






Impact of the Extreme Operating Gusts on Power Converter Connected to PMSG-based Wind Turbine for Reliability Analysis

Gregorio Martínez-Reyes , *Member, IEEE*, Emmanuel Hernández-Mayoral , *Member, IEEE*, Efraín Dueñas-Reyes , Reynaldo Iracheta-Cortez , *Senior Member, IEEE*, and José R. Dorrego-Portela 

Abstract— In this paper, we conduct a reliability analysis to determine the most significant negative effect between the amplitude and intensity of Extreme Operating Gust (EOG) in a back-to-back power converter (BTB-PC) connected to a PMSG-based wind turbine. To do this, we propose a 4^2 factorial design to analyze the impact of the EOG gust's amplitude and intensity on the electrical variables measured at the BTB-PC, such as current, voltage, and active power. It's important to note that we consider the La Ventosa wind database located in Oaxaca, Mexico for this analysis. We simulated this system using the capabilities of the PSIM® software. Finally, we present the results of the reliability analysis, determining the factor with the greatest impact on the reliability of the BTB-PC.

Link to graphical and video abstracts, and to code: <https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/9016>

Index Terms— Back-to-back power converter, extreme operating gust, factorial design, low wind turbines, reliability analysis.

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la energía eólica está posicionada como una de las energías renovables de mayor crecimiento a nivel mundial, con adiciones globales proyectadas de más de 60 GW entre 2023 y 2025, y 68 GW en 2026-2027 [1]. Gracias a este crecimiento, esta energía juega un papel cada vez más importante en la generación de electricidad global. Uno de los lugares con mayor rentabilidad eoloenergética en México es el estado de Oaxaca, con un potencial de 2,758 MW siendo el Istmo de Tehuantepec la región con mayor influencia en el territorio nacional (ver Fig. 1). Dicho territorio se caracteriza por presentar velocidades de viento ideales durante todo el año, las cuales exceden los 10 m/s.

Los cambios rápidos de la velocidad del viento en la atmósfera, también llamadas ráfagas de viento [2], se definen como variaciones breves de la velocidad del viento, cuyas principales características son las velocidades máximas y de corta duración [3, 4]. Los modelos de ráfagas de viento se basan en la norma IEC 61400-2, la cual especifica los estándares de varios tipos de ráfagas de viento, por ejemplo, la ráfaga Extrema de Operación (EO) la cual es una de las más conocidas y estudiadas,

The associate editor coordinating the review of this manuscript and approving it for publication was Julio C. Rosas-Caro (Corresponding author: Efraín Dueñas-Reyes).

G. Martínez-Reyes, E. Dueñas-Reyes, R. Iracheta-Cortez, y J.R. Dorrego-Portela están con la Universidad del Istmo, Tehuantepec, Oaxaca, México (e-mails: gregoriomr@sandunga.unistmo.edu.mx, edr@ier.unam.mx, iracheta@conacyt.mx, and r.dorrego.63@hotmail.com).

E. Hernández-Mayoral está en Cátedras-CONACYT-Instituto de Energías Renovables, Temixco, Morelos, México. (e-mail: emhema@ier.unam.mx).

no obstante, existen otros tipos de ráfagas de viento como la ráfaga Extrema Coherente (EC), Cambio de Dirección Extrema,



Fig. 1. Potencial eólico del estado de Oaxaca, México.

Coherente con Cambio de Dirección, entre otras [5]. Para detectar estas ráfagas de viento se utilizan métodos de detección en el dominio del tiempo, entre ellos: de pico a pico, incremento de velocidad, pico sobre cierto umbral, de correlación e incremento de velocidad sobre cierto umbral, los cuales emplean modelos muy precisos de detección.

Por su parte, los generadores eléctricos se utilizan en aerogeneradores para convertir la energía cinética de las corrientes de aire a energía eléctrica. El Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP) se considera una tecnología apropiada y factible en la industria de generación eólica, dado que presenta ventajas como una alta densidad de potencia y confiabilidad, alta eficiencia, estructura compacta, alta relación par-inercia, sin sistemas de excitación y sin caja de engranes [6]. Para que el GSIP pueda conectarse a la red eléctrica es necesario que el CP esté conectado en serie, el cual se encarga de ser un enlace con la red eléctrica y así asegurar una conexión segura y confiable.

Actualmente, en el mercado de la industria eólica, existe una amplia gama de topologías de CPs, como lo son: tandem, Z-source, matricial, multinivel y de fuente de voltaje en configuración esplada-con-espaldas (ECE), etc. Éste último presenta la ventaja de tener una estructura relativamente simple y con un número reducido de elementos, lo que contribuye a un rendimiento robusto y confiable [7]. Algunos trabajos relacionados con estos conceptos se describen a continuación.

En [8, 9] los autores mencionan que la disponibilidad y eficiencia de un sistema de conversión de energía eólica se ve muy

afectada por la operación poco confiable de su CP cuando se somete a variaciones de viento fuertes. En [10, 11] los autores concluyen que la vida útil del CP se ve afectada principalmente por el estrés térmico en los interruptores de potencia. Estos cambios de temperatura son una de las causas de falla más críticas en el CP del aerogenerador debido al sobreesfuerzo eléctrico. En [12], se concluye que las variaciones repentinas en la velocidad del viento producen altas corrientes de sobrecarga que los CPs no pueden soportar por un tiempo prolongado, debido principalmente a las limitaciones técnicas de los interruptores de potencia. En [13] se determina que el sistema se vuelve inestable cuando es sometido a fuertes ráfagas de viento de relativamente gran magnitud y corta duración. En [14] considera dos condiciones particularmente estresantes en el ciclo térmico en los interruptores de potencia del CP, los cuales son los huecos de voltaje y las ráfagas de viento. En [15] se realiza un análisis de robustez en el CP, en el cual se comparan diferentes estrategias de control, utilizando como herramienta un diseño de experimentos factorial 2^3 , el cual determina la relación robustez–confiabilidad del sistema objetivo. Finalmente, además de las corrientes de sobrecarga mencionadas, el efecto de las ráfagas de viento en aerogeneradores son picos de par en el tren motriz [16], disminución en el rendimiento del aerogenerador [17], Altas cargas estructurales [18] y fluctuaciones rápidas del voltaje de la red eléctrica [19].

Derivado de lo anterior, la motivación de este artículo se basa en analizar la confiabilidad de un sistema eólico mediante un diseño factorial completo 4^2 considerando como factores la amplitud e intensidad de las ráfagas EO y con ello determinar cuál de estos dos factores impacta de manera negativa en las variables eléctricas de respuesta del CP afectando su confiabilidad, como son: corriente y voltaje pico en un interruptor de potencia y en la potencia activa pico de la fase A, debido al sobreesfuerzo eléctrico que provocan en los interruptores de potencia. Estas variables de respuesta son medidas en el convertidor del lado de la máquina (CLM). Adicionalmente, este estudio coadyuvará con información relevante para el desarrollo de las protecciones eléctricas para el CP y con ello aumentar la confiabilidad del sistema eólico.

Las contribuciones más importantes de esta investigación se enlistan a continuación:

1. Simulación de un modelo de un aerogenerador de baja potencia basado en un GSIP conectado al CP–ECE y aislado de la red eléctrica. El diseño de este modelo se desarrolló en el software PSIM® (v. 9.1.1) para conocer el impacto de la amplitud e intensidad de las ráfagas EO en el CP.
2. Obtención de la ráfaga EO de mayor amplitud del emplazamiento ubicado en la región de La Ventosa, Oaxaca, México mediante la estación meteorológica del Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTe) en el periodo de enero–diciembre 2018.
3. Se determina la preponderancia entre la amplitud e intensidad de las ráfagas EO sobre las excursiones de las variables eléctricas (voltaje, corriente y potencia) medidas en el CLM del CP–ECE.

4. Implementación de un diseño de experimentos basado en el modelo factorial 4^2 para el análisis de la confiabilidad del CP–ECE ante las ráfagas EO de mayor amplitud del emplazamiento.

El artículo está organizado de la siguiente manera: la sección II presenta las generalidades de las ráfagas de viento, el GSIP, el CP y los diseños de experimentos. La sección III describe la metodología utilizada para el desarrollo de este estudio. La sección IV detalla la implementación del diseño factorial completo y muestra los resultados más relevantes de las simulaciones, destacando el impacto de las ráfagas EO sobre el CP propuesto. Finalmente, la Sección V ofrece las conclusiones de la investigación.

II. MARCO TEÓRICO

A. Caracterización de las Ráfagas de Viento

La ráfaga EO se define como la disminución de la velocidad del viento, seguida de una fuerte subida de la velocidad, luego una fuerte bajada de velocidad y finalmente una subida de velocidad de viento hasta que alcanza nuevamente su valor original [20] como se muestra en la Fig. 2.

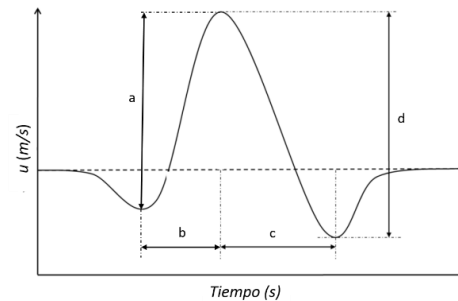


Fig. 2. Taxonomía de la ráfaga EO, donde: (a) amplitud de pendiente positiva: A ; (b) tiempo de evolución de la pendiente positiva: τ ; (c) tiempo de evolución de la pendiente negativa t_{pi} ; (d) amplitud total: u_g (inspirado en [20]).

Ecs. (1) y (2) muestran el perfil de la velocidad del viento representada por $u(t)$.

$$u(z, t) = \begin{cases} u_z - \beta & \forall t \in [0, T] \\ u_z & \forall t \notin [0, T] \end{cases} \quad (1)$$

$$\beta = 0.37u_g \text{sen} \left(\frac{3\pi(t)}{T} \right) \left(1 - \cos \left(\frac{2\pi(t)}{T} \right) \right) \quad (2)$$

donde $u(z, t)$ es el perfil del viento a una cierta altura, u_g es la amplitud total de la velocidad del viento la cual se define como la diferencia de velocidades de viento del punto más alto respecto al punto más bajo en m/s , y T es el tiempo total de la evolución de la ráfaga. La intensidad de la ráfaga EO, la cual se define como la amplitud de la ráfaga de pendiente positiva A sobre el tiempo de evolución de la pendiente positiva de la ráfaga de viento, τ , la cual se determina mediante (3),

$$I = \frac{A}{\tau} \quad (3)$$

El desarrollo de las ráfagas de viento está asociado con las condiciones meteorológicas específicas, como fuertes gradientes de presión, actividad frontal o clima convectivo. Las ráfagas más severas generalmente se observan durante eventos extre-

mos de escala sinóptica, como ciclones tropicales y de latitudes medias. Por lo que, analizar estas ráfagas es importante debido al impacto que puedan ocasionar en los aerogeneradores y, así mismo, en el funcionamiento del CP, además de que representan una amenaza para la estabilidad del sistema eléctrico y contribuyen, en gran medida, a errores en los pronósticos. Por lo tanto, la identificación y seguimiento de ráfagas de viento es fundamental para la predicción de la energía eólica [21].

Para detectar las ráfagas EO, existen diferentes algoritmos, sin embargo, el tiempo de simulación es muy largo y más cuando se aplican a los datos reales del sitio, incluso para duraciones inferiores a un día. Por lo que, para reducir los tiempos de simulación, se utilizan técnicas de vectorización ya que éstas utilizan la configuración de matrices grandes sin la necesidad de implementar bucles evitando así la repetibilidad de los mismos resultados. Uno de los métodos utilizados para detectar ráfagas EC se basa en el incremento de velocidad sobre un determinado umbral [20]. Este método es ventajoso porque, por un lado, es capaz de detectar ráfagas de cualquier amplitud y duración, y, por otro, su costo computacional es bajo. El método de detección empleado en este estudio se fundamenta en este método de detección, modificado para detectar ráfagas EO, como se representa en (4).

$$[u(t + \tau) - u(t)] \& [u(t + \tau) - u(t + (2 * \tau))] \geq A \quad (4)$$

B. Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP)

El GSIP ha ganado mucha atención debido a la alta confiabilidad y robustez que presenta. En la Fig. 3 se muestra el diagrama típico de un aerogenerador basado en GSIP conectado a la red eléctrica.

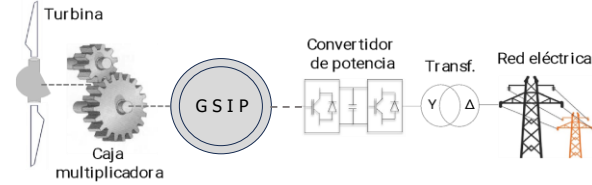


Fig. 3. Esquema de un aerogenerador basado en GSIP conectado a la red eléctrica mediante un CP-ECE.

En esta configuración se utiliza un generador síncrono para producir potencia en CA de frecuencia variable conectado a la red eléctrica mediante un CP, el cual transforma esta potencia de CA de frecuencia variable en potencia de CA de frecuencia fija. Adicionalmente, a diferencia de las máquinas eléctricas de inducción, éste permite controlar la compensación de potencia reactiva generada localmente. Esto le permite prescindir de una caja multiplicadora, lo que supone un ahorro significativo en el gasto de adquisición, operación y mantenimiento.

El modelo matemático del GSIP es usualmente definido en un marco de referencia síncrono d-q [22] compuesto por tres conjuntos de ecuaciones: i) ecuaciones de voltaje (5) y (6); ii) ecuaciones de enlace de flujo (7) y (8) y; iii) ecuaciones de movimiento (9) y (10). Para el estudio transitorio del GSIP es necesario modelar las ecs. de su modelo dinámico. En la Fig. 4 se muestra el circuito equivalente monofásico del GSIP.

Las ecs. (5) y (6) representan el voltaje directo v_{ds} y de cuadratura v_{qs} en el estator, respectivamente.

$$p\lambda_{ds} = v_{ds} + R_s i_{ds} + \omega_r \lambda_{qs} \quad (5)$$

$$p\lambda_{qs} = v_{qs} + R_s i_{qs} - \omega_r \lambda_{ds} \quad (6)$$

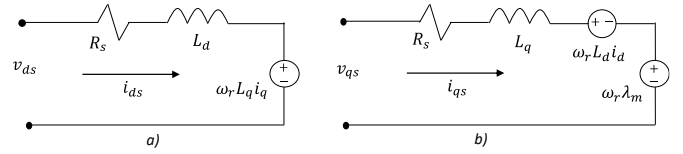


Fig. 4. Circuito equivalente monofásico de un GSIP en a) eje d y b) eje q.

donde i_{ds} y i_{qs} son las corrientes en el estator, tanto en el eje directo como en el de cuadratura, respectivamente. La resistencia en el estator se denota como R_s . Las inductancias del generador en el eje de cuadratura y en el eje directo se denotan como L_q y L_d . Asimismo, L_s corresponde a la inductancia en el estator. λ_{qs} y λ_{ds} son los flujos magnéticos y ω_e es la velocidad eléctrica de rotación del generador, definido por $\omega_e = p_n \omega_m$, donde p_n es el número de pares de polos del generador y ω_m es la velocidad mecánica angular.

$$\lambda_{qs} = -L_q i_{dq} \quad (7)$$

$$\lambda_{ds} = -L_d i_{d} + \lambda_m \quad (8)$$

λ_m son los enlaces de flujo del imán permanente. Si el generador síncrono se modela en un marco de referencia síncrono, entonces el devanado del rotor se modela considerando lo siguiente: se iguala la velocidad del marco de referencia síncrono ω con la velocidad del rotor ω_r . Las inductancias de magnetización d-q del generador (L_d y L_q) constituyen la inductancia de magnetización L . Si se trata de un generador síncrono de polos no salientes, las inductancias de magnetización de los ejes d-q son iguales ($L_d = L_q$), mientras que, si se trata de un generador síncrono de polos salientes, la L_d será menor que L_q ($L_d < L_q$). Las corrientes i_{ds} y i_{qs} fluyen hacia afuera del estator lo que significa que la máquina opera como generador.

El torque electromagnético puede ser descrito como:

$$T_e = \frac{3P}{2} [i_{qs} \lambda_{ds} - i_{ds} \lambda_{qs}] \quad (9)$$

La velocidad del rotor está gobernada por la ec. de movimiento:

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{P}{J} (T_e - T_m) \quad (10)$$

donde J es el momento de inercia, y T_m es el torque mecánico desarrollado por el aerogenerador.

C. Convertidor de Potencia Espalda-con-espalda (CP-ECE)

La topología del CP-ECE utilizada en este análisis consiste en un convertidor conectado de espaldas a otro convertidor, ambos conectados en serie a un bus de CD, que a su vez está en paralelo con un capacitor. Este tipo de CP es bidireccional, permitiendo la operación en los cuatro cuadrantes del plano XY, lo que significa que ambos convertidores pueden funcionar tanto como rectificadores como inversores. La diferencia entre ellos radica en la definición del signo de la potencia. El CLM manipula los voltajes y corrientes trifásicas producidas por el PMSG para controlar el par del generador, gestionar el intercambio de potencia reactiva entre el estator y la red

eléctrica. Por otro lado, el convertidor del lado de la red (CLR) se encarga de regular el voltaje del bus de CD y de intercambiar la potencia activa con la red eléctrica. La frecuencia de salida del CLR es constante, mientras que el voltaje de salida varía en función del intercambio de potencia activa y reactiva con la red eléctrica. La topología del CP–ECE se muestra en Fig. 5.

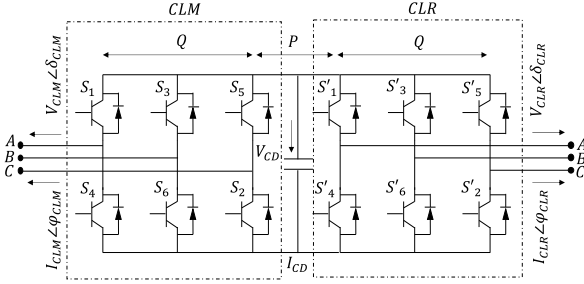


Fig. 5. Diagrama del CP–ECE trifásico de dos niveles.

donde V_{CLM} , I_{CLM} , δ_{CLM} y φ_{CLM} es la magnitud del voltaje y de la corriente, así como el ángulo de fase del voltaje y de la corriente del CLM, respectivamente. Por otra parte, V_{CLR} e I_{CLR} es la magnitud del voltaje y la corriente del CLR, δ_{CLR} y φ_{CLR} es el ángulo de fase del voltaje y la corriente del CLR, respectivamente. V_{CD} e I_{CD} es el voltaje y la corriente en corriente directa. S_1, S_2, \dots, S_6 son los interruptores de potencia basados en IGBT's del CLM, y S'_1, S'_2, \dots, S'_6 son los interruptores de potencia del CLR.

Los CPs–ECE tienen como componente principal un convertidor de fuente de voltaje, que utiliza modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) para fines de control. Esta técnica utiliza interruptores de potencia bidireccionales que operan a altas frecuencias. De las técnicas de conmutación más usadas está la PWM senoidal (SPWM, por sus siglas en inglés), la cual compara una onda triangular con una onda senoidal. Para esta técnica, la magnitud del voltaje fundamental varía linealmente con un índice de modulación (m) menor a 1, no obstante, la frecuencia fundamental es menor.

D. Diseño de Experimentos (DOE)

El diseño de experimentos (DOE, por sus siglas en inglés), es una rama de la estadística aplicada cuyo enfoque es sistemático y riguroso. Se usa para la planificación, análisis e interpretación de pruebas o tratamientos controlados para evaluar los factores que controlan el valor de un parámetro o grupo de parámetros [23].

En un DOE se manipulan las variables vinculadas con las causas, para medir el impacto con otra variable de interés. Una vez llevados a cabo los tratamientos, se obtienen los resultados mismos que permiten extraer conclusiones acerca de qué factores influyen más en los resultados. Existen diferentes tipos de DOEs, por ejemplo, diseño unifactorial, por bloques aleatorizados, por cuadrados latinos, anidados, cruzados anidados y factoriales, siendo este último el de mayores aplicaciones industriales. En la Fig. 6 se enlistan los DOEs más comúnmente usados en la industria.

E. Modelo Factorial

La estructura factorial es un método importante para determinar los efectos de múltiples variables en una respuesta. Además, se puede utilizar para encontrar tanto los efectos principales de cada factor independiente como los efectos de interacción cuando ambos factores deben usarse para explicar el resultado. Adicionalmente, el diseño factorial funciona bien cuando las interacciones entre variables son fuertes e importantes y donde cada variable contribuye significativamente.

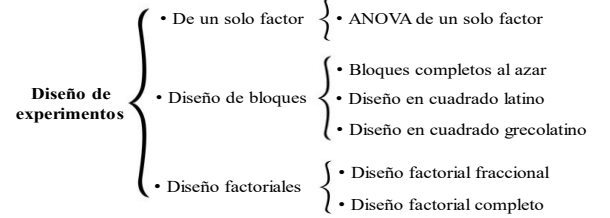


Fig. 6. Diseños de experimentos más usados en aplicaciones industriales.

El diseño factorial utilizado con mayor frecuencia es el de dos factores el cual es conformado por dos conjuntos de tratamientos, es decir, que hay “ a ” niveles del factor “ A ” y “ b ” niveles del factor “ B ”. Cabe mencionar que las réplicas de los tratamientos suelen tener posibles combinaciones entre los mismos niveles “ ab ”. En la Tabla I se muestra el arreglo general de un diseño factorial de dos factores.

TABLA I
CONFIGURACIÓN DE UN DISEÑO FACTORIAL DE DOS FACTORES

		FACTOR “B”			
		1	2	...	b
FACTOR “A”	1	$y_{111}, y_{112}, \dots, y_{11n}$	$y_{121}, y_{122}, \dots, y_{12n}$		$y_{1b1}, y_{1b2}, \dots, y_{1bn}$
	2	$y_{211}, y_{212}, \dots, y_{21n}$	$y_{221}, y_{222}, \dots, y_{22n}$		$y_{2b1}, y_{2b2}, \dots, y_{2bn}$
	...				
	a	$y_{a11}, y_{a12}, \dots, y_{a1n}$	$y_{a21}, y_{a22}, \dots, y_{a2n}$		$y_{ab1}, y_{ab2}, \dots, y_{abn}$

El modelo de medias del diseño factorial de dos factores es:

$$y_{ijk} = \mu_{ij} + \varepsilon_{ijk} \quad (11)$$

donde las medias son $\mu_{11}, \dots, \mu_{1b}, \dots, \mu_{a1}, \dots, \mu_{ab}$. Éstas son llamadas medias marginales y se definen como el promedio simple de las medias de las variables en cuestión y ε_{ijk} es el error aleatorio del modelo. En este estudio, solo se consideran dos factores, por lo que, la ecuación que rige al modelo será,

$$y_{ijk} = \mu + \alpha_j + \beta_k + \alpha\beta_{ik} + \varepsilon_{ijk} \quad (12)$$

donde $i = 1, \dots, a$, $j = 1, \dots, b$, y $k = 1, \dots, n$. Por lo tanto, se tienen dos factores en una estructura factorial con n , donde n es el número de observaciones por variable. Por lo que, se asume una distribución de forma independiente e idéntica a la distribución normal. Adicionalmente, α_j y β_k son los efectos asociados a los tratamientos j -ésimo y k -ésimo de las variables A y B , respectivamente. $\alpha\beta_{ik}$ es la interacción entre ambas variables.

Para dar solución a este modelo se utiliza el software estadístico Minitab® (v. 19) para llevar a cabo los cálculos del análisis de varianza (ANOVA, por sus siglas en inglés)

multifactorial con la finalidad de probar la significancia de los dos efectos y sus respectivas interacciones.

F. Análisis de Varianza (ANOVA) Multifactorial

ANOVA es una clase de análisis estadístico utilizado para evaluar si dos o más conjuntos de datos han sido estadísticamente significativos al examinar las diferencias de promedios utilizando la varianza. En este estudio, se utiliza el ANOVA factorial completo o también llamado multifactorial, debido a la existencia de dos variables independientes. Cabe mencionar que este tipo de ANOVA sólo se puede utilizar cuando se trata de un experimento factorial completo el cual considera todas las permutaciones posibles de factores y sus niveles. En la Tabla II se resumen las ecs., para determinar el ANOVA multifactorial.

TABLA II
ESTRUCTURA DEL ANOVA MULTIFACTORIAL

Fuente de variación	SC	GL	Cuadrado medio	F
Trat. A	SS_A	$a - 1$	$MS_A = \frac{SS_A}{a - 1}$	$F_0 = \frac{MS_A}{MS_E}$
Trat. B	SS_B	$b - 1$	$MS_B = \frac{SS_B}{b - 1}$	$F_0 = \frac{MS_B}{MS_E}$
Interac.	SS_{AB}	$(a-1)(b-1)$	$MS_{AB} = \frac{SS_{AB}}{(a-1)(b-1)}$	$F_0 = \frac{MS_{AB}}{MS_E}$
Error	SS_E	$ab(n-1)$	$E_{SC} = \frac{SS_E}{ab(n-1)}$	$F_0 = \frac{CM_F}{CM_E}$
Total	SS_T	$abn - 1$		

¹Trat.=Tratamiento; ²Interac.=Interacción; ³GL=Grados de libertad; ⁴SC=Suma de Cuadrados; ⁵F=Prueba F.

Según la Tabla II, los grados de libertad (GL) se definen como el número de observaciones que son libres de variar, la prueba F es la variable responsable de tomar la decisión acerca de la significancia estadística de los términos y el método de cuadrados medios se utiliza para representar la estimación de la varianza de la población.

Las ecs. (13)–(15) se usan para determinar $Factor_{SC}$ el cual se refiere a la desviación de la media del nivel de factor estimado alrededor de la media general, E_{SC} es el error de la SC que se define como la desviación de una observación desde su media de nivel de factor correspondiente, y $Total_{SC}$ es la variación de los datos.

$$Factor_{SC} = \sum n_i (\bar{y}_i - \bar{y})^2 \quad (13)$$

$$E_{SC} = \sum n_i \sum n_j (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_i)^2 \quad (14)$$

$$Total_{SC} = \sum n_i \sum n_j (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_{...})^2 \quad (15)$$

donde \bar{y} es la media de todas las observaciones, \bar{y}_i es la media de observaciones en el $i^{\text{ésimo}}$ nivel del factor, y \bar{y}_{ij} es el valor de la $j^{\text{ésima}}$ observación al $i^{\text{ésimo}}$ nivel del factor.

III. METODOLOGÍA

Como primer paso se caracterizan las ráfagas EO obtenidas de la estación meteorológica ubicada en el CERTE, desarrollada por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) ubicado en el municipio de La Ventosa, Oax,

México, con un periodo de estudio que abarca los meses de enero a diciembre de 2018. Se consideró una frecuencia de muestreo de 1 Hz, a una altura de 17.5 m. El anemómetro utilizado es Wind Master 3D cuyas mediciones son altamente precisas debido a que los sensores de medición cumplen con la norma IEC 61400-12. Posteriormente, se aplica el método de detección de ráfagas basado en el incremento de velocidad sobre cierto umbral. Este método presenta una ventaja frente a los otros métodos existentes ya que detecta ráfagas de viento de cualquier amplitud y duración. Como tercer paso se eligen los factores y variables de respuesta a estudiar, para después determinar los valores máximos y mínimos de los factores de interés según las ráfagas EO detectadas de la base de datos. Posteriormente, se realiza DOE 4² para obtener los tratamientos de los factores de interés y así llevar a cabo la simulación en el software PSIM[®], con la finalidad de obtener resultados de las variables de respuesta y finalmente ingresarlos para su análisis en el software Minitab[®]. Finalmente, con los casos de estudio presentados, se obtendrá información acerca de la influencia de los factores de interés sobre las variables de respuesta y con ello analizar el impacto de las ráfagas EO en el comportamiento del CP-ECE. En la Fig. 7 se presenta el diagrama de flujo de la detección de las ráfagas EO y la obtención de parámetros de interés.

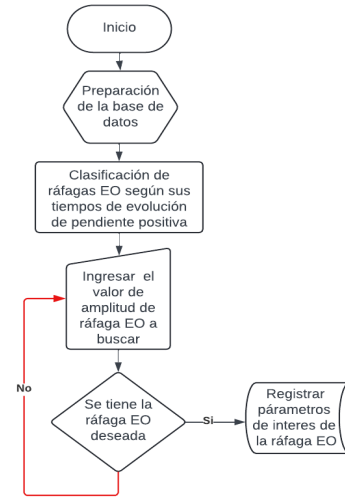


Fig. 7. Diagrama de flujo del método detector usado en este estudio.

IV. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Es importante considerar que en este estudio no se consideró la aplicación de alguna estrategia de control en el CP-ECE, solo la técnica de modulación SPWM, operando en lazo abierto con una carga RL (20Ω, 7.7mH), esto para obtener solo el efecto de la ráfaga EO. Tampoco el CP-ECE opera de manera bidireccional. Los parámetros del rotor eólico, GSIP y el CP-BTB se muestran en la Tabla III, IV y V, respectivamente.

TABLA III
PARÁMETROS DEL ROTOR EÓLICO

Parámetros	Valor
Potencia nominal, P_{nom}	222 W
Velocidad nominal, V_{nom}	10 m/s
Velocidad angular, ω_{nom}	1013 rpm
Velocidad inicial de rotación, $\omega_{inicial}$	10 rpm
Momento de inercia, J	0.006 N.m

TABLA IV
PARÁMETROS DEL GENERADOR [24]

Parámetros	Valor
Resistencia del estator, R_s	2.6 Ω
Inductancia en el eje d , $L_d=L_s$	1.6 mH
Inductancia en el eje q , $L_q=L_s$	1.6 mH
Constante de fuerza, K	88
Número de par de polos, p_n	6
Momento de inercia, J	0.0001 N.m
Constante de tiempo mecánico, t_e	0.8 s
Voltaje de operación, v_{nom}	39.3195 V

TABLA V
PARÁMETROS DEL CP-ECE

Parámetros	Valor
Filtro de salida del CP, RL	1 Ω , 1 mH,
Capacitor del bus de CD, C_{bus}	300 μ F
Índice de modulación CLM, m_{CLM}	0.8
Índice de modulación CLR, m_{CLR}	0.8
Frecuencia portadora CLM, f_{CPM}	3 kHz
Frecuencia portadora CLR, f_{CPr}	3 kHz

La amplitud de la pendiente positiva de la ráfaga EO máxima detectada fue de 12.6 m/s, que es el resultado de la diferencia de la velocidad máxima respecto a la mínima de la pendiente positiva de la ráfaga EO, es decir, $25.34 - 12.74 = 12.6$ m/s, como se muestra en la Fig. 8.

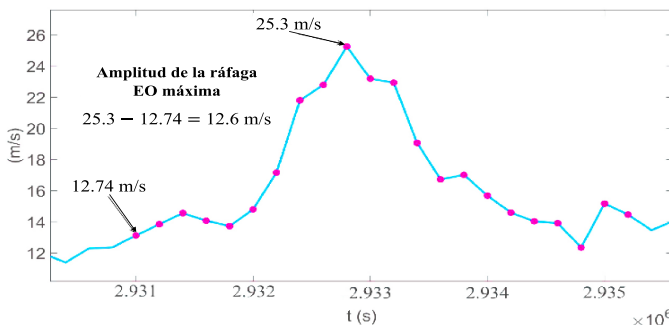


Fig. 8. Ráfaga EO máxima detectada.

Como se puede observar en la Fig. 8, la τ de la ráfaga EO máxima fue de 9 s. Posteriormente, se determinan el número de niveles y los valores máximos y mínimos de los factores de interés como se muestra en la Tabla VI, el valor máximo de la amplitud e intensidad fue seleccionado dada la ráfaga EO máxima detectada (Fig. 8), con respecto a los mínimos se tomó la amplitud e intensidad de una ráfaga EO detectada de 8 m/s, debido que a esta amplitud se le considera una ráfaga extrema. Cabe mencionar que para obtener la influencia de los factores de estudio se realizó el diseño factorial completo 4^2 . Por otro lado, las variables de respuesta del CP consideradas son: corriente y voltaje pico en el interruptor de potencia S_1 y la potencia activa pico de la fase A del CLM del CP, mostradas en la Fig. 5.

TABLA VI.
FACTORES Y NIVELES DEL DISEÑO FACTORIAL

Factor	No. Niveles	Niveles			
Amplitud (m/s)	4	8.031	9.552	11.074	12.596
Intensidad (m/s ²)	4	1.028	1.668	2.309	2.950

En la Tabla VII se presentan los valores de los factores correspondientes a cada tratamiento mediante el DOE adaptando el modelo de la ráfaga EO. En la Tabla VIII se enlistan los

sultados de las simulaciones de las ráfagas EO. Los tratamientos 5, 9 y 15 presentan los valores máximos en las variables de respuesta. Esto es importante ya que nos indica el impacto de los valores máximos en el CLM del CP-ECE, como ejemplo, la Fig. 9 muestra la forma de onda de corriente en el interruptor de potencia S_1 , correspondiente al tratamiento 15. Para validar los resultados obtenidos se recurre al diagrama de Pareto, el cual es muy útil cuando las muestras son pequeñas. En las Figs. 10–12, se presentan los diagramas de Pareto de las variables eléctricas de respuesta de corriente, voltaje y potencia, con los factores amplitud e intensidad de la ráfaga EO, los cuales muestran una línea roja punteada de referencia que al sobrepasarla indica qué efectos son estadísticamente significativos.

TABLA VII
TRATAMIENTOS DEL DISEÑO FACTORIAL

Tratamientos	Amplitud (m/s)	Intensidad (m/s ²)
1	11.074	1.668
2	9.552	2.950
3	11.074	2.309
4	8.031	1.668
5	12.596	2.950
6	8.031	2.309
7	12.596	1.668
8	11.074	2.950
9	12.596	1.028
10	9.552	1.028
11	9.552	2.309
12	8.031	2.950
13	9.552	1.668
14	8.031	1.028
15	12.596	2.309
16	11.074	1.028

TABLA VIII
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE LOS TRATAMIENTOS

Tratamiento	Corriente pico (A)	Voltaje pico (V)	Potencia pico (kW)
1	31.065	302.950	3.813
2	21.477	286.338	2.415
3	31.705	307.685	3.782
4	16.147	244.794	1.504
5	33.426	320.550	4.266
6	14.155	244.850	1.429
7	32.043	317.971	4.416
8	29.731	302.510	3.661
9	32.749	328.056	4.772
10	21.560	279.013	2.548
11	23.846	283.329	2.702
12	15.978	247.687	1.486
13	25.518	276.060	2.819
14	15.261	245.585	1.399
15	34.502	314.279	4.329
16	27.820	303.444	3.784

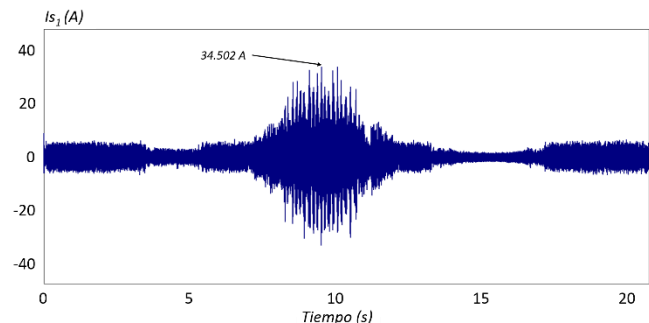


Fig. 9. Forma de onda de corriente en el interruptor de potencia S_1 , correspondiente al tratamiento 15.

Como se observa en la Fig. 10, α tiene un valor de 0.05, por lo que se tiene un nivel de confianza del 95%. El único efecto que sobrepasa la línea de referencia (línea roja punteada) es la amplitud de la ráfaga EO, con un valor de 15.0865 (línea azul punteada), esto indica que la amplitud es estadísticamente más significativa que la intensidad. Para que el efecto entre variables sea significativo, el valor de la probabilidad (p) debe ser menor al valor de significancia (0.05).

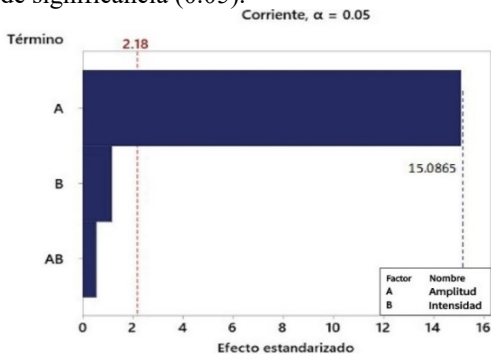


Fig. 10. Diagrama de Pareto de corriente.

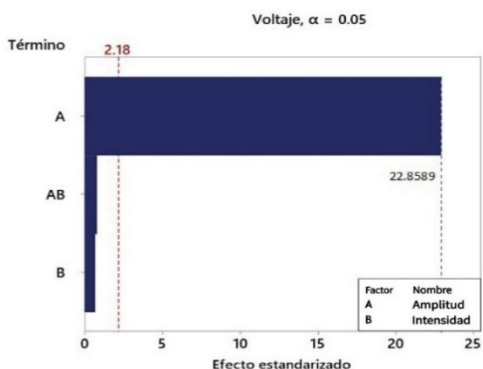


Fig. 11. Diagrama de Pareto de voltaje.

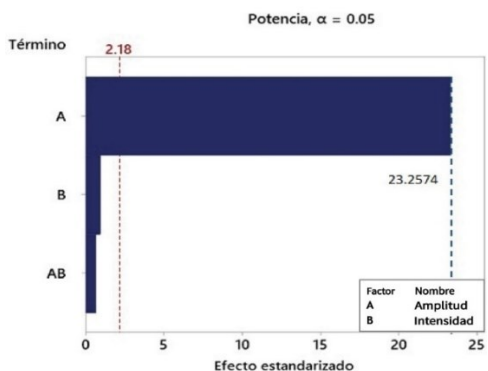


Fig. 12. Diagrama de Pareto de potencia.

En las Figs. 11 y 12 se muestra que los valores estandarizados de la amplitud de las ráfagas EO, son de 22.8589 y 23.2574, respectivamente, lo cual indica que la amplitud sigue siendo estadísticamente más significativa que la intensidad. En las Tablas IX, X y XI, se observa el ANOVA de las variables eléctricas (corriente, voltaje y potencia), respectivamente.

TABLA IX
ANÁLISIS DE VARIANZA DE LA CORRIENTE

Fuente	GL	SC Ajust	MC Ajust	Valor F	Valor ρ
Amplitud m/s	3	752.188	250.729	131.15	0.000
Intensidad m/s^2	3	8.888	2.963	1.55	0.268
Error GL	9	17.206	1.912	--	--
Total	15	778.283	--	--	--

En la Tabla IX se observa que la amplitud tiene un valor $p=0.000$, lo que significa que es un factor significativo en el modelo y que incide directamente en las variables de respuesta en cuanto a la confiabilidad del CP-ECE. Por su parte, el valor $p=0.268$, relativo a la intensidad, no es un valor significativo.

TABLA X
ANÁLISIS DE VARIANZA DEL VOLTAJE

Fuente	GL	SC Ajust	MC Ajust	Valor F	Valor ρ
Amplitud m/s	3	12526.5	4175.50	251.39	0.000
Intensidad m/s^2	3	37.1	12.38	0.75	0.552
Error GL	9	149.5	16.61	--	--
Total	15	12713.1	--	--	--

TABLA XI
ANÁLISIS DE VARIANZA DE LA POTENCIA

Fuente	GL	SC Ajust	MC Ajust	Valor F	Valor ρ
Amplitud m/s	3	20.7209	6.90697	333.52	0.000
Intensidad m/s^2	3	0.0824	0.02745	1.33	0.323
Error GL	9	0.1853	0.02059	--	--
Total	15	20.9886	--	--	--

En las Tablas X y XI, se observa que $\rho =0.552$ y 0.323 corresponden a la intensidad de la ráfaga EO, el cual revela que no es un factor que incide directamente en la confiabilidad del CP-ECE. Asimismo, la prueba F , que se utiliza para determinar si la variabilidad entre las medias de los grupos es mayor que la variabilidad de las observaciones, se observa que el cociente de amplitud en las variables eléctricas es un valor grande, por lo que se concluye que no todas las medias son iguales.

Por otro lado, las gráficas de interacción se utilizan mayormente para visualizar las interacciones durante el análisis, las cuales tiene como finalidad estudiar el comportamiento de la relación entre un factor categórico y una variable de respuesta. En las Figs. 13–15, se observa que la amplitud máxima es de $12.596 m/s$ el cual es un valor que presenta un mayor impacto en el CP-ECE. Sin embargo, la intensidad máxima de $2.950 m/s^2$ no significa que tenga el mayor impacto negativo en el CP-ECE.

Ahora, se determinan los peores tratamientos de las ráfagas EO, presentadas en la Tabla XII, dando como resultados los valores máximos de las variables analizadas, lo que genera las peores excursiones en los interruptores de potencia de la corriente, voltaje y la potencia activa del CLM. Esto hace que CP-ECE reduzca su confiabilidad.

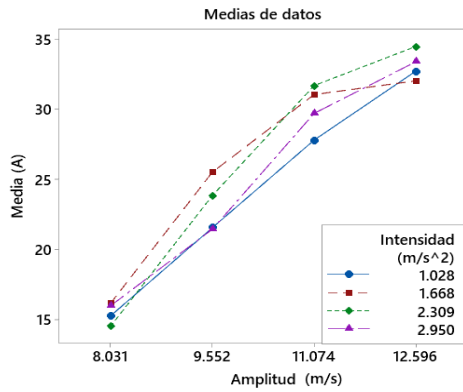


Fig. 13. Gráfica de interacción para corriente.

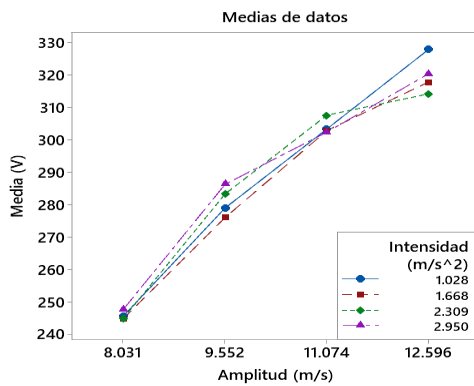


Fig. 14. Gráfica de interacción para voltaje.

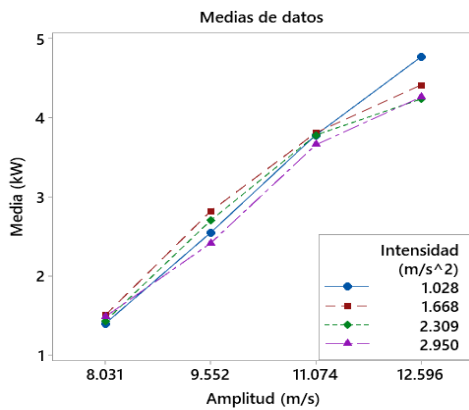


Fig. 15. Gráfica de interacción para potencia.

TABLA XII
IMPACTO DE LOS PEORES TRATAMIENTOS EN LAS VARIABLES DE RESPUESTA

Variable	Amplitud (m/s)	Intensidad (m/s^2)
Corriente	12.596	2.309
Voltaje	12.596	1.028
Potencia	12.596	1.028

Finalmente, la gráfica de residuos es útil para examinar la bondad de ajuste en regresión y para el ANOVA. Examinar estas gráficas ayuda a determinar si se cumplen los supuestos de los mínimos cuadrados ordinarios.

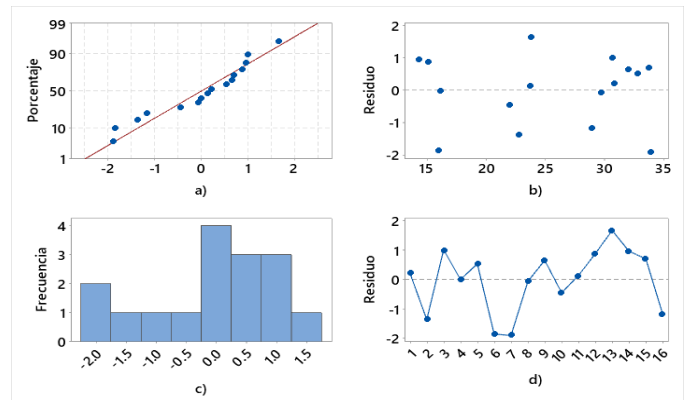


Fig. 16. Gráfica de residuos para corriente, a) Probabilidad normal, b) Ajuste de datos, c) Histograma, y d) Variabilidad de datos.

En las Figs. 16a–18a, se observa que los datos del viento siguen una distribución normal, ya que el comportamiento se ajusta a una línea recta, donde el valor de p debe ser igual o menor a 0.05. En las Figs. 16b–18b, se muestran que los residuos están distribuidos de igual forma por encima y debajo de la línea de referencia. Figs. 16c–18c, presentan los histogramas, lo cual indica la distribución de frecuencias de los datos de las variables y las Figs. 16d–18d, muestran la variabilidad de los datos, es decir, que los datos muestran un patrón aleatorio.

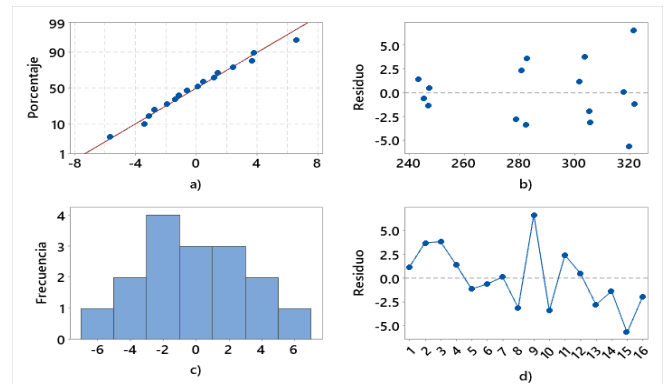


Fig. 17. Gráfica de residuos para voltaje, a) Probabilidad normal, b) Ajuste de datos, c) Histograma, y d) Variabilidad de datos.

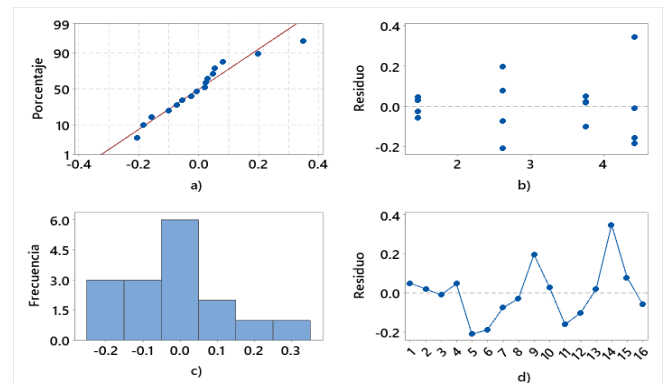


Fig. 18. Gráfica de residuos para potencia, a) Probabilidad normal, b) Ajuste de datos, c) Histograma, y d) Variabilidad de datos.

V. CONCLUSIONES

En este documento, se desarrolla el análisis de la confiabilidad del CP–ECE ante ráfagas EO. Para esto se aplica un método de detección de ráfagas extremas de viento basado en el incre-

mento de velocidad sobre cierto umbral. Posteriormente, se realiza un DOE 4² para obtener los factores de interés: intensidad y amplitud. Luego, se obtienen los valores de respuesta y se evalúa su impacto en la confiabilidad del CP–ECE, teniendo en cuenta el sobreesfuerzo eléctrico causado en los interruptores de potencia. El modelo se lleva a cabo mediante los softwares PSIM® y Minitab®. Las conclusiones más importantes se enlistan a continuación:

- La amplitud de la ráfaga EO máxima detectada fue de 12.6 m/s, como resultado de la diferencia de la velocidad máxima respecto a la mínima. Los datos de la velocidad del viento provienen de la base de datos de la estación meteorológica del CERTE, ubicada en La Ventosa, Oax., México.
- Los valores máximos de las variables de respuesta se obtuvieron en los tratamientos 5, 9 y 15, los cuales son 33.42, 32.74 y 34.502 A para la corriente respectivamente. Para la variable de voltaje, son 320.55, 328.05 y 314.27 V, respectivamente, y 4.26, 4.77 y 4.32 kW son los valores máximos de la potencia activa. Conocer estos valores es importante porque indican el impacto negativo en el CLM del CP–ECE.
- De acuerdo con los diagramas de Pareto, la amplitud de la ráfaga EO resultó ser el factor más relevante respecto a la intensidad en las variables de respuesta tanto de corriente, voltaje y potencia del CLM del CP–ECE, con valores de 15.0865, 22.8589 y 23.2574, respectivamente.
- Los resultados del factor intensidad de la ráfaga EO para la corriente, voltaje y potencia activa son 0.268, 0.552 y 0.323, respectivamente, lo cual indica que no es un factor significativo en el modelo y que afectan negativamente la confiabilidad del CP–ECE.

REFERENCIAS

- [1] Global Wind Energy Council, "Global Wind Report 2023", 2023.
- [2] K. Zhou, N. Cherukuru, X. Sun, R. Calhoun, "Wind gust detection and impact prediction for wind turbines", *Remote Sensing*, vol. 10, no. 4, p. 514, March 2018. <https://doi.org/10.3390/rs10040514>
- [3] M. El Rafei, S. Sherwood, J. P. Evans, F. Ji, "Analysis of extreme wind gusts using a high-resolution Australian Regional Reanalysis", *Weather and Climate Extremes*, p. 100537, December 2022. <https://doi.org/10.1016/j.wace.2022.100537>
- [4] W. Hu, F. Letson, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor, "Wind gust characterization at wind turbine relevant heights in moderately complex terrain" *J. of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 57, pp. 1459–1476, 2018. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-18-0040.1>
- [5] *International Standard Norme Internationale IEC 61400-2*, Geneva, Switzerland, 2013.
- [6] L. Pan, C. Shao, "Wind energy conversion systems analysis of GSIP on offshore wind turbine using improved SMC and Extended State Observer", *Renewable Energy*, vol. 161, pp. 149–161, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.057>
- [7] A. Tahir, M. EL-Mukhtar, A. EL-Faituri, F. Mohamed, "Grid connected wind energy system through a back-to-back converter", *Computers & Electrical Engineering*, vol. 85, p. 106660, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106660>
- [8] S. Ye, D. Zhou, X. Yao, and F. Blaabjerg. "Component-Level Reliability Assessment of a Direct-Drive GSIP Wind Power Converter Considering Two Terms of Thermal Cycles and the Parameter Sensitivity Analysis", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 36, pp. 10037–10050, 2021. <https://doi.org/10.23919/EPE20ECCEurope43536.2020.9215830>
- [9] S. Jaiswal, G. L. Pahuja, "Effect of reliability of wind power converters in productivity of wind turbine", en 2014 IEEE 6th India Int. Conf. Power Electron. (IICPE), Kurukshetra, India. <https://doi.org/10.1109/IICPE.2014.7115791>
- [10] D. Zhou, F. Blaabjerg, T. Franke, M. Tonnes, M. Lau, "Reliability and energy loss in full-scale wind power converter considering grid codes and wind classes," 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, USA, 2014, pp. 3067-3074. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2014.6953817>
- [11] K. Ma, M. Liserre, F. Blaabjerg, T. Kerekes, "Thermal Loading and Lifetime Estimation for Power Device Considering Mission Profiles in Wind Power Converter", *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 2, pp. 590–602, 2015. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2312335>
- [12] N. Baeckeland, B. Herteleer, M. Kleemann, "Modelling fault behaviour of power electronic converters", *Int. J. Elect. Power & Energy Syst.*, vol. 123, p. 106230, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106230>
- [13] F. A. R. Al-Jowder, "Influence of Strong Wind Gust on Transient Stability of Power System with FSWTGs", 2022 57th Int. Univ. Power Eng. Conf. (UPEC), Istanbul, Turkey, 30 de agosto-2 de septiembre. 2022. IEEE, 2022. <https://doi.org/10.1109/UPEC55022.2022.9917699>
- [14] F. Blaabjerg, M. Liserre, K. Ma, "Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems", *IEEE Trans. Industry Appl.*, vol. 48, no. 2, pp. 708–719, 2012. <https://doi.org/10.1109/TIA.2011.2181290>
- [15] L. Angel, J. Viola, "Design and statistical robustness analysis of FOPID, IOPID and SIMC PID controllers applied to a motor-generator system", *IEEE Latin America Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3724–3734, 2015. <https://doi.org/10.1109/TLA.2015.7404900>
- [16] J. Packer, "Reducing mechanical torque overload in wind turbine drivetrains through non-linear control strategy", 2015.
- [17] Z. Wu, G. Bangga, Y. Cao. "Effects of lateral wind gusts on vertical axis wind turbines," *Energy*, vol. 167, pp. 1212-1223, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.074>
- [18] K. Zhou, N. Cherukuru, X. Sun, R. Calhoun. "Wind gust detection and impact prediction for wind turbines," *Remote Sensing*, vol. 10, pp. 514, 2018. <https://doi.org/10.3390/rs10040514>
- [19] W. C. de Carvalho, R. P. Bataglioli, R. A. Fernandes, D. V. Coury. "Fuzzy-based approach for power smoothing of a full-converter wind turbine generator using a supercapacitor energy storage," *Electric Power Systems Research*, vol. 184, pp. 106287, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106287>
- [20] E. Branlard, "Wind energy: On the statistics of gusts and their propagation through a wind farm". The Netherlands, February 2009.
- [21] M. Pichault, C. Vincent, G. Skidmore, J. Monty, "LiDAR-based detection of wind gusts: An experimental study of gust propagation speed and impact on wind power ramps ", *J. Wind Eng. Indiana Aerodin.*, vol. 220, p. 10486, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2021.104864>
- [22] R. Sanchez, R. Iracheta, E. Hernandez and N. Flores. "Thermal analysis for improving the design of radial flux GSIPs," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 21, pp. 671–680, 2023. <https://doi.org/10.1109/TLA.2023.10130839>
- [23] A. Jankovic, G. Chaudhary, F. Goia, "Designing the design of experiments (DOE) – An investigation on the influence of different factorial designs on the characterization of complex systems", *Energy and Buildings*, vol. 250, p. 111298, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111298>

- [24] D. López, " Analysis, simulation, design and implementation of a controller for monitoring the MPPT in a low-power wind turbine in applications isolated from the electrical grid", Master's thesis, Advanced Materials Research Center, Chihuahua, 2012.



Gregorio Martínez Reyes received the B.S. degree in Industrial Engineering and M.S. degree in Wind Energy from Isthmus University. His research interests include effects of wind gusts on the electronic power converter in wind turbines.



Emmanuel Hernández Mayoral received the M.S. and Ph.D. degrees in Electrical Engineering from Technological Institute of Morelia (ITM), Mexico, in 2010 and 2015, respectively. He is currently Cátedra-CONAHCYT attached at Institute of Renewable Energies (IER-UNAM). His research interests include power quality analysis and Micro-grids.



Efraín Dueñas Reyes received the M.S. degree in power electronics from the Technological Research and Development Center (CENIDET) in 2009. He is currently pursuing the Ph.D. degree in power electronics at Institute of Renewable Energies (IER-UNAM). His research interests include power electronic converters applied to wind turbines and photovoltaic panels.



Reynaldo Iracheta Cortez received the Ph.D. degree in electrical engineering from the Center for Research and Advanced Studies of the National Polytechnic Institute (CINVESTAV) in 2014. He is currently Cátedra CONACYT attached at Isthmus University. His research interests include the design and construction of wind turbines for application in the Isthmus of Tehuantepec.



José Rafael Dorrego Portela received the Ph.D. degree in materials and renewable energy systems from the University of Sciences and Arts of Chiapas in 2022. He is currently professor attached to Graduate Studies Division of the Isthmus University. His research interests include aerodynamic and structural design of wind turbines.