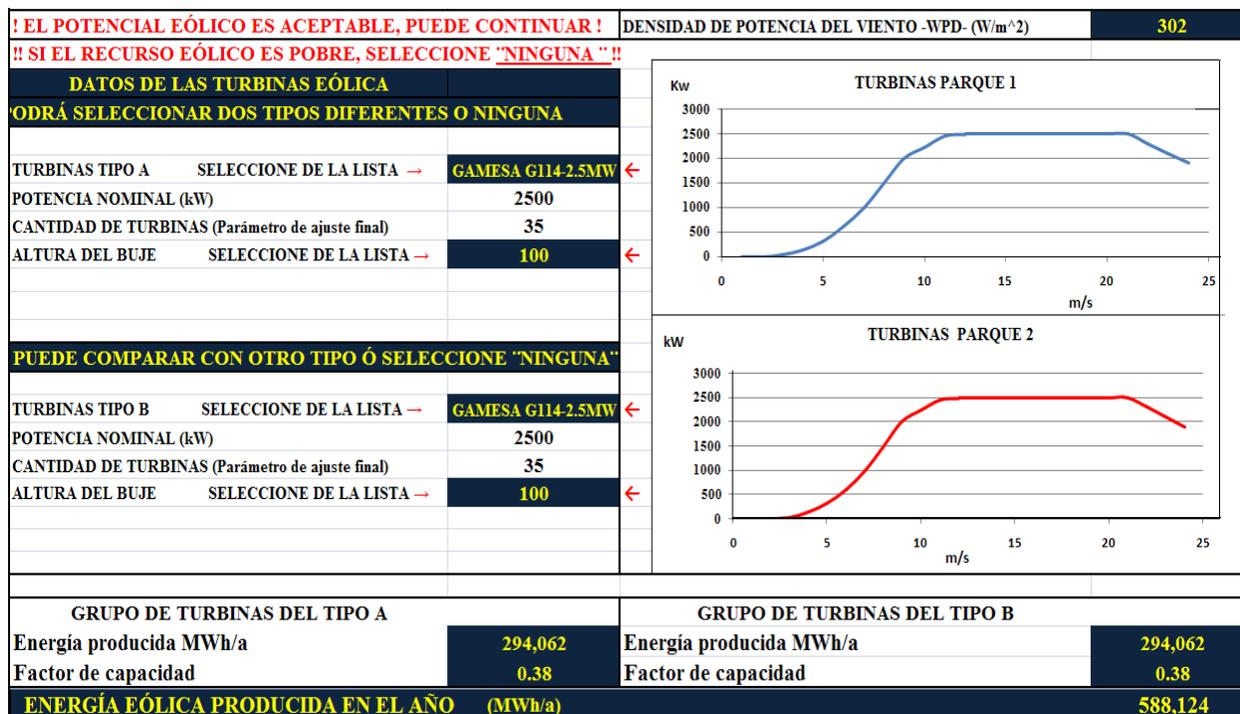


Fig. 2, Resultados de la producción energética de la variante 1. (Tomada del programa FRE-LGV1)

En la **tabla 1** se presentan los parámetros calculados y aquellos que deben ser fijados para el cálculo de rentabilidad. Estos valores definen la llamada validación de equilibrio.

Tabla 1. Resumen de parámetros económico-financiero de la variante 1

PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA Y DE SENSIBILIDAD	
COSTO CAPITAL DEL PROYECTO 'PUNTA FRAILE' (\$)	119,147,015
COSTO CAPITAL DEL PROYECTO PUNTA QUEMADO (\$)	119,147,015
% DEL COSTO CAPITAL ANUAL PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	20%
COSTO ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARQUE PUNTA FRAILE (\$/A)	953,176
COSTO ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARQUE PUNTA QUEMADO (\$/A)	953,176
HORAS ENTRE REPARACIONES CAPITALES DE LAS TURBINAS	150,000
AÑOS DE VIDA DEL PROYECTO	25
COSTO POR REEMPLAZO DE TURBINAS (\$)	0
VALOR RESIDUAL PARQUE PUNTA FRAILE (\$)	52,410,570
VALOR RESIDUAL PARQUE PUNTA QUEMADO (\$)	52,410,570
TASA DE DESCUENTO ANUAL + SEGUROS+OTROS	10.00%
TARIFA DE VENTA DE ELECTRICIDAD (\$/KWh)	0.15
COMPENSACIÓN POR ELIMINACIÓN DE CO2 (\$/Ton)	0.00

Resultados de la validación de la variante 1

VALOR PRESENTE NETO (VAN) (\$)	65,684,127	COSTO DEL CICLO DE VIDA NETO (NPC) (\$)	\$137,871,607
COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA LCOE (\$/kV)	0.1016	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) %	11.78%

Análisis de sensibilidad de las variables sobre el VPN

En el gráfico del tipo de araña [14] de la **figura 3** se muestra el valor que toma el VPN (\$65,684,127) para los valores de la **tabla 1**. Se puede observar, que hay dos parámetros que ejercen una notable influencia en la rentabilidad: La tasa integral de descuento y la tarifa de venta de electricidad. El costo de operación y mantenimiento prácticamente no ejerce influencia sobre el VPN.

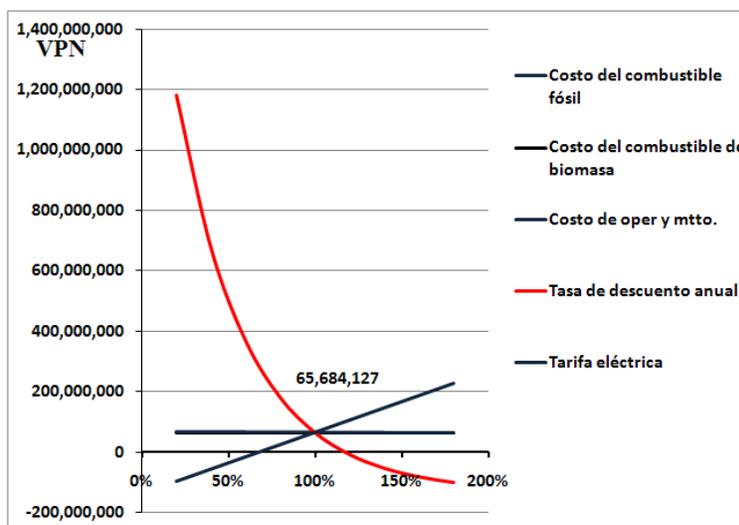


Fig. 3. Diagrama de araña para el análisis de sensibilidad. (Tomada del programa FRE-LGV1)

Influencia del costo capital de la variante 1 en la sensibilidad del VPN

El costo capital también tiene una marcada influencia en la rentabilidad del proyecto una disminución del costo del 25 % representa un aumento del VPN de aproximadamente el 50 %; mientras que un aumento del costo del 25 % representa una disminución del VPN del 50 %. En la **tabla 2** se muestra este comportamiento.

Tabla 2. Comportamiento del VPN con el costo capital

	Costo capital (\$)	\$/kW	VPN
Estimado paramétrico	238,294,030	1,362	65,684,127
Disminución del 25 %	180,764,508	1,032	98,969,425
Aumento del 25 %	297,867,537	1,702	29,985,664

Variante 2

Con 300 MW instalados, 67 turbinas Gamesa G124-4,5 MW y 120 metros de altura del buje, 43 en el emplazamiento de Punta Fraile y 24 en el de Punta Quemado. En la **figura 4** se muestra la producción anual de energía. El emplazamiento de Punta Fraile podrá producir 608,617 MWh/a mientras que el de Punta Quemado podrá producir 317,539 MWh/s, para un total de 926,156 MWh/a. El primer dato curioso y aparentemente contradictorio que se observa es que, a pesar de aumentar la energía producida por el aumento de la potencia instalada y la altura del buje de las máquinas, se produce una disminución del factor de capacidad.

Para poder entender este comportamiento, hay que remitirse a las ecuaciones 2, 4 y 6 sobre el cálculo de la potencia, la energía de las turbinas y el factor de capacidad. En la ecuación 2, el cálculo de la potencia está en función del coeficiente de potencia y la eficiencia de la turbina, ambos parámetros dependen del tipo de turbina y de la potencia a la cual esté trabajando. En turbinas semejantes los comportamientos de C_p y η siguen curvas similares, pero a medida que aumenta la potencia de la turbina, sus mayores valores se mueven hacia potencias superiores. En el caso de las turbinas analizadas, para la G114-2,5 MW los valores mayores se obtienen a menor velocidad del viento. Al trazar las curvas de probabilidades de Weibull, se puede comprobar que, al variar la altura del buje de 100 m hasta 120 m, las curvas mantienen su forma, pero por debajo de **9 m/s** las probabilidades de ocurrencia son mayores para la turbina de menor potencia, que es donde mayores son sus coeficientes de potencia y de eficiencia. En la **figura 5** se muestran ambas distribuciones de probabilidades, y aunque parecen muy próximas (a 120 m se desplaza hacia la derecha), los valores de las ordenadas $p(v_i)$ difieren lo suficiente para producir los resultados obtenidos. A partir de **9 m/s** la situación se invierte; en ese caso las mayores probabilidades de ocurrencia de las velocidades se producen a mayor altura, con lo cual se obtiene un incremento relativo de energía en la turbina de mayor potencia, pero no lo suficiente para logra el mismo factor de capacidad que con la turbina de menor potencia. Si el potencial eólico fuera superior, las turbinas trabajarían mayor parte del tiempo a velocidades superiores a 9 m/s, la situación fuera diferente.

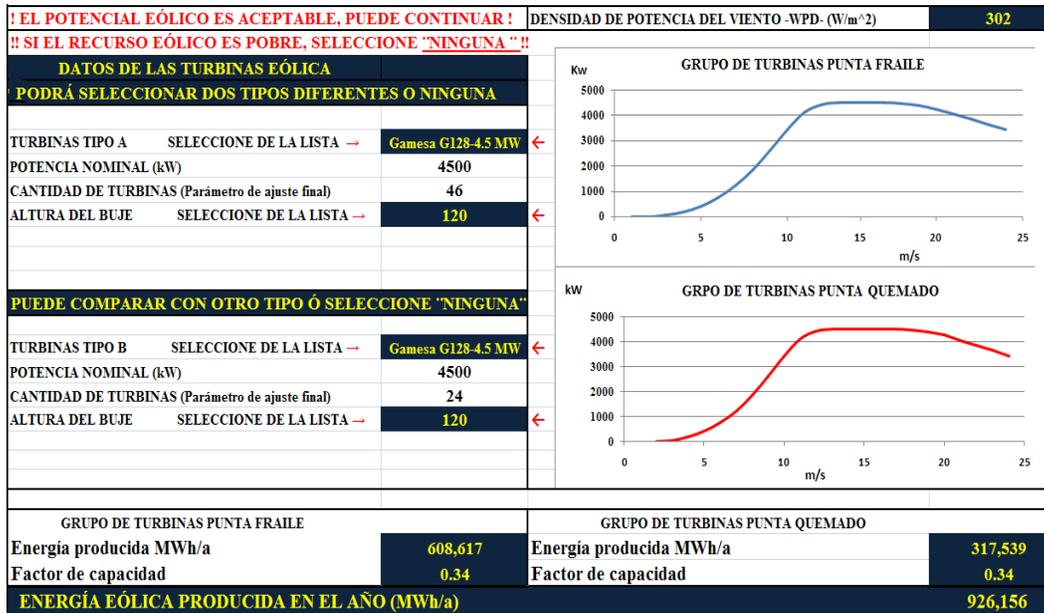


Fig. 4. Resultados de la producción energética de la variante 2. (Tomado del programa FRE-LGV1)

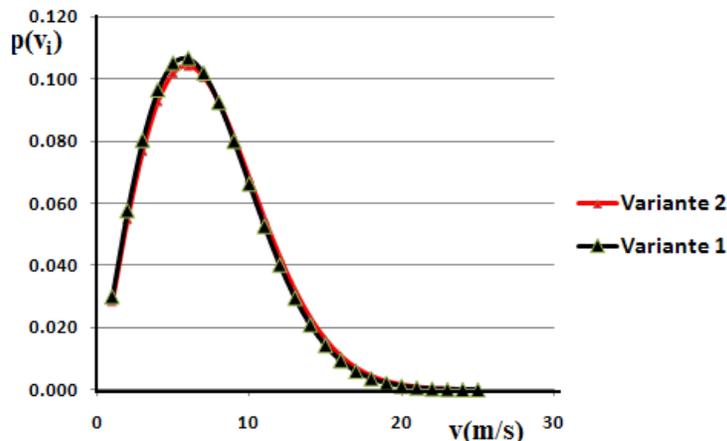


Fig. 5. Curvas de distribución de velocidades de Weibull a 100 y 120 m de altitud

Tabla 3. Resumen de parámetros económico-financieros de la variante 2

PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA Y DE SENSIBILIDAD	
COSTO CAPITAL DEL PROYECTO PUNTA FRAILE (\$)	802 546 687
COSTO CAPITAL DEL PROYECTO PUNTA QUEMADO (\$)	165 851 480
% DEL COSTO CAPITAL ANUAL PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	20%
COSTO ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARQUE PUNTA FRAILE (\$/A)	2,420,373
COSTO ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARQUE PUNTA QUEMADO (\$/A)	1,326,812
HORAS ENTRE REPARACIONES CAPITALES DE LAS TURBINAS	150,000
AÑOS DE VIDA DEL PROYECTO	25
COSTO POR REPLAZO DE TURBINAS (\$)	0
VALOR RESIDUAL PARQUE PUNTA FRAILE (\$)	155.809 910
VALOR RESIDUAL PARQUE PUNTA QUEMADO (\$)	85 412 617
TASA DE DESCUENTO ANUAL + SEGUROS+OTROS	10.00%
TARIFA DE VENTA DE ELECTRICIDAD (\$/KWh)	0.15
COMPENSACIÓN POR ELIMINACIÓN DE CO2 (\$/Ton)	0.00

En la **tabla 3**, se puede observar que solo se consideran variables aquellas que intervienen en el costo y la rentabilidad, los restantes parámetros se mantienen igual que en la variante 1 para poder establecer la comparación entre los criterios de validación.

Resultados de la validación de la variante 2

VALOR PRESENTE NETO (VAN) (\$)	82,376,579	COSTO DEL CICLO DE VIDA NETO (NPC) (\$)	\$238,175,154
COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA LCOE (\$/kV)	0.1115	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) %	11.36%

Análisis de sensibilidad

Como se puede observar en la **figura 6**, al igual que en la variante 1, los dos parámetros que más influencia ejercen sobre el VPN son la tasa integral de descuento y la tarifa eléctrica. Para poder establecer la comparación entre las dos variantes, se tomaron valores iguales para ambos parámetros.

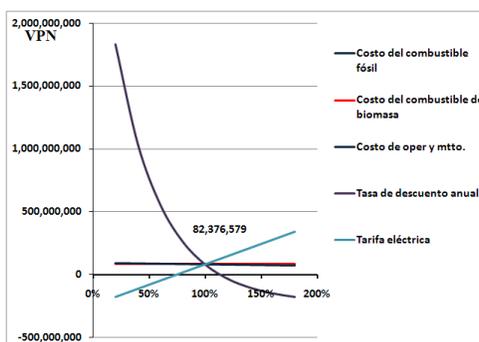


Fig. 6. Análisis de sensibilidad de la variante 2. (Tomado del programa FRELGV1)

Tabla 4. Resumen comparativo

Elemento a comparar	Variante 1 (175 MW)	Variante 2 (300 MW)	Diferencia (V ₂ -V ₁)
Producción de energía (GWh/a)	588	926	+57%
Factor de capacidad	0,38	0,34	-11%
Costo capital (\$)	238,294,030	468,398,167	+96,5%
Costo del ciclo de vida (\$)	137,871,607,	238,175,154	+73%
Valor Presente Neto (\$)	65,684,127	82,376,579	+25%
Costo nivelado de la energía (\$/kWh)	0,1016	0,1115	+9%
Tasa interna de retorno (%)	11,78	11,36	-3.5%

Conclusiones

Los cálculos realizados para ambas variantes fueron realizados para las mismas condiciones e iguales valores de equilibrio como muestran las **tablas 1 y 3** y cuyos resultados se resumen en la **tabla 4**. Si se mantiene el mismo potencial eólico, cualquier variación que se produzca en los parámetros de sensibilidad (tasa integral de retorno, tarifa de venta de electricidad, costo capital), produce una alteración (positiva o negativa) sobre el VPN y los restantes criterios de validación, pero debe mantenerse la proporción de las variantes dadas en la **tabla 4**.

El aumento de la potencia de 175 MW y altura de 100 metros de la variante 1 a 300 MW y 120 m de altura en la variante 2 representa:

Un aumento del 57% de energía, pero debe aumentar el 96,5 % del costo capital y el 73% del costo del ciclo de vida.

Un aumento del 25% del valor presente neto.

Una disminución de la tasa interna de retorno (TIR) del 3,5%.

Sin embargo, como se explicó anteriormente, si el potencial eólico del sitio fuera mayor, es de esperar que mejoren todos los índices para la variante 2.

Referencias bibliográficas

- Roque R. Alfredo; Alonso D. Yoandy. (2019). Estimación del recurso eólico SOBRE CUBA: MODELO WAsP vs MODELO WEST. Instituto de Meteorología; Loma de Casablanca; La Habana, Cuba, Recuperado de <http://repositorio.geotech.cu/jspui/bitstream/1234/4051/1/Estimaci%C3%B3n%20del%20recurso%20E%C3%B3lico%20sobre%20Cuba%20modelo%20Wasp%20VS%20modelo.pdf>
- Siemens Gamesa. Renewable Energy, S.A., (2020). Recuperado de <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services>
- Nikos Kallioras; Nikos Lagaros M; Mathew Karlaftis. Optimum layout design of onshore wind farms considering stochastic loading. National Technical University of Athens. doi:10.1016/j.advensoft.2015.05.002
- Manwell, J; Mc Gowan J; G, Rogers A. L. (2009). Wind Energy Explained. Theory, Design and Application, Second edition, John Wiley and Sons Ltd. England, 590p, Reprinted
- Burton, T; Sharpe, David; Jenkins, Nick. (2011). Wind Energy Handbook. Online doi:10.1002/9781119992714, Copyright © John Wiley & Sons, Ltd
- Enríquez G, Lorenzo. (2015). Emplazamientos Eólicos en la Provincia de Chimborazo Aplicando Modelos Matemáticos. Tesis Doctoral. Departamento de Eléctrica, Electrónica e Industrial, UNED. España.
- Apgar, Henry. (2019). The Legacy of Parametric Estimating (CV01). International Cost Estimating and Analyzing Association. Professional Development & Training Workshop. Tampa, Florida, U.S.A. Recuperado de www.iceaaonline.com
- National Aeronautic and Space Administration. (2015). Cost Estimating Handbook. V-4. Update of 2008 edition, 60p. NASA. USA Recuperado de http://www.nasa.gov/sites/default/files/files/NASA_Cost_Estimating_Handbook_Recommended_Revision_Submission_Form_Tagged.pdf
- Enríquez G, Lorenzo; García F, Luis. (2018). Parámetros Controladores del Costo Capital de los Parques Eólicos. Revista Ingeniería Energética, CUJAE, V. 39, No.1
- Enríquez G, Lorenzo; García F, Luis; Oro O, Celestino. (2016) Parametric Estimate Cost of Wind Farms in Latin America and the Caribbean. IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering (IOSR-JMCE), Volume 13, Issue 4 Ver. VI
- Enriquez G, Lorenzo; García F, Luis; Oro O, Celestino. (2016). Algorithm for The Techno-Economic Optimization Applied in Projects of Wind Parks of Latin America. IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering (IOSR-JMCE) e-Volume 13, Issue 4 Ver. VI <http://www.iosrjournals.org/iosr-jmce/papers/vol13-issue4/Version-6/113040646065.pdf>
- Enríquez G, Lorenzo; García F, Luis. (2019). Influencia de la Estructura de los Parques Eólicos en el Costo y la Rentabilidad. Revista: INFORMACIÓN TECNOLÓGICA (SCIELO). Vol. 30(5), 37-46 doi.org/10.4067/S0718-07642019000500037