



# Impact of Inertial Control on Battery Energy Storage Requirements in Wind-integrated Power Systems

Brian Loza , *Student Member, IEEE*, and Luis I. Minchala , *Senior Member, IEEE*

**Abstract**—The increasing penetration of wind energy in modern power systems has intensified the need for advanced frequency regulation strategies capable of preserving grid stability under low-inertia conditions. In this context, inertial control of wind turbines, complemented by energy storage systems (ESS), represents a promising approach to enhance frequency response during contingency events. This paper investigates, through detailed time-domain simulations, the impact of advanced inertial control strategies on the energy storage system's power rating and energy capacity requirements for frequency regulation. Three control schemes are analyzed: (i) an extended optimized power point tracking (OPPTE) method, (ii) a torque-limited inertial control (TLIC) and (iii) an adaptive OPPTE strategy enhanced with a fuzzy logic controller (OPPTE-FLC). All approaches are coordinated with a battery energy storage system (BESS) equipped with state-of-charge feedback control (SOC-FB) to ensure operational sustainability. Simulation results demonstrate that the coordinated OPPTE-FLC and BESS framework significantly enhances dynamic performance during frequency disturbances. In particular, compared to the conventional approach based on OPPTE and TLIC, the fuzzy logic-enhanced inertial control strategy increases peak active power injection during contingencies by approximately 4.35%. It also improves the frequency nadir by 0.112% and the peak rate of change of frequency (ROCOF) by 1.53%. Moreover, the BESS power rating is reduced by approximately 50% when the OPPTE-FLC approach is adopted. The study is conducted through time-domain simulations in MATLAB/Simulink 2024b.

**Link to graphical and video abstracts, and to code:**  
<https://latam.t.ieeeer9.org/index.php/transactions/article/view/10637>

**Index Terms**—Batteries, energy storage system, frequency support, inertial control, wind turbine.

## I. INTRODUCCIÓN

EN el contexto de la creciente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, las fuentes de energías renovables no convencionales han adquirido un papel estratégico en la transformación de la matriz energética global. Entre ellas, la energía eólica se ha consolidado como una de las tecnologías más relevantes, debido a los avances tecnológicos en sistemas de conversión de potencia y reducción de costos de inversión y operación [1]. Estos factores han permitido

que la energía eólica contribuya de manera significativa a la diversificación y sostenibilidad de los sistemas eléctricos modernos [2]. A partir de este escenario, en el primer semestre de 2025 se incorporaron aproximadamente 72.2 GW de nueva capacidad eólica a nivel mundial, alcanzando una capacidad total instalada cercana a 1.25 TW, lo que equivale aproximadamente al 12% de la demanda eléctrica global [3].

No obstante, la integración masiva de energía eólica en sistemas de potencia introduce desafíos técnicos significativos, relacionados al control de frecuencia y regulación de voltaje. A mayor nivel de penetración de energía eólica, la participación de generadores convencionales síncronos —que proporcionan inercia física al sistema— disminuye. La respuesta inercial de los generadores convencionales es su capacidad natural de oponerse de forma inmediata a cambios repentinos de frecuencia. Esta respuesta se origina en la energía cinética almacenada en las masas rotacionales del generador. Cuando ocurre un desequilibrio entre generación y demanda, la velocidad de rotación del generador cambia ligeramente, liberando o absorbiendo energía cinética, lo que atenúa la variación de la frecuencia durante los primeros segundos de la contingencia, antes de que actúe el sistema de control de frecuencia primario [4].

Durante una contingencia en un sistema eléctrico (p.e., incremento repentino de carga) se destacan los tiempos de respuesta de los sistemas de control rápido de frecuencia (por sus siglas en inglés, FFR) y de control de frecuencia primario (por sus siglas en inglés, PFC), cuyos tiempos de actuación son en el orden de algunos segundos. Por otro lado, el sistema de control de frecuencia secundario (por sus siglas en inglés, SFC) presenta tiempos de actuación considerablemente mayores, del orden de decenas de minutos.

Los actuales sistemas de potencia que presentan altos niveles de participación de fuentes renovables no convencionales, son más susceptibles a variaciones de frecuencia debido al desplazamiento de unidades de generación síncrona. Esta reducción de generación síncrona se traduce en una disminución de la inercia total del sistema de potencia [5]. No obstante, actualmente existen estrategias de control avanzado que habilitan la participación de parques eólicos en tareas de regulación de frecuencia, emulando la respuesta inercial de generadores síncronos [6] para cubrir la demanda energética con el uso de fuentes renovables [7].

Cabe mencionar que los sistemas de almacenamiento de energía (por sus siglas en inglés, ESS) se están consolidando como sistemas auxiliares en tareas de regulación de frecuencia

The associate editor coordinating the review of this manuscript and approving it for publication was Guillermo Rubén Bossio (*Corresponding author: Luis Ismael Minchala*).

B. Loza and Luis Ismael Minchala are with the Department of Electrical Engineering, Electronics, and Telecommunications, Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador (e-mails: bandres.lozao@ucuenca.edu.ec, and ismael.minchala@ucuenca.edu.ec).

en parques eólicos de gran escala. La rápida capacidad de respuesta de tecnologías de almacenamiento como baterías y supercapacitores permite complementar la respuesta inercial de un aerogenerador, ampliando el rango de tiempo de respuesta inercial y mejorando la estabilidad dinámica del sistema [8], [9].

En este contexto, se han propuesto diversos métodos de control inercial para aerogeneradores que permiten su participación en la regulación de frecuencia mediante la liberación temporal de energía cinética, diferenciándose en su filosofía de control, variables de entrada y horizonte de actuación. En [10], se introduce una variante del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (por sus siglas en inglés, MPPT) denominada seguimiento de punto de potencia optimizado extendido (por sus siglas en inglés, OPPTE), que utiliza como entradas la desviación de frecuencia y el ROCOF, logrando reducciones del 45 % en el nadir de frecuencia y del 24 % en el ROCOF frente al MPPT convencional. Por su parte, [11] propone un esquema basado en inercia limitada por par (por sus siglas en inglés, TLIC), optimizado mediante un retardo temporal que ajusta el punto de operación de la turbina, alcanzando reducciones de hasta 0.5 Hz en la desviación de frecuencia con un retardo promedio de 2.4 s. Adicionalmente, [12] incorpora control difuso para mejorar el desempeño del OPPTE en aerogeneradores basados en un generador de inducción doblemente alimentado (por sus siglas en inglés, DFIG), obteniendo un incremento del 7 % en la potencia activa y reducciones cercanas al 8 % en el nadir de frecuencia y el ROCOF.

De forma complementaria, trabajos recientes han explorado la coordinación entre aerogeneradores y sistemas de almacenamiento de energía para mejorar la respuesta inercial en sistemas de baja inercia. En [13], se propone una estrategia coordinada para mitigar el segundo nadir de frecuencia asociado a la recuperación de velocidad de la turbina. De manera similar, [14] plantea un esquema eólico-ESS que incrementa la inercia efectiva considerando restricciones energéticas. En [15], se combina control de par con ESS, logrando mejoras significativas en el ROCOF y el nadir de frecuencia. Asimismo, [16] demuestra que la integración de vehículos eléctricos como ESS puede reducir la desviación de frecuencia hasta en un 80 %. Finalmente, [17] propone un control FFR basado en supercapacitores conectados al DC-link del aerogenerador, logrando reducciones del ROCOF del 5 % y mejoras del 10 % en el nadir de frecuencia con una capacitancia cercana a 40 F.

## II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La combinación de métodos de control inercial en aerogeneradores y el uso de ESS puede ampliar el rango de regulación de frecuencia en sistemas de potencia modernos. No obstante, la implementación de un sistema de control inercial también puede tener un impacto significativo en la potencia y capacidad total requerida del ESS. Por medio de un análisis teórico/matemático bien fundamentado, los autores de [12] reportan que la potencia total del ESS para tareas de regulación de frecuencia puede reducirse en un 46.3 %.

Por lo expuesto, nuestra propuesta implica verificar el impacto de un método de control inercial en el dimensionamiento

de un ESS enfocado en tareas de regulación de frecuencia. Este estudio analizará tres métodos de control inercial en particular: el método OPPTE, TLIC y OPPTE mejorado con un controlador difuso lógico (por sus siglas en inglés, FLC) denominado como OPPTE-FLC. Los métodos de control inercial presentados en este artículo son combinados con un ESS basado en un modelo genérico de baterías que limita su potencia de salida en función de su potencia máxima. El objetivo de este artículo es obtener resultados de simulaciones donde se verifique que la implementación de un sistema de control inercial en un aerogenerador reduce la potencia nominal del ESS enfocado en tareas de regulación de frecuencia.

Con respecto al alcance de este trabajo en relación al trabajo presentado en [12], el presente artículo:

- Verifica mediante simulaciones que incluyen el control del estado de carga retroalimentado (por sus siglas en inglés, SOC-FB) el impacto del control inercial OPPTE-FLC en la potencia nominal de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (por sus siglas en inglés, BESS).
- Incorpora un análisis de dimensionamiento de potencia y capacidad de energía del BESS basado en el método presentado en [20]. Este análisis de dimensionamiento determina una reducción aproximada del 50 % en la potencia del BESS combinado con un control OPPTE-FLC en comparación con los modelos OPPTE y TLIC.
- Cuantifica las mejoras en nadir de frecuencia, ROCOF y potencia activa inyectada bajo condiciones de viento variable.

## III. METODOLOGÍA

Este artículo propone un análisis comparativo entre diferentes controladores de inercia aplicados a aerogeneradores, combinados con un ESS. El objetivo de dicho análisis es evaluar, mediante simulaciones, el impacto de los métodos de control inercial en la potencia nominal del sistema de baterías destinado a tareas de regulación de frecuencia. La metodología usada en esta investigación se muestra en la Fig. 1. Primeramente, se definen los sistemas de control inercial simulados. Luego, se determina la potencia total del ESS. El tercer paso es establecer las condiciones de simulación de los sistemas de generación eólica acompañados por un ESS basado en baterías. Finalmente, se realiza un análisis de los resultados, enfocándose en los siguientes aspectos: potencia total del ESS, potencia activa inyectada a la red por parte de la turbina eólica, frecuencia de la red eléctrica y ROCOF.

### III-A. Métodos de Control Inercial

Los diferentes métodos de control inercial en aerogeneradores son fundamentados en que su constante de inercia ( $H$ ), definida como la relación entre la energía cinética almacenada y la potencia nominal de la máquina, presenta valores comparables con generadores síncronos convencionales, típicamente en el rango de 3 a 5 segundos [18]. En este contexto, resulta evidente la necesidad de maximizar el aprovechamiento de la energía disponible en

los sistemas de conversión de energía eólica, con el fin de contribuir a la operación segura, confiable y robusta de las redes eléctricas modernas. En consecuencia, esta investigación se centra en el análisis y evaluación de sistemas de control inercial, particularmente en los métodos OPPTE, TLIC y OPPTE-FLC, debido a que estos sistemas de control inercial maximizan la energía obtenida del recurso eólico operando la turbina eólica en su punto de máxima potencia previo al suceso de un evento de contingencia.

### III-B. Seguimiento Optimizado de Punto de Potencia Extendido

El método de seguimiento optimizado de punto de potencia extendido (OPPTE) es un método de control inercial, que modifica el punto de operación de una turbina eólica en función de la derivada de la frecuencia y de la desviación de la frecuencia. Este método desplaza la curva de potencia del aerogenerador que está determinada por (1):

$$P_T = \begin{cases} \frac{K_{opt}\omega_0^3}{(\omega_0 - \omega_{min})}(\omega_g - \omega_{min}), & \omega_{min} \leq \omega_g < \omega_0 \\ K_{opt}\omega_g^3, & \omega_0 \leq \omega_g \leq \omega_1 \\ \frac{P_{max} - K_{opt}\omega_1^3}{(\omega_{max} - \omega_1)}(\omega_g - \omega_{max}) + P_{max}, & \omega_1 < \omega_g \leq \omega_{max} \end{cases} \quad (1)$$

donde,  $K_{opt}$  es una constante de optimización que depende del tipo de turbina,  $\omega_{min}$ ,  $\omega_0$ ,  $\omega_1$ ,  $\omega_{max}$ , son velocidades características de la curva MPPT,  $\omega_g$  es la velocidad rotacional del generador eléctrico de la turbina y  $P_{max}$  es la potencia máxima del aerogenerador. El método OPPTE modifica la curva característica MPPT al multiplicarla por un factor  $f_{K_{opt}}$ , determinado por (2) [10]:

$$f_{K_{opt}} = \left( \frac{\omega_{g0}}{\omega_{g0} + k_{vir}\Delta f} \right)^3 - \frac{K_0}{K_{opt}\omega_g^3} f \frac{df}{dt} \quad (2)$$

donde,  $\omega_{g0}$  es la velocidad rotacional cuando se produce el evento de contingencia,  $k_{vir}$  es el coeficiente de inercia,  $\Delta f$  es la desviación de frecuencia de su valor nominal,  $K_0$  es la ganancia auxiliar del lazo de control y  $f$  es la frecuencia de la red eléctrica.

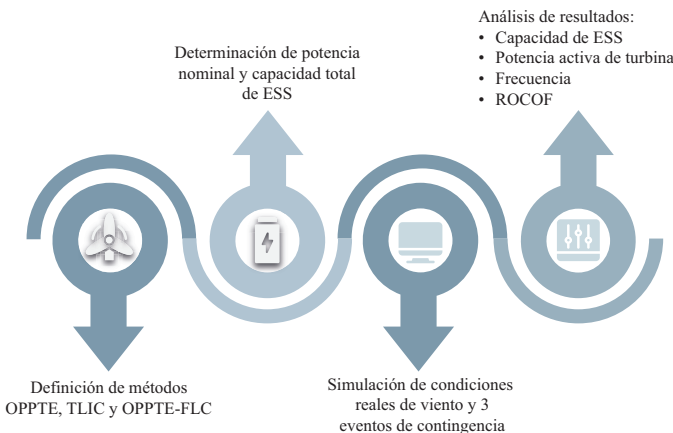


Fig. 1. Esquema general de la metodología de cuatro etapas empleada para comparar los tres métodos de control inercial: OPPTE, TLIC y OPPTE-FLC.

De acuerdo al valor de  $f_{K_{opt}}$  la curva MPPT de la turbina se desplaza a la izquierda o a la derecha. La Fig. 2 ilustra el principio de funcionamiento del método OPPTE. En ausencia de eventos de contingencia, el factor  $f_{K_{opt}}$  adopta un valor unitario, por lo que el aerogenerador opera siguiendo la curva MPPT. Cuando  $f_{K_{opt}}$  se desvía de la unidad, la curva MPPT se desplaza dentro del plano  $P - \omega$  del aerogenerador, modificando su punto de operación.

A modo de ejemplo, considérese un escenario con velocidad de viento constante de 8 m/s, en el que el aerogenerador opera inicialmente en el punto A. Cuando sucede un evento de baja frecuencia, el método OPPTE calcula una nueva referencia de potencia en función de  $\omega_{g0}$ , la desviación de la frecuencia y su derivada. Esto provoca el desplazamiento del punto de operación de A hacia el punto B. En este instante, se genera un desbalance entre la potencia mecánica, determinada por la velocidad de viento constante en ese momento, y la potencia eléctrica, impuesta por el control OPPTE. Dicho desbalance provoca una desaceleración de la turbina eólica hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio dinámico, identificado en el punto C, asumiendo un régimen de viento constante. Posteriormente, el punto de operación retorna gradualmente a su condición inicial en el punto A. En consecuencia, durante un evento de baja frecuencia, la trayectoria del punto de operación de la turbina sigue la secuencia A–B–C–A. De manera análoga, frente a un evento de alta frecuencia, el método OPPTE induce una trayectoria operativa A–D–E–A.

La Fig. 3 muestra un esquema general del método de control inercial OPPTE, donde la nueva referencia de potencia está determinada por  $P_g^*$ . Todas las señales de entrada y la señal de salida del controlador están en pu y los valores de las constantes  $K_{opt}$ ,  $K_0$  y  $k_{vir}$  son tomados de [10].

### III-C. Control Inercial Limitado por Par

El funcionamiento del método de control inercial limitado por par (TLIC) es similar a OPPTE, con la diferencia que la potencia cinética liberada está determinada por la relación lineal entre potencia eléctrica, par y velocidad rotacional del generador de la turbina eólica. Cuando se detecta una variación en la frecuencia eléctrica, TLIC calcula un nuevo valor de referencia de potencia, determinado por (3) y (4) [11]:

$$P_{TLIC} = \frac{P_{Lim}\omega^* - P_{MPPT}^{\omega_{min}}}{\omega^* - \omega_{min}}(\omega_g - \omega_{min}) + P_{MPPT}^{\omega_{min}} \quad (3)$$

$$P_{LIM} = \text{mín}(T_{lim}\omega^*, P_{max}) \quad (4)$$

donde,  $\omega^*$  y  $\omega_{min}$  son la velocidad rotacional cuando ocurre el evento de contingencia y la velocidad mínima de la turbina eólica, respectivamente,  $P_{MPPT}^{\omega_{min}}$  es la potencia activa en  $\omega_{min}$  y  $P_{Lim}^{\omega^*}$  es la potencia límite en  $\omega^*$  relacionada al par máximo permitido,  $T_{lim}$ . En [11] se puede consultar mayor información sobre el método TLIC.

### III-D. Seguimiento Optimizado de Punto de Potencia Extendido Combinado con Lógica Difusa

Los autores de [12] reportan una mejora significativa al integrar un controlador difuso con el método OPPTE. Los

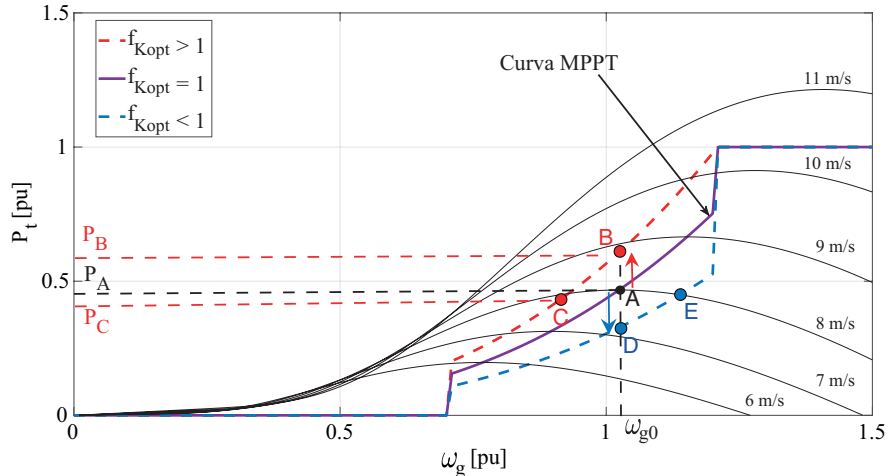


Fig. 2. Desplazamiento de la curva de potencia del aerogenerador usado en el método OPSTE.

resultados evidencian una reducción tanto del nadir de frecuencia como del ROCOF, así como un incremento en la potencia activa inyectada por el aerogenerador durante eventos de contingencia. Estas mejoras se atribuyen a las características intrínsecas del control difuso, tales como su capacidad de adaptación, el manejo eficiente de dinámicas no lineales, robustez frente a incertidumbres del sistema y su relativa simplicidad de implementación en comparación con otras técnicas de control avanzadas.

La selección adecuada de las señales de entrada constituye un aspecto clave en el diseño de este tipo de controladores. En este estudio, se consideran como variables de entrada la desviación de la frecuencia y su derivada. La salida del controlador difuso corresponde al cálculo de la variable de control  $f_{Kopt}$ . Las reglas difusas y funciones de membresía utilizadas se presentan en la Tabla I y la Fig. 4, respectivamente. Para una descripción detallada del proceso de diseño del controlador difuso, se remite al lector a [12].

El rango de variación de la señal de entrada 1 es de  $\pm 0.004$  Hz. En función del valor de la desviación de frecuencia, esta señal se clasifica en las siguientes categorías lingüísticas: negativo grande (NG), negativo mediano (NM), negativo pequeño (NP), cero (C), positivo pequeño (PP), positivo mediano (PM) y positivo grande (PG).

Por su parte, la señal de entrada 2 presenta un rango de variación de  $\pm 0.2$  Hz/s y se divide en las categorías lingüísticas: negativo mediano (NM), negativo pequeño (NP), cero (C), positivo pequeño (PP) y positivo mediano (PM).

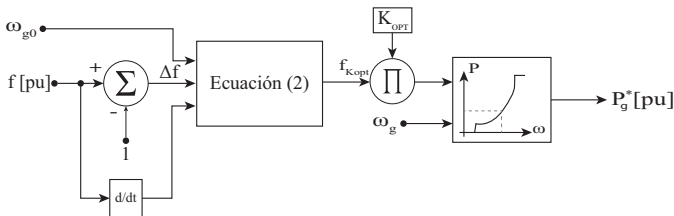


Fig. 3. Diagrama de bloques del controlador de inercia OPSTE. Las señales de entrada son  $\omega_g$ ,  $\Delta f$  y  $df/dt$ ; la salida es la referencia de potencia  $P_g^*$ , calculada por  $f_{Kopt}$  que desplaza la curva MPPT en el plano  $P-\omega$ .

TABLA I  
REGLAS DIFUSAS DE CONTROLADOR OPSTE-FLC

$\Delta f$	$\frac{d}{dt}(\Delta f)$				
	NM	NP	C	PP	PM
NG	VMaG	VMaG	VMaG	VMaG	VMaG
NM	VMaG	VMaG	VMaM	VMaG	VMaG
NP	VMaG	VMaM	VMaM	VMaM	VMaG
C	OPT	OPT	OPT	OPT	OPT
PP	VMeG	VMeM	VMeM	VMeM	VMeG
PM	VMeG	VMeG	VMeM	VMeG	VMeG
PG	VMeG	VMeG	VMeG	VMeG	VMeG

Finalmente, el rango de variación de la señal de salida se encuentra limitado entre 0.4 y 1.6. El valor óptimo (OPT) corresponde a la unidad, que representa la condición de operación normal del sistema de potencia sin perturbaciones en frecuencia. Las categorías valor menor grande (VMeG), valor menor mediano (VMeM) y valor menor pequeño (VMeP) están asociadas a valores de  $f_{Kopt}$  inferiores a la unidad y se activan ante eventos de alta frecuencia. En contraste, las categorías valor mayor pequeño (VMaP), valor mayor mediano (VMaM) y valor mayor grande (VMaG) corresponden a valores de  $f_{Kopt}$  superiores a la unidad, que se presentan durante eventos de baja frecuencia.

### III-E. Sistema de Almacenamiento de Energía y Control SOC-FB

En esta sección, se define el uso de un modelo BESS con un sistema de control basado en retroalimentación del estado de carga (SOC-FB) reportado en [19]. El funcionamiento del control SOC-FB se basa en:

- La potencia eólica generada pasa por un filtro de primer orden con un retraso, definido por una constante  $T$ . La salida del filtro se denomina salida objetivo.
- La diferencia entre la potencia eólica y la salida objetivo sirve como punto de referencia para el lazo de retroalimentación. Esta diferencia es la señal de referencia para el BESS.
- El BESS entrega o almacena energía en función de la señal de referencia.

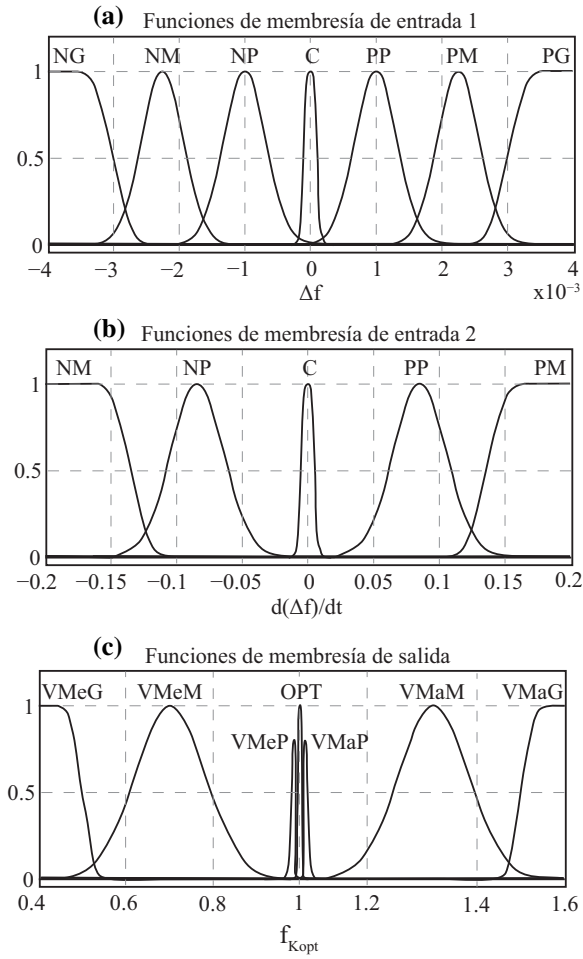


Fig. 4. Funciones de membresía del controlador difuso OPPTE-FLC. (a) Entrada 1: desviación de frecuencia  $\Delta f$  (rango  $\pm 0.004$  Hz), con siete categorías lingüísticas. (b) Entrada 2: derivada de la desviación de frecuencia  $d(\Delta f)/dt$  (rango  $\pm 0.2$  Hz/s), con cinco categorías. (c) Salida: factor  $f_{kopt}$  (rango 0.4-1.6), con siete categorías que determinan el desplazamiento de la curva MPPT.

- El estado de carga (por sus siglas en inglés, SOC) estimado es retroalimentado.
- Finalmente, la energía eólica y BESS son combinadas.

Los parámetros del controlador SOC-FB implementados en un modelo BESS genérico están determinados por [19]:

$$T < \frac{E}{C_{WF}}, \quad A = \frac{1}{T}, \quad B = \alpha T \quad \forall 0 < \alpha < 1 \quad (5)$$

$$M = \frac{E - \alpha T C_{WF}}{2E}, \quad \forall 0 < M < 0,5 \quad (6)$$

$$\text{Offset} = A \cdot M \quad (7)$$

donde,  $E$  es la potencia del sistema BESS,  $C_{WF}$  es la potencia del parque eólico,  $T$  es la constante de tiempo del filtro,  $A$  es la ganancia de retroalimentación,  $B$  es la ganancia de la salida objetivo,  $\text{Offset}$  y  $M$  son parámetros que prevén que el SOC llegue a límites operacionales del sistema BESS y  $\alpha$  es el coeficiente usado para mitigar las variaciones de la salida objetivo. El esquema general del sistema de control SOC-FB se muestra en la Fig. 5.

### III-F. Dimensionamiento Analítico del BESS

El método propuesto en [20] proporciona expresiones analíticas, derivadas de la teoría de probabilidad, para estimar los valores mínimos de potencia nominal ( $P_p$ ) y capacidad de energía ( $E_p^{(1)}$ ) de un BESS destinado a la mitigación de fluctuaciones de potencia de fuentes renovables variables. El método asume que los cambios de potencia eólica entre pasos de tiempo consecutivos,  $Y = P_{WF,n+1} - P_{WF,n}$ , siguen una distribución de Laplace [20]:

$$f(Y) = \frac{\beta}{2} \exp(-\beta |Y|) \quad (8)$$

donde  $\beta^{-1}$  [MW] es la escala de potencia característica de las fluctuaciones del parque eólico.

Una rampa en términos de energía eólica es la rapidez con la que cambia la potencia del parque eólico entre un instante y el siguiente. En este sentido, la potencia nominal mínima del BESS para garantizar el cumplimiento de un límite de rampa,  $a$  [MW], con un nivel de confianza  $p$  está dada por [20]:

$$P_p = -a - \frac{\ln 2 + \ln(1-p)}{\beta} \quad (9)$$

La energía mínima para la mitigación de rampas es [20]:

$$E_p^{(1)} = \frac{1}{\beta} \frac{1}{1 - \frac{1}{2}e^{-\beta a}} \ln\left(\frac{1}{1-p}\right) \quad (10)$$

Para el parque eólico considerado ( $C_{WF} = 2400$  kW), con una escala de potencia característica  $\beta^{-1} = 120$  kW (5% de la potencia nominal, valor representativo para datos espaciados por 1 minuto), un límite de rampa  $a = 240$  kW (10% de  $C_{WF}$ , conforme a [9]), nivel de confianza  $p = 0,99$  y paso de tiempo  $\Delta t = 1/60$  h, (9) proporciona  $P_p \approx 230$  kW. La capacidad de energía calculada mediante (10) es  $E_p^{(1)} \approx 592,73$  kWh, equivalente a una duración del almacenamiento de 155 minutos. Estos resultados son determinados para los modelos bases que implementan los métodos de control OPPTE y TLIC.

Al emplear el control OPPTE-FLC, la mayor inyección de potencia activa de la turbina durante eventos de contingencia reduce la demanda efectiva sobre el BESS, lo que es equivalente a un incremento del límite de rampa efectivo soportado por el sistema de almacenamiento. Despejando  $a$  de (9) para  $P_p = 120$  kW, se obtiene  $a_{eff} \approx 350$  kW, confirmando que la contribución inercial adicional del método OPPTE-FLC permite reducir a la mitad la potencia nominal del BESS. La capacidad de energía correspondiente resulta  $E_p^{(1)} \approx 568,06$  kWh, con una duración de almacenamiento efectiva de 284.03 minutos frente a 155 minutos del sistema OPPTE/BESS. La Fig. 6 ilustra las curvas analíticas de  $P_p$  y  $E_p^{(1)}$  en función del límite de rampa como un porcentaje de la potencia nominal del parque eólico.

La Tabla II muestra un resumen comparativo del dimensionamiento del BESS para los sistemas de control inercial simulados en este trabajo.

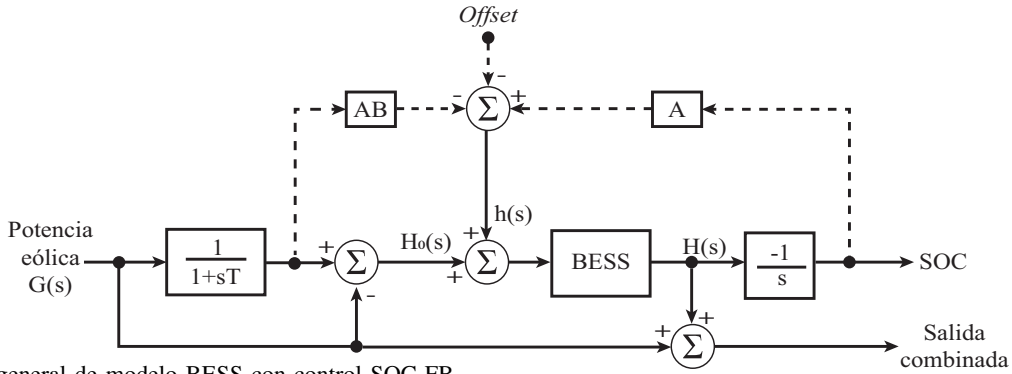


Fig. 5. Esquema general de modelo BESS con control SOC-FB.

TABLA II  
RESUMEN COMPARATIVO DE DIMENSIONAMIENTO DEL  
BESS

Parámetro	OPPTE y TLIC	OPPTE-FLC
Potencia nominal BESS [kW]	229.4	120
Capacidad energética [kWh]	592.73	568.06
Duración de almacenamiento [min]	155	284.03

#### IV. RESULTADOS

Esta sección presenta los resultados de simulaciones desarrolladas en Simulink/MATLAB 2024b. La Fig. 7 muestra el esquema general del sistema de potencia considerado en este estudio, que se basa del modelo reportado en [12]. El parque eólico, que está conformado por tres turbinas eólicas, es modelado como una unidad de generación de 2400 kW. De igual manera, los tres generadores síncronos, son modelados como una unidad de generación síncrona de 1950 kW. Finalmente, la carga nominal del sistema corresponde a un modelo de una carga estática de 2 MW.

El escenario simulado corresponde a un régimen de viento con una duración total de 200 segundos, durante el que se aplican tres incrementos escalonados en la carga de la red. Dichos incrementos ocurren en los instantes de simulación de 50, 100 y 150 segundos, con magnitudes del 20%, 15% y 10% al valor nominal de la carga, respectivamente. La serie de viento se muestra en la Fig. 8. La potencia y capacidad de los BESS para cada modelo de control inercial son los presentados en la Tabla II.

La Fig. 9 presenta las respuestas en términos de potencia activa y frecuencia de los sistemas de control inercial OPPTE, TLIC y OPPTE-FLC, todos combinados con un BESS equipado con un control SOC-FB. Se observa que los sistemas TLIC y OPPTE-FLC incrementan significativamente la cantidad de potencia activa inyectada durante cada evento de contingencia, lo que se traduce en una reducción del nadir, en comparación con el modelo base OPPTE.

Para observar con más detalle la dinámica de potencia activa y frecuencia, la Fig. 10 muestra un acercamiento al primer evento de contingencia. La gráfica superior muestra que el método OPPTE-FLC equipado con un BESS, incrementa un 1.25% la potencia activa inyectada a la red, con un BESS de 120 kW, en comparación con el modelo OPPTE y TLIC que están equipados con un BESS de 230 kW. Estos resultados

muestran que, en el sistema eléctrico simulado, el modelo OPPTE-FLC puede reducir la potencia nominal del BESS en un 47.7% para alcanzar respuestas inerciales equiparables al modelo base (OPPTE) y mejorando la respuesta dinámica de potencia activa en comparación con el método TLIC.

La gráfica inferior de la Fig. 10 muestra el comportamiento de la frecuencia eléctrica de los diferentes métodos de control inercial. Se observa claramente que el método OPPTE-FLC mejora el nadir de frecuencia, reduciendo este parámetro en 0.143% en comparación con los otros métodos que tienen valores similares en el primer evento de contingencia.

Las señales del sistema BESS se presentan en la Fig. 11. En la gráfica superior se muestra la evolución del SOC del BESS. Cabe destacar que, debido al segundo pico de inyección de potencia activa del BESS en los métodos de control TLIC y OPPTE-FLC —resaltado en negro en la gráfica inferior— el SOC de estos sistemas desciende hasta un valor cercano al 40%. En contraste, el método OPPTE, al no ejecutar ninguna acción de control durante ese intervalo de tiempo, mantiene el SOC alrededor del 53%. Posteriormente, en un escenario de descenso de velocidad de viento (véase el tramo final de la serie de viento, la Fig. 8), la estrategia OPPTE combinada con el BESS aporta una mayor potencia activa, lo cual se traduce en un descenso abrupto del SOC del sistema de almacenamiento de energía.

La respuesta del ROCOF de los sistemas de control inercial analizados en esta sección se muestran en la Fig. 12, donde se puede apreciar un acercamiento de los dos primeros eventos de contingencia. Esta figura muestra que el valor máximo absoluto del ROCOF entre los 3 métodos de control inercial se diferencian por milésimas. En promedio, OPPTE presenta un valor de  $|ROCOF|$  máximo de 0.056888 pu/s, TLIC presenta un valor de 0.057162 pu/s y OPPTE-FLC presenta un valor de 0.056013 pu/s, evidenciando una mejora significativa con respecto al modelo OPPTE y TLIC.

#### V. DISCUSIÓN

Los resultados iniciales presentados en la Fig. 9 y la Fig. 10 evidencian la efectividad del método OPPTE-FLC/BESS, en comparación con el esquema convencional OPPTE/BESS y TLIC/BESS. En promedio, OPPTE-FLC/BESS incrementa la potencia activa inyectada a la red en un 4.35% y mejora el nadir de frecuencia del sistema, elevándolo de 59.8012 Hz —obtenido con el método convencional OPPTE— a 59.8683 Hz.

Adicionalmente, la gráfica superior de la Fig. 10 evidencia que el modelo OPSTE-FLC/BESS presenta valores máximos de potencia activa inyectada a la red eléctrica similares al método OPSTE/BESS. Sin embargo, el modelo que incorpora el controlador inercial difuso logra reducir la potencia total del BESS en un 47.47 % e incrementa el tiempo de almacenamiento en un 83 %. En cuanto a la capacidad requerida del BESS, no se observan diferencias significativas entre los modelos simulados (ver Tabla II). Estos resultados confirman que la incorporación de técnicas avanzadas de control en esquemas convencionales ofrece beneficios al mejorar el desempeño dinámico inercial del sistema de conversión de energía eólica y reducir la potencia nominal requerida del BESS para su implementación en tareas de regulación de frecuencia.

El estado de carga del BESS en los sistemas de control inercial simulados presenta dinámicas similares independientemente del esquema de control usado, como se muestra en la Fig. 11. Sin embargo, considerando el modelo eléctrico simulado y el régimen de serie de viento, se observa que desde el tercer evento de contingencia, el SOC del modelo OPSTE/BESS presenta valores mayores en comparación con el resto de modelos de control inercial. En promedio, el SOC del BESS combinado con el método OPSTE-FLC presenta un valor de 43.44 %, cumpliendo con los rangos operativos permitidos. Un comportamiento similar del SOC se observa en el sistema OPSTE/BESS y TLIC/BESS, cuyo valor promedio de SOC es 45.17 % y 44.52 %, respectivamente.

Por otro lado, la potencia activa del BESS muestra comportamientos dinámicos similares en todos los sistemas de control inercial, con diferencias apreciables únicamente en el tramo final de la simulación. En este intervalo se observan picos de potencia activa asociados a la descarga del BESS —resaltados en negro en la gráfica inferior de la Fig. 11— que corresponden a la respuesta de los controladores TLIC y OPSTE-FLC.

Un resumen de los valores más indicativos analizados en este artículo en cada uno de los eventos de contingencia, se

muestran en la Tabla III. En los tres eventos de contingencia el método OPSTE/BESS de 230 kW promedia: 1519.75 kW de potencia activa inyectada, 59.80 Hz en el nadir de frecuencia y 0.0568 pu/s en el valor máximo absoluto del ROCOF. En el caso del método TLIC/BESS con 230 kW de BESS promedia: 1501.5 kW de potencia inyectada por evento de contingencia, un nadir de frecuencia de 59.8 Hz y 0.0571 pu/s como valor máximo absoluto de ROCOF. Finalmente, en el caso del método OPSTE-FLC/BESS con 120 kW promedia: 1585.96 kW de potencia activa inyectada, 59.86 Hz en el nadir de frecuencia y 0.056 pu/s en el valor máximo absoluto del ROCOF.

Una de las limitaciones de esta investigación es el modelo simplificado de batería utilizado en el sistema BESS, que puede ser una oportunidad para realizar un estudio comparativo entre diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. Los resultados presentados se limitan a simulaciones, lo que también puede representar una oportunidad para aportar al estado del arte con experimentos de laboratorio. Finalmente, al obtener un resultado favorable de reducción de potencia total necesaria de un BESS, se puede complementar el estudio con un análisis de costos, para determinar cuál es el beneficio económico de este aporte.

En cuanto a la distinción entre potencia nominal y capacidad de energía, la contribución principal de este estudio se refiere a la reducción de la potencia nominal del BESS (capacidad del inversor, en kW). El análisis de dimensionamiento analítico presentado en la Sección III-F cuantifica adicionalmente los requerimientos de capacidad de energía en  $E_p^{(1)} \approx 592$  kWh para el caso OPSTE y TLIC y  $E_p^{(1)} \approx 568$  kWh para el caso OPSTE-FLC, confirmando que la reducción en la potencia nominal del BESS se traduce en un aumento de la duración de almacenamiento efectiva (de 155 a 284 min), aspecto relevante para el diseño del banco de baterías. Finalmente, la reducción del 47.7 % en la potencia del BESS se establece mediante la comparación directa entre las configuraciones de 230 kW y 120 kW; una búsqueda sistemática sobre valores intermedios constituye un trabajo futuro.

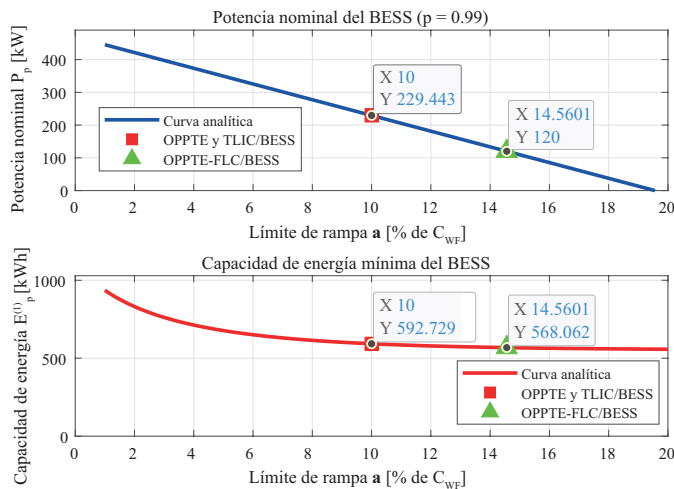


Fig. 6. Dimensionamiento analítico del BESS. (Superior) Potencia nominal  $P_p$  en función del límite de rampa  $a$ . (Inferior) Capacidad de energía mínima  $E_p^{(1)}$  en función de  $a$ .

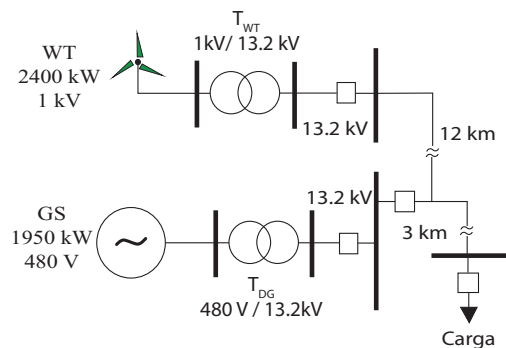


Fig. 7. Sistema de potencia aislado utilizado en las simulaciones, compuesto por un parque eólico de 2400 kW y el BESS conectados en paralelo a la barra principal; tres generadores síncronos equivalentes de 1950 kW en total como fuente de inercia de referencia; y una carga estática nominal de 2 MW.

**TABLA III**  
RESUMEN DE POTENCIA ACTIVA INYECTADA, NADIR DE FRECUENCIA, MÁXIMO |ROCOF| Y SOC DE MÉTODOS DE CONTROL INERCIAL/BESS

Eventos de contingencia	Potencia activa inyectada [kW]			Nadir de frecuencia [Hz]			Máximo  ROCOF  [pu/s]			SOC promedio [%]
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
OPPTE/BESS 230 kW	1574.79	1422.84	1561.61	59.7438	59.8147	59.8451	0.0748677	0.0581989	0.0375963	45.17
TLIC/BESS 230 kW	1587.65	1313.30	1603.56	59.7438	59.8112	59.8499	0.0756646	0.0582003	0.0376203	44.52
OPPTE-FLC/BESS 120 kW	1594.59	1416.34	1746.94	59.8291	59.8725	59.9033	0.0717108	0.0600988	0.0505726	43.43

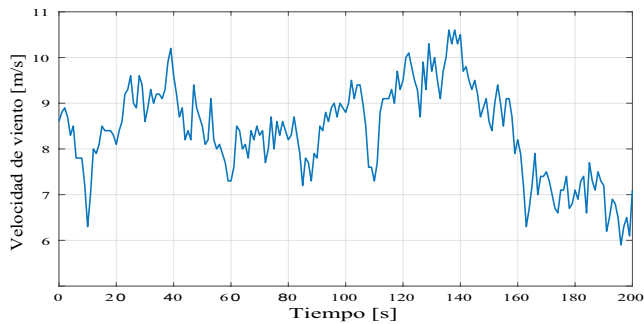


Fig. 8. Serie temporal de velocidad de viento utilizada en las simulaciones, obtenida de [12]. El perfil abarca 200 s con velocidades variables entre aproximadamente 5 y 11 m/s.

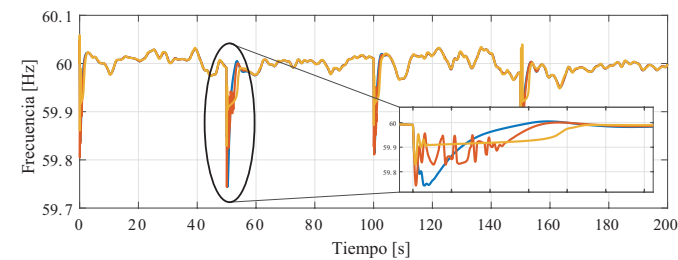
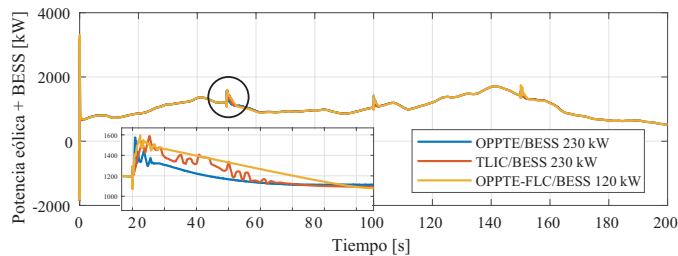


Fig. 9. Resultados de simulación bajo régimen de velocidad de viento variable.

**VI. CONCLUSIONES**

Este artículo analiza el impacto de la implementación de estrategias de control avanzadas, enfocadas en el control inercial de turbinas eólicas, en la potencia requerida de un sistema de almacenamiento de energía que actúa como soporte de frecuencia en sistemas de potencia con una alta penetración de generación eólica. Los resultados obtenidos muestran que el método OPPTE, en combinación con un controlador difuso y un sistema BESS, mejora significativamente la respuesta inercial del aerogenerador, contribuyendo a ampliar la capacidad de regulación de frecuencia del sistema eólico frente a eventos de contingencia, tales como incrementos escalonados

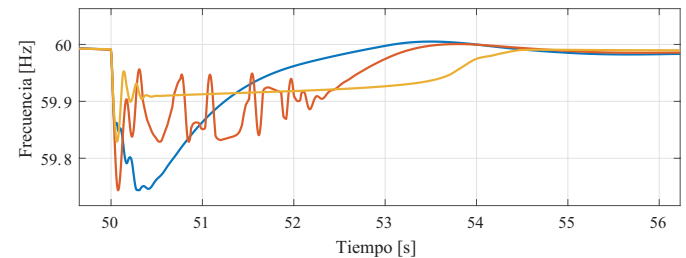
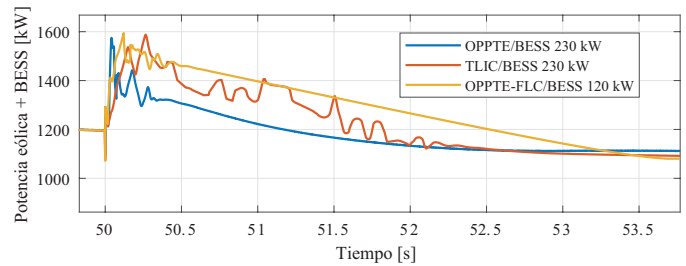


Fig. 10. Zoom al primer evento de contingencia (+20% de carga nominal).

de la carga conectada a la red eléctrica, en comparación con el método OPPTE convencional y el método TLIC. Los resultados de las simulaciones evidencian que en términos de potencia activa inyectada a la red, el modelo OPPTE-FLC tiene una respuesta similar al modelo OPPTE convencional, pero con la mitad de la potencia total necesaria del BESS.

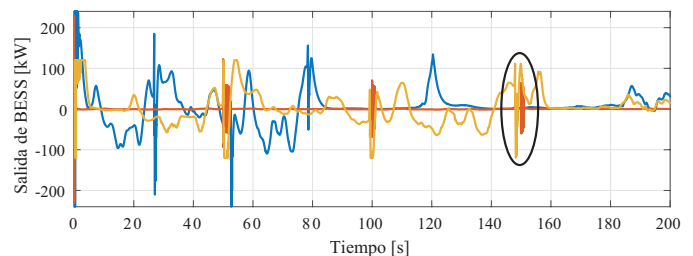
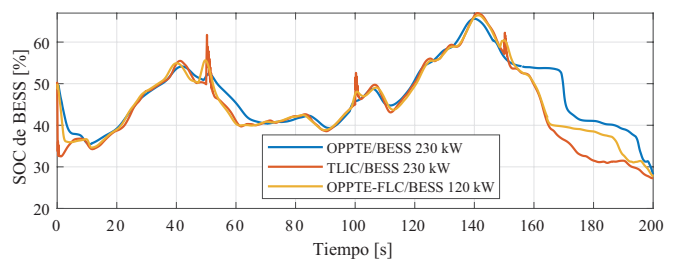


Fig. 11. Señales de SOC y potencia de salida del BESS para los diferentes métodos de control inercial.

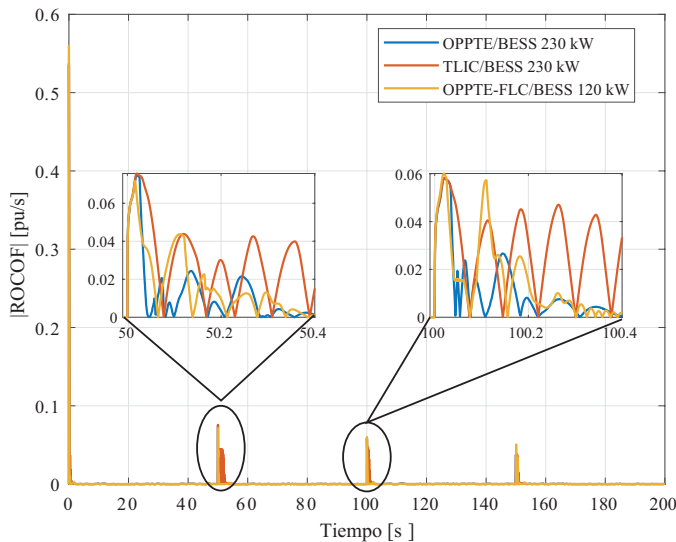


Fig. 12. Dinámica del ROCOF para los diferentes métodos de control inercial.

Complementariamente, el análisis de dimensionamiento basado en la teoría de probabilidad [20] determina requerimientos mínimos de  $E_p^{(1)} \approx 592$  kWh para el sistema OPTE y TLIC/BESS y  $E_p^{(1)} \approx 568$  kWh para el sistema OPTE-FLC/BESS, con duraciones efectivas de almacenamiento de 155 y 284 min, respectivamente. Este resultado evidencia que la reducción en la potencia nominal del BESS no implica una disminución equivalente en la capacidad de energía, sino un aumento en la duración de almacenamiento efectiva, con implicaciones directas en el diseño del sistema.

Esta investigación abre nuevas oportunidades de estudio al considerar modelos más específicos y detallados de tecnologías de almacenamiento de energía, tales como baterías de litio, plomo-ácido, baterías de flujo redox de vanadio y supercapacitores, así como la realización de un análisis comparativo que permita identificar la tecnología más adecuada para este caso particular. Adicionalmente, este trabajo puede complementarse con un análisis económico, debido a la reducción de un 47.7% en la potencia total requerida del sistema BESS para el caso de OPTE-FLC.

Finalmente, el presente estudio es de naturaleza exclusivamente basada en simulaciones; la validación experimental mediante ensayos de laboratorio o *hardware-in-the-loop* (HIL) constituye una línea de trabajo futuro de interés.

#### AGRADECIMIENTOS

Este manuscrito es resultado del Programa de Doctorado en Recursos Naturales Renovables ofrecido por la Universidad de Cuenca y la Universidad del Azuay. B.L. agradece a la Universidad de Cuenca por financiar su doctorado.

#### REFERENCIAS

[1] Prajzencanc, P. & Kreisler, C. "A review of new technologies in the design and application of wind turbine generators." *Energies*, vol. 18, no. 15, pp. 4082, 2025, doi: 10.3390/en18154082.

[2] Long, F. "A Review on the Development of Wind-Storage Combined Systems in Power System Frequency Regulation," *Science And Technology Of Engineering, Chemistry And Environmental Protection*, vol. 1, no. 4, 2025, doi: 10.61173/g4p8n520

[3] WWEA. "WWEA Half-year Report 2025: Global Wind Power Growth Accelerates in the First Half of 2025," 10 November 2025, [Online]. Available: <https://wwindea.org/HYR2025?>

[4] Glover, J., Sarma, M., Overbye, T. & Padhy, N. "Power system analysis and design," Cengage Learning Stamford, CT, USA, 2012, ISBN: 130588695X.

[5] Alam, M., Chowdhury, T., Dhar, A., Al-Ismail, F., Choudhury, M., Shafullah, M., Hossain, M., Hossain, M., Ullah, A. & Rahman, S. "Solar and wind energy integrated system frequency control: A critical review on recent developments," *Energies*, vol. 16, no. 2, pp. 812, 2023, doi: 10.3390/en16020812.

[6] Loza, B., Minchala, L., Ochoa-Correa, D. & Martinez, S. "Grid-friendly integration of wind energy: A review of power forecasting and frequency control techniques," *Sustainability*, vol. 16, no. 21, pp. 9535, 2024, doi: 10.3390/su16219535.

[7] United Nations Development Programme. "Affordable and clean energy," United Nations Development Programme, [Online]. Available: <https://www.undp.org/sustainable-development-goals/affordable-and-clean-energy>.

[8] Hu, Y., Wang, C. & Zou, X. "Frequency regulation for high wind penetration power system based on ocean predator algorithm considering storage battery state," *Energies*, vol. 18, no. 3, pp. 671, 2025, doi: 10.3390/en18030671.

[9] Jiang, Y., Wang, C., Xiao, L., Yu, D. & Zhang, X. "Wind/storage coordinated control strategy based on system frequency regulation demands," *Energy Reports*, VOL. 11, pp. 1551-1559, 2024, doi: 10.1016/j.egy.2024.01.002.

[10] Ochoa, D. & Martinez, S. "Fast-frequency response provided by DFIG-wind turbines and its impact on the grid," *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 32, no. 5, 4002-4011, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2636374.

[11] Gu, W., Chen, Z., Li, Q., Yin, M., Li, Q. & Zou, Y. "Torque limit-based inertial control method based on delayed support for primary frequency control of wind turbines," *Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 561-570, 2023, doi: 10.35833/MP-CE.2022.000773.

[12] Loza, B., Minchala, L., Ochoa-Correa, D. & Arévalo-Cordero, P. "An Adaptive Inertial Control Strategy for Wind Turbines via Fuzzy Logic and OPTE Integration," *Technologies*, vol. 13, no. 12, pp. 547, 2025, doi: 10.3390/technologies13120547.

[13] Boyle, J., Littler, T. & Foley A. "Coordination of synthetic inertia from wind turbines and battery energy storage systems to mitigate the impact of the synthetic inertia speed-recovery period," *Renewable Energy*, vol. 223, pp. 120037, 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.120037.

[14] Shu, H., Dong, H., Wang, G., Chen, J., Shi, B. & Tang, Y. "Wind-storage coordinated control strategy for inertia enhancement of high ratio renewable energy power systems," *Journal Of Energy Storage*, vol. 97, pp. 112998, 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.112998.

[15] Duan, J., Zhang, Y., Li, Z., Tao, J. & Wang, J. "Fast frequency response strategy for wind-storage systems based on improved torque limit control under energy perspective," *Journal Of Energy Storage*, vol. 111, pp. 115406, 2025, doi: 10.1016/j.est.2025.115406.

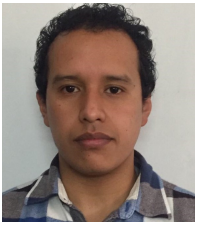
[16] Ullah, K., Basit, A., Ullah, Z., Albogamy, F. & Hafeez, G. "Automatic generation control in modern power systems with wind power and electric vehicles," *Energies*, vol. 15, no. 5, pp. 1771, 2022, doi: 10.3390/en15051771.

[17] Long, Q., Celna, A., Das, K. & Sørensen, P. "Fast frequency support from hybrid wind power plants using supercapacitors," *Energies*, vol. 14, no. 12, pp. 3495, 2021, doi: 10.3390/en14123495.

[18] Waskito, F., Wijaya, F. & Firmansyah, E. "Review of Virtual Inertia Based on Synchronous Generator Characteristic Emulation in Renewable Energy-Dominated Power Systems," *Electricity*, vol. 6, no. 4, pp. 69, 2025, doi: 10.3390/electricity6040069.

[19] Mendieta, M., Minchala, L. & Probst, O. "Minimization of energy storage requirements in wind farms by controlling the state of charge of a battery bank," *2022 IEEE Sixth Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, pp. 01-06, 2022, doi: 10.1109/ETCM56276.2022.9935759.

[20] Probst, O. "Sizing of energy storage systems from first principles," *Journal Of Renewable And Sustainable Energy*, vol. 17, no. 1, pp. 014102, 2025, doi: 10.1063/5.0231955.



**Brian Loza** received the B.S.E.E degree in electronics and telecommunications engineering from the Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador, in 2017 and the M.S. degree in engineering sciences from Tecnológico de Monterrey, Monterrey, México, in 2019. Currently, he is pursuing his Ph.D. degree in Renewable Natural Resources, offered by Universidad de Cuenca and Universidad del Azuay. His research interests are renewable energies integration, wind turbine, power electronic and process control.



**Luis I. Minchala** received a B.S.E.E. degree in electronics from the Salesian Polytechnic University, Cuenca, Ecuador, in 2006 and the M.S. and Ph.D. degrees in control engineering from Tecnológico de Monterrey, Monterrey, México, in 2011 and 2014, respectively. From the summer of 2012 to the summer of 2013, he was a Visiting Scholar at Concordia University, Montreal, QC, Canada. Between 2017-2018, he was a Postdoctoral Fellow at Tecnológico de Monterrey in the Climate Change Research Group. From 2020 to 2023, he was a full-time

researcher with the Department of Mechatronics, Tecnológico de Monterrey, Campus Guadalajara. Currently, Dr. Minchala is with the Department of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications at Universidad de Cuenca. Dr. Minchala has authored and co-authored more than 90 indexed publications, including journal articles, conference proceedings, book chapters, and a book. His research interests are fault-tolerant control applied to energy systems, robotics, automation, and process control.