Soluciones anti-isla en baja y media tensión

Anti-islanding solutions in low and medium voltage

Paula Lamo-Anuarbe[1], Gustavo Ruiz-Robredo[2], Mario Mañana-Canteli[2], Francisco-Javier Azcondo-Sánchez[2] y Alberto Pigazo-López[2]

[1] Universidad Internacional de La Rioja (España)
[2] Universidad de Cantabria (España)

DOI: http://dx.doi.org/10.6036/9656

1. INTRODUCCIÓN

La integración en redes eléctricas de baja (BT) y media tensión (MT) de recursos energéticos distribuidos, tanto generación como almacenamiento, ya sean basados en máquinas eléctricas o en convertidores electrónicos de potencia, permite aumentar la flexibilidad de las redes eléctricas y facilita el consumo local de la energía generada. Asimismo, los cambios normativos que permiten el autoconsumo y las previsiones de despliegue de cargas no convencionales, como cargadores rápidos para vehículos eléctricos, suponen un cambio en el modo de consumir la energía eléctrica. Entre otros, la combinación de estos dos factores supone un reto para la automatización de las redes eléctricas de distribución que, debiendo operar de forma eficaz, eficiente y segura, se enfrentan a una mayor probabilidad de operación en modo isla no intencional.

Una zona de la red de distribución opera en modo isla eléctrica (*islanding*) cuando los recursos energéticos distribuidos en esa porción de la red son capaces de mantener energizadas las cargas locales, incluso cuando el resto de la red se encuentra desconectada, como se observa en la Figura 1. En esta situación, con generación y consumo de energía equilibrados en la red local, si la red local queda desconectada, ésta puede mantenerse energizada sin que las protecciones de los recursos distribuidos detecten la nueva situación, suponiendo un riesgo para la seguridad del personal de mantenimiento que esperaba no encontrar tensión en la red local, así como para los equipos conectados a la red local, donde la calidad de la onda ya no se puede mantener. En general, en esta situación no puede asegurarse una reconexión apropiada a la red principal. Estos mecanismos de reconexión y desconexión quedan reservados a redes locales, capaces de operar en modo isla intencional, y a microrredes.

En este trabajo se presentan las estrategias básicas utilizadas en la detección de la condición de operación en modo isla eléctrica no intencional, la normativa específica aplicable en el ámbito europeo, incluyendo un estudio de los equipos comerciales disponibles que incorporan soluciones anti-isla o que pueden utilizarse para materializar estas soluciones.

2. MÉTODOS ANTI-ISLA

En general, los métodos utilizados en la detección de la formación de una isla eléctrica no intencional pueden clasificarse en tres tipos: pasivos, activos y basados en comunicaciones (Figura 2). Una descripción más detallada de estos métodos se presenta como material suplementario de esta colaboración.

Los métodos pasivos emplean las medidas locales de ciertas magnitudes eléctricas (tensión, frecuencia, etc.), siendo los más frecuentemente empleados los basados en la detección de sub/sobre

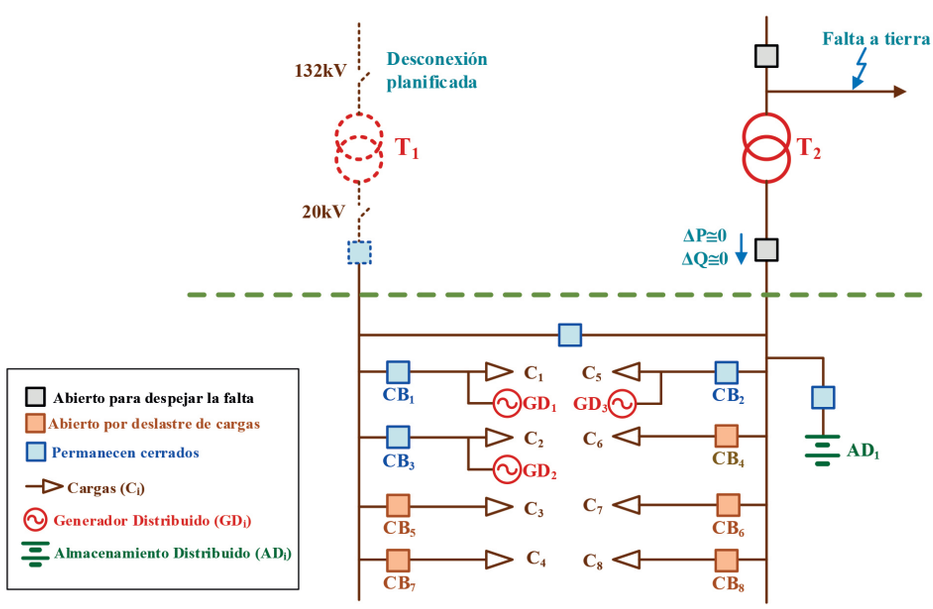


Fig. 1: Ejemplo de esquema que da lugar a la formación de una isla eléctrica no intencional en redes eléctricas de media tensión

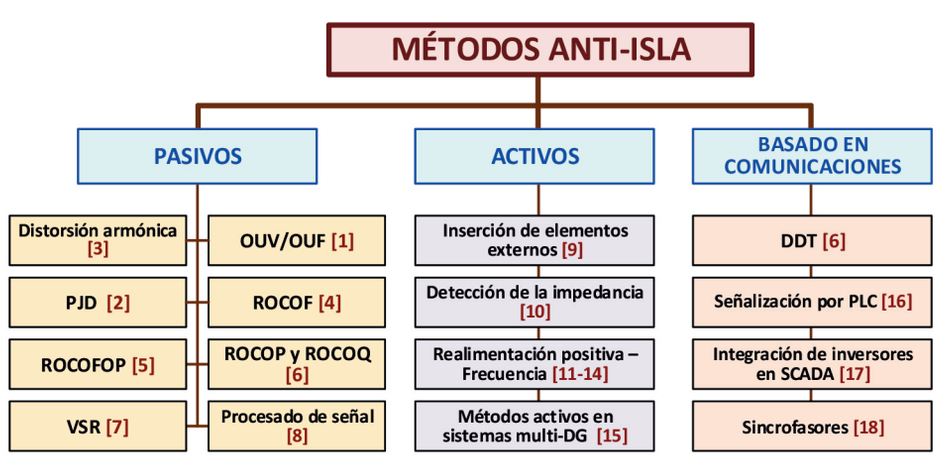


Fig. 2: Clasificación de los métodos anti-isla

tensión (*Over/Under Voltage*, OUV) y sub/sobre frecuencia (*Over/Under Frequency*, OUF) [1], saltos de pase (*Phase Jumps Detection*, PJD) [2], la medida de la distorsión armónica de tensión y/o corriente [3], la medida de la derivada de frecuencia (*Rate of Change of Frequency, ROCOF*) [4], la derivada de la frecuencia respecto a la potencia activa (*Rate of Change of Frequency Over Power*, ROCOFOP) [5], las derivadas de la potencia activa (*Rate of Change of Power, ROCOP*) y reactiva (*Rate of Change of Reactive Power, ROCOQ*) [6], el *Vector Surge Relay* (VSR) [7] basado en comparar la duración de dos periodos de red sucesivos en el punto de conexión común (*Point of Common Coupling*, PCC) y el uso de técnicas basadas en el procesado digital de señal de la tensión y la corriente [8]. Se trata de métodos que no afectan a la calidad de la energía en el punto de conexión, no requieren de comunicaciones y suelen emplearse en la protección del recurso distribuido. Sin embargo, los márgenes de variación de estas magnitudes eléctricas, permitidos por los códigos de red y estándares internacionales en condiciones normales de operación, limitan su capacidad de detección de la formación de islas eléctricas, dando lugar a las denominadas zonas de no detección (*Non Detection Zone*, NDZ). Estas zonas pueden reducirse, complementando los métodos pasivos con soluciones activas.

Los métodos activos introducen una perturbación controlada en la red, dentro de los límites permitidos por la normativa aplicable, que, en caso de formación de una isla eléctrica no intencional, estimulan su detección mediante los métodos pasivos. Estos métodos pueden agruparse en 4 tipos diferentes: la conexión de elementos externos adicionales al PCC [9], la detección de la impedancia en el punto de conexión [10], la modificación la forma de onda de la corriente inyectada en el PCC en función de la frecuencia medida [11]–[14] y la aplicación de variaciones de la potencia activa y reactiva inyectada por el recurso distribuido dependientes de las magnitudes eléctricas monitorizadas en el PCC [15]. Las soluciones que incorporan ambos métodos son relativamente económicas y hacen uso de los recursos disponibles localmente. Sin embargo, en determinadas situaciones, pueden no detectar la formación de islas eléctricas.

Con el fin de aumentar la fiabilidad de la detección, se pueden utilizar soluciones anti-isla en la de red de distribución basadas en comunicaciones si bien, su despliegue y coste pueden limitar su adopción. Estas técnicas distribuidas de detección se agrupan en cuatro tipos fundamentales: transferencia directa de disparo (*Direct Transfer Trip*, DTT) [6] que consiste en la monitorización del estado de los interruptores y reconectadores automáticos, que podrían separar una porción de la red de área formando una isla, y la transferencia del disparo; la señalización por PLC [16], que utiliza las propias líneas para la transmisión de la señal de disparo en lugar de un sistema de comunicaciones; la integración de inversores en los sistemas SCADA de las compañías eléctricas para realizar una gestión remota [17]; y los sincrofasores [18] basados en unidades de medida fasorial.

En la Tabla I se sintetizan las características más relevantes de los métodos de detección anti-isla.

3. NORMATIVA EUROPEA APLICABLE A LA SITUACIÓN DE ISLA ELÉCTRICA

En aplicaciones anti-isla, la regulación específica aplicable es relativamente reciente y se ha ido adaptando para cubrir las necesidades derivadas de la progresiva descentralización de las redes eléctricas y teniendo en cuenta las nuevas posibilidades técnicas.

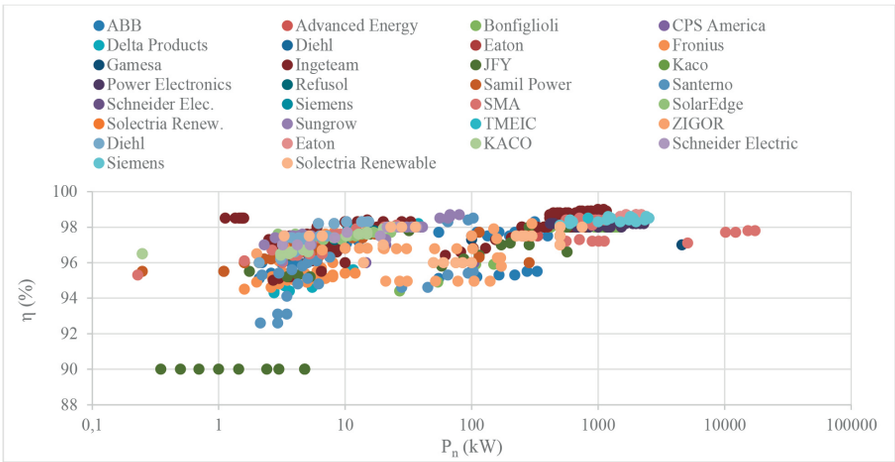
Habitualmente, se hacen grandes esfuerzos en todo el mundo para imponer algunos requisitos estándar de la red que pueden ser adoptados por varios países. Las normativas generales desarrolladas por los organismos internacionales más relevantes que desarrollan estándares mundiales para los requisitos de la red son la IEEE 1547 en los EE. UU., la EN 50160 en Europa y la IEC 61727 e IEC 61000 en Suiza.

Métodos	Ventajas	Desventajas	Recomendaciones de uso	Precio relativo
Pasivos	- Emplea solamente medidas de las magnitudes eléctricas. - No requiere inversor.	- Su NDZ es, potencialmente, la mayor de todas. - Emplea medidas locales de las magnitudes eléctricas.	- Protección local. - Generadores distribuidos de pequeña y media potencia sin electrónica de potencia para su conexión a la red.	**Bajo**, pueden emplearse sensores de tensión e intensidad estándar junto a relés de protección comerciales.
Activos	- Para un único inversor, la NDZ es mínima. - Precio contenido, si se integra en el inversor (como funcionalidad del controlador).	- Electrónica de potencia - Pueden reducir la calidad de la energía. - La NDZ puede crecer en entornos multi-inversor. - Emplea medidas locales de las magnitudes eléctricas.	- Protección local. - Recursos energéticos distribuidos conectados mediante inversor/rectificador activo.	**Bajo**, al integrarse en el controlador del convertidor electrónico de potencia. **Medio/elevado**, según solución, en casos restantes.
Basados en comunicaciones	- NDZ mínima, para cualquier situación de red. - Permite coordinación con el operador de red. - Flexibilidad.	- Sistema comunicaciones con tiempos de latencia acotados. - Planificación del despliegue. - Requiere coordinación.	- Protección a nivel de red. - Redes que dispongan de una penetración relativamente alta de recursos energéticos distribuidos conectados.	**Medio**, si existe ya un sistema de comunicación apropiado. **Alto**, si hay que desplegar la solución completa.

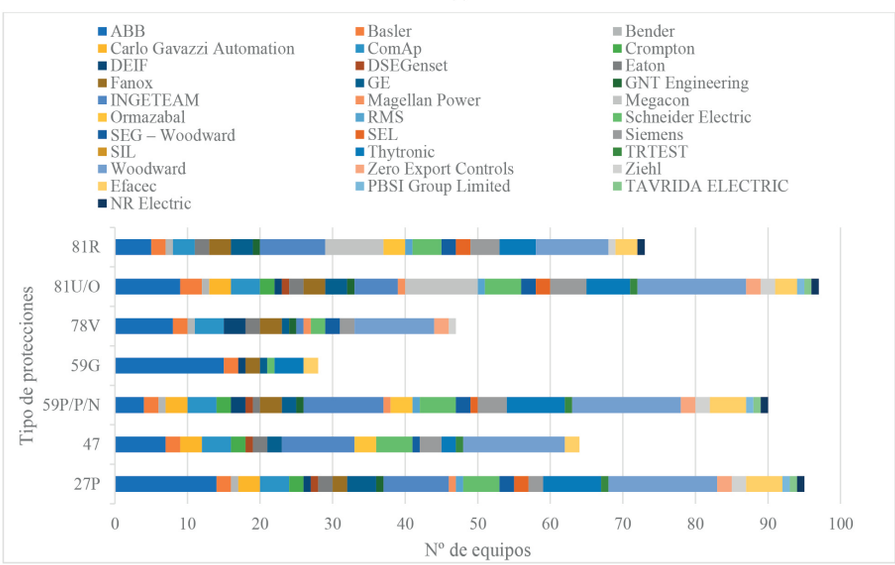
Tabla I: Tabla resumen de métodos anti-isla

País	Protección	Comentario	Nivel de detección	Tiempo de detección
Alemania(1)	Detección impedancia	Aplicable a inversores fotovoltaicos de forma opcional	1 ohm	< 5 s
Dinamarca	ROCOF		2.5 Hz/s	80-100 ms
España(2)	Comunicaciones	Permite usar métodos anti-isla de forma alternativa		
Finlandia	OUV/OUF + otro método	Métodos anti-isla abiertos a las necesidades específicas		
Francia	DTT			
Irlanda	ROCOF	Solo para eólica. Medida sobre las 3 fases	0.55 Hz/s	< 0.5 s
	ROCOF	Medida sobre las 3 fases	0.4 Hz/s	< 0.5 s
	VS	Medida monofásica + detección de asimetrías	6º	< 0.5 s
Noruega	DTT	Donde esté disponible		
	ROCOF			< 2 s
UK(3)	VS	Aplicables en baja y alta tensión. K1 = 1 (red fuerte) y K1=1.66 a 2.0 (red débil)	K1 x 6º	< 0.5 s
	ROCOF		K1 x 0.125 Hz/s	< 0.5 s
	DTT	Aplicable en media tensión		

Tabla II: Tabla resumen sobre recomendaciones específicas de los países europeos en la detección de la condición de isla eléctrica. (1) VDE V 0126-1-1 (2) RD 661/2007, (3) Recomendaciones técnicas G59/G75



(a)



(b)

Fig. 3: Estudio de equipos comerciales. (a) Distribución de los niveles de potencia y eficiencia de los inversores con protecciones y (b) protecciones pasivas aplicables a soluciones anti-isla en los equipos comerciales (no inversores) incluidos en el estudio

Además de la regulación aplicable derivada de los estándares IEC, los órganos reguladores en los países europeos han desarrollado sus propias normas. Tal es el caso de Alemania y Austria, donde los estándares DIN, y más específicamente, el VDE 0126-1-1, detalla los requisitos y procedimientos de verificación de los dispositivos que incorporan la protección anti-isla. En este estándar, además de la monitorización de la tensión en equipos trifásicos, se contempla la medida de variaciones de impedancia de la red (de hasta 1 Ω en 5 s) en el punto de conexión del generador como método de detección de la isla. El estándar define también una prueba de verificación similar al empleado en las normas IEC e IEEE. En el caso de España, el Real Decreto 1663/2000 establece que los sistemas fotovoltaicos conectados a red no han de mantener tensión en la línea de distribución en el caso de que ésta quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea. Por su parte, el procedimiento de operación P.O. 12.3 de la Red Eléctrica Española (REE) se especifican las condiciones de operación de los generadores eólicos y fotovoltaicos en caso de producirse una isla eléctrica.

Además de la normativa aplicable a lo que el recurso distribuido se refiere, cada uno de los países europeos tienen sus propias recomendaciones específicas sobre a la integración de las protecciones anti-isla en la red. Estas recomendaciones, a modo de resumen, se recogen en la Tabla II.

Las normativas aplicables en cada país difieren en función de las características específicas de sus sistemas eléctricos. Estas diferencias son debidas tanto a la configuración de sus redes eléctricas, e.g. el régimen de neutro empleado, como a la estructura del mix de generación y peso relativo de los sistemas de generación distribuidos basados en recursos renovales. Por ejemplo, el sistema danés presenta una elevada penetración de generación distribuida basada en renovables que, a pesar de su interconexión con otros países europeos limítrofes, pueden dar lugar a variaciones de frecuencia que deben ser compatibles con las protecciones anti-isla empleadas.

4. EQUIPOS COMERCIALES APLICABLES A LA PROTECCIÓN ANTI-ISLA

Con objeto de dar una visión de las tecnologías comercialmente disponibles en la detección de la condición de operación en modo isla eléctrica, se ha realizado un estudio de equipos comerciales a partir de la revisión de la información publicada por los fabricantes en sus páginas web. Para ello, se han considerado fabricantes de inversores fotovoltaicos monofásicos y trifásicos, con y sin transformador, centrales y micro-inversores, que cumplen con alguna de las normativas anti-isla aplicables. En el apartado de equipos (no inversores) se han incluido relés de protección por sub-tensión, sobretensión, sub/sobre frecuencia, VSR y ROCOF.

En el estudio de inversores con protección anti-isla integrada se han analizado las especificaciones de un total de 719 inversores. El 95,8 % son inversores fotovoltaicos y el resto corresponde a inversores empleados en minieólica. En inversores para fotovoltaica, se procesan potencias entre 230 W y 17,5 MW, con eficiencias comprendidas entre el 90 % y 99 %. En referencia a las arquitecturas, los inversores considerados son monofásicos, con transformador de aislamiento tanto en baja como en alta frecuencia, sin transformador, en configuración H4, HERIC o H5, así como inversores centrales trifásicos con modulación bipolar o en configuraciones multinivel. En inversores para minieólica, se procesan potencias comprendidas entre 2 kW y 104,5 kW. La Figura 3.a muestra la distribución de potencia y eficiencia de los inversores con protecciones anti-isla incluidos en el estudio, donde se observa dos agrupaciones de inversores con protección anti-isla. La primera, para 60 kW o menos, las eficiencias son inferiores al 98.5 %. Los inversores que procesan más de 60 kW, alcanzan eficiencias mayores, especialmente en inversores trifásicos de más de 160 kW, donde llega a alcanzarse el 99 % de eficiencia.

En el estudio de equipos no inversores para la detección de islas eléctricas se incluyen un total de 179, de los cuales el 7,8 % emplean comunicaciones y transferencia directa del disparo, el 14,0 % emplean

sincrofasores y un 78,2 % utilizan métodos pasivos de detección (OUV, OUF, Vector Shift, ROCOF o una combinación de todos ellos). La Figura 3.b recoge las protecciones empleadas en los métodos pasivos de detección y los fabricantes incluidos en el estudio. De los equipos analizados, la mayor parte realizan la protección pasiva mediante OUV (27 y 59, en sus diferentes variantes) y OUF (81O y 81U), con un total 32 % de los equipos analizados. El resto de los equipos analizados detectan la isla por desplazamiento de vector (47 y 78) y derivada de frecuencia (81R).

5. CONCLUSIONES

La detección de isla eléctrica es imprescindible en redes de generación distribuida por motivos, entre otros, de seguridad en actuaciones mantenimiento y para diseñar transitorios fluidos de conexión – desconexión con la red de área. Los sistemas de detección pasivos son más económicos, pero tienen mayor incertidumbre que las soluciones activas. La adopción de un tipo u otro de sistema depende del servicio y magnitud de la red que potencialmente se aísle. En cualquiera de los tipos de soluciones analizadas, su eficacia en la detección depende fundamentalmente de una elección correcta de los niveles de detección, siendo este aspecto más crítico en aquellas soluciones puramente pasivas. Las soluciones a nivel de distribuidora eléctrica, basadas en comunicaciones, y especialmente aquellas basadas en sincrofasores se presentan como las más prometedoras, si bien es necesario tener en cuenta el coste elevado de su despliegue en las redes eléctricas de distribución. Del estudio realizado se desprende que, en el caso emplear inversores comerciales, la mayoría de los fabricantes se decanta por la utilización de un sistema detección híbrido, que combina un método activo de detección con uno, o varios, pasivos. En el caso de soluciones comerciales no alojadas en el inversor, los fabricantes se decantan mayoritariamente por soluciones pasivas implementadas en relés y en sincrofasores. En ambos casos, la fiabilidad de las soluciones analizadas depende de la precisión de los sensores de tensión e intensidad empleados por las distribuidoras eléctricas, siendo necesario un estudio previo de las características de estos en función de las características de la red específica y de la normativa, y códigos de red, aplicables en cada caso. El estudio muestra también las diferencias de la normativa aplicable en diversos países europeos. La armonización de esta normativa, en lo que a niveles de detección se refiere, es complicada debido a las diferencias y especificidades de cada sistema eléctrico. Sin embargo, sí parece existir cierto consenso en cuanto a los tipos de protección a adoptar.

REFERENCIAS

[1] A. S. Aljankawey, W. G. Morsi, L. Chang, and C. P. Diduch, "Passive method-based islanding detection of Renewable-based Distributed Generation: The issues," Aug. 2010, pp. 1–8, http://dx.doi.org/10.1109/EPEC.2010.5697186.
[2] B. Singam and L. Y. Hui, "Assessing SMS and PJD Schemes of Anti-Islanding with Varying Quality Factor," in Power and Energy Conference, 2006. PECon '06. IEEE International, Nov. 2006, pp. 196–201, http://dx.doi.org/10.1109/PECON.2006.346645.
[3] W. Bower and M. Ropp, "Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems," Sandia National Laboratories, Nov. 2002. [Online]. Available: http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2002/023591.pdf.
[4] K. Prasartsuwan and P. Jirapong, "Analysis of islanding detection methods for grid-connected distributed generation in provincial electricity authority distribution systems," in 2012 9th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), May 2012, pp. 1–4, http://dx.doi.org/10.1109/ECTICon.2012.6254253.
[5] X. Chen, Y. Li, and P. Crossley, "A Novel Hybrid Islanding Detection Method for Grid-Connected Microgrids With Multiple Inverter-Based Distributed Generators Based on Adaptive Reactive Power Disturbance and Passive Criteria," IEEE Trans. Power Electron., vol. 34, no. 9, pp. 9342–9356, Sep. 2019, http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2018.2886930.
[6] Liu, B., "Advanced ROCOF protection of distribution systems," The University of Nottingham, 2012.
[7] W. Freitas, Z. Huang, and W. Xu, "A Practical Method for Assessing the Effectiveness of Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 20, no. 1, pp. 57–63, Jan. 2005, http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2004.838637.
[8] S. R. Mohanty, N. Kishor, P. K. Ray, and J. P. S. Catalao, "Comparative Study of Advanced Signal Processing Techniques for Islanding Detection in a Hybrid Distributed Generation System," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 6, no. 1, pp. 122–131, Jan. 2015, http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2014.2362797.
[9] P. D. Hopewell, N. Jenkins, and A. D. Cross, "Loss-of-mains detection for small generators," IEE Proc. - Electr. Power Appl., vol. 143, no. 3, p. 225, 1996, http://dx.doi.org/10.1049/ip-epa:19960286.
[10] M. Tedde and K. Smedley, "Anti-Islanding for Three-Phase One-Cycle Control Grid Tied Inverter," IEEE Trans. Power Electron., vol. 29, no. 7, pp. 3330–3345, Jul. 2014, http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2013.2278792.
[11] M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 14, no. 3, pp. 810–816, Sep. 1999, http://dx.doi.org/10.1109/60.790956.
[12] M. Al Hosani, Z. Qu, and H. H. Zeineldin, "Scheduled Perturbation to Reduce Nondetection Zone for Low Gain Sandia Frequency Shift Method," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 3095–3103, Nov. 2015, http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2015.2423554.
[13] R. S. Kunte and W. Gao, "Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources," Sep. 2008, pp. 1–8, http://dx.doi.org/10.1109/NAPS.2008.5307381.
[14] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, Grid converters for photovoltaic and wind power systems, vol. 29. John Wiley & Sons, 2011.
[15] F. Jauch and J. Biela, "Combined Phase-Shift and Frequency Modulation of a Dual-Active-Bridge AC–DC Converter With PFC," IEEE Trans. Power Electron., vol. 31, no. 12, pp. 8387–8397, Dec. 2016, http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2016.2515850.
[16] W. Xu, G. Zhang, C. Li, W. Wang, G. Wang, and J. Kliber, "A Power Line Signaling Based Technique for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators&tmdash;Part I: Scheme and Analysis," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 22, no. 3, pp. 1758–1766, Jul. 2007, http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2007.899618.
[17] S. Das, "Algorithms to improve performance of wide area measurement systems of electric power systems," The University of Western Ontario, London, Ontario, Canada, 2014.
[18] R. Sun, "Wide Area Power System Islanding Detection, Classification and State Evaluation Algorithm," Virginia State University, Blacksburg, Virginia, USA, 2012.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha contado con el apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación a través del proyecto RTI2018-095138-B-C31: "Electrónica de potencia aplicada a la red eléctrica y a procesos industriales": PEGIA.

MATERIAL SUPLEMENTARIO

http://www.revistadyna.com/documentos/pdfs/_adic/9656-1.pdf