



REVISTA INGENIO

Impacto de Fuentes Renovables en la Frecuencia del Sistema de Potencia

Impact of Renewable Sources on the Power System Frequency

Jorge Guillermo Calderón Guizar |  Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias Análisis de Redes (México)

Recibido: 17/10/2025
Recibido tras revisión: 30/10/2025
Aceptado: 5/11/2025
Publicado: 28/1/2026

PALABRAS CLAVE

Fuentes renovables, frecuencia del sistema de potencia, generación síncrona.

RESUMEN

Con el propósito de reducir el impacto ambiental provocado por el uso de combustibles fósiles para generar energía eléctrica, la integración masiva de fuentes de generación renovable, eólica y fotovoltaica, en los sistemas eléctricos de potencia es la alternativa dominante a nivel mundial tanto para satisfacer el incremento natural de la demanda como para reemplazar las fuentes de generación síncrona o generación convencional. Una característica de estas fuentes de generación renovable es la nula inercia rotacional que aportan al sistema eléctrico comparadas con las fuentes de generación síncrona, lo que causa una pérdida de robustez en los sistemas de potencia. Esto provoca que la frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia actuales sea más sensible a las contingencias normales que ocurren en su operación diaria. El presente artículo muestra de manera clara como el desplazamiento de generación síncrona por generación fotovoltaica provoca que ante una pérdida de generación en el sistema eléctrico la caída de frecuencia sea más drástica comparada con el caso en que la demanda se satisface solo con generación síncrona.

KEY WORDS

Renewable sources, power system frequency, synchronous generation.

ABSTRACT

Aiming to reduce the negative impact on the environment caused by the use of fossil fuels for electricity generation, the electric industry worldwide is incorporating renewable sources, mainly wind and photovoltaic power plants, to satisfy the natural increase on the electricity demand and as a replacement of synchronous generating sources. As a result, of this massive incorporation of wind and photovoltaic power plants, the power systems are becoming less robust due to the null rotational inertia contribution to the system by these type of sources. Thus, the frequency in nowadays power systems is more sensitive to the contingencies that usually occur during the daily operation of the system. This paper reports the impact on the system's frequency due to a loss of generation when photovoltaic power plants replace synchronous generation power plants. The results show clearly how the replacement of synchronous generation by photovoltaic power plants results in a higher frequency drop.

1. INTRODUCCIÓN

Se estima que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial en el 2024 fue de un 4.3%, un incremento aproximado del 1.8% mayor que el experimentado durante el 2023. Mientras que la generación de electricidad a nivel mundial durante el 2024 superó los 1200 TWh, aproximadamente el 75% de dicha generación está asociada con fuentes de energía renovables y se

considera que las centrales fotovoltaicas contribuyeron con 480 TWh [1]. En el pasado, el crecimiento de la generación de energía eléctrica para satisfacer el incremento natural de la demanda se asociaba con un aumento de generadores síncronos interconectados al sistema eléctrico de potencia [2]. Sin embargo, la tendencia actual de privilegiar la interconexión de fuentes de energías renovables sobre las fuentes de generación convencional [3, 4] provoca una

reducción en la inercia rotacional de los sistemas eléctricos de potencia [5] tornándolos menos robustos debido a que las fuentes de energía renovables son interconectadas al sistema de transmisión a través de dispositivos de electrónica de potencia. Como consecuencia de la reducción en la inercia rotacional de los sistemas eléctricos de potencia actuales, la capacidad de estos para mantener la frecuencia del sistema dentro de límites operativos adecuados, ante la ocurrencia de contingencias típicas durante su operación diaria, ha disminuido también. Lo cual a su vez ha provocado, que la rapidez de cambio de la frecuencia (RoCoF) por sus siglas en inglés (Rate of Change of Frequency) sea incrementado [6, 7], ocasionando que los operadores del sistema tengan que realizar acciones cada vez más complejas a fin de mantener la operación estable del sistema [7]. Esto es, la frecuencia en sistemas con una participación importante de fuentes de generación fotovoltaica y eólica sea más sensible y experimente desviaciones mayores durante una contingencia con respecto al comportamiento que exhibe ante la misma contingencia si el sistema opera con una nula participación de este tipo de fuentes de generación.

El objetivo de este trabajo, es presentar de manera clara la pérdida de robustez de los sistemas eléctricos de potencia cuando fuentes de energías renovable como la fotovoltaica desplazan centrales de generadores síncronos en un sistema eléctrico de potencia. Para lograr este propósito se utiliza una versión modificada del sistema de prueba de 9 buses y 3 generadores [8]. Los resultados que se reportan se obtuvieron haciendo uso del demo del software PowerWorld [9].

2. METODOLOGÍA

2.1. FUNDAMENTO TEÓRICO

Desde el punto de vista de la física, el concepto de inercia se interpreta como la característica o propiedad inherente a un objeto que evita se modifique su condición de reposo o movimiento, si su condición inicial no es modificada por una acción o fuerza externa. Esto es, la tendencia natural de un objeto a permanecer en su condición inicial de reposo o movimiento.

2.1.1 Inercia en el Sistema de Potencia

En el sistema eléctrico de potencia la principal fuente de inercia se asocia con las masas rotatorias de las diversas componentes que en él existen. Por ejemplo, los rotóres de los generadores síncronos, de las turbinas de dichos generadores y de los motores. El término inercia en un sistema de potencia se vincula con la energía almacenada en las masas rotatorias del sistema y esta energía cinética almacenada resulta imprescindible para atenuar las desviaciones de frecuencia en el sistema cuando ocurren eventos o contingencias que provocan desbalances entre la demanda y generación del sistema. Se incrementa entonces la capacidad de generación convencional sincronizada al sistema de potencia mayor será la capacidad de este para almacenar energía cinética, lo cual le permitirá, en condiciones de contingencia, experimentar desviaciones importantes en la frecuencia.

2.1.2 Ecuación de Oscilación del Generador Síncrono

Esta ecuación relaciona el movimiento del rotor del generador con el campo magnético del estator del generador síncrono. Es una ecuación diferencial no-lineal de segundo orden y vincula la constante de inercia del generador con las potencias mecánica y eléctrica del mismo. Una expresión típica de la ecuación de oscilación, es la siguiente que se muestra a continuación;

$$J \omega_m = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 2H \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 2H \frac{d\omega_e}{dt} = P_m - P_e \quad (1)$$

Donde;
 J es el momento de inercia de todas las masas rotatorias acopladas al rotor.
 ω_m es la velocidad angular mecánica del rotor.

M es la velocidad angular eléctrica del rotor.
 H es el momento angular del rotor a velocidad nominal.
 δ es la constante de inercia del generador.

P_m es la potencia mecánica.
 P_e es la potencia eléctrica.

El sistema eléctrico de potencia consta de varios generadores síncronos, por lo que resulta conveniente conocer la inercia equivalente del sistema en función del número de generadores sincronizados al sistema. Una manera de estimar el valor de la inercia equivalente del sistema es mediante el uso de la Ecuación 2 [10];

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (2)$$

Donde;
 H_{eq} es la constante de inercia equivalente total del sistema de potencia.
 H_i es la constante de inercia del i-ésimo generador sincronizado al sistema de potencia.

S_i es la capacidad nominal del i-ésimo generador sincronizado al sistema de potencia.
 n es el número de generadores sincronizados al sistema de potencia.

La frecuencia del sistema eléctrico de potencia se asume como una variable global del sistema. Sin embargo, es el promedio de las frecuencias asociadas con cada uno de los generadores sincronizados al sistema. Esto es, durante la ocurrencia de un disturbio en el sistema de potencia este opera de manera asíncrona provocando que existan

distintos valores de frecuencia en diferentes zonas o áreas del sistema.

La ecuación 1, permite deducir que el comportamiento de la velocidad angular eléctrica o frecuencia es dependiente del balance entre la potencia mecánica suministrada por el primo-motor al generador y la potencia eléctrica que el generador entrega al sistema de potencia. Luego entonces, se infiere que el comportamiento de la frecuencia del sistema de potencia es resultado del balance o desbalance entre los totales de la demanda y generación del sistema en cada instante de tiempo.

Con el propósito de evaluar en forma cualitativa el efecto de reemplazar generadores síncronos por centrales fotovoltaicas, resulta conveniente considerar una representación matemática simplificada del sistema eléctrico de potencia en la que la dependencia entre la frecuencia del sistema y el balance entre la demanda y generación del sistema se exprese de manera explícita. Esta representación simplificada del sistema de potencia, agrupa a todas las fuentes de generación en una sola fuente y todas las cargas eléctricas del sistema en una sola demanda. La constante de inercia equivalente de la fuente se determina usando la Ecuación 2. Luego entonces, la relación matemática que describe la dinámica de esta representación aproximada del sistema está dada por la Ecuación 3.

$$\frac{d\omega_{sys}}{dt} = 2\pi \frac{df_{sys}}{dt} = \frac{1}{2H_{eq}} (P_G - P_D) \quad (3)$$

Donde;

ω_{sys} es la velocidad angular eléctrica del sistema.

f_{sys} es la frecuencia eléctrica del sistema.

P_G es la generación total del sistema.

P_D es la demanda total del sistema.

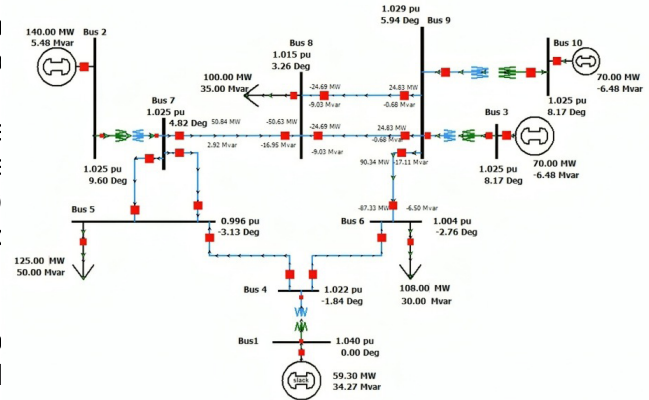
El análisis de la ecuación 2 permite deducir fácilmente que entre menor sea el número y capacidad de los generadores síncronos conectados al sistema de potencia, menor será la inercia equivalente total del sistema. Mientras que el análisis de la ecuación 3 revela que entre menor sea el valor de la inercia equivalente del sistema la rapidez de cambio de la frecuencia (RoCoF) del sistema será mayor ante un desbalance entre la demanda y generación del sistema.

2.2. MÉTODO Y CASOS DE ESTUDIO

Con el propósito de hacer énfasis en el impacto que tiene el reemplazar unidades de generación síncrona por centrales de generación fotovoltaica sobre el comportamiento de la frecuencia en el sistema eléctrico de potencia, ante la ocurrencia de contingencias comunes, durante la operación diaria de estos, se compara el comportamiento de la frecuencia del sistema cuando el total de la generación del sistema de prueba, cuya topología y condición de operación se muestran en la Fig. 1, es suministrada por generadores síncronos contra el comportamiento que exhibe la frecuencia cuando la central convencional conectada al bus 2, aproximadamente el 41.2 % de la generación total, se reemplaza por una central fotovoltaica.

que exhibe la frecuencia cuando la central convencional conectada al bus 2, aproximadamente el 41.2 % de la generación total, se reemplaza por una central fotovoltaica.

Fig. 1. Diagrama unifilar y condición de operación del sistema de prueba



2.2.1. Caso de estudio 1

En este caso de estudio la demanda total del sistema es suministrada por centrales de generación que contienen únicamente generadores síncronos y las protecciones por baja frecuencia en las cargas se encuentran deshabilitadas. La contingencia considerada es la pérdida súbita de la generación conectada al bus 3.

2.2.2. Caso de estudio 2

Al igual que en el caso de estudio 1, la demanda total del sistema es suministrada por centrales de generación que contienen únicamente generadores síncronos, las protecciones por baja frecuencia en las cargas se encuentran deshabilitadas y operan de la siguiente manera: si la frecuencia en cada centro de carga permanece por debajo de los 59.4 Hz durante al menos 15 ciclos se desconecta el 10% de la demanda y si la frecuencia permanece por debajo de los 59.2 Hz durante al menos 15 ciclos se desconecta un 20% adicional de la demanda, con el propósito de mitigar la caída de la frecuencia del sistema provocada por la contingencia. La contingencia considerada es la pérdida súbita de la generación conectada al bus 3.

2.2.3. Caso de estudio 3

En este caso de estudio la central de generación conectada al bus 2 es del tipo fotovoltaico y el resto de las centrales contienen únicamente generadores síncronos y las protecciones por baja frecuencia en las cargas se encuentran deshabilitadas. La contingencia considerada es la pérdida súbita de la generación conectada al bus 3.

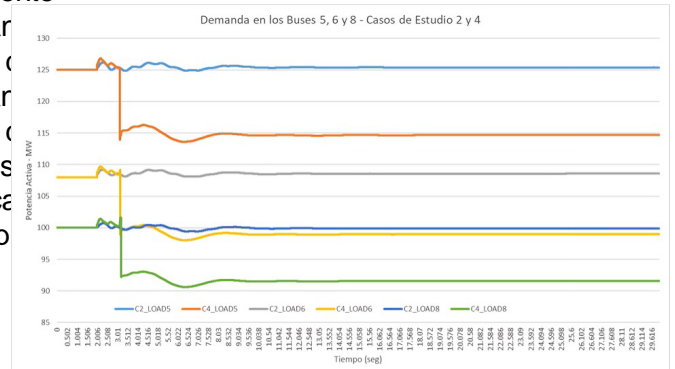
2.2.4. Caso de estudio 4

Al igual que en el caso de estudio 2, la central de generación conectada al bus 2 es del tipo fotovoltaico y el resto de

centrales de generación contienen únicamente generadores síncronos, las protecciones por baja frecuencia en las cargas se encuentran habilitadas y operan de la siguiente manera: si la frecuencia en cada centro de carga permanece por debajo de los 59.4 Hz durante al menos 15 ciclos se conecta el 10% de la demanda y si la frecuencia permanece por debajo de los 59.2 Hz durante al menos 15 ciclos se conecta un 10% adicional de la demanda, con el propósito de mitigar la caída de la frecuencia del sistema provocada por la contingencia. La contingencia considerada es la pérdida súbita de la generación conectada al bus 3.

Fig. 3.

Comportamiento de la demanda eléctrica en los buses 5, 6 y 8



3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados más relevantes que permiten identificar de manera clara el impacto que tiene la reducción de la inercia equivalente del Sistema eléctrico de potencia como resultado del reemplazo de centrales de generadores síncronos por centrales fotovoltaicas se muestran en las gráficas a continuación.

Las Fig. 4 y Fig. 5 muestran el comportamiento de la potencia que entregan al sistema las centrales generadoras de los casos de estudio 2 y 4 respectivamente.

Se muestra el comportamiento de la frecuencia, la demanda de los centros de carga la potencia de generación de las centrales del sistema de prueba considerado. A partir del comportamiento de la frecuencia en el bus 8 mostrado en la Fig. 2, para todos los casos de estudio simulados cuando todas las centrales en el sistema contienen únicamente generadores síncronos (casos de estudio 1 y 2) el mínimo valor que alcanza la frecuencia después de ocurrir la contingencia es mayor que cuando la central síncrona conectada al bus 2 es reemplazada por una central de generación fotovoltaica (casos de estudio 3 y 4).

Fig. 2.

Frecuencia en el bus 8 – Casos de Estudio 1, 2, 3 y 4

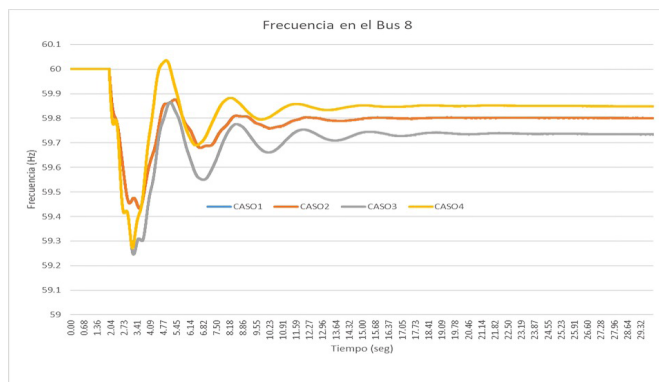


Fig. 4.

Potencia que entregan al sistema las centrales generadoras – Caso de estudio 2

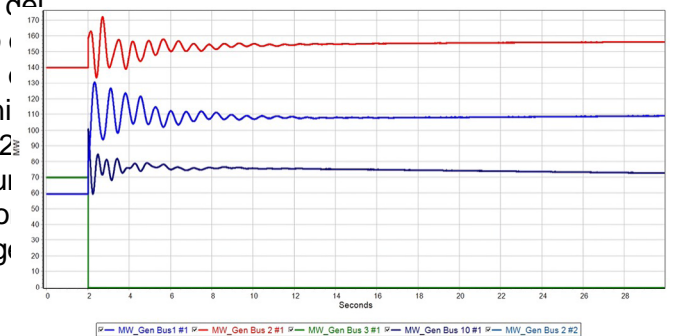
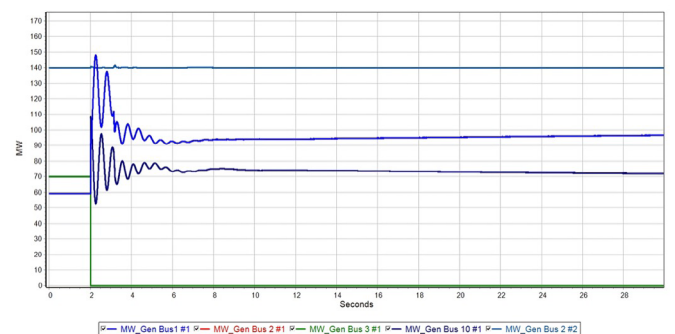


Fig. 5.

Potencia que entregan al sistema las centrales generadoras – Caso de estudio 4



Se puede observar también que en ninguno de los casos de estudio

1 y 2 la frecuencia alcanza el valor 59.4 Hz que es el valor de activación de la protección de disparo de carga. Sin embargo, en los casos de estudio 3 y 4 la frecuencia permanece por debajo de 59.4 Hz el tiempo suficiente para que opere dicha protección cuando se encuentra activa como en el caso de estudio 4. La Fig. 3 muestra claramente cómo en el mismo instante en que ocurre la pérdida de la central síncrona conectada al bus 2 en el caso de estudio 2 incrementa la magnitud de la potencia que entrega al sistema en el caso de estudio 4. La Fig. 3 muestra claramente cómo en el mismo instante en que ocurre la pérdida de la central síncrona conectada al bus 2 en el caso de estudio 2 incrementa la magnitud de la potencia que entrega al sistema en el caso de estudio 4. La Fig. 3 muestra claramente cómo en el mismo instante en que ocurre la pérdida de la central síncrona conectada al bus 2 en el caso de estudio 2 incrementa la magnitud de la potencia que entrega al sistema en el caso de estudio 4.

reestablecer el balance entre la generación y la demanda en el sistema eléctrico de potencia. Este comportamiento ocurre también con la potencia de las otras centrales que permanecen en operación. Por otro lado, en el caso de estudio 4 esta no experimenta variación alguna en la magnitud de la potencia que entrega al sistema a pesar de la pérdida de generación experimentada por el sistema, como lo muestra la curva asociada con la potencia que entrega la central conectada al bus 3. Mientras que las centrales conectadas a los buses 1 y 10 si incrementan la magnitud de la potencia que entregan al sistema para mitigar el desbalance entre la demanda y generación del sistema eléctrico de potencia.

El incremento en la magnitud de la potencia que las centrales generadoras aportan al sistema eléctrico al ocurrir la contingencia está asociado con la transformación de la energía cinética almacenada en los rotores de los generadores, en energía eléctrica a costa de reducir su velocidad de rotación cuyo efecto se manifiesta como una reducción en la frecuencia del sistema. En los casos de estudio 3 y 4, caída de frecuencia es mayor que en los casos de estudios 1 y 2 porque la central fotovoltaica que reemplaza a la central convencional (generadores síncronos) no tiene la capacidad de almacenar energía cinética ya que por su naturaleza no cuenta con masas rotatorias (inercia) y en consecuencia al momento de ocurrir la contingencia está imposibilitada de incrementar su aportación de potencia al sistema de manera natural como sucede con los generadores síncronos.

4. CONCLUSIONES

Los casos de estudio analizados en el presente trabajo, muestran explícitamente la reducción de la inercia total del sistema eléctrico de potencia se asocia con la pérdida de robustez del mismo para mitigar las desviaciones de la frecuencia resultado de la ocurrencia de alguna contingencia.

Una razón de la reducción de la inercia total en los sistemas eléctricos de potencia es el reemplazo de centrales de generación convencionales (generadores síncronos) por centrales de fuentes renovables, fotovoltaicas en el caso del presente trabajo.

La reducción de la inercia total del sistema provoca desviaciones mayores en la frecuencia cuando se presentan desbalances entre la demanda y generación del sistema y puede provocar la operación de las protecciones de deslastre de carga por baja frecuencia con la consiguiente afectación de usuarios.

Finalmente, en relación con el Demo de PowerWorld utilizado para la simulación de los casos de estudio reportados en el presente trabajo, a pesar de su limitada capacidad para simular redes de gran tamaño es una herramienta útil para la simulación y comprensión del impacto que sobre los sistemas eléctricos de potencia tiene la integración de nuevas tecnologías, ya que el demo-so ware

detalle con el que permite modelar las componentes del sistema de potencia es el mismo que ofrece la versión profesional del mismo.

REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency – Global Energy Review 2025. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b169aa1-bc88-4c96-b828-aaa50406ba80/GlobalEnergyReview2025.pdf>
- [2] C. P. Steinmetz, "Power Control and Stability of Electric Generating Stations", Transactions of the American Institute of Electrical Engineers XXXIX, (1920) no. 2, 1215-1287. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1920.4765322>
- [3] R. P. Jiménez, C. A. Platero, M. E. Sánchez y E. R. Barneto, "Synchronous Condenser for European Grid Code Compliance: A Case Study of a PV Power Plant in Spain", IEEE Access, vol. 11, pp. 54713 – 54723, 2023. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3281532>
- [4] H. Holttinen, J. Kiviluoma, D. Flynn, J. C. Smith, A. Orths, P. B. Eriksen, N. Cutululis, L. Söder, M. Korpås, A. Estanqueiro, J. MacDowell, A. Tuohy, T. K. Vrana y Mark O'Malley, "System Impact Studies for Near 100% Renewable Energy Systems Dominated by Inverter Based Variable Generation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 37, no. 4, July 2022, pp. 3249 – 3258. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3034924>
- [5] S. Gordon, C. McGarry, J. Tait y Keith Bell, "Impact of Low Inertia and High Distributed Generation on the Effectiveness of Under Frequency Load Shedding Schemes", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 37, no. 5, October 2022, pp. 3752 – 3761. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2021.3137079>
- [6] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadic y Á. Molina-García, "Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 115, November 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
- [7] M. I. Saleem, S. Saha, y T. K. Roy, "Inertia Sensitivity Analysis of Power Grids With High Penetration of Renewable Energy Sources", IEEE Transactions on Industry Applications, 61, (2025), no. 4, 5362-5380. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/IAS54023.2022.9940079>
- [8] P. M. Anderson and A. A. Fouad, "Power System Control and Stability", Wiley-IEEE Press, p. 38, 2003. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=5264012>
- [9] PowerWorld Corporation, Demo Software, Disponible en: <https://www.powerworld.com/download-purchase/>

- [10] A. Pepiciello, A. Vaccaro, D. Villacci y F. Milano, "A Method to Evaluate the Inertial Response of Frequency Controlled Converter-Interfaced Generation", 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). Disponible en <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160784>