

Assessment of the Economic Viability of Low Power Wind Farms in México

I. K. Ángeles-Pérez , Member, IEEE, and R. Iracheta-Cortez , Senior Member, IEEE

Abstract—In this paper is presented the methodology for assessing the economic viability of low-power wind farms in Mexico. The main expands considered as input parameters in the economic model are the capital costs, the operation and maintenance costs and the financial costs. The annual energy production of the wind farm is another input parameter of the economic model that is calculated with the evaluation of the wind resource at a given site, the number of wind turbines and the power curve of the wind turbine. The annual income of a low power wind farm is estimated through the type of interconnection contract and the energy sale price. The proposed economic model also includes the calculation of taxes and incentives based on Mexican laws. The assessment of economic viability is applied for planning a low-power wind farm project of 200-kW in the state of Oaxaca, Mexico. This assessment of economic viability includes the comparison of two types of interconnection contracts for distribution.

Link to graphical and video abstracts, and to code:
<https://latamt.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/8504>

Index Terms— Annual energy production, economic analysis, interconnection contracts, wind farm, wind resource assessment

I. INTRODUCCIÓN

La generación de electricidad a través fuentes de energía renovable está teniendo un acelerado crecimiento debido a los compromisos ambientales que han refrendado la mayoría de los países del mundo para reducir el calentamiento global del planeta. En México, la Ley de Transición Energética publicada en el Diario Oficial de la Federación en 2015 establece que las metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad del país serán del 35% para 2024, 40% para el 2025 y 50% para el 2050. En este contexto, es importante mencionar que para cumplir con los compromisos ambientales de cambio climático es necesario que la política pública en materia energética se enfoque en generar las condiciones propicias para atraer inversiones que conlleven al desarrollo de muchos proyectos de energías renovables como lo son, por ejemplo, la construcción de parques eólicos. En 2021, la capacidad instalada en México fue de 7692 MW con un factor de penetración cercano al 8.6% [1-2]. Actualmente, el mayor

aprovechamiento de la energía eólica a nivel mundial se realiza mediante aerogeneradores de gran potencia en instalaciones en tierra. Esto se debe, principalmente, a que los costos de inversión de dichos aerogeneradores son menores con respecto a la tecnología de aerogeneradores de baja potencia y a las instalaciones de parques eólicos de gran potencia en el mar [3-5]. El problema observado con las instalaciones eólicas de gran potencia es que el mercado está controlado por número muy reducido de compañías. En contraste, el desarrollo de la tecnología de aerogeneradores de baja potencia es un área poco explorada en México pero que puede ofrecer un vasto campo de oportunidades para lograr más participantes en el mercado, con la finalidad de democratizar su uso y los beneficios sociales. Adicionalmente, otra ventaja de la interconexión de parques eólicos de baja potencia la red eléctrica de distribución es que los requerimientos de interconexión no son rigurosos.

Al mencionar los aerogeneradores de baja potencia, se debe tener en cuenta que su definición no está estandarizada en la literatura [6]. La norma IEC 61400-2 indica que los aerogeneradores de baja potencia pueden ser aplicables para rotores eólicos con áreas de barrido $A \leq 200 \text{ m}^2$ y/o con diámetros $d \leq 16 \text{ m}$ [4,7]. Sin embargo, otros autores proporcionan definiciones alternativas, por ejemplo, en [8] se menciona que los aerogeneradores de baja potencia tienen diámetros $d \leq 10 \text{ m}$ y, adicionalmente, los aerogeneradores de baja potencia se pueden subdividir en las categorías de mini, medio y micro. También, en [8] se propone un rango de potencia, la velocidad angular máxima, la posible aplicación y el tipo de generador para cada categoría.

En este artículo se analiza la viabilidad económica de un parque eólico compuesto por aerogeneradores de baja potencia en México, específicamente, en el municipio de Juchitán en el estado de Oaxaca. El emplazamiento de estudio cuenta con un potencial eólico excelente de acuerdo a lo mencionado en el Atlas Eólico de Oaxaca [9]. En la sección II del artículo se presenta una síntesis del análisis del recurso eólico en el emplazamiento y en la sección III se presentan los detalles del diseño del parque eólico de baja potencia. En la sección IV se presentan los principales contratos de generación y las tarifas de electricidad en México. En la sección V del artículo se presenta la metodología del análisis económico y, finalmente, en la sección VI se presentan los resultados de viabilidad económica del parque eólico de baja potencia donde se comparan los tipos de contrato: a) venta total de energía y b) medición neta de energía.

Este trabajo de investigación fue apoyado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONAHCYT).

I. K. Ángeles-Pérez y R. Iracheta-Cortez están con la Universidad del Istmo, Tehuantepec, Oaxaca, México (e-mails: kariim702@gmail.com and irachetacortez97@gmail.com.).

II. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

La propuesta para la instalación del parque eólico de baja potencia es el Campus Juchitán perteneciente a la Universidad del Istmo (UNISTMO) en el municipio de Juchitán de Zaragoza, el cual, ésta muy cerca de la región de La Ventosa en el estado de Oaxaca, México. En la Fig. 1 se muestra el potencial eólico de México a través de un mapa de colores con las velocidades promedio del viento para las distintas regiones del país [10]. En dicha figura se observa que la región de La Ventosa cuenta con las velocidades promedio del viento más altas del país. Las coordenadas de dicho emplazamiento son 16° 32' 01.0" de latitud y 94° 57' 23.7" O de longitud. La base de datos histórica del viento se obtuvo de una estación meteorológica ubicada Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTE) y es del tipo diezminutal [11].

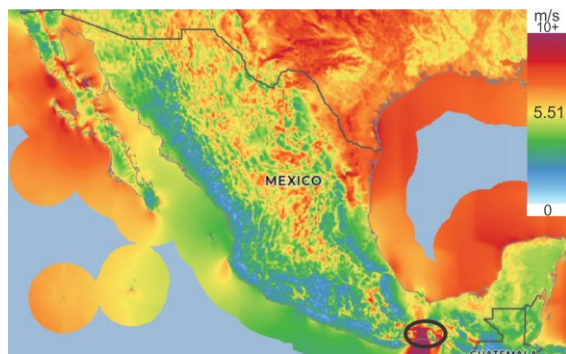


Fig. 1. Mapa del recurso eólico disponible en México [10].

En la Fig. 2 se muestra la gráfica de la rosa de los vientos de la estación CERTE para una altura de 58 m donde se puede observar que la dirección predominante del viento en el emplazamiento está entre los sectores de 330°-0° correspondiente la dirección norte-noroeste (NNO). En la Fig. 3 se muestra el histograma de distribución de velocidades promedio del viento para una altura de 20 m. Se observa en esta figura que el rango de distribución de las velocidades promedio del viento para dicho emplazamiento es $0 \leq V_{avg} \leq 25$ m/s. Por otro lado, el rango de velocidades del viento entre 3 y 8 m/s

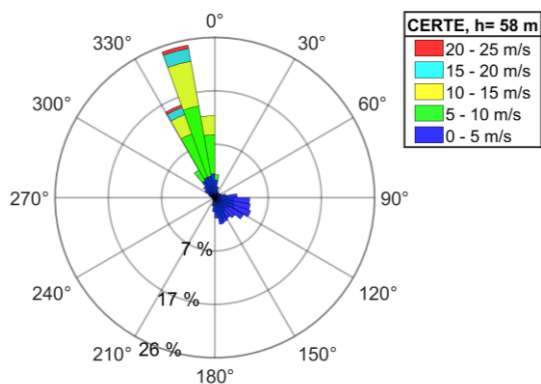


Fig. 2. Rosa de los vientos a 58 m.

representa el 51% de la probabilidad de ocurrencia del viento. El ajuste del histograma de velocidades promedio del viento se realiza a través de la función de densidad de probabilidad de

Weibull, la cual, está dada por

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (1)$$

donde $f(v)$ es la frecuencia o probabilidad de ocurrencia para velocidad del viento v en m/s, k es el factor forma y c es el factor escala en m/s. Los parámetros de ajuste del histograma de velocidades del viento con la función de Weibull para una altura $h=20$ m son $k= 1.757$ y $c= 8.063$ m/s a través del método de máxima energía (MLE, por sus siglas en inglés) [12-14].

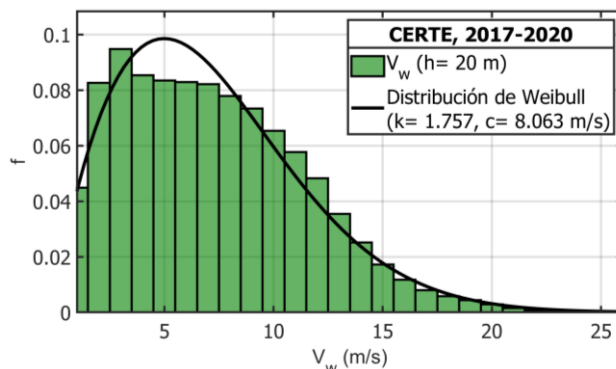


Fig. 3. Distribución de velocidades del viento y su ajuste a través de la función de Weibull para una altura de 20 m.

En la Fig. 4 se muestra la gráfica de las velocidades mensuales promedio del viento para las alturas de medición de 20, 40, 60 y 80 m obtenidos con la estación meteorológica CERTE, durante el periodo 2017-2020 con los requerimientos descritos por la norma IEC 61400-2 [7, 15], y para $h= 50$ m con la estación virtual Merra-2 durante el periodo 1981-2020. En dicha figura se puede observar que el mes donde se presentan las menores velocidades promedio del viento es junio con 4.75 m/s, para $h=20$ m, y el mes con la mayor velocidad del viento es enero con 10.55 m/s para $h=20$ m. La velocidad promedio anual del viento fue de 6.94 m/s para $h=20$ m en la estación CERTE, y de 7.48 m/s para $h=50$ m en la estación Merra-2. La región sombreada denota las variaciones de las velocidades promedio del viento correspondientes al rango percentil de 25%

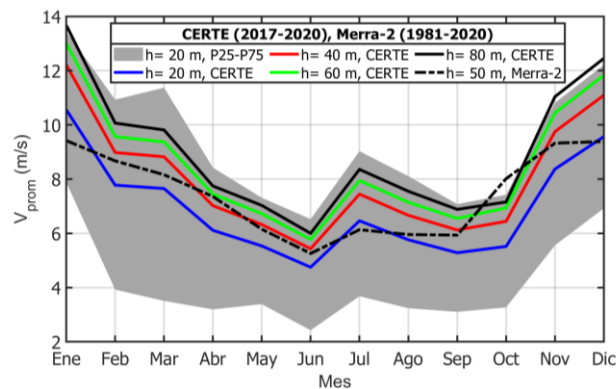


Fig. 4. Gráfica de velocidad promedio mensual del viento.

a 75% para $h=20$ m en la estación CERTE. En la Tabla I, se muestran los valores numéricos de la velocidad promedio mensual del viento para las distintas alturas de medición en la

estación CERTE.

III. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO DE BAJA POTENCIA

TABLA I

VELOCIDADES PROMEDIO DEL PERIODO 2017-2020 EN ESTACIÓN CERTE				
Mes	20 m (m/s)	40 m (m/s)	60 m (m/s)	80 m (m/s)
Enero	10.55	12.21	13.00	13.67
Febrero	7.77	8.97	9.56	10.06
Marzo	7.65	8.82	9.36	9.81
Abril	6.11	7.02	7.44	7.74
Mayo	5.53	6.32	6.72	7.02
Junio	4.75	5.43	5.77	6.00
Julio	6.46	7.44	7.94	8.35
Agosto	5.76	6.66	7.14	7.55
Septiembre	5.28	6.12	6.54	6.88
Octubre	5.51	6.44	6.93	7.15
Noviembre	8.36	9.74	10.44	11.03
Diciembre	9.56	11.09	11.83	12.45
V _{avg}	6.94	8.02	8.56	8.97

Para iniciar la etapa de diseño de un parque eólico se requiere haber realizado un análisis muy riguroso del recurso eólico en el emplazamiento y también, se debe determinar que el emplazamiento cuenta con un potencial eólico adecuado para la instalación de aerogeneradores. Para el caso del emplazamiento donde se diseñará el parque eólico de baja potencia en el Campus Juchitán de la Universidad del Istmo (UNISTMO) se puede decir que este tiene una clase de potencia del viento tipo 7 [9], el cual, corresponde a un recurso eólico excelente y que equivale a una densidad de potencia en el rango entre 600 a 800 W/m² para una altura de 50 m.

La selección del aerogenerador se lleva a cabo con base en la norma IEC-61400-2 [7], donde se debe calcular la velocidad de referencia

$$V_{ref} = 5V_{avg} \quad (2)$$

y el índice de turbulencia, a una velocidad promedio a la altura del buje de 15 m/s, como

$$TI = \frac{\sigma}{V_{avg}} \quad (3)$$

donde TI es un valor adimensional que depende de la desviación estándar (σ) dada por

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - V_{avg})^2} \quad (4)$$

y V_{avg} que es la velocidad promedio en m/s. En (3), V_i es la muestra i -ésima de la velocidad promedio del viento en m/s. Empleando las ecuaciones anteriores y considerando que $V_{avg}=7.80$ m/s y $\sigma=1.319$ m/s para una altura de 30 m se tiene que $V_{ref}=39$ m/s y $TI=0.169$. Por lo tanto, el aerogenerador más adecuado para instalar en el emplazamiento de estudio debe ser una clase IIIA [7].

A. Selección del Aerogenerador

En [13] y [14] se analizó el desempeño de 4 aerogeneradores de baja potencia para el emplazamiento del Campus Juchitán de la UNISTMO. En este estudio se muestra que el aerogenerador Enair 200L de 10 kW, que corresponde a una turbina eólica clase IIIA, obtuvo el mejor desempeño energético [17]. Las especificaciones del aerogenerador se muestran en la Tabla II,

donde se resalta que la velocidad nominal es de 9 m/s y tiene una altura de instalación de 30 m. En la Fig. 5 se presenta la curva de potencia del aerogenerador donde se puede apreciar que la velocidad de arranque es de 1.85 m/s, la velocidad del viento donde se extrae la potencia nominal es de 9 m/s y la velocidad de corte de producción de energía corresponde a una velocidad del viento igual o mayor a 25 m/s.

TABLA II
CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR

Características	Valor	Características	Tipo/Valor
Potencia	10 kW	Torre	Celosía
Diámetro	9.8 m	Generador	PMSG
Área de barrido	75.4 m ²	Material de la pala	Fibra de vidrio
Longitud de pala	4.5 m	Freno	Electromecánico
Velocidad de arranque	1.85 m/s	Velocidad nominal	9 m/s
Velocidad de corte	25 m/s		

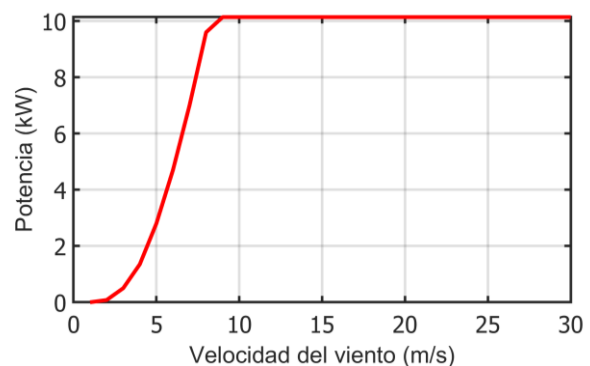


Fig. 5. Curva de potencia del Enair 200L.

B. Distribución de los Aerogeneradores

El objetivo principal de hacer una adecuada distribución de los aerogeneradores en el terreno es maximizar la producción anual de la energía eléctrica (AEP, por sus siglas en inglés) minimizando las pérdidas causadas por el efecto estela. Para cumplir con el propósito de tener la mayor cantidad de AEP se necesita reducir la distancia entre aerogeneradores, sin embargo, al realizarlo se incrementa el efecto negativo que genera el efecto estela en el parque eólico. De acuerdo con la Asociación Danesa de la Industria Eólica (DWIA, por sus siglas en inglés), se recomienda que la separación óptima entre los aerogeneradores esté entre 5-9 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento y entre 3-5 veces el diámetro en el sentido perpendicular a la dirección del viento predominante [18-19]. En la literatura se menciona que las pérdidas por el efecto estela deben oscilar en un rango de 5 a 15% cuando la separación entre los aerogeneradores está dentro de la recomendación de la DWIA [18, 21].

En este artículo se analizaron, con el software WAsP, los casos de las distribuciones de aerogeneradores donde se obtuvo el mejor desempeño en [13] para realizar el diseño del parque eólico de baja potencia con 20 aerogeneradores en el emplazamiento del Campus Juchitán de la UNISTMO. En dicho estudio se obtuvo que la distribución óptima de aerogeneradores

fue la de 4 veces el diámetro del rotor, en la dirección perpendicular del viento, y 8 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento tal como se muestra en la Fig. 6. Con dicha distribución de aerogeneradores, el parque eólico de baja potencia con 20 aerogeneradores de 10 kW generó una AEP_{Bruta} de 1077.7 MWh y un AEP_{Neto} de 1001.2 MWh. Adicionalmente, las pérdidas causadas por el efecto estela fueron de 12.39 MWh representando un 1.15% de AEP_{Bruta} .

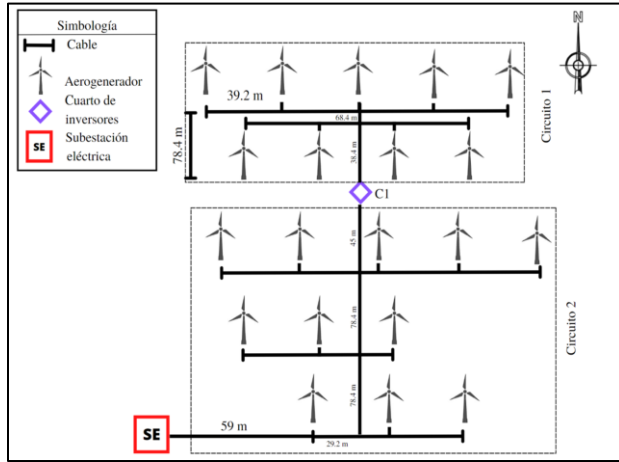


Fig. 6. Distribución de los aerogeneradores del parque eólico de baja potencia.

C. Análisis de la Red Eléctrica Subterránea de Baja Tensión

La corriente nominal de cada aerogenerador Enair 200L se calcula como

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}V_{LL} \cos(\phi)} \quad (5)$$

donde P_n es la potencia nominal del aerogenerador, V_{LL} es el voltaje de línea a línea de la red trifásica y $\text{fp}=\cos(\phi)$ es el factor de potencia. Las pérdidas por el efecto Joule o por cobre se calculan con

$$P_{cu} = \frac{P_n}{V_{LL} \cos(\phi)} \sum_{r=1}^n r^2 R_{n-r+1} L_{n-r+1} \quad (6)$$

que toma en cuenta la resistencia del material conductor en Ω , ya sea cobre o aluminio, la distancia entre la conexión entre aerogeneradores L ; n es el número total de aerogeneradores del parque y r es el n -ésimo aerogenerador [21]. Ahora, considerando que el Enair 200L tiene $P_n=10$ -kW, $V_{LL}=440$ -V y $\text{fp}=0.95$, entonces, la corriente nominal de un aerogenerador es $I_{n,wt}=13.81$ -A. La corriente nominal del parque eólico de baja potencia es (7), teniendo que N_{AGS} es el número de aerogeneradores.

$$I_{n,total} = N_{AGS} I_{n,wt} = (20)(13.81A) = 276.2A \quad (7)$$

Posteriormente, para la selección más adecuada del calibre de los conductores, se calcula la corriente nominal en cada uno de los circuitos eléctricos del parque eólico considerando un factor de seguridad de $FS=1.2$, el cual, representa un 20% de corriente de sobrecarga en el circuito. El calibre del conductor más adecuado para evacuar la energía de cada aerogenerador hacia la caseta de convertidores e inversores C1 que se muestra en la Fig. 6 es un 10-AWG con una resistencia de $0.328 \Omega/\text{km}$ a

TABLA III
 CIRCUITOS DEL PARQUE EÓLICO DE BAJA POTENCIA

Descripción	Circuito 1	Circuito 2
Número de Aerogeneradores	9	11
Potencia nominal	90-kW	110-kW
Corriente del circuito	124.29 A	151.91 A
Distancia de C1 a SE	290 m	290 m
Calibre del conductor	3/0	3/0
Ampacidad permisible del conductor de cobre aislado al aire libre a $T_{op}=75^\circ\text{C}$ y $T_a=30^\circ\text{C}$	310 A	310-A
R_{cd} a $T_{op}=20^\circ\text{C}$ y $T_a=30^\circ\text{C}$	0.202 Ω/km	0.202 Ω/km
R_{ca} a $T_{op}=20^\circ\text{C}$ y $T_a=30^\circ\text{C}$	0.203 Ω/km	0.203 Ω/km
Factor de efecto piel (y_s)	0.0029	0.0029
Factor de efecto de proximidad (y_p)	0.0041	0.0041
Resistencia total de C1 a SE	0.0588 Ω	0.0588 Ω
Caída de tensión de C1 a SE	12.13-V	14.64-V
ΔV (%)	2.75%	3.32%
Pérdidas eléctricas de C1 a SE	2.72-kW	4.06-kW
P_{cu} (%)	3.02%	3.69%

Nota: T_{op} = Temperatura de operación, T_a =Temperatura ambiente.

20°C . En la Tabla III se muestra la distribución por circuitos de la red subterránea de baja tensión para evacuar la energía de C1 hacia una subestación eléctrica de media tensión que se ubica a 290 m tal como se muestra en la Fig. 6. El circuito 1 consta de 9 aerogeneradores y el circuito 2 consta de 11 aerogeneradores. Las corrientes nominales de los circuitos 1 y 2 son, respectivamente, 124.29-A y 151.91-A. Por lo tanto, el calibre del conductor más adecuado para evacuar la energía de cada aerogenerador desde la caseta de inversores C1 hacia la subestación eléctrica de media tensión es un 3/0 AWG con una resistencia de corriente directa $R_{cd}=0.202 \Omega/\text{km}$ a 20°C y una ampacidad permisible al aire libre de 310-A con una temperatura de operación de $T_{op}=75^\circ\text{C}$ y una temperatura ambiente de $T_a=30^\circ\text{C}$. La corrección por temperatura de R_{cd} está dada por

$$R_{cd-x} = R_{cd-20^\circ\text{C}} (1 + \alpha_{20} (T_x - 20)) \quad (8)$$

donde α_{20} es el coeficiente de temperatura a $T_a=20^\circ\text{C}$, $R_{cd-20^\circ\text{C}}$ a $T_{op}=20^\circ\text{C}$ y T_x es la temperatura máxima de operación del conductor en $^\circ\text{C}$ [22]. El valor del coeficiente de temperatura para el cobre es $\alpha_{20}=3.93 \times 10^{-3}/^\circ\text{C}$. La resistencia de corriente alterna está dada por

$$R_{ca} = R_{cd} (1 + y_s + y_p) \quad (9)$$

donde y_s y y_p son los factores causados por el efecto piel y por el efecto de proximidad, respectivamente [22]. Los valores de y_s y y_p se muestran en la Tabla III.

La expresión para calcular la ampacidad permisible del conductor considerando que es un cable subterráneo está dada por

$$I_{30-Buried} = C_s C_g I_{30-Free Air} \quad (10)$$

donde C_s y C_g son los factores de corrección de la temperatura ambiente del suelo (T_{soil}) y la corrección por grupos de cables en la misma zanja [23]. Se considera que $C_s=1$ para $T_{soil}=30^\circ\text{C}$ y $C_g=0.8$ cuando se tienen 2 circuitos de cables subterráneos trifásicos. Por lo tanto, la ampacidad admisible del cable 3/0 AWG se reduciría de 310-A a 248-A pero, la selección del conductor sigue siendo viable para el diseño de la red subterránea de baja tensión. Adicionalmente, en la Tabla III se puede observar que las caídas porcentuales de tensión ΔV (%) para los circuitos 1 y 2 son, respectivamente, 2.75% y 3.32%.

Asimismo, las pérdidas porcentuales del cobre $P_{cu}(\%)$ para los circuitos 1 y 2 son, respectivamente, 3.02% y 3.69%. Estos porcentajes son para condiciones nominales de operación. Aunque, el requerimiento de diseño considerado en este artículo para la selección de los conductores de la red subterránea de baja tensión es que $\Delta V(\%)$ y $P_{cu}(\%)$ se mantengan por debajo del umbral del 5%, de acuerdo a lo establecido en el manual de interconexión [24].

D. Análisis de las Pérdidas Eléctricas y la Caída de Tensión

A partir de la simulación del parque eólico de baja potencia, mostrado en la Fig. 5, con software WAsP se obtuvo un porcentaje de pérdidas totales por efecto estela del 1.15% [16]. Las Figs. 7 y 8 muestran las gráficas $P_{cu}(\%)$ y $\Delta V(\%)$ de toda la red subterránea de baja tensión con respecto a la variación de fp . En la Fig. 7 se observa que $P_{cu} \leq 5\%$ cuando $0.85 \leq fp \leq 1$. Las pérdidas del cobre mínimas ($P_{cu,min}$) para los circuitos 1 y 2 son, respectivamente, 3.33% y 2.72% cuando $fp=1$. En la Fig. 8 se observa que ΔV varían en el rango de 2.61% a 6.32% cuando $0.5 \leq fp \leq 1$. Se observa que ΔV_{min} para los circuitos 1 y 2 es, respectivamente, 3.16% y 2.61% cuando $fp=1$.

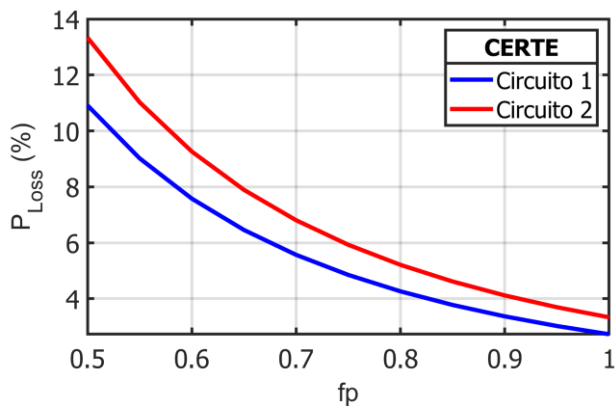


Fig. 7. Pérdidas por efecto Joule en la red eléctrica subterránea de baja tensión.

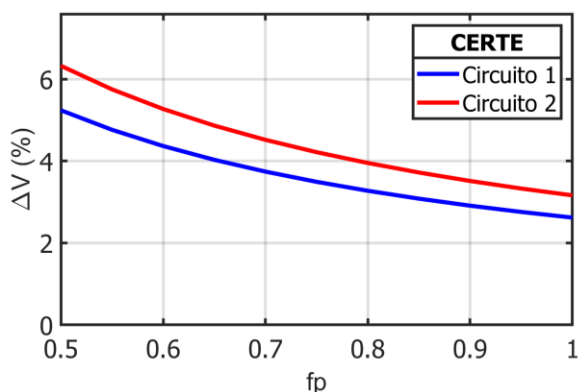


Fig. 8. Caída de tensión vs factor de potencia.

E. Perfil mensual de la producción de energía

En la Fig. 9 se muestran los perfiles de la producción mensual de energía bruta (E_{bruta}) y energía neta (E_{neta}) obtenidos con el aerogenerador Enair 200L de 10 kW a una altura de 30 m para el diseño del parque eólico de baja potencia en la UNISTMO. En dicha figura, se observa que la mayor producción de E_{bruta} y E_{neta} se obtuvo en el mes enero y los valores de estas fueron,

respectivamente, de 173.16 MWh y 162.16 MWh. En contraste, los valores mínimos de E_{bruta} y E_{neta} se obtuvieron en el mes de junio con 44.14 MWh y 42.09 MWh, respectivamente. La máxima diferencia porcentual entre E_{bruta} y E_{neta} se tiene en el mes de enero y está representada un 9.48% de E_{neta} .

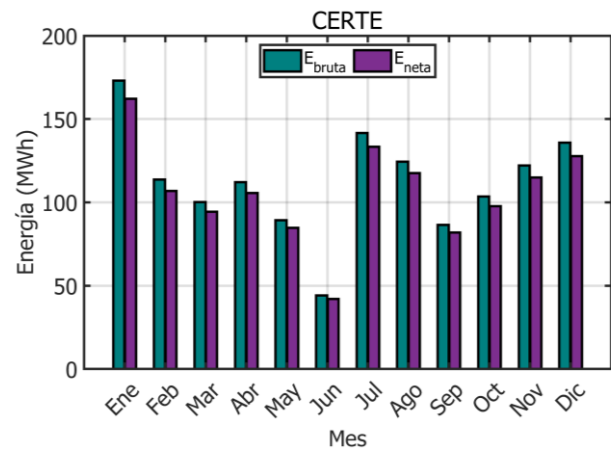


Fig. 9. Perfil mensual de la producción de energía bruta y neta.

IV. CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO Y TARIFAS DE ELECTRICIDAD

El parque eólico a diseñar se clasifica como tipo MT1 ya que es un sistema trifásico que tiene una capacidad nominal de 200-kW y un voltaje de interconexión con la red distribución de 35-kV [24]. Los contratos de interconexión disponibles en México para este tipo de centrales son: a) medición neta de energía, b) facturación neta y c) venta total de energía. A continuación, se describen los contratos de interconexión y las tarifas de electricidad para dichos contratos:

A. Medición Neta de Energía (Net metering)

En la Fig. 10 se muestra el esquema de interconexión de medición neta de energía para centrales eléctricas tipo MT1 donde se puede observar que el cliente consume y genera energía en un mismo contrato de suministro. A través de un medidor de facturación bidireccional se resta la energía generada al consumo.

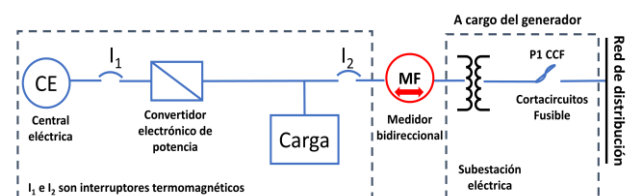


Fig. 10. Esquema de interconexión de medición neta de energía.

B. Facturación Neta (Net billing)

El modelo de contrato de facturación neta, mostrado en la Fig.11, establece que la energía suministrada por la empresa eléctrica CFE al cliente no está vinculada a la energía generada y vendida por el cliente a CFE. Es decir, la energía generada y vendida por el cliente no se descuenta en su consumo. La característica principal de este modelo de contrato es que la energía consumida de CFE se cobra al precio establecido en el tipo de tarifa contratada de baja y/o media tensión. En contraste,

la energía que el cliente genera se vende a la CFE al precio marginal local (PML) horario en el nodo de interconexión.

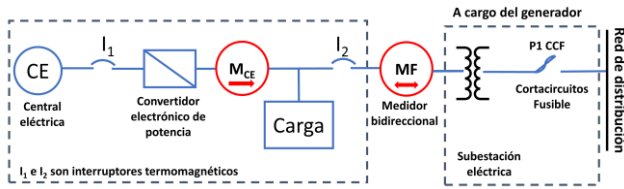


Fig. 11. Esquema de interconexión de facturación neta.

C. Venta Total de Energía

En la Fig. 12 se describe el esquema de interconexión de venta total de energía donde el cliente vende a CFE toda la energía generada. No existe un contrato de suministro del cliente con CFE. Sin embargo, la CFE compra la energía al precio PML horario en el nodo de interconexión.

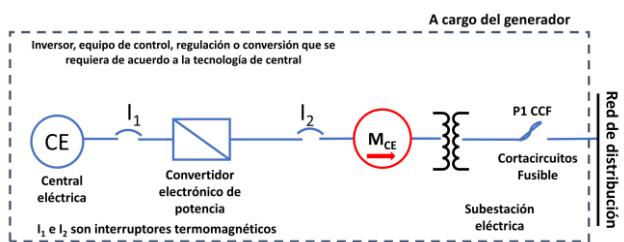


Fig. 12. Esquema de interconexión de venta total de energía.

D. Tarifas de Electricidad

En la Fig. 13a se muestran los precios de electricidad para la tarifa gran demanda media tensión horaria (GDMTH) en la región del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México para el periodo 2018-2022. En dicha gráfica se observa que los precios de electricidad promedio mensual para el año 2018 fluctúan entre 0.06 y 0.169 US\$/kWh y el precio promedio de electricidad fue de 0.098 US\$/kWh. Los precios promedio de electricidad para la tarifa GDMTH en dicho periodo fueron, respectivamente, 0.105, 0.102, 0.104 y 0.111 US\$/kWh. Para estimar estos precios de electricidad se consideró un factor de potencia $fp=0.9$, un cargo del 2% por medición en el lado de baja tensión y una tasa de cambio peso a dólar de 19.50 MXN\$/US\$. Además, los precios mostrados en la Fig. 13a ya contemplan los impuestos del 16% correspondiente al impuesto del valor agregado (IVA) y el impuesto local del 4% correspondiente al alumbrado público.

En la Fig. 13b se observan los precios marginales locales (PMLs) para el periodo 2017-2022 en el NodoP denominado Juchitán II y con clave 02JUD-115 del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La información referente a los PMLs fue obtenida de los reportes diarios del Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del día en adelante. El PML está dado por

$$PML = C_{energía} + C_{pérdidas} + C_{congestión} \quad (11)$$

donde $C_{energía}$, $C_{pérdidas}$ y $C_{congestión}$ son, respectivamente, los costos marginales de energía, pérdidas y congestión en el NodoP del SIN en US\$/kWh. Los precios promedio de los PMLs para el periodo 2017-2022 fueron, respectivamente, 0.061, 0.079, 0.074, 0.034, 0.045 y 0.060 US\$/kWh.

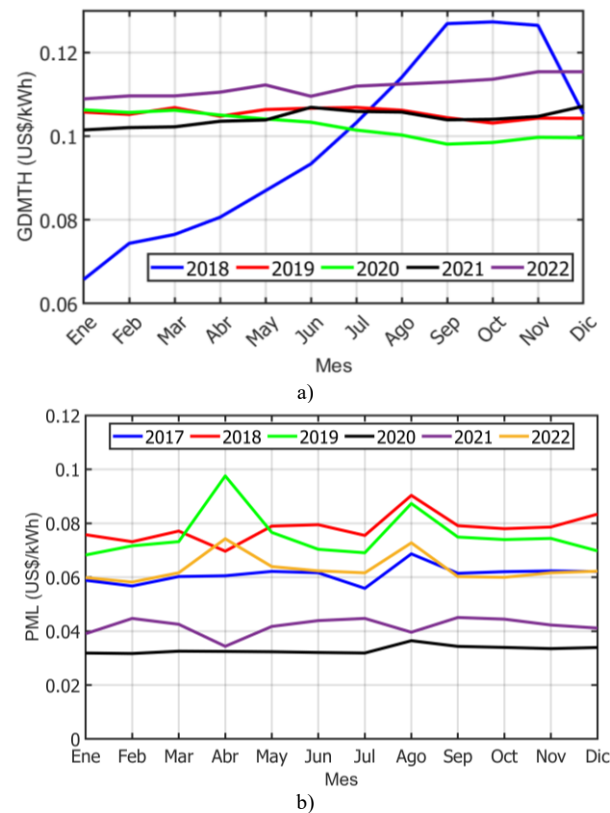


Fig. 13. Tarifas de electricidad. a) GMTDH, b) PML.

V. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ECONÓMICO

La metodología general del análisis económico utilizada para determinar la viabilidad financiera de parques eólicos de baja potencia se ilustra en la Fig. 14 [13, 16, 25, 26]. La característica particular del modelo económico propuesto es el cálculo de los ingresos económicos del parque eólico de baja potencia a través de los contratos de interconexión a) medición neta de energía, b) facturación neta y c) venta total de energía y además, se puede incluir el ingreso debido a los incentivos CEL por generación de energía limpia en México. Los principales pasos para el desarrollo de la metodología de análisis económico se describen a continuación:

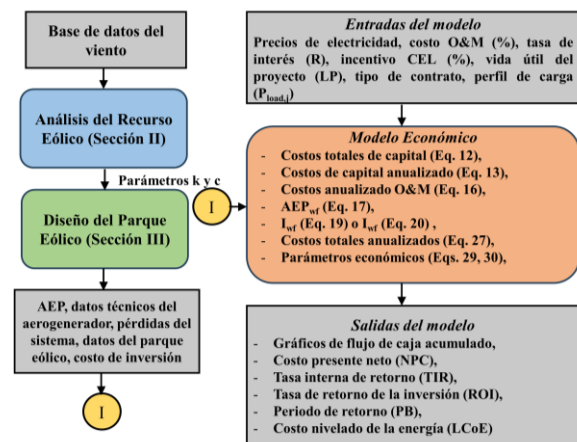


Fig. 14. Metodología del análisis económico en parques eólicos de baja potencia.

A. Costos Totales de Capital

Los costos totales de capital para el desarrollo de un proyecto eólico están dados por

$$C_{\text{cap,tot}} = N_{\text{AGS}} C_{\text{cap}} P_n \quad (12)$$

donde N_{AGS} es el número total de aerogeneradores, C_{cap} es el costo de capital en USD/kW y P_n es la potencia nominal de un aerogenerador en kW. El $C_{\text{cap,tot}}$ involucra todos los costos que ocurren desde el inicio del desarrollo del proyecto eólico hasta su puesta en marcha. El $C_{\text{cap,tot}}$ incluye, principalmente, los costos de desarrollo y gestión del proyecto, los aerogeneradores, la instalación eléctrica, la obra civil [25]. En la Tabla IV se muestra que el $C_{\text{cap,tot}}$ para el desarrollo del proyecto eólico de baja potencia en la UNISTMO es de US\$ 1,049,036.15. Los costos de los aerogeneradores, cables y la tubería Conduit que se muestran en la Tabla IV, ya incluyen los costos de instalación y el costo del cuarto de inversores. Los costos de la subestación eléctrica no se incluyen porque la energía eléctrica será evacuada a través de la subestación de la UNISTMO. Por lo tanto, el C_{cap} del proyecto eólico se obtiene despejando (12) y es de

$$C_{\text{cap}} = \frac{C_{\text{cap,tot}}}{(N_{\text{AGS}} P_n)} = \frac{\text{US\$ } 1,049,036.15}{200 - \text{kW}} = \text{US\$ } 5245.18 / \text{kW}$$

TABLA IV

DESGLOSE DE LOS COSTOS DE CAPITAL DEL PROYECTO EÓLICO

Artículo	Cantidad	Costo total (US\$)
Aerogenerador Enair 200L	20	1,008,518.40
Cable AWG calibre 1/0	9196.30 m	9,746.00
Cable AWG calibre 3/0	2844.00 m	28,416.02
Tubería conduit 2 ½	234.00 m	900.14
Tubería conduit 1 ¼	166.22 m	279.42
Tubería conduit 1	578.12 m	623.17
Tubería conduit 3/4	617.52 m	553.00
Total		1,049,036.15

B. Costos Totales de Capital Anualizado

Los costos totales de capital anualizado del proyecto eólico están dados por

$$C_{\text{cap,ann}} = C_{\text{cap}} \text{CRF} \quad (13)$$

donde

$$\text{CRF}(R, LP) = \frac{(1+R)^{LP}}{(1+R)^{LP} - 1} \quad (14)$$

es el factor de recuperación de capital (CRF, por sus siglas en inglés) sobre el periodo LP que es el tiempo de vida útil del proyecto. La variable R en (14) es la tasa de interés real que se define como

$$R = \frac{R' - f}{1 + f} \quad (15)$$

donde R' es la tasa de interés nominal y f es la tasa de inflación anual.

C. Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos anualizados de operación y mantenimiento se consideran un costo fijo anual y se calculan como

$$C_{\text{OM}} = \left(\frac{\text{OM}}{100} \right) C_{\text{cap,tot}} \quad (16)$$

donde OM es un porcentaje fijo que, generalmente, varía en el rango de 1 al 3% [26].

D. Producción Anual de Energía

La producción anual de energía (AEP) de un parque eólico está dada por

$$\text{AEP}_{\text{wf}} = \sum_{j=1}^{8760} P_{\text{wf},j} \quad (17)$$

donde

$$P_{\text{wf},j} = \left(1 - \frac{P_{\text{wake}}}{100} \right) \sum_{n=1}^{N_{\text{AGS}}} P_{j,n} \quad (18)$$

es el perfil anual horario de producción de energía en kWh/h. La variable P_{wake} es el porcentaje de pérdidas causadas por el efecto estela.

E. Ingresos Económicos por AEP

Los ingresos económicos de un parque eólico, para los contratos de venta total y facturación neta de energía, están dados por

$$I_{\text{wf}} = \sum_{j=1}^{8760} \left(P_{\text{wf},j} (E_{\text{sal},j} + \text{CEL}) - P_{\text{load},j} (E_{\text{pur},j}) \right) \quad (19)$$

donde $E_{\text{sal},j}$ es el precio horario de venta de energía en US\$/kWh, CEL es el precio de los incentivos recibidos por producción de energía limpia y su precio se considera como fijo US\$/kWh, $P_{\text{load},j}$ es el perfil de carga horario, $E_{\text{pur},j}$ es el precio horario de venta de energía en US\$/kWh. En el contrato de venta total de energía se asume que $P_{\text{load},j}=0$.

Los ingresos económicos por AEP de un parque eólico para el contrato de medición neta de energía están dados por

$$I_{\text{wf}} = (I_{\text{grid,sal}} + I_{\text{sav,sal}}) + (I_{\text{grid,pur}} + I_{\text{sav,pur}}) + I_{\text{sav}} \quad (20)$$

donde

$$I_{\text{grid,sal}} = \sum_{j=1}^{8760} (P_{\text{grid},j} (E_{\text{sal},j} + \text{CEL})), \quad P_{\text{grid},j} > 0 \quad (21)$$

$$I_{\text{sav,sal}} = \sum_{j=1}^{8760} (P_{\text{load},j} (E_{\text{pur},j})), \quad P_{\text{grid},j} > 0 \quad (22)$$

$$I_{\text{grid,pur}} = \sum_{j=1}^{8760} (P_{\text{grid},j} (E_{\text{pur},j})), \quad P_{\text{grid},j} < 0 \quad (23)$$

$$I_{\text{sav,pur}} = \sum_{j=1}^{8760} (P_{\text{wf},j} (E_{\text{pur},j})), \quad P_{\text{grid},j} < 0 \quad (24)$$

$$I_{\text{sav}} = \sum_{j=1}^{8760} (P_{\text{load},j} (E_{\text{pur},j})), \quad P_{\text{grid},j} = 0 \quad (25)$$

$$P_{\text{grid},j} = P_{\text{wf},j} - P_{\text{load},j} \quad (26)$$

La variable $I_{\text{grid,sal}}$ es un ingreso por venta de energía a la red eléctrica, la variable $I_{\text{grid,pur}}$ es un egreso por compra de energía a la red eléctrica y las variables $I_{\text{sav,sal}}$, $I_{\text{sav,pur}}$ e I_{sav} son ahorros económicos por dejar de comprar energía a la red eléctrica. La variable $P_{\text{grid},j}$ es el perfil horario de venta y/o compra de energía a la red eléctrica en kWh. Las variables $E_{\text{sal},j}$ e $E_{\text{pur},j}$ son, respectivamente, los precios horarios de venta y compra de energía a la red eléctrica en US\$/kWh. El incentivo CEL solo aplica en la venta de energía a la red eléctrica.

F. Costos Totales Anualizados

Los costos totales anualizados del parque eólico de baja potencia se calculan como

$$C_{\text{tot,ann}} = C_{\text{cap,ann}} + C_{\text{op,ann}} \quad (27)$$

donde

$$C_{\text{OP}} = C_{\text{OM}} - I_{\text{wf}} \quad (28)$$

Las variables $C_{cap,ann}$ y $C_{op,ann}$ son los costos anualizados de inversión inicial y de operación.

G. Costo Presente Neto

El costo presente neto (NPC, por sus siglas en inglés) se calcula como

$$NPC = \frac{C_{tot,ann}}{CRF} \tag{29}$$

H. Costo Nivelado de la Energía

El costo nivelado de energía (LCoE, por sus siglas en inglés) se calcula como

$$LCoE = \frac{C_{tot,ann}}{AEP_{wf}} \tag{30}$$

VI. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

El análisis de viabilidad económica del parque eólico de 200-kW considera los contratos de interconexión: 1) Venta total de energía y 2) Medición neta de energía. El costo del capital inicial de inversión para el desarrollo del parque eólico de baja potencia es de 5245.18 USD/kW instalado. En la Fig. 15 se muestran los resultados del estudio de sensibilidad económica donde se muestran los periodos de retorno de inversión del proyecto eólico para diferentes costos de capital considerando los flujos de caja nominal y con descuento a partir de la producción anual de energía neta (AEP_{neta}) y además, se consideran los ingresos obtenidos a través de la venta de los

económico realizado se consideró un ingreso promedio por CELs de 0.02 USD/kWh. En las Figs. 15a y 15b se muestran los resultados de los periodos de retorno de la inversión para las tarifas eléctrica PML y GDMTH, respectivamente. La viabilidad económica del proyecto eólico depende en gran medida de que los periodos de retorno simple (PB) y con descuento (PBD) de la inversión sean menores al periodo de vida útil del proyecto eólico. En la Fig. 15a se observa que, con la tarifa eléctrica PML, el proyecto eólico solo resulta viable económicamente cuando se considera; un costo de capital menor a 5500 USD/kW, un flujo de caja nominal, un AEP_{neto} y los ingresos por CELs. El periodo de retorno PB del proyecto eólico es de 17.66 años cuando se considera; un costo de capital de 5245.18 USD/kW y los ingresos por CELs. En la Fig. 15b se observa que con la tarifa eléctrica GDMTH se obtienen periodos de retorno menores a 20 años para los casos estudio donde los costos de capital son menores a 6000 UDS/kW y además, considerando flujos de caja nominal y con descuento, el AEP_{neto} y los ingresos por CELs. Los periodos PB y PBD del proyecto eólico son, respectivamente, 9.41 y 12.05 años cuando se considera; un costo de capital de 5245.18 USD/kW, los flujos de caja nominal y con descuento, el AEP_{neto} y los ingresos por CELs. Los periodos de retorno PB y PBD con la tarifa GDMTH se incrementan a 11.52 y 15.72 años, respectivamente, cuando se omiten los ingresos por CELs.

Para el cálculo de PB y PBD, se consideró que los costos O&M son el 2% del costo de capital durante todo periodo de vida útil del proyecto eólico. Se consideró una tasa de interés real (R) anual del 4% para el cálculo de los costos financieros del capital. El precio utilizado para la venta de la energía eléctrica fue el PML correspondiente al nodo Juchitán II y con clave de nodo 02JUD-115 del SIN para el año 2022. Adicionalmente, las entradas del modelo económico fueron: a) el AEP_{bruta} , b) el AEP_{neta} , c) los flujos de caja nominales, d) los flujos de caja a valores con descuento y d) los ingresos por CELs.

Los resultados de viabilidad económica del proyecto eólico para cada contrato de interconexión se detallan a continuación.

A. Caso 1: Venta Total de Energía

En este contrato se asume que toda la energía generada por el parque eólico de 200-kW se venderá a CFE al precio PML del año 2022. En la Fig. 16 se muestran los resultados del flujo de caja acumulado en millones de dólares (mmd) considerando la AEP_{Bruta} y la AEP_{Neta} , los flujos de caja nominal y con descuento, el impuesto sobre la renta (ISR), y los ingresos por CELs. En la Fig. 16 se observa que el proyecto eólico solo es viable económicamente cuando se considera el AEP_{Neta} , el flujo de caja nominal y los ingresos por CELs. Para este caso, los periodos PB y el PBD son, respectivamente, 17.66 y 28.92 años. Si no se consideran los ingresos por CELs, los periodos PB para AEP_{Bruta} y AEP_{Neta} son, respectivamente, 24.56 y 26.84 años. Adicionalmente, los periodos PBD para AEP_{Bruta} y AEP_{Neta} son, respectivamente, 44.04 y 49.04 años. El impacto de P_{loss} en PB y PBD es, respectivamente, de 2.28 y 5 años. El impacto de los ingresos por CELs tanto en PB como en PBD, para flujos de caja nominal y con descuento son, respectivamente, de 9.18 y 20.12 años. En la Fig. 16 se observa que el impuesto del ISR tiene un impacto en la reducción del flujo de caja acumulado cuando este se vuelve positivo y por lo tanto, dicha variable no

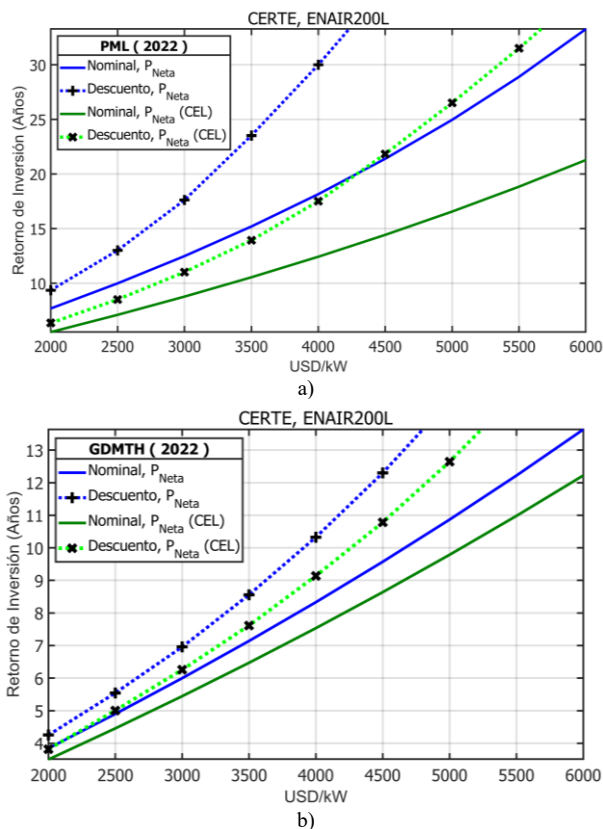


Fig. 15. Periodos de retorno de la inversión para diferentes costos de capital. a) Tarifa PML, b) Tarifa GDMTH.

incentivos denominados como Certificados de Energías Limpias (CELs). En el estudio sensibilidad y análisis

tiene un efecto en el periodo de retorno de la inversión. Sin embargo, en la Fig. 16 se puede observar que cuando se considera el flujo de caja nominal con AEP_{Neto} e ingresos por CELs, el ISR acumulado es de 28,000 dólares.

B. Caso 2: Medición Neta

En este contrato se asume que toda la energía producida por el parque eólico de baja potencia es igual al perfil de consumo

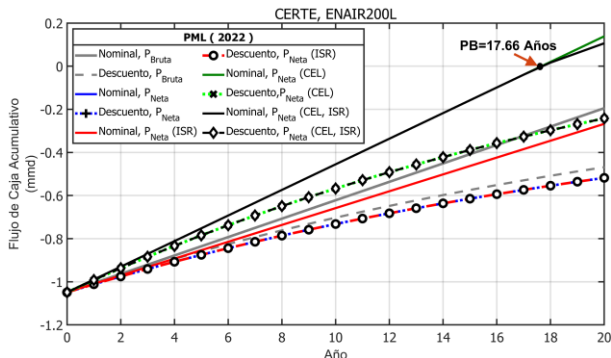


Fig. 16. Flujo de caja acumulado del análisis económico realizado para el modelo de contrato denominado venta total de energía.

de energía del Campus Juchitán de la UNISTMO. Por lo tanto, no hay venta de energía del parque eólico a la red eléctrica. Para estimar la viabilidad económica del parque eólico de baja potencia, los ahorros del recibo de energía eléctrica se asumen como un ingreso económico a favor del parque eólico de baja

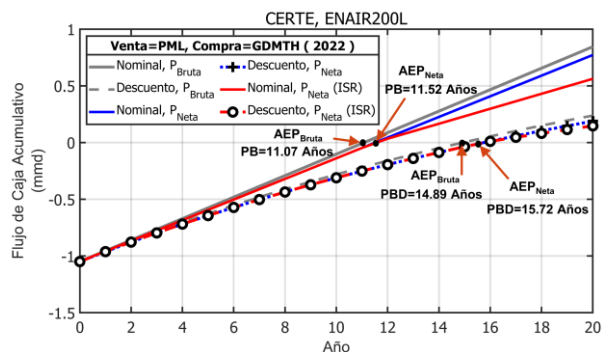


Fig. 17. Flujo de caja acumulado del análisis económico realizado para el modelo de contrato denominado medición neta de energía.

potencia. Para estimar los ingresos económicos del parque eólico se toma como referencia la tarifa de media tensión GDMTH en el nodo de interconexión con la red de distribución para el año 2022. La Fig. 17 muestra los resultados del análisis económico con los valores del flujo de caja acumulado en millones de dólares (mmM). En dicha figura se observa que el proyecto eólico con este tipo de contrato resulta viable económicamente cuando se considera la AEP_{Bruta} y la AEP_{Neta} y los flujos de caja nominal y con descuento. En la Fig. 17 se observa que los periodos PB para AEP_{Bruta} y AEP_{Neta} son, respectivamente, 11.07 y 11.52 años. Los periodos PBD para AEP_{Bruta} y AEP_{Neta} son, respectivamente, 14.89 y 15.72. El efecto de las pérdidas totales del parque eólico considerando el flujo de caja nominal y con descuento es de 0.45 y 0.83 años, respectivamente. En general, se puede observar un mayor beneficio económico con el contrato de medición neta.

VII. CONCLUSIONES

A través del estudio de viabilidad económica presentado se demostró que el modelo de contrato de interconexión de medición neta resulta más favorable económicamente para el desarrollo de parques eólicos de baja potencia interconectados a la red de distribución en México. Sin embargo, para maximizar el beneficio económico el diseño del parque eólico debe tener una producción anual de energía igual al perfil de carga del cliente.

Los ingresos por CELs son incentivos que representan ingresos adicionales para los propietarios de los parques eólicos y por lo tanto, su impacto en el análisis económico resulta en una reducción significativa de los periodos de retorno de la inversión.

El impuesto ISR no tiene impacto sobre el periodo de retorno de la inversión. Sin embargo, el impuesto ISR si tiene un impacto en el flujo de caja acumulado del proyecto cuando este se vuelve positivo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo recibido del Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología (CONAHCyT).

REFERENCIAS

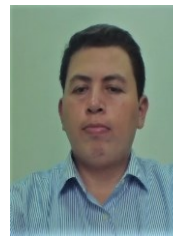
- [1] A. Dhahi, "Renewable Energy Statistics 2022," International Renewable Energy Agency, 2022. Available in: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>
- [2] SENER, "National Electric System Development Program (PRODESEN, for its initials in spanish) 2021-2035," Mexico Secretariat of Energy. Available in: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional>.
- [3] R. Wiser, M. Bolinger, B. Hoen, D. Millstein, J. Rand, G. Barbose, N. Darghouth, W. Gorman, S. Jeong, B. Paulos, "Land-Based Wind Market Report: 2022 Edition," U.S. Department of Energy, United States, 2022. <https://doi.org/10.2172/1882594>.
- [4] A. C. Orrell, K. Kazimierczuk, L. M. Sheridan, "Distributed Wind Market Report: 2022 Edition," U.S. Department of Energy, United States, 2022. <https://doi.org/10.2172/1893256>.
- [5] P. Spitsen, P. Duffy, P. Beiter, M. Marquis, R. Hammond, M. Shields "Offshore wind Market Report: 2022 Edition," U.S. Department of Energy, United States, 2022. <https://doi.org/10.2172/1887468>.
- [6] R. A. Kishore, T. Coudron, S. Priya, "Small-scale wind energy portable turbine (SWEPT)," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 116, pp. 21-31, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2013.01.010>
- [7] International Electrotechnical Commission, "Wind turbines – Part 2: Small wind turbines, IEC 61400-2," 2015.
- [8] P. D. Clausen and D.H. Wood, "Recent advances in small wind turbine technology," *Wind Engineering*, vol. 24 (3), pp. 189-201, 2000. <https://doi.org/10.1260/0309524001495558>
- [9] D. Elliott, M. Schwartz, G. Scott, D. Heimiller, R. George, "Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca," National Renewable Energy Laboratory, 2004. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy03osti/34519.pdf>
- [10] Global Wind Atlas, available in: <https://globalwindatlas.info/es>.
- [11] IIE Capacities: Regional Wind Technology Center (In Spanish), 2023. Available in: <https://www.gob.mx/inecl/prensa/capacidades-iie-centro-regional-de-tecnologia-eolica-certe>.
- [12] R. Iracheta Cortez and J. R. Dorrego, "Analysis of the Wake Effect in the Distribution of Wind Turbines," in IEEE Latin

America Transactions, vol. 18, no. 04, pp. 668-676, April 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082209.

- [13] I. K. Angeles-Pérez, "Technical and economic feasibility analysis of low power wind farms interconnected to the electrical grid in the region Isthmus of Tehuantepec (In spanish)," M.S. thesis, University of the Isthmus, Santo Domingo Tehuantepec, Oaxaca, Mexico, 2023. Available: <https://pmsgdesigner.com/libros>.
- [14] I. K. Ángeles-Pérez, G. Martínez-Reyes, R. Iracheta-Cortez, L. A. Otamendi-Cruz, J. d. L. Cruz-Soto and E. Dueñas-Reyes, "Comparison of wind resource among physical and virtual weather stations for analyzing the economic feasibility of wind farms," 2022 IEEE 40th Central America and Panama Convention (CONCAPAN), Panama, Panama, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/CONCAPAN48024.2022.9997606.
- [15] Asian Development Bank "Guidelines for Wind Resource Assessment: Best Practices for Countries Initiating Wind Development," Asian Development Bank, Philippines, 2014. <https://www.adb.org/publications/guidelines-wind-resource-assessment-best-practices-countries-initiating-wind-dev>.
- [16] R. Villena-Ruiz, F.J. Ramirez, A. Honrubia-Escribano, E. Gómez-Lázaro, "A techno-economic analysis of a real wind farm repowering experience: The Malpica case," *Energy Conversion and Management*, vol. 172, pp. 182-199, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.07.024>
- [17] A. E. M. K. A. Abed, "Capacity factor of wind turbines," *Energy*, vol.22, no. 5, pp. 487-491, 2017. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(96\)00146-6](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(96)00146-6).
- [18] R. J. Barthelmie, G. C. Larsen, and S. C. Pryor, "Modeling Annual Electricity Production and Levelized Cost of Energy from the US East Coast Offshore Wind Energy Lease Areas," *Energies*, vol. 16, no. 12, p. 4550, Jun. 2023, <https://doi:10.3390/en16124550>.
- [19] M. Ali, J. Matevosyan, J.V. Milanovi, L. Soder, "Effect of wake consideration on estimated cost of wind energy curtailments," *8th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power*, Bremen, pp. 14-15, 2009. Available: <https://windintegrationworkshop.org>.
- [20] R. D. Risø National Laboratory, "WAsP" [Online]. Available: <http://www.wasp.dk/weng>. [Last access: June 2023].
- [21] J. L. Rodriguez, S. Arnalte, B. J. Carlos, "Wind Power Production Systems," Rueda, 2003.
- [22] International Electrotechnical Commission, "Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General, IEC 60287-1-1," 2023.
- [23] International Electrotechnical Commission, "Low-voltage electrical installations - Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems, IEC 60287-5-52," 2009.
- [24] Mexico Secretariat of Energy (SENER), "Manual for the interconnection of power generation plants with a capacity of less than 0.5 MW," Published in the Mexico Official Gazette of the Federation on December 15, 2016, available at: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n486.pdf>
- [25] Y. Kikuchi, T. Ishihara, "Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model," *Applied Energy*, vol 341, pp. 1-22, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120912>
- [26] T. Taner, "Economic analysis of a wind power plant: A case study for the Cappadocia region," *Journal of Mechanical Science and Technology*, vol. 32, no. 3, pp. 1379-1389, December 2018. <https://doi.org/10.1007/s12206-018-0241-6>.



I.K. Ángeles Pérez (M'22) obtained the bachelor's degree in Energy Engineering from the Metropolitan Polytechnic University of Hidalgo in 2020. Actually, she is pursuing a Master of Science in Wind Energy at Universidad del Istmo Tehuantepec campus in Oaxaca. His line of research is focused on the analysis of the technical-economic viability of wind farms interconnected to the medium voltage electrical network in Mexico.



R. Iracheta Cortez (M'09, SM'21) obtained the degree of D. Sc. in Electrical Engineering at CINVESTAV Guadalajara, Mexico in 2013. He did studies of M. Sc. in Electrical Engineering and B. Sc. in Mechanical and Electrical Engineering at the Autonomous University of Nuevo Leon. Actually, he is a researcher CONAHCYT at Universidad del Istmo, Campus Tehuantepec.