



Estrategias de Fault Ride Through en fuentes renovables: Revisión bibliométrica y de literatura

Fault Ride Through strategies in renewable energy sources: A bibliometric and literature review

Angel Alberto Ramos Dinza ^I, Amada Gabriela de la Cruz Conte ^I, Orly Ernesto Torres Breffe ^{II}, Julio Espinosa Domínguez ^{III,*}

^I Empresa Eléctrica de la Habana. La Habana, Cuba

^{II} Universidad Tecnológica de La Habana. La Habana, Cuba

^{III} Transilvania University of Brasov. Brasov, Romania

* Autor de correspondencia: julio.dominguez@unitbv.ro

Recibido: 23 de julio de 2025

Aprobado: 2 de septiembre de 2025

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



RESUMEN/ABSTRACT

El aumento de la participación de fuentes renovables de energía (FRE) en los sistemas eléctricos genera retos importantes para garantizar su estabilidad y operación. En este contexto, los códigos de red, en particular el requisito de capacidad de paso por falla (Fault Ride Through, FRT), condicionan el diseño y la estrategia de control de inversores y la operación de plantas renovables. Este trabajo presenta un análisis bibliométrico de 1640 publicaciones indexadas en Scopus (2006–2024) sobre estrategias de FRT aplicadas a FRE y examina, además, el Código de Red Cubano y la implementación del requisito FRT en dicho marco regulatorio. Los resultados evidencian un crecimiento exponencial de la producción científica, predominio de soluciones basadas en controles convencionales y vacíos relevantes en enfoques innovadores. Se identifican técnicas de inteligencia artificial y controles predictivos como líneas prometedoras para mejorar la resiliencia e integración fiable de la generación renovable en redes eléctricas modernas.

Palabras clave: Códigos de red; Fault Ride Through; Fuentes Renovables de Energía; Inteligencia Artificial.

The increased presence of renewable energy sources (RES) in electrical systems presents significant challenges regarding stability and operation. In this context, grid codes, particularly the fault ride-through (FRT) requirement, influence the design and control strategies of inverters, as well as the operation of renewable energy plants. This paper presents a bibliometric analysis of 1640 publications indexed in Scopus from 2006 to 2024 on FRT strategies applied to RES. It also examines the Cuban Grid Code and the implementation of the FRT requirement within that regulatory framework. The results reveal exponential growth in scientific production, a preference for solutions based on traditional controls, and substantial gaps in innovative approaches. Artificial intelligence techniques and predictive controls are identified as promising avenues for improving the resilience of, and reliable integration of, renewable generation into modern electrical grids.

Keywords: Grid Codes; Fault Ride Through; Renewable Energy Sources; Artificial Intelligence.

INTRODUCCIÓN

Las fuentes renovables de energía (FRE) constituyen un componente estratégico en la actual transición energética a nivel mundial [1]. Esta relevancia se fundamenta en la necesidad de mitigar las emisiones de CO₂ asociadas a las centrales generadoras convencionales, cuyas descargas gaseosas ejercen un impacto adverso sobre el medio ambiente [2]. Sin embargo, la integración masiva de FRE en los sistemas eléctricos plantea desafíos técnicos relevantes, entre los que destacan la naturaleza intermitente de la generación [3], la inyección de corrientes armónicas en la red [4], la potencial inestabilidad del sistema eléctrico [5, 6] y las limitaciones tecnológicas y económicas vinculadas al despliegue de sistemas de almacenamiento de energía (EES).

Cómo citar este artículo:

Angel Alberto Ramos Dinza y otros. Estrategias de Fault Ride Through en fuentes renovables: Revisión bibliométrica y de literatura. Ingeniería Energética. Vol. 46(2025): publicación continua. ISSN 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

Entre las implicaciones más críticas de estos desafíos se encuentra la reducción de la inercia rotacional del sistema eléctrico, consecuencia directa del uso generalizado de convertidores electrónicos en la mayoría de las FRE [7, 8]. A diferencia de los generadores síncronos convencionales, cuya masa rotacional asociada al rotor actúa como una fuente de energía cinética capaz de amortiguar perturbaciones y mejorar la estabilidad dinámica, las tecnologías basadas en conversión electrónica carecen de este aporte inercial. Esta disminución de la capacidad de respuesta frente a transitorios compromete la robustez operativa y reduce la resiliencia del sistema eléctrico ante contingencias, configurándose como un desafío prioritario para redes con alta penetración renovable.

La solución a estas problemáticas requiere la implementación de estrategias orientadas a optimizar la flexibilidad operativa de las redes, mejorar la fiabilidad y elevar la calidad de la energía suministrada [9, 10]. Otra alternativa consiste en el empleo de ESS en conjunto con fuentes de generación solar y eólica, los cuales pueden aplicar diversos esquemas de control en los inversores asociados a estas tecnologías [11, 12]. Desde el enfoque del diseño tradicional, los inversores de las FRE incorporan protocolos de protección anti-isla, diseñados para desconectarlos automáticamente ante fallas en la red eléctrica. Esta estrategia de protección responde a la necesidad de evitar sobretensiones en el lado de corriente continua, cuyos picos podrían exceder los límites operativos del equipo y provocar daños irreversibles en los inversores.

Este enfoque era operativamente viable en el pasado, cuando la penetración de las FRE en los sistemas de potencia era reducida. Hoy en día la presencia de generación renovable es cada vez mayor a nivel global y por ello la actualización continua de los códigos de red se ha vuelto fundamental [13, 14]. Estos códigos establecen los requisitos técnicos para garantizar una operación segura y confiable, principalmente mediante la regulación de frecuencia y tensión. En este nuevo paradigma el concepto de Fault Ride-Through (FRT) o capacidad de permanencia en operación durante fallas adquiere notable relevancia. Los requisitos de FRT, especificados mediante diagramas tensión-tiempo [13], incluyen la capacidad de soportar bajas tensiones (Low Voltage Ride-Through, LVRT), altas tensiones (High Voltage Ride-Through, HVRT) y, en algunas normativas, el paso por tensión cero (Zero Voltage Ride-Through, ZVRT) [15, 16].

La capacidad de FRT en inversores de fuentes renovables es fundamental para prevenir desconexiones masivas ante perturbaciones de la red. Entre estas perturbaciones, las caídas de tensión no son solo de las más frecuentes, sino también de las más críticas para la integridad de los inversores [11, 17]. Esta prevalencia convierte al LVRT en una de las capacidades de FRT más investigadas y cruciales para garantizar la estabilidad del sistema. El objetivo principal del LVRT consiste en garantizar que las plantas renovables permanezcan en línea durante un intervalo de tiempo previamente definido en los códigos de red, al tiempo que facilita la inyección controlada de corriente reactiva. Esta inyección estratégica de potencia reactiva provee soporte activo para el restablecimiento de los perfiles de tensión, apoyando así la recuperación del sistema hacia condiciones normales de operación [17, 18].

Aunque existen estudios comparativos sobre la implementación de estos requisitos en distintos códigos de red, la investigación sobre su aplicación en Cuba es limitada, posiblemente debido a la reciente adopción de la normativa nacional. Esta brecha evidencia la necesidad de analizar cómo estas regulaciones pueden adaptarse al contexto energético del país. El presente trabajo analiza la capacidad de FRT establecida en diferentes códigos de red, incluyendo el cubano, con el objetivo de revisar las estrategias de gestión documentadas en la literatura internacional y examinar técnicas emergentes que contribuyan a mejorar la operación y estabilidad de las redes eléctricas.

MATERIALES Y MÉTODOS

Análisis Bibliométrico

Un análisis exhaustivo de la literatura en un campo específico permite identificar el estado actual de la investigación, las tendencias emergentes y posibles direcciones para estudios futuros. Este proceso se fundamenta en la revisión detallada de la producción científica disponible en bases de datos académicas con amplia cobertura. Entre las más especializadas se encuentra Scopus, que recopila publicaciones revisadas por pares y conferencias provenientes de fuentes como IEEE Xplore, ACM Digital Library, ScienceDirect y Springer.

Sin embargo, aunque Scopus es una base de datos clave, no puede considerarse completamente exhaustiva, debido a que algunos estudios pueden quedar excluidos si no están publicados en dicha plataforma. Por ello, se le puede considerar una muestra representativa, pero no necesariamente abarcadora de la totalidad del conocimiento en la materia. Este estudio tiene como objetivo analizar en profundidad las estrategias de FRT utilizadas en diversas FRE para cumplir con los requisitos establecidos por los códigos de red propios de cada país. Para ello, se emplean herramientas de búsqueda avanzada en Scopus, junto con un análisis bibliométrico mediante el software de código abierto VOSviewer. Dado el limitado número de publicaciones científicas en español sobre esta temática, y considerando que la mayoría de las fuentes principales provienen de autores de habla inglesa, se optó por realizar una búsqueda especializada en inglés en la base de datos Scopus.

Para ello, se aplicó el modelo TAK (Title, Abstract, Keywords), utilizando como palabras clave Fault Ride-Through (Capacidad de paso por fallos) y Strategies (Estrategias), asegurando que estuvieran presentes en los títulos, resúmenes o palabras clave definidas por los autores. La búsqueda realizada hasta diciembre de 2024 arrojó un total de 1640 documentos. De estos, el 52.31 % corresponde a artículos en revistas científicas, el 46.40 % a artículos presentados en conferencias, el 1.15 % a artículos de revisión y el 0.12 % a capítulos de libros. La distribución temporal de estas publicaciones evidencia un crecimiento sostenido a partir de 2006 (véase la figura 1 del Anexo). Este incremento refleja la creciente relevancia que ha adquirido el tema a nivel internacional.

A partir de los documentos obtenidos en la búsqueda, se llevó a cabo el análisis bibliométrico utilizando el software VOSviewer, aplicando un análisis de red de coocurrencia. El análisis de coocurrencia, también conocido como análisis de co-palabras, consiste en estudiar las ocurrencias simultáneas de dos términos dentro de un texto, con el fin de identificar la estructura y las temáticas conceptuales dentro de un dominio científico [19]. Este proceso facilita la construcción de matrices de coocurrencia, a partir de las cuales se pueden calcular medidas de similitud que permiten realizar análisis multivariantes, como los análisis de agrupamiento (clustering), que se obtienen mediante VOSviewer [19]. Utilizando el software VOSviewer, se generó un mapa a partir de datos bibliográficos (véase figura 2 del Anexo), estableciendo un mínimo de 25 coocurrencias entre las 6995 palabras claves identificadas en los documentos de la búsqueda exhaustiva.

Como resultado, se obtuvieron 100 palabras claves, organizadas en cinco clústeres dentro de la red representada en la figura 2 del Anexo. La distribución de estos cinco clústeres se presenta a continuación:

- **Clúster verde:** Clúster orientado a "*Control strategy*", "*Wind farms*" y "*Fault ride through*". Este grupo aborda principalmente la integración de la energía eólica en la red eléctrica y la necesidad de cumplir con los códigos de red, sobre todo ante eventos de falla (*fault ride through*). El concepto de *crowbar* se refiere a la estrategia de protección utilizada en generadores de inducción de doble alimentación (DFIG) frente a sobretensiones o cortocircuitos. Además, se presta especial atención a las técnicas de simulación (*computer simulation*) y a los métodos de control (*control strategy*) para cumplir con los requisitos de la red y garantizar su estabilidad.
- **Clúster rojo:** Clúster orientado a "*HVDC power transmission*" y "*Offshore wind power*". En este grupo, la atención se centra en la tecnología HVDC (*High Voltage Direct Current*) como solución para transmitir grandes cantidades de potencia desde parques eólicos marinos (*offshore wind*) hacia la red en tierra. En este punto los convertidores multinivel (*modular multi-level converters*, MMC), son claves para reducir pérdidas y mejorar la calidad de energía en sistemas HVDC. También se estudian las topologías de conversión y los retos técnicos asociados a la instalación y mantenimiento de la infraestructura en ambientes marinos (*offshore*).
- **Clúster amarillo:** El clúster amarillo se centra en la operación y el control de parques eólicos, con especial énfasis en el cumplimiento de *fault ride through*, la adopción de estrategias de protección (*crowbar*) y el cumplimiento de las normativas del código de red. Su importancia radica en que, a medida que crece la presencia de la energía eólica en el sistema eléctrico, resulta crítico garantizar que estas instalaciones ante la ocurrencia de alguna anomalía sean capaces de cumplir con los requerimientos de la red. Este grupo de investigación ofrece soluciones que permiten mejorar la confiabilidad y la resiliencia de los sistemas de potencia con alta penetración de energías renovables.
- **Clúster azul:** (*Estabilidad y Soporte de Tensión*). Se enfoca en el comportamiento global del sistema, la sincronización de fuentes distribuidas, la estabilidad de tensión/frecuencia y la interacción con los códigos de red. Tiene un fuerte componente de control y regulación con la finalidad de asegurar que la red soporte la variabilidad de las renovables y la operación de microrredes.
- **Clúster morado:** (*Distribución y Protección*). Se centra en la red de distribución, la seguridad (ante cortocircuitos y otras fallas) y la fiabilidad. Destaca la automatización de la red, la detección y localización de fallos, y la creciente importancia de las microrredes en el nivel de distribución.

En términos generales, la red bibliográfica revela que las investigaciones recientes se concentran en el análisis de los sistemas eólicos y en su capacidad para mantener la operación frente a fallos en la red. La estrecha relación observada entre las estrategias de control y el comportamiento de dichos sistemas permite inferir que los estudios más actuales sobre la capacidad de soporte de los inversores en condiciones de falla identifican estos aspectos como factores determinantes (figura 2b del Anexo). Si bien existen diversas estrategias aplicadas en las FRE para mitigar las variaciones de tensión, en la actualidad se prioriza la implementación de sistemas de control que cumplan con requisitos propios de cada código de red, debido a su menor complejidad, mayor seguridad y rapidez en la respuesta, lo que contribuye a la estabilidad del sistema de potencia. A partir de estos hallazgos, el análisis de esta revisión de la literatura se enfocará en el estudio de las principales estrategias utilizadas en las FRE para mitigar el impacto del FRT, con el propósito de describir sus características, ventajas y desventajas.

Códigos de red y requerimientos FRT

Los códigos de red establecen un conjunto de condiciones técnicas y requisitos para la conexión de generadores a la red eléctrica. Estos códigos aseguran que las instalaciones de energía renovable operen de manera segura y eficiente, manteniendo la estabilidad y calidad del suministro eléctrico.

A su vez incluyen especificaciones sobre la capacidad de respuesta ante fluctuaciones de tensión y frecuencia, así como las directrices para la gestión y distribución de la energía generada. Uno de los aspectos más importantes del código de red es el FRT [20], que garantiza que las FRE puedan seguir operando durante y después de fallos temporales en la red. Los códigos de red garantizan una integración exitosa y confiable de estas tecnologías en la red eléctrica, promoviendo un suministro sostenible y resiliente. El FRT es una característica esencial en los códigos de red para sistemas de energía renovable. Su objetivo es garantizar que las instalaciones de generación, como parques eólicos y plantas solares, puedan resistir y superar fallos transitorios en la red eléctrica sin desconectarse [21]. Esta capacidad es crucial para mantener la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, especialmente con la creciente integración de fuentes renovables. La característica FRT se describe mediante una curva "tensión-tiempo" (figura 1), que define la inmunidad mínima de los generadores renovables durante estas perturbaciones.

Dónde: V_{lvrt} es la mínima tensión en el punto de conexión, V_{hvrt} es la máxima sobretensión en el punto de conexión, V_{resl} es la tensión después de rebasada la falla, T_{lvrt} es el tiempo mínimo que el inversor debe mantenerse sincronizado durante la baja tensión, T_{resl} es el tiempo de recuperación tras la ocurrencia de la falla y T_{hvrt} es el tiempo mínimo que debe mantenerse sincronizado el inversor durante la sobretensión. Dependiendo del país y las condiciones específicas del SEP, los puntos de estas características FRT pueden variar significativamente [22]. En la tabla 1 del Anexo, se definen los valores necesarios para estas características en varios países, reflejando las diferencias en normativas y condiciones locales. Por ejemplo, en Europa, las regulaciones suelen exigir una alta capacidad de resistencia a fallos para mantener la estabilidad del sistema durante eventos de fallos transitorios [23]. En Estados Unidos, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) proporciona lineamientos que las empresas deben seguir, centrándose en la resiliencia y continuidad del suministro eléctrico.

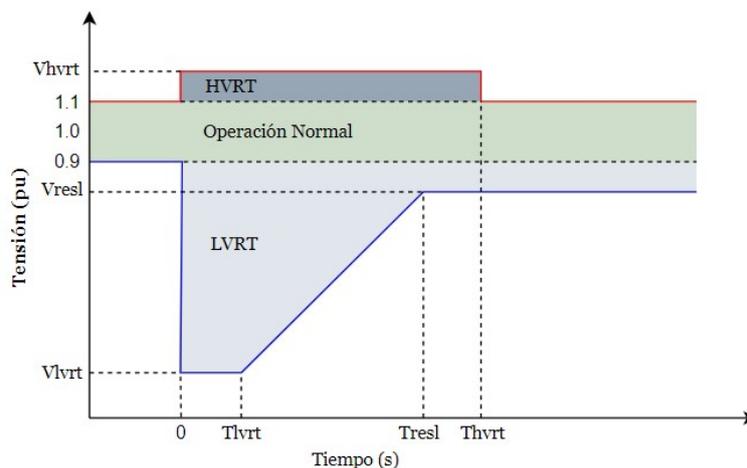


Fig. 1. Característica generalizada de FRT. Fuente: Elaboración propia

En países asiáticos como China e India, las normativas pueden ser estrictas y variadas, pero generalmente también insisten en la importancia de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico ante fallos. La diversidad en los valores de las características FRT refleja las diferentes prioridades y enfoques adoptados por cada país para manejar su sistema eléctrico. Además, en el caso de sistemas aislados, como las islas o comunidades remotas no conectadas a la red principal, las normativas pueden ser aún más específicas y rigurosas. Estos sistemas requieren una mayor independencia y resiliencia debido a su limitada y a veces ausente interconexión [4]. Los códigos de red para sistemas aislados incluyen directrices para la integración de fuentes de energía renovable, almacenamiento de energía y tecnologías de microrredes, asegurando que estos sistemas puedan operar de manera autónoma y estable.

La capacidad de FRT en estos contextos es especialmente importante para garantizar que los generadores renovables puedan soportar perturbaciones sin desconectarse, manteniendo así la estabilidad del suministro eléctrico en entornos aislados. El soporte de corriente reactiva es crucial durante los eventos de FRT, permitiendo que generadores como parques eólicos y plantas solares gestionen las fluctuaciones de tensión en la red eléctrica [5, 24]. Durante una caída de tensión, los generadores inyectan corriente reactiva para elevar la tensión y estabilizar el sistema [25], mientras que en situaciones de sobretensión, absorben corriente reactiva para reducir la tensión y proteger la red. Los requisitos para la inyección y absorción de corriente reactiva varían según las normativas de cada país, asegurando que los generadores respondan adecuadamente a las condiciones dinámicas de la red [24].

Código de red cubano y el requerimiento de FRT

Actualmente, el sistema eléctrico cubano se encuentra en un proceso de transformación de su matriz energética de generación, motivado principalmente por diversos problemas que enfrenta, tales como dificultades en la regulación de la frecuencia, déficit de generación durante los horarios de mayor demanda y el creciente costo de mantenimiento de las centrales de generación [26, 27]. Estas situaciones han impulsado al país a buscar nuevas alternativas que permitan una generación de electricidad más eficiente y sostenible.

En este contexto, a partir del año 2014 se implementó la Política de Desarrollo Prospectivo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía para el período 2014-2030. Estrategia que tiene como objetivo principal promover el empleo de fuentes renovables y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles en la generación eléctrica. Como resultado, se ha puesto en marcha un ambicioso programa que pretende cubrir el 30 % de la demanda eléctrica nacional mediante FRE, aprovechando los abundantes recursos solares y eólicos de la Isla [28, 29].

Sin embargo, la futura incorporación masiva de FRE al sistema eléctrico representa un reto adicional a la hora de mantener el equilibrio entre generación y consumo. La inserción masiva de estas fuentes podría reducir la inercia global del sistema, debilitando la red y dificultando el control de frecuencia, lo cual exigirá ajustes adicionales en la operación de las unidades térmicas en conjunto con las FRE [1]. Frente a este nuevo panorama al cual se enfrenta el SEP cubano, se hace imprescindible el desarrollo e implementación de un código de red flexible que garantice una operación segura y coordinada entre las FRE y las plantas de generación convencional en el sistema eléctrico cubano. Dicho código deberá contener requisitos técnicos de conexión, criterios de gobernanza, protocolos de comunicación y mecanismos de coordinación operativa que permitan la interoperabilidad entre las FRE y las unidades de generación convencional.

El Código de Red Cubano (CRC), especialmente en el contexto de la energía solar, es un tema que ha adquirido relevancia en los últimos años debido al creciente interés por las energías renovables en la Isla. El CRC es un conjunto de normativas y regulaciones que rigen la conexión y operación de las instalaciones eléctricas en Cuba, incluyendo las FRE como la energía solar. Con el creciente interés en la energía solar como fuente alternativa y sostenible, el código de red ha evolucionado para facilitar la integración de estas tecnologías en la matriz energética del país. El diseño del CRC se basa en las principales características del sistema eléctrico y se somete a continuas actualizaciones. Las principales características del CRC están destinadas a permitir un mayor uso de las FRE junto con el funcionamiento estable y seguro de la red eléctrica [30]. En la figura 3 del Anexo, se muestra la característica FRT correspondiente al CRC.

Las dos curvas mostradas en la figura 3 del Anexo, corresponden a la característica de paso por baja tensión y a la característica de paso por alta tensión. La primera, representada en color rojo, describe el tiempo mínimo durante el cual la fuente debe permanecer conectada ante la ocurrencia de un hueco de tensión. En particular, para huecos de tensión de hasta 0.2 p.u., el inversor está obligado a mantenerse en operación durante 0.5 segundos, seguido de un período de recuperación con pendiente de 0.5 segundos hasta alcanzar 1 segundo, momento en el cual la tensión debe llegar a un valor de al menos 0.85 p.u. de la tensión nominal. Por su parte, la curva representada en color verde corresponde a la característica de paso por alta tensión, la cual establece que el inversor debe permanecer conectado aun cuando la tensión alcance valores de hasta 1.2 p.u. durante un intervalo de 1 segundo.

El CRC es un marco regulatorio fundamental que facilita la integración de la energía solar en el sistema eléctrico del país. A medida que Cuba avanza hacia un futuro más sostenible, la energía solar jugará un papel crucial en la diversificación de su matriz energética y en la promoción de un desarrollo más limpio y eficiente. La respuesta del FRT de los inversores de fuentes renovables ante contingencias está considerablemente determinada por la naturaleza de la falla. Entre los distintos tipos de fallas, aquellas que son asimétricas o desbalanceadas además de ser las más frecuentes en los sistemas de potencia, representan el escenario más desafiante y potencialmente perjudicial. Este tipo de fallas provoca la inyección de corrientes de secuencia negativa del parque renovable hacia la red.

Como consecuencia inmediata de la caída de tensión asociada a la falla, el parque disminuye abruptamente la inyección de potencia activa a la red. El exceso de energía desbalanceada generada no puede ser entregada y es almacenada en el enlace de CC, provocando una sobre oscilación en la tensión del capacitor a una frecuencia igual al doble de la fundamental [16, 31]. Estas sobretensiones en el capacitor pueden alcanzar niveles críticos que activan las protecciones contra sobretensión, resultando en la desconexión no deseada del parque, precisamente el evento que las capacidades FRT buscan evitar. Por consiguiente, el desarrollo de las capacidades FRT se enfoca hacia una gestión activa y balanceada de la energía en el enlace de CC durante situaciones de falla. A fin de garantizar la estabilidad operativa del inversor y evitar desconexiones indeseadas. Una de las soluciones más desarrolladas por los investigadores consiste en disipar la energía almacenada en el enlace de CC [32].

Soporte de corriente reactiva ante la ocurrencia de fallas

El soporte de corriente reactiva bajo condiciones de FRT es un tema crucial en sistemas eléctricos, especialmente en aquellos que integran FRE. Este soporte se refiere a la capacidad de los generadores de inyectar corriente reactiva durante fallas en la red, ayudando a estabilizar la tensión del sistema y cumpliendo así con los códigos de red. Los sistemas de generación con inversores tienen limitaciones en la corriente de falla debido a sus componentes electrónicos. Sin embargo, se han desarrollado controles específicos para garantizar que estos sistemas puedan proporcionar el soporte necesario durante condiciones de LVRT. Esto incluye características como la inyección de corriente reactiva para mantener la estabilidad del sistema.

La técnica de inyección de corriente reactiva (ICR) se compone de varios controladores como se muestra en la figura 4 del Anexo. El objetivo principal de la implementación de estos controladores sigue siendo el control de la red eléctrica con técnicas de inyección de corriente durante los fallos en la red [33]. En la tabla 2 del Anexo, se presenta una comparación en cuanto a las ventajas y desventajas de los controladores actuales que utilizan la técnica de ICR. La comparación cubrirá el aspecto de la evaluación de la complejidad, la estabilidad, la robustez y la calidad de la energía.

De acuerdo con el CRC, las plantas que utilicen fuentes de energía renovable deben contribuir al soporte de la tensión de la red. Este soporte se realiza a través de la inyección de corriente reactiva cuando la tensión de secuencia positiva en el punto de acoplamiento común (PCC) desciende por debajo del 90 % de su valor nominal. Por el contrario, cuando la tensión de secuencia positiva supera el 110 % del valor nominal en el PCC, la planta debe realizar absorción de corriente reactiva, tal como se muestra en la figura 5 del Anexo. Cabe destacar que, en el caso de caídas de tensión superiores al 50%, el inversor de la fuente renovable está obligado a suministrar su corriente nominal en forma de corriente reactiva.

Alternativamente, los requerimientos de ICR, establecidos por el código de red cubano, se pueden representar mediante la ecuación (1):

$$I_{qref} = \begin{cases} 0 & \text{si } 10\% \geq V_g > -10\% \\ K(1-V_g)I_n & \text{si } -50\% < V_g < -10\% \\ I_n & \text{si } V_g \leq -50\% \end{cases} \quad (1)$$

Dónde: K es la pendiente igual a 2, V_g es la tensión de la red en p.u., I_n e I_{qref} son la corriente nominal del inversor y corriente reactiva a ser inyectada por el inversor a la red en valores p.u.

Aunque la mayoría de los códigos de red establecen requisitos de inyección de corriente reactiva, no establecen un requisito claro para la inyección de corriente activa. Durante las fallas, los códigos de red permiten el funcionamiento sin salida de potencia activa. Sin embargo, aún se podría entregar potencia activa al sistema de energía si se cumplen los requisitos de inyección de corriente reactiva y no se excede la potencia nominal de los inversores [24].

Principales estrategias de FRT

Para asegurar que las FRE conserven el sincronismo ante fallas en la red, se aplican diversas estrategias que, en términos generales, se agrupan en dos categorías principales: métodos basados en la modificación del control y métodos que incorporan dispositivos externos [14]. En el caso de los métodos basados en la modificación del control, se caracterizan por emplear técnicas de software que no requieren la adición de dispositivos externos al inversor [16, 34]. Dentro de este grupo se incluyen el control vectorial modificado, el control por histéresis y diversas técnicas de control avanzado, entre las que destacan los métodos de inteligencia artificial y los métodos de optimización [32, 35]. Por su parte, los métodos que incorporan dispositivos externos al inversor contemplan el uso de dispositivos de transmisión de corriente alterna flexible (FACTS) [36], circuitos chopper de frenado (BCC) [37], sistemas de almacenamiento de energía (ESS), resistencias de frenado dinámico en serie (SDBR) [38] y limitadores de corriente de falla (FCL) [39].

- **Métodos basados en modificación del control:** En los últimos años, la implementación de sistemas de control avanzados orientados a mejorar la capacidad de paso por falla del inversor se ha consolidado como uno de los enfoques preferidos por la comunidad científica internacional. Estudios como [40], proponen algoritmos que utilizan la capacidad total de corriente del inversor para inyectar potencia activa o reactiva a la red durante las caídas de tensión, contribuyendo así a la mejora del perfil de tensión del sistema eléctrico. En [41], los autores presentan una técnica de paso de baja tensión para convertidores fotovoltaicos conectados a la red utilizando la teoría de energía instantánea. Esta estrategia de control mejora la respuesta dinámica del inversor al calcular en tiempo real, las componentes de corriente activa y reactiva a inyectar, en función de la magnitud de la caída de tensión en la red. En cambio, el trabajo descrito en [42], propone una estrategia de control no lineal fundamentada en la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), aplicada a sistemas fotovoltaicos para cumplir con los requisitos de LVRT.

Esta solución mejora el comportamiento transitorio y la estabilidad del enlace DC durante fallas, manteniendo el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y garantizando el cumplimiento de las exigencias de LVRT. Finalmente, en [35], se introduce un control lógico difuso (FLC) que regula la inserción de potencia activa según la gravedad de la caída de tensión, protegiendo el enlace de CC contra sobretensiones, suprimiendo sobre corrientes transitorias y facilitando la inyección de corriente reactiva.

- **Circuito chopper de frenado:** El circuito chopper de frenado es un método eficaz durante fallos de red, debido a que protege al inversor de la sobretensión causada por un aumento de la tensión del enlace de CC. Esta estrategia se activa al detectarse el fallo [37]. Como resultado, activa un pulso de puerta del IGBT y, a continuación, una resistencia de alta potencia absorbe el excedente de energía producido por un generador fotovoltaico. Los resultados de las investigaciones [37, 43], demuestran que la eficacia del chopper de frenado reside en resolver el problema de sobretensión en el lado de CC del inversor. Sin embargo, esta estrategia se combina con otras para optimizar el rendimiento general del FRT [37, 44].
- **FRT basado en sistemas de almacenamiento de energía:** La mejora de la capacidad de FRT mediante el uso de ESSs ha sido propuesta en diversas investigaciones. Generalmente, los ESS se conectan al enlace de CC a través de un convertidor reductor CC-CC [45]. Ante una falla en la red, estos sistemas absorben el exceso de energía del enlace de CC, ubicado en el lado de corriente continua del inversor, para mitigar el riesgo de sobretensión. Durante este proceso, el ciclo de trabajo del convertidor CC-CC se ajusta para reducir la potencia suministrada por el generador fotovoltaico, evitando así el incremento excesivo de la tensión en el enlace de CC. Una vez superada la falla, la energía almacenada se inyecta nuevamente a la red.
Actualmente, las aplicaciones de ESS en la mejora de la capacidad FRT se centran en los sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS) [46] y SCESS (sistemas de almacenamiento en supercondensadores) [47]. Estos dispositivos contribuyen a la protección del enlace de CC y del inversor durante fallas, evitando daños por sobretensión. No obstante, presentan desventajas relevantes como el alto costo inicial y de mantenimiento, así como posibles fluctuaciones en los parámetros de corriente continua antes y después de la falla.
- **FRT basado en sistemas de transmisión de corriente alterna flexible:** Los dispositivos FACTS se emplean para mantener la conexión entre la red y el sistema fotovoltaico, además de inyectar la potencia reactiva necesaria durante fallas en la red. Esta estrategia también ha sido aplicada en la investigación para mejorar la capacidad de FRT de turbinas eólicas conectadas a la red, mediante la inyección de corriente reactiva y la optimización de la estabilidad de tensión [39]. Por ejemplo, en [36], se analiza la efectividad de implementar dispositivos FACTS, específicamente STATCOM (Compensador Síncrono Estático) y DVR (Restaurador de Tensión Dinámico), para incrementar la capacidad de FRT en generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) empleados en sistemas de conversión de energía eólica (WECS). El estudio también evalúa la respuesta del DFIG frente a un fallo trifásico a tierra y compara los resultados obtenidos con ambos sistemas.
- **FRT basado en el empleo de un convertidor CC-CC entre las celdas fotovoltaicas y el inversor:** Esta configuración se emplea con el objetivo de limitar corrientes y tensiones en el enlace de CC, protegiendo así al inversor. El uso del convertidor CC-CC se fundamenta en un sistema de control que incluye el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) del generador fotovoltaico. Ante la ocurrencia de fallas en la red, se produce un desbalance en el enlace de CC, lo cual puede provocar sobretensiones que deben ser corregidas por el convertidor CC-CC [48, 49]. Sin embargo, en estas condiciones puede presentarse un conflicto con el control MPPT, que no siempre logra corregir los cambios bruscos de tensión en el enlace de CC. Por esta razón, se hace necesario implementar estrategias de control complementarias, capaces de sustituir temporalmente al MPPT durante las fallas, con el fin de mantener estable el enlace de CC y garantizar la continuidad operativa del inversor bajo estas condiciones [48, 49].
- **Otros métodos:** Otras estrategias pueden incrementar de manera efectiva la capacidad de FRT en sistemas fotovoltaicos conectados a la red mediante el uso de dispositivos externos, como la resistencia de freno dinámico en serie (SDBR) y el limitador de corriente de falla (FCL). Para mejorar la capacidad de FRT en microrredes aisladas basadas en inversores, en [37], se propone una técnica de limitación de corriente dinámica, cuya particularidad radica en restringir simultáneamente la tensión y la corriente del inversor mediante un único limitador. Asimismo, en [50], se describe un limitador de corriente diseñado para limitar la sobrecorriente del inversor y, de este modo, mejorar la capacidad de FRT durante condiciones de falla.

Aplicación de la inteligencia artificial a las estrategias de FRT

Las técnicas de inteligencia artificial (IA) y el concepto de FRT están interrelacionados de manera cada vez más significativa en el ámbito de la operación de sistemas eléctricos, especialmente ante el aumento de las FRE y sistemas de generación distribuida. En este ámbito la IA puede desempeñar un papel fundamental en la mejora de la capacidad de FRT mediante diversas aplicaciones innovadoras. Por un lado, la IA puede contribuir al monitoreo y detección de fallas a través de sensores inteligentes que analizan datos en tiempo real [51]. Estos sistemas son capaces de identificar anomalías en el funcionamiento de los generadores, lo que permite una respuesta rápida ante situaciones de riesgo.

A su vez, los algoritmos de aprendizaje automático pueden predecir fallas antes de que ocurran, brindando a los operadores de la red la oportunidad de implementar medidas preventivas y prepararse adecuadamente para mitigar el impacto de dichas fallas. Sin embargo, la implementación de IA en el FRT enfrenta desafíos como la complejidad de los sistemas eléctricos modernos y la necesidad de datos de calidad. A pesar de ello, la combinación de IA y FRT representa una oportunidad emocionante para transformar la forma en que se opera y se gestionan los sistemas eléctricos, garantizando una operación eficiente, estable y sostenible, y contribuyendo a la integración de fuentes de energía renovable.

En términos de control y gestión, la IA puede optimizar los sistemas de control, ajustando el comportamiento del generador durante un evento de FRT para maximizar su rendimiento y minimizar las interrupciones. Por ejemplo, mediante el uso de técnicas de control adaptativo, es posible mejorar la respuesta de los sistemas de energía renovable ante perturbaciones, lo que resulta en una mayor estabilidad del sistema eléctrico. De igual modo, la IA puede ayudar en la gestión de recursos energéticos, asegurando una distribución eficiente de la energía durante y después de una falla, lo que es esencial para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

La literatura especializada recoge diversos estudios que exploran la implementación de técnicas de control basadas en IA para mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos. En [52], se propone la utilización de un compensador estático de reactivo (SVC) con el fin de optimizar el perfil de tensión y la capacidad de LVRT en un parque eólico, mediante la incorporación de un FLC. Por su parte, [53], plantea la aplicación de un FLC orientado a incrementar la capacidad de FRT en sistemas eólicos, empleando algoritmos de optimización para el diseño de las reglas del controlador. De manera complementaria, [54], presenta un limitador de corriente de falla basado en lógica difusa, orientado a fortalecer la capacidad de FRT en parques eólicos. En [55], se describe una propuesta de limitador de corriente de falla de tipo resonancia paralela, gestionado mediante lógica neuro difusa, cuyo objetivo es mejorar la capacidad de FRT en parques eólicos basados en generadores DFIG.

Asimismo, en [56], se desarrolla un controlador difuso destinado a incrementar la capacidad de LVRT en parques eólicos con generadores de imanes permanentes, en conjunto con un sistema de almacenamiento de energía. Finalmente, [14], expone la implementación de un FLC aplicado a un sistema BESS, que contribuye simultáneamente al control de frecuencia y a la mejora del perfil de tensión frente a perturbaciones en la red, a partir de un caso de estudio en Cuba. La aplicación de la IA también se extiende a la simulación y análisis de eventos de falla [51, 57]. A través del modelado predictivo, se pueden simular diferentes escenarios de falla y evaluar la respuesta del sistema ante estas condiciones, proporcionando información valiosa para la mejora continua de la infraestructura eléctrica.

En conclusión, la integración de la IA en los sistemas de energía no solo mejora la capacidad de FRT, sino que también fortalece la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico en un mundo cada vez más dependiente de las FRE [58]. La combinación de estas tecnologías representa una oportunidad significativa para avanzar hacia un futuro energético más seguro, eficiente y sostenible, donde la innovación y la tecnología se alinean para enfrentar los desafíos del siglo XXI.

DISCUSIÓN Y PERSPECTIVAS FUTURAS

Existen desafíos significativos, como la variabilidad en los códigos de red entre diferentes países y la necesidad de tecnologías avanzadas que optimicen la respuesta de los sistemas durante fallos. A futuro, se espera que las investigaciones continúen mejorando las capacidades de FRT a través de innovaciones tecnológicas, estandarización global de requisitos y la integración de IA para una mejor gestión de fallos. La colaboración internacional también será clave para acelerar la adopción de prácticas óptimas y facilitar la transición hacia un sistema energético más confiable y sostenible. En resumen, el FRT no solo es vital para la operación actual de los sistemas eléctricos de potencia, sino que también representa una oportunidad para avanzar hacia un futuro energético más resiliente.

Si bien en la actualidad las estrategias de FRT se orientan principalmente a mantener los generadores conectados a la red durante la ocurrencia de fallas mediante la inyección de corriente reactiva para restablecer el perfil de tensión, diversos estudios sugieren que esta aproximación no siempre resulta la más adecuada en todos los contextos. Investigaciones recientes [59, 60], plantean que la respuesta ante fallas no debería limitarse exclusivamente a la inyección de corriente reactiva, sino que también puede resultar beneficioso maximizar la inyección de corriente activa. Tal enfoque contribuiría a mitigar riesgos de colapsos en cascada, especialmente en sistemas eléctricos caracterizados por una baja inercia.

De manera complementaria, otros trabajos [61, 62], evidencian que la reducción del aporte de potencia activa por parte de las RES durante una falla compromete la estabilidad de la frecuencia del sistema. Asimismo, en [4, 63], se argumenta que, a diferencia de los sistemas interconectados, los sistemas peninsulares —donde la penetración de RES alcanza niveles considerablemente más altos— requieren una adaptación particular de los códigos de red, dado que las normativas vigentes continúan basadas en criterios concebidos para sistemas interconectados.

En consecuencia, estos hallazgos ponen de manifiesto que la prioridad asignada a la inyección de corriente reactiva durante fallas no necesariamente constituye la estrategia más apropiada en todos los escenarios. Esto resulta particularmente relevante en aquellos casos donde la estabilidad de frecuencia o la continuidad operativa del sistema se ven igualmente comprometidas.

CONCLUSIONES

El análisis bibliométrico y la revisión de la literatura realizados evidencian un crecimiento exponencial de la investigación sobre estrategias de FRT aplicadas a las FRE entre 2006 y 2024. Persisten brechas significativas en la validación experimental y en la estandarización de soluciones innovadoras. Las técnicas basadas en IA y en controles predictivos surgen como alternativas prometedoras; sin embargo, requieren mayor investigación para evaluar su robustez, interpretabilidad y costes computacionales. Además, es necesario ampliar los estudios sobre los requisitos FRT establecidos en los distintos códigos de red a nivel mundial y analizar con detalle las estrategias de inyección de corriente reactiva empleadas por los generadores renovables. El examen del CRC muestra que el requisito FRT está contemplado y presenta similitudes con estándares internacionales, aunque exige actualizaciones periódicas para garantizar la estabilidad y operatividad del sistema de potencia. Finalmente, resulta prioritario fomentar investigaciones sobre estrategias adaptativas que integren control de frecuencia y mejora del perfil de tensión ante fallas, especialmente en sistemas aislados.

REFERENCIAS

- [1] Lee, T., *et al.* "A Low-Voltage Ride-Through Technique for Grid-Connected Converters of Distributed Energy Resources". *IEEE Trans Ind Appl.* 2011, vol. 47, p. 1821–1832. ISSN 1939-9367. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5770209/>
- [2] Khan, M., and Kim, J. "Smart Sag Detection and Reactive Current Injection Control for a PV Microgrid under Voltage Faults". *Energies.* 2023. vol. 16, n. 19. ISSN 1996-1073. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/19/6776>
- [3] Zhang, Z., *et al.* "A review of technologies and applications on versatile energy storage systems". *Renew Sustain Energy Rev.* 2021, vol. 148. ISSN 0960-1481. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121005505>
- [4] Rodrigues, G., *et al.* "Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems". *Renew Sustain Energy Rev.* 2016, vol. 53, p. 163–177. ISSN 0960-1481 Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115009107>
- [5] Roopashree, V., *et al.* "A Low-Voltage Ride-Through strategy using fuzzy based controller for 3phase grid connected PV system". 2021 International Conference on Recent Trends on Electronics, Information, Communication & Technology (RTEICT). Bangalore, India, p. 34–37. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9573643/>
- [6] Markovic, U., *et al.* "Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems". *IEEE Trans Power Syst.* 2021, vol. 36, p. 3997–4017. ISSN 1524-9050. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9361257/>
- [7] Vazquez, L., *et al.* "Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030". 10th IFAC Symp Control Power Energy Syst CPES. 2018, vol. 51, p. 522–527. ISSN 2405-8963. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896318334773>
- [8] Heylen, E., *et al.* "Challenges and opportunities of inertia estimation and forecasting in low-inertia power systems". *Renew Sustain Energy Rev.* 2021, vol. 147. ISSN 1364-0321. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121004652>
- [9] Al-Shetwi, A., *et al.* "Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review". *Sol Energy.* 2019, vol. 180, p. 340–350. ISSN 1471-1257. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19300416>
- [10] Liang, X. "Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources". *IEEE Trans Ind Appl.* 2017, vol. 53, p. 855–866. ISSN 1939-9367. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7738432/>
- [11] Radwan, E., *et al.* "Fuzzy Logic Control for Low-Voltage Ride-Through Single-Phase Grid-Connected PV Inverter". *Energies.* 2019, vol. 12. ISSN 1996-1073. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4796>
- [12] Gao, X., *et al.* "A Comparative Study of Grid-Following and Grid-Forming Control Schemes in Power Electronic-Based Power Systems". *Power Electronics and Drives.* 2023, vol. 8, n. 1. ISSN 2543-4292. Disponible en: <https://sciencedirect.com/article/10.2478/pead-2023-0001>
- [13] Hagh, T., and Khalili, T. "A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes". *Int J Energy Res.* 2019, vol. 43, p. 1342–1356. ISSN 1099-114X. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.4247>
- [14] Domínguez, E., *et al.* "Adaptive voltage fault ride-through control of a battery energy storage system according to the cuban grid code". *Energy.* 2025, vol. 360, n. 4. ISSN 1996-1073. Disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2950487225000200>

- [15] Qin, K., *et al.* "Research on Zero-Voltage Ride Through Control Strategy of Doubly Fed Wind Turbine". *Energies* 2021, vol. 14. ISSN 1996-1073. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/8/2287>
- [16] Yuan, L., *et al.* "Development of HVRT and LVRT Control Strategy for PMSG-Based Wind Turbine Generators". *Energies*. 2020, vol. 13. ISSN 1996-1073. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/20/5442>
- [17] Domínguez, E., *et al.* "Enhancing the Control of a DC/AC Converter for Voltage Perturbation Ride-Through in Compliance with the Cuban Grid Code". 2024 6th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM). Budapest, Hungary. pp. 68–73. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10582679/>
- [18] Gallego, A., *et al.* "Características de corrientes de falla en sistemas fotovoltaicos considerando los requisitos LVRT de Brasil: Characteristics of fault currents in photovoltaic systems considering the LVRT requirements of Brazil". *Ing Energética*. 2022, vol. 43, n. 10. ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/699>
- [19] Galvez, C. "Análisis de co-palabras aplicado a los artículos muy citados en Biblioteconomía y Ciencias de la Información (2007-2017)". *Transinformação*. 2018, vol. 30, p. 277–286. ISSN 2318-0889. Disponible en: <https://www.scielo.br/tinf/a/RgvnpHSFbrMk4PFG55bGfwr/?lang=es>
- [20] Mahela, P., *et al.* "Comprehensive Overview of Low Voltage Ride Through Methods of Grid Integrated Wind Generator". *IEEE Access*. 2019, vol. 7, p. 99299–99326. ISSN 2169-3536. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8768384/>
- [21] Roselyn, P., *et al.* "Design and implementation of fuzzy logic based modified real-reactive power control of inverter for low voltage ride through enhancement in grid connected solar PV system". *Control Eng Pract*. 2020, vol. 101. ISSN 1873-6939. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066120301179>
- [22] Mokryani, G., *et al.* "A Fuzzy Logic Controller to Increase Fault Ride-Through Capability of Variable Speed Wind Turbines". *Appl Comput Intell Soft Comput*. 2012, vol. 2012. ISSN 1687-9732. Disponible en: <https://doi.org/10.1155/2012/405314>
- [23] Sobhy, T., *et al.* "German Grid Code Aspects Discussion: Low Voltage Ride-Through of Converter Based Decentralized Generation". *Int J Distrib Energy Resour Smart Grids*. 2015, vol. 11, p. 129–141. ISSN 1614-7138. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/281109399>
- [24] Landera, G., *et al.* "A Review of Grid Connection Requirements for Photovoltaic Power Plants". *Energies*. 2023, vol. 16. ISSN 1996-1073. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/5/2093>
- [25] Tang H., *et al.* "Analysis and control of doubly fed induction generator for zero voltage ride through". 2016 19th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). Chiba, Japan. p. 1–5. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7837480>
- [26] Domínguez, J., *et al.* "The Impact of Electric Arc Furnaces on the Cuban Power System: Existing Approaches and Future Prospects". 2023 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE). Bucharest, Romania, p. 1–6. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10637080/>
- [27] Dominguez, J., *et al.* "Use of Battery Energy Storage with Electric Arc Furnace to Improve Frequency Stability of Weak Power System". 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Espoo, Finland. p. 1–5. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9640151>
- [28] Korkeakoski, M., *et al.* "A look to the transition of the cuban energy matrix". *Ing Energética*. 2022, vol. 43, p. 40–47. ISSN 1815-5901. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S1815-59012022000300040&lng=en&nrm=iso&tlng=es
- [29] Lopez, M., *et al.* "Evolución de los sistemas energéticos en Iberoamérica". Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo CYTED. Madrid, España, 2025. ISBN 978-84-15413-73-8. Disponible en: <https://zenodo.org/records/15602611>
- [30] Saunders, A., *et al.* "DESARROLLO DEL SISTEMA ENERGÉTICO CUBANO -Desafíos y Posibilidades Tecnológicas". Finland Futures Research Centre, Finland, 2022. ISBN 978-952-249-573-0. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/361942520>
- [31] Wang, H., *et al.* "Advanced Current-Droop Control for Storage Converters for Fault Ride-Through Enhancement". *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*. 2020, vol. 8, p. 2461–2474. 2168-6785. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8688429>
- [32] Din, Z., *et al.* "Low voltage and high voltage ride-through technologies for doubly fed induction generator system: Comprehensive review and future trends". *IET Renew Power Gener*. 2021, vol. 15, p. 614–630. ISSN 1751-8636. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.12047>
- [33] Hassan, Z., *et al.* "A review on current injection techniques for low-voltage ride-through and grid fault conditions in grid-connected photovoltaic system". *Sol Energy*. 2020, vol. 207, p. 851–873. ISSN 1471-1257. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X2030699X>
- [34] Mirhosseini, M., *et al.* "Single- and Two-Stage Inverter-Based Grid-Connected Photovoltaic Power Plants With Ride-Through Capability Under Grid Faults". *IEEE Trans Sustain Energy*. 2015, vol. 6, p. 1150–1159. ISSN 0973-0826. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6898871/>

- [35] Hossain, K., and Ali, H. "Fuzzy logic controlled power balancing for low voltage ride-through capability enhancement of large-scale grid-connected PV plants". 2017 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC). College Station, TX, USA, p. 1–6. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7868274/>
- [36] Saleh, A. "Fault Ride Through in Grid-connected WECS Using FACTS". *Curr J Appl Sci Technol*, 2014, vol. 4, p. 2382–2394. ISSN 2457-1024. Disponible en: <https://journalcjest.com/index.php/CJAST/article/view/732>
- [37] Anzalchi, A. "Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems". *Energy Convers Manag.* 2017, vol. 152, p. 312–327. ISSN 0196-8904. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417308737>
- [38] Hossain, K., *et al.* "Low voltage ride through capability enhancement of grid connected PV system by SDBR". 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition. Chicago, IL, USA, p. 1–5. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6863248/>
- [39] Zeb, K., *et al.* "Faults and Fault Ride Through strategies for grid-connected photovoltaic system: A comprehensive review". *Renew Sustain Energy Rev.* 2022, vol. 158. ISSN 1364-0321. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000533>
- [40] Dehghani, H., *et al.* "Low-voltage ride-through capability of photovoltaic grid-connected neutral-point-clamped inverters with active/reactive power injection". *IET Renew Power Gener.* 2017, vol. 11, p. 1182–1190. ISSN 1752-1424. Disponible en: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0544>
- [41] Bagchi S, Chatterjee D, Bhaduri R, *et al.* An improved low-voltage ride-through (LVRT) strategy for PV-based grid connected inverter using instantaneous power theory. *IET Gener Transm Distrib* 2021; 15: 883–893. [Consultado el 31 de mayo del 2025]. Disponible en: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12066>
- [42] Saad, H., *et al.* "Improved particle swarm optimization for photovoltaic system connected to the grid with low voltage ride through capability". *Renew Energy.* 2016, vol. 85, p. 181–194. ISSN 2423-7469. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115300525>
- [43] Yang, Y., *et al.* "Low voltage ride-through of two-stage grid-connected photovoltaic systems through the inherent linear power-voltage characteristic". 2017 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). Tampa, FL, USA, p. 3582–3588. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7931212/>
- [44] Yang, F. "An advanced control strategy of PV system for low-voltage ride-through capability enhancement". *Sol Energy.* 2014, vol. 109, p. 24–35. ISSN 1471-1257. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14003958>
- [45] Saadat, N., *et al.* "A Statistical Evaluation of the Capability of Distributed Renewable Generator-Energy-Storage System in Providing Load Low-Voltage Ride-Through". *IEEE Trans Power Deliv.* 2015, vol. 30, p. 1128–1136. ISSN 2332-7782. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6915758/>
- [46] Ota, Y., *et al.* "Enhancement of Performance, Availability, and Flexibility of a Battery Energy Storage System Based on a Modular Multilevel Cascaded Converter (MMCC-SSBC)". *IEEE Trans Power Electron.* 2016, vol. 31, p. 2791–2799. ISSN 1755-4535. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7138640/>
- [47] Worku, Y., and Abido, A. "Grid-connected PV array with supercapacitor energy storage system for fault ride through". 2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT). Seville, Spain, p. 2901–2906. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7125526/>
- [48] Mohamed, R., *et al.* "DC-Link Voltage Control of a Grid-Connected Solar Photovoltaic System for Fault Ride-Through Capability Enhancement". *Appl Sci.* 2019, vol. 9, n. 5. ISSN 2076-3417. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/5/952>
- [49] Wang, Y., and Ren, B. "Fault Ride-Through Enhancement for Grid-Tied PV Systems With Robust Control". *IEEE Trans Ind Electron.* 2018, vol. 65, p. 2302–2312. ISSN 1557-9948. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8012539>
- [50] Sadeghkhan, I., *et al.* "A Current Limiting Strategy to Improve Fault Ride-Through of Inverter Interfaced Autonomous Microgrids". *IEEE Trans Smart Grid.* 2017, vol. 8, p. 2138–2148. ISSN 1949-3053. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7390315/>
- [51] Nasim, F., *et al.* "Fault Detection and Fault Diagnosis in Power System Using AI: A Review". *Sir Syed Univ Res J Eng Technol*, 2024, vol. 14, p. 27–32. ISSN 2415-2048. Disponible en: <https://sirsyeduniversity.edu.pk/ssurj/rj/index.php/ssurj/article/view/598>
- [52] Rezaie, H., *et al.* "Enhancing voltage stability and LVRT capability of a wind-integrated power system using a fuzzy-based SVC". *Eng Sci Technol Int J.* 2019, vol. 22, p. 827–839. ISSN 2215-0986. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098618318871>
- [53] Qais, H., *et al.* "Whale optimization algorithm-based Sugeno fuzzy logic controller for fault ride-through improvement of grid-connected variable speed wind generators". *Eng Appl Artif Intell.* 2020, vol. 87. ISSN 1873-6769. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0952197619302763>
- [54] Rashid, G., and Ali, H. "Fault ride through capability improvement of DFIG based wind farm by fuzzy logic controlled parallel resonance fault current limiter". *Electr Power Syst Res.* 2017, vol. 146, p. 1–8. ISSN 1873-2046. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617300275>

- [55] Islam, R., *et al.* "Neuro Fuzzy Logic Controlled Parallel Resonance Type Fault Current Limiter to Improve the Fault Ride Through Capability of DFIG Based Wind Farm". IEEE Access. 2020, vol. 8, p. 115314–115334. ISSN 2169-3536. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9109350>
- [56] Kim, C., and Kim, W. "Enhanced Low-Voltage Ride-Through Coordinated Control for PMSG Wind Turbines and Energy Storage Systems Considering Pitch and Inertia Response". IEEE Access. 2020, vol. 8, p. 212557–212567. ISSN 2169-3536. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9272278>
- [57] Barkhi, M., *et al.* "Integrating fault detection and classification in microgrids using supervised machine learning considering fault resistance uncertainty". Sci Rep. 2024, vol. 14. ISSN 2045-2322. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-77982-7>
- [58] Bennagi, A., *et al.* "Comprehensive study of the artificial intelligence applied in renewable energy". Energy Strategy Rev. 2024, vol. 54. ISSN 2211-467X. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X24001536>
- [59] Kyriakou, K., *et al.* "Review of Fault Ride Through Support Schemes and a New Strategy for Low-Inertia Power Systems". 2023 IEEE Belgrade PowerTech, Belgrade, Serbia, p. 1–6. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10202900>
- [60] Charalambous, A., *et al.* "A Coordinated Voltage–Frequency Support Scheme for Storage Systems Connected to Distribution Grids". IEEE Trans Power Electron. 2021, vol. 36, p. 8464–8475. ISSN 0885-8993. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9301265>
- [61] Saxena, P., *et al.* "Investigating the frequency fault ride through capability of solar photovoltaic system: Replacing battery via virtual inertia reserve". Int Trans Electr Energy Syst. 2021, vol. 31. ISSN 2050-7038. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12791>
- [62] Hoke, A., *et al.* "Island Power Systems With High Levels of Inverter-Based Resources: Stability and Reliability Challenges". IEEE Electrification Mag. 2021, vol. 9, p. 74–91. ISSN 2325-5889. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9371251>
- [63] Etxegarai, A., *et al.* "Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids". Renew Sustain Energy Rev. 2015, vol. 41, p. 1501–1514. ISSN 1364-0321. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211400803X>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses.

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Angel Alberto Ramos Dinza: <https://orcid.org/0009-0006-1822-6579>

Participó en la ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Amada Gabriela de la Cruz Conte: <https://orcid.org/0009-0003-4505-7545>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador y aprobación final del artículo.

Orlys Ernesto Torres Breffe: <https://orcid.org/0000-0001-7781-2611>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador y aprobación final del artículo.

Julio Espinosa Domínguez: <https://orcid.org/0000-0003-0696-5009>

Participó en la ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

ANEXOS

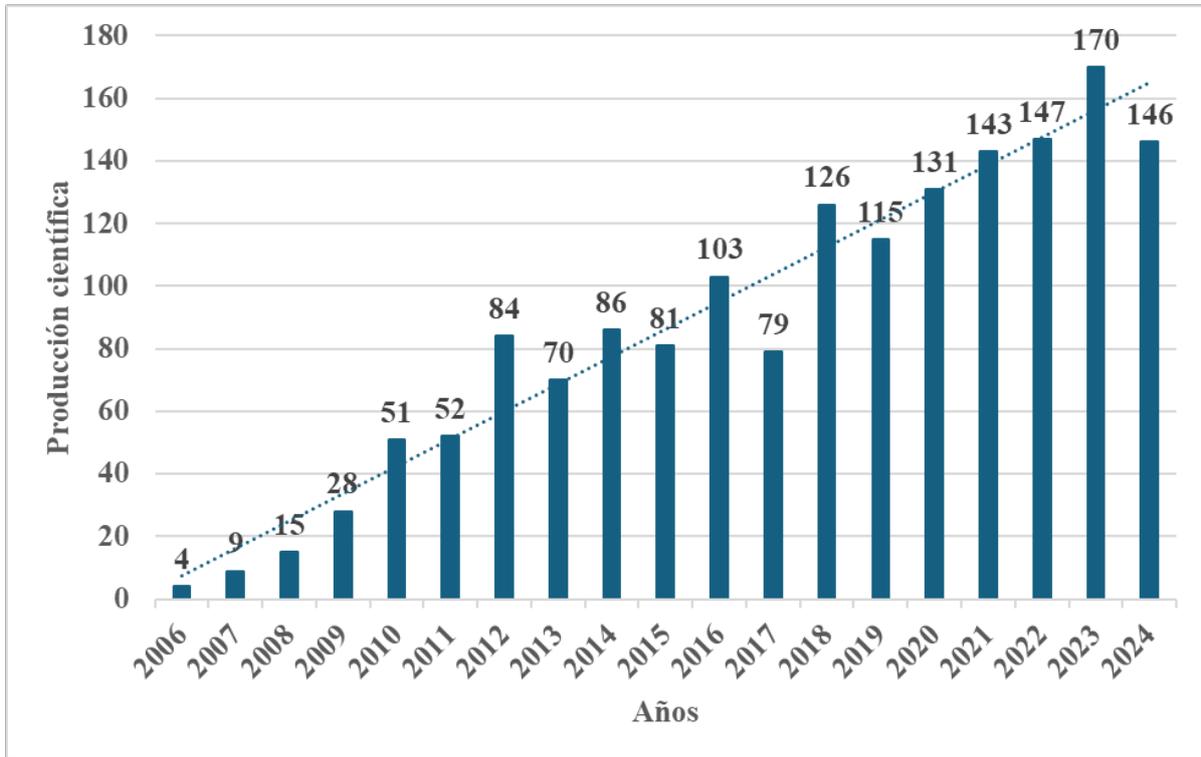
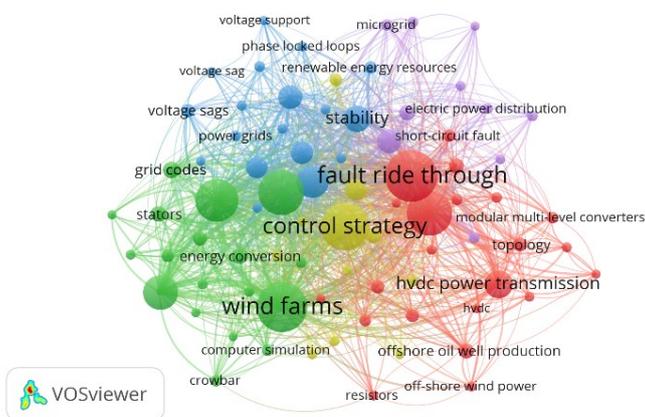
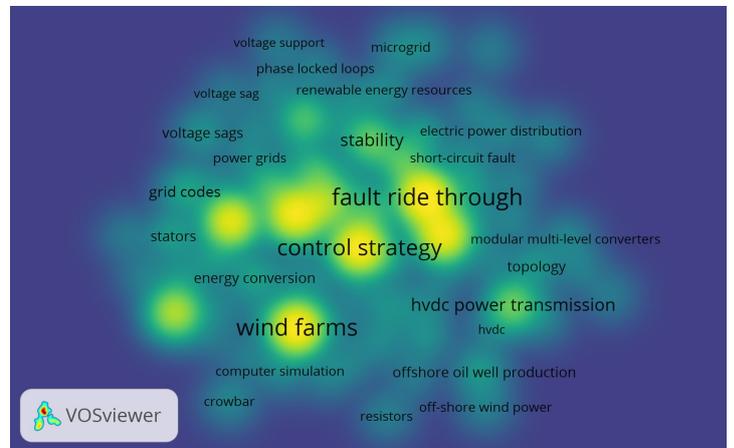


Fig. 1. Cantidad de publicaciones hasta diciembre de 2024 en la base de datos Scopus. Fuente: Elaboración propia



a)



b)

Fig. 2. Mapa Bibliométrico con el Software VOSviewer de las 100 palabras clave seleccionadas: a) Red principal b) Red de densidad. Fuente: Elaboración propia

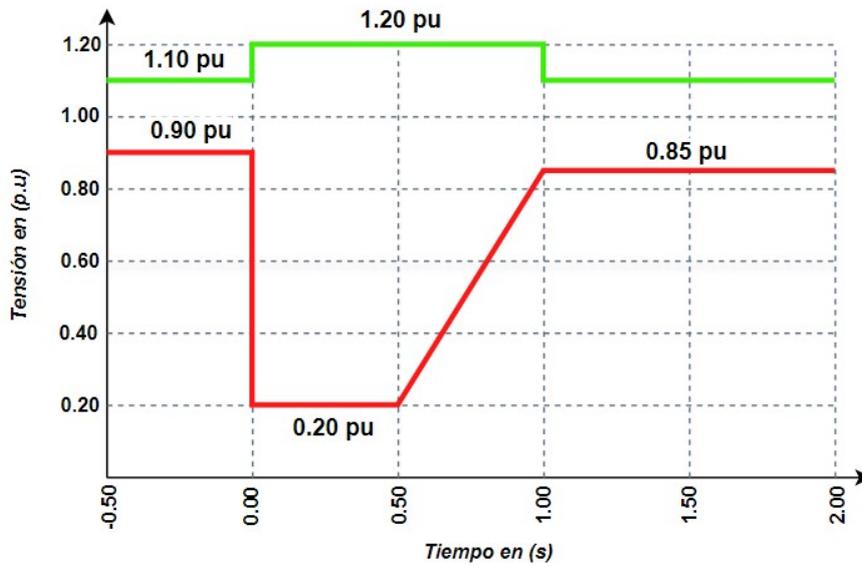


Fig. 3. Característica FRT del código de red cubano. Fuente: Elaboración propia

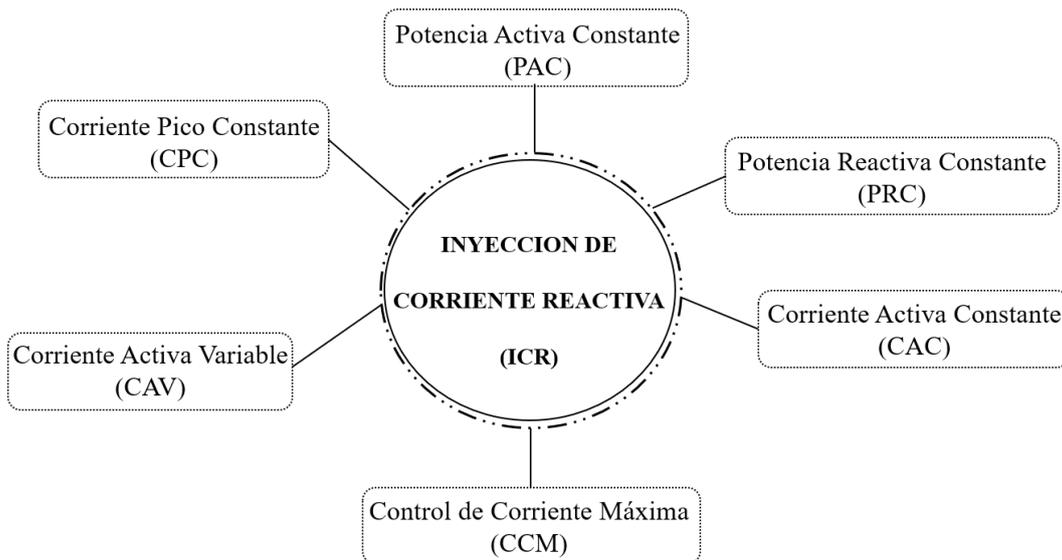


Fig. 4. Estrategias empleadas para la inyección de corriente reactiva. Fuente: Elaboración propia

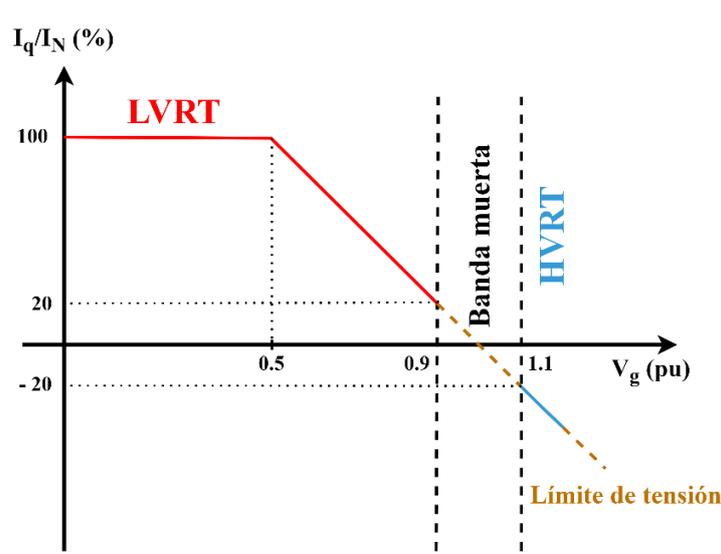


Fig. 5. Corriente reactiva que debe ser inyectada según el Código de Red Cubano [17]. Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Característica generalizada de FRT

País	LVRT				HVRT	
	T_{lvrt} (s)	V_{lvrt} (pu)	$T_{res,l}$ (s)	$V_{res,l}$ (pu)	T_{hvrt} (s)	V_{hvrt} (pu)
Alemania	0.15	0	1.5	0.9	0.1	1.2
Italia	0.2	0	1.5	0.85	0.1	1.25
España	0.15	0	1	0.85	0.25	1.3
Brasil	0.5	20	1	0.85	2.5	120
EE.UU	0.15	0	1.75	0.9	1	1.2
Australia	0.45	0	0.45	0.8	0.06	1.3
Cuba	0.5	0.2	1	0.85	1	1.2
China	0.625	0.2	2	0.9	NE	NE
UK	0.14	15	1.2	0.8	NE	NE
Canadá	0.15	0	1	0.85	NE	NE

NE: No especificado en el código de red

Tabla 2. Ventajas y desventajas de los controladores de ICR [18]

Controlador	Ventajas	Desventajas
PAC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buena eliminación de la oscilación de potencia. ▪ Alto rendimiento energético. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Costo elevado. ▪ Riesgo de sobrecalentamiento para mantener la potencia de salida constante.
PRC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Control sencillo de la corriente reactiva. ▪ Robustez. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No puede generar potencia activa. ▪ Limitado solo a potencia constante.
CAC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Funcionamiento a baja potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Propenso a disparar al límite de sobrecorriente. ▪ Limitado solo a potencia constante. ▪ Requiere operación de reducción de potencia. ▪ Limitado a un rango de tensión pequeño.
CAV	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buena protección contra sobrecorriente. ▪ Controlador sencillo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fallo en baja corriente. ▪ Baja precisión. ▪ Alta corriente de pico.
CPC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buena estabilidad. ▪ Buena protección contra sobrecorriente. ▪ Aplicable para todos los inversores. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta corriente pico.
CCM	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta precisión. ▪ Buena protección contra sobrecorriente. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Controlador de alta complejidad. ▪ Gran confianza en el diseño del inversor. ▪ Selección limitada de corriente máxima.