

# **Sistemas de detección de modo isla en inversores conectados a la red eléctrica: análisis del estado del arte**

***Carlos Javier Camacho Márquez***

Instituto Tecnológico de Celaya, Av. Tecnológico y A. García Cubas s/n, C.P. 38010,  
Teléfono: (461) 611 75 75

***Nimrod Vázquez Nava***

Instituto Tecnológico de Celaya, Av. Tecnológico y A. García Cubas s/n, C.P. 38010,  
Teléfono: (461) 611 75 75  
*n.vazquez@ieee.org*

***Claudia Verónica Hernández Gutiérrez***

Instituto Tecnológico de Celaya, Av. Tecnológico y A. García Cubas s/n, C.P. 38010,  
Teléfono: (461) 611 75 75

***Héctor Juan Carlos López Tapia***

Instituto Tecnológico de Celaya, Av. Tecnológico y A. García Cubas s/n, C.P. 38010,  
Teléfono: (461) 611 75 75

## **Resumen**

Este artículo presenta un análisis del estado del arte de los diferentes sistemas de detección de modo isla en inversores conectados a la red eléctrica. Los métodos de detección en generadores distribuidos (GD) pueden ser divididos en locales y remotos. Los remotos se basan en un sistema de generación centralizado, ya que son estos los que envían la información (o avisan) para la operación en modo isla. Mientras que en los métodos locales se realiza la detección en los GDs y se pueden dividir en técnicas activas y pasivas.

**Palabra(s) Clave(s):** generación distribuida, micro-red, zona de no detección.

## **1. Introducción**

La energía eléctrica se ha convertido en parte de nuestra vida diaria y está íntimamente relacionada con todas las actividades que realizamos día a día, desde ver la televisión en casa hasta el incremento de la productividad en la industria.

La electricidad es generada gracias a la ley de Faraday, la cual establece que el voltaje inducido en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez de cambio de flujo magnético con respecto del tiempo. Este principio no cambia en la mayoría de los sistemas de generación, la electricidad se puede producir a partir de varias fuentes de energía primaria. Los procesos de producción pueden utilizar como materia prima carbón, gas natural o combustóleo, energía hidráulica y energía nuclear.

La generación de electricidad por estos medios produce residuos que van desde monóxido de carbono, bióxido de carbono, bióxido de azufre, hasta residuos nucleares en la plantas nucleoelectricas, los cuales son perjudiciales para el medio ambiente.

En nuestro país aproximadamente el 66.8 % de la electricidad es generada por medio de centrales termoeléctricas [1], al tratarse de un sistema centralizado la energía debe transmitirse a grandes distancias hasta llegar al consumidor final, por lo que las pérdidas por efecto Joule ascienden al 17.8 % [2].

Asimismo el Gobierno Federal por medio de la SENER publicó en febrero de 2011 la estrategia nacional de energía [2] de la cual se desprenden acciones para lograr la disminución de las pérdidas de electricidad hasta su homologación con los estándares internacionales del 8%.

Los sistemas de generación distribuidos son una buena opción para reducir la dependencia energética, emisión de gases contaminantes y las pérdidas asociadas a la transmisión.

En nuestro país los sistemas de generación distribuidos están regulados por la Comisión Federal de Electricidad mediante la especificación CFE G0100-04 [3], en la cual se enumeran los requerimientos para interconexión a la red eléctrica así como Sistemas de Detección del modo Isla (SDI).

SDIs se define como la condición en la cual el generador distribuido continúa suministrando energía, aún cuando la red eléctrica principal se encuentra fuera de servicio por diversas razones.

En este artículo se presenta una revisión de los principales sistemas de detección de la desconexión de la red eléctrica, ante el caso de generación distribuida.

## **2. Indicadores de un SDI**

La isla debe ser detectada de manera oportuna con precisión y eficiencia, los principales indicadores para una buena desconexión son las siguientes: zona de no detección, tiempo de detección, relación de detección de errores y calidad de la energía.

### **A.- Zona de no detección (ZND)**

Ésta es la causa principal por la cual un SDI puede fallar al detectar la desconexión, la ZND están en función de parámetros como son voltaje, frecuencia o desviación de fase.

La ZND es el rango en el que el sistema opera en forma normal y no se considera que existan fallas en la red. Ciertas condiciones de potencia de la carga y el sistema de generación distribuido pueden dar lugar a que el SDI falle en la detección del modo isla.

### **B.- Tiempo de detección**

Es el tiempo transcurrido desde que se desconecta la red principal y el SDI detecta la desconexión.

## C.- Relación de detección de errores

Esta relación está determinada por la tasa de errores cometidos por el sistema, ya que se puede asumir que éste se encuentra en modo isla, cuando en realidad la red eléctrica está conectada.

Está dada por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{N_{error}}{N_{error} + N_{correct}} \quad (1)$$

Donde: E es el rango de detección de errores,  $N_{error}$  es la cantidad de errores,  $N_{correct}$  es la cantidad de aciertos.

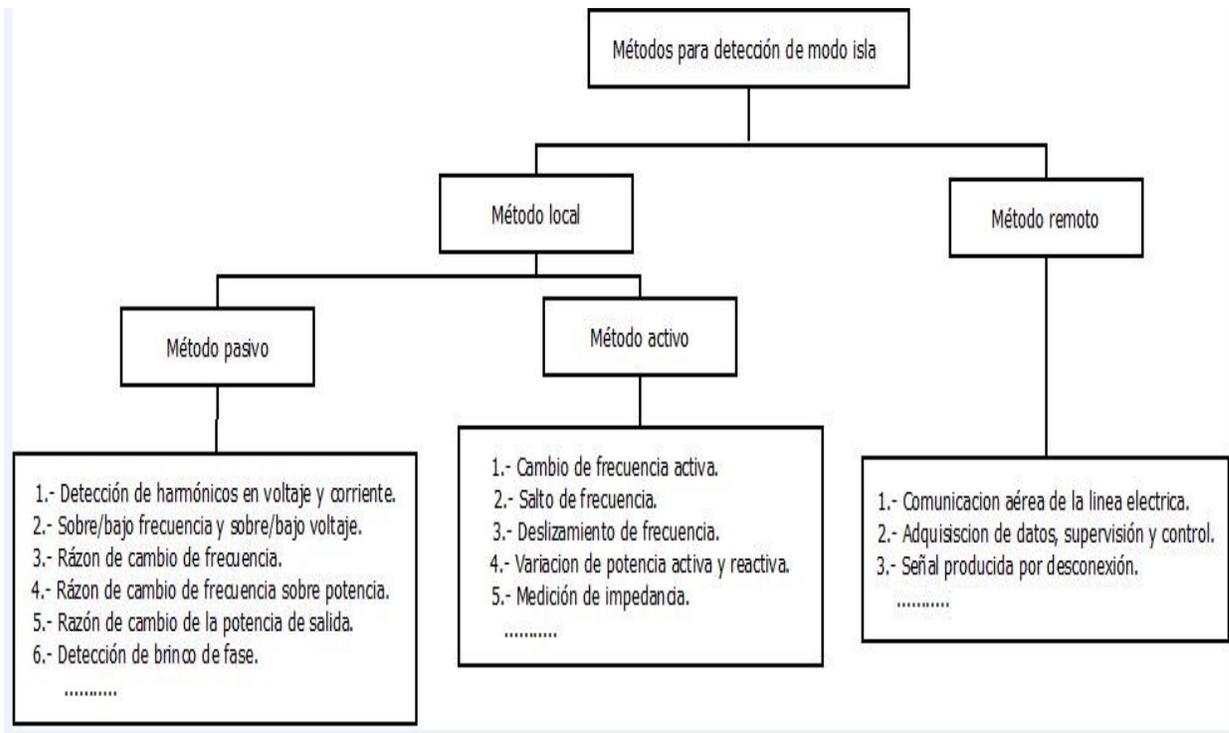
## D.- Calidad de la energía

Existen algunos métodos (los cuales se enumerarán más adelante) que reducen de manera significativa la ZND y están basados en la inyección de perturbaciones, las cuales distorsionan las señales de corriente, deteriorando la calidad de la energía.

## 3. Métodos para la detección del modo isla

Los métodos para la detección del modo isla se dividen en locales y remotos como se muestra en la figura 1. Los métodos locales están basados en la medición directa de parámetros físicos de las señales de voltaje y corriente. Los métodos remotos se basan en la comunicación entre el GD la compañía de suministro eléctrico, son generalmente controlados por ésta y tienen intercambio de información sobre el estado de la red, de tal manera que el inversor puede ser apagado cuando se requiera; los métodos remotos tienen nula ZND, pero necesitan una muy fuerte inversión inicial.

Los métodos pasivos tienen una gran zona de no detección, los métodos activos reducen la zona de no detección con el precio a pagar de una degradación de la calidad de la energía.



**Fig. 1. Clasificación de los métodos de detección del modo isla.**

### 3.1. Métodos pasivos

Los métodos pasivos monitorean parámetros como voltaje, corriente, frecuencia, fase y distorsión armónica; se parte de la definición de un rango considerado como una operación normal, al salir del rango prefijado, se puede asumir que el sistema se encuentra operando en modo isla.

#### 3.1.1. Detección de armónicos en voltaje y corriente (HD) [4]

En este método, el inversor fotovoltaico monitorea la distorsión armónica total (THD por sus siglas en inglés) en el punto de acoplamiento común (PCC), apagando el inversor cuando la THD excede el umbral. Bajo condiciones normales, la micro-red está unida a la red principal y podemos asumir que la señal de corriente inyectada es prácticamente senoidal debido a que la inductancia de la red es muy pequeña, por lo tanto los armónicos generados son reducidos. En cambio, cuando la micro-red se encuentra operando en modo isla, la corriente y la tensión se ven afectados en armónicos,

producidos por el inversor y transmitidos a la carga; la presencia de un transformador puede agravar la distorsión.

Ventajas. En teoría, este método promete ser altamente exitoso en detectar condiciones de modo isla bajo un amplio rango de circunstancias pues su efectividad no cambia significativamente con múltiples inversores operando en paralelo, sin embargo cuenta con serias dificultades de implementación, ya que no siempre es posible seleccionar un rango adecuado para la distorsión armónica; en adición, las perturbaciones en la red pueden provocar falsas desconexiones. El tiempo de detección es de alrededor de 45 ms [5].

### **3.1.2. Sobre/bajo voltaje (OVP/UVP) y Sobre/baja frecuencia (OFP/UFP)[6]**

Esta técnica consiste en determinar un rango de voltaje y frecuencia dentro de los cuales los valores pueden oscilar, los inversores deben dejar de suministrar energía si los valores se encuentran fuera del rango. Los cambios en voltaje y frecuencia después de la desconexión se deben al desbalance entre la energía creada en el generador distribuido y la consumida por las cargas en la micro-red y están dados por:

$$\Delta P = \Delta_{load} - P_{PV} \quad (2)$$

$$\Delta Q = Q_{load} - Q_{PV} \quad (3)$$

Cuando el sistema se encuentra conectado a la red,  $\Delta Q$  e  $\Delta P$  pueden ser inyectadas de la red principal para mantener el balance de la potencia activa y reactiva. Si el inversor opera con factor de potencia igual a 1, entonces cuando se presenta una condición de isla ( $Q_{PV} = 0$  e  $\Delta Q = Q_{load}$ ), el comportamiento del sistema dependerá de  $\Delta Q$  e  $\Delta P$  en el instante anterior a la desconexión; si  $\Delta P \neq 0$ , la amplitud del voltaje en el PCC cambia y un detector de OVP/UVP podría detectar el cambio y conducir el sistema a modo isla.

Esta es una opción de bajo costo para la detección de modo isla, no tiene impacto en el uso con múltiples inversores. Las principales desventajas es la gran zona de no

detección, en adición, el tiempo de desconexión es muy difícil de predecir. La velocidad de detección está relacionada con la variación de potencia entre la energía generada por el GD y la energía consumida por la carga. El tiempo de detección puede llegar a ser superior a 2s [5].

### **3.1.3. Razón de cambio de frecuencia (ROCOF) [7]**

Cuando la micro-red está desconectada de la red principal, con un desbalance entre la potencia inyectada y consumida, la frecuencia puede cambiar. Monitoreando el valor de  $d_f/d_t$  por algunos ciclos, la condición de isla se puede detectar para que el inversor se desconecte.

ROCOF es más sensible que OVP/OFP. Si la variación entre la potencia generada y consumida es grande, el método se vuelve más efectivo.

La principal desventaja proviene de un sistema balanceado en donde la potencia entregada por la micro-red es igual a la consumida, reduciendo o eliminando la variación en frecuencia, de manera que la detección del modo isla falla.

### **3.1.4. Razón de cambio de la frecuencia sobre la potencia (ROCOFOP) [8]**

El método está basado en la medición de la  $d_f/dp_L$ , que cuando excede un rango determinado, el inversor deja de operar. El método es muy confiable además de reducir la zona de no detección. La desconexión se puede dar con una pequeña variación en la potencia.

### **3.1.5. Razón de cambio de la potencia de salida (ROCOP) [9]**

El principio básico de este método consiste en determinar la razón de cambio de la potencia de salida y utilizar ésta como indicador de la condición de modo isla. Cuando  $dp/dt$  sobrepasa el umbral determinado se produce la desconexión.

El tiempo de detección promedio de este método es de 25 ms, el sistema presenta una pequeña zona de no detección cuando la potencia suministrada y la consumida son iguales.

### **3.1.6. Detección de brinco de fase (PJD) [10]**

El método está basado en el monitoreo de los brincos de fase entre el voltaje y la corriente de salida en el PCC. Se requiere de un detector de fase para monitorear el salto del voltaje en la salida del inversor. Cuando ocurre una condición de isla, el voltaje en el PCC es desplazado con respecto del voltaje de la red, en cambio la corriente del inversor se mantiene sin cambios. Durante el cruce por cero la corriente debe dar un brinco para ponerse en fase con el voltaje, siendo este salto el indicador que necesitamos para detectar la formación del modo isla.

Ventajas: fácil y económico de implementar, además de no degradar la calidad de la energía, esto contrasta con el hecho de que es difícil encontrar el rango para evitar que falle en la desconexión, así mismo el tiempo de respuesta es impredecible.

## **3.2. Métodos activos**

Los métodos activos inyectan perturbaciones intencionalmente y monitorean su efecto en las señales de voltaje, frecuencia y fase.

### **3.2.1. Cambio de frecuencia activa (AFD) [11]**

Este método agrega un corto periodo de tiempo en cero en la corriente de salida del inversor. Cuando el sistema está conectado a la red eléctrica el voltaje y frecuencia en el PCC no presentan cambios debido a la presencia de la red principal, la frecuencia de salida del inversor no tiene cambios debido al detector de fase. Cuando se produce la desconexión de la red, el cruce por cero de la señal de corriente ocurre antes de lo esperado, ocasionando desfase entre el voltaje y la corriente en la salida del inversor. Esto hace que la corriente incremente la frecuencia para intentar eliminar el

error, estos cambios pueden ser monitoreados por una protección de sobre/baja frecuencia conectada en el PCC y lograr la detección del modo isla.

La fortaleza del AFD es que es fácil de implementar y tienen una baja zona de no detección. El principal inconveniente se presenta cuando múltiples inversores se encuentran operando en paralelo, pudiendo llegar a fallar en la detección del modo isla.

El tiempo de detección del modo isla puede llegar a ser superior a los 2s [12].

### **3.2.2. Salto de frecuencia (FJ) [13]**

Es una modificación de AFD, la cual inserta zonas de tiempo muerto cada  $n$  ciclos, por ejemplo una zona de tiempo muerto cada 5 ciclos. Cuando el generador distribuido está conectado a la red principal, la forma de onda de voltaje en el PCC no cambia debido a la estabilidad de la red. Cuando la micro-red se desconecta de la red principal la isla puede ser detectada por la variación de la frecuencia. El método es muy efectivo para la detección de sólo un inversor, si se incrementa el número de inversores en paralelo la efectividad puede verse reducida.

### **3.2.3. SANDIA, desplazamiento de frecuencia (SFS) [7]**

Es una extensión de AFD que utiliza retroalimentación positiva para detectar la operación en modo isla. La implementación de la retroalimentación positiva es realizada por la siguiente función:

$$Cf = c_{f0} + K (f_{PCC} - f_{line}) \quad (4)$$

Dónde:  $c_{f0}$  es la fracción donde no hay error de la frecuencia,  $K$  es la ganancia de aceleración,  $f_{PCC}$  es la frecuencia en PCC y  $f_{line}$  es la frecuencia de la red.

Cuando se encuentra conectado a la red principal, el método intenta cambiar la frecuencia en el PCC, pero esto es evitado a causa la presencia de la red eléctrica. Cuando se presenta la desconexión,  $f_{PCC}$  comienza a incrementar, durante cada ciclo;

este proceso continua reforzándose hasta que puede ser detectado por un relevador de sobre frecuencia y se logra la detección del modo isla.

El método tienen una pequeña zona de no detección, la principal desventaja consiste en que tiene un severo impacto en la calidad de la energía.

### **3.2.4. SANDIA, desplazamiento de voltaje (SVS) [7]**

SVS aplica una retroalimentación positiva a la amplitud del voltaje en el PCC; cuando la red principal se encuentra ausente, el inversor cambia el voltaje y la potencia de salida, lo que se observa en un incremento o reducción en la amplitud del voltaje. Al tratarse de un sistema retroalimentado estos pequeños cambios se van reforzando con cada ciclo, de manera tal que un detector de sobre/bajo voltaje permite reconocer la operación en modo isla.

### **3.2.5. Deslizamiento de frecuencia (SMS)[14]**

Este método utiliza retroalimentación positiva para desestabilizar al inversor fotovoltaico si la red no se encuentra presente. Cuando el sistema se encuentra operando normalmente el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente del inversor puede ser cero o muy cercano de cero, cuando se desconecta de la red principal el ángulo de fase y la frecuencia pueden variar, cuando este valor se encuentra fuera de un rango preestablecido la operación en modo isla es detectada. El tiempo de detección es de alrededor de 0.4s. El método es fácil de implementar y tiene una pequeña zona de no detección, el sistema es muy efectivo cuando múltiples inversores se encuentran en paralelo, el principal inconveniente consiste en la degradación de la calidad de la energía y puede producir inestabilidad en la red.

El tiempo de detección se encuentra en el rango de 0.4s.

### 3.2.6. Variación de potencia activa y reactiva [15]

Esté método modifica la potencia de salida inyectada por el inversor y monitorea la variación en amplitud de voltaje y frecuencia. Debe existir un balance entre la potencia activa del generador distribuido y la carga, es decir:

$$P_{DG} = P_{LOAD} = \frac{V^2}{R} \quad (5)$$

La condición de modo isla puede ser detectada cuando el voltaje excede el umbral de un OVP.

El tiempo de detección de este método es de entre 0.3 y 0.75 s. Su principal ventaja es que es fácil de implementar y tiene una muy pequeña zona de no detección. El principal inconveniente se presenta cuando tenemos múltiples inversores operando en paralelo afectando la calidad de la energía y poniendo en riesgo la estabilidad de la red principal. [9]

### 3.2.7. Medición de impedancia (IM) [16]

La medición de impedancia es un método que cambia la amplitud de la corriente de salida del inversor; cuando se encuentra desconectado de la red principal, el voltaje sufre una variación como resultado de la perturbación en corriente. Monitoreando la variación  $end_V/d_I$  podemos encontrar un buen indicador para la desconexión en modo isla.

## 3.3 Métodos remotos

Los métodos remotos están basados en la comunicación entre la micro-red y la red principal, al detectarse la ausencia de energía se envía una señal para desconectar los inversores de la micro-red.

### **3.3.1. Comunicación aérea de la línea eléctrica (PLCC) [17]**

Se colocan transmisores del lado de los sistemas de generación centralizados y receptores del lado de los GD. Si la señal de PLCC es interrumpida significa que el GD se encuentra en modo isla. El tiempo de detección es de aproximadamente 200 ms.

Ventajas: sin zona de no detección, este método no degrada la calidad de la energía, es muy efectivo con múltiples inversores conectados en paralelo.

El principal inconveniente es el alto costo de instalación y mantenimiento, este método sólo es recomendado para sistemas con alta potencia y densidad de generadores distribuidos por unidad de área.

### **3.3.2. Adquisición de datos supervisión y control (SCADA) [18]**

SCADA usa una amplia red de sensores y sistemas de comunicación para el control y monitoreo de los equipos conectados a la red eléctrica. Cuando la red se desconecta una serie de alarmas se activan de manera que permitan una rápida respuesta de operación en modo isla.

Este método es altamente efectivo para detectar la condición de isla, eliminando la ZND, el principal inconveniente es el alto costo de instalación y operación, ya que requiere de un alto número de sensores y equipos adicionales.

## **3.4. Comparación**

En la tabla 2 se muestra una comparación entre los diferentes métodos y sus respectivos indicadores.

Categoría	SDI	ZND	Tiempo de detección	Relación de detección de errores.	Calidad de la energía.	Efectividad en múltiples inversores	Ventas y desventajas.	
Método pasivo	HD	Grande	45 ms	Alto	Sin impacto	Muy efectivo	La principal ventaja es que los métodos pasivos no tienen impacto en la calidad de la energía, la velocidad de detección es rápida. El principal inconveniente es la gran ZND y una alta relación de detección de errores, por lo general son aplicados a sistemas de generación distribuidos con desbalance entre la energía producida y consumida.	
	OUV/OUF	Grande	De 4 ms - 2 s	Alto	Sin impacto	Muy efectivo		
	ROCOF	Pequeño	24 ms		Sin impacto	Muy efectivo		
	ROCOFOP	Más pequeño que ROCOF	100 ms	Bajo	Sin impacto	Muy efectivo		
	ROCOP	Más pequeño que OUV/OUF	24 – 26 ms.	Bajo	Sin impacto	Muy efectivo		
	PJD	Más pequeño que OUV/OUF	10 – 20 ms	Alto	Sin impacto	Muy efectivo		
Método activo	AFD		Dentro de 2 S		Degradada	Reducido	La principal ventaja de los métodos activos es que reducen la ZND y reduce la relación de detección de errores. Los principales inconvenientes en que reducen la calidad de la energía y pueden poner en riesgo la estabilidad de la red eléctrica. Entre otros inconvenientes la efectividad puede reducirse con múltiples inversores conectados en paralelo.	
	FJ	Pequeño			Degradada	Reducido		
	SFS	Muy pequeño	En 0.5 s	Bajo	Severo impacto	Reducido		
	SVS	Muy pequeño	En 0.5 s	Bajo	Severo impacto	Reducido		
	SMS	Más pequeño que AFD			Bajo	Severo impacto en la estabilidad de la red.		Reducido
	Variación de potencia.	Pequeño	0.3 -0.75 s	Alto	Severo impacto en la estabilidad de la red.			
Medición de impedancias.	Pequeño			Alto	Produce armónicos	Deteriora significativamente la calidad de la energía.		
Métodos remotos	PLCC	Sin ZND	100 – 300 ms	Ninguno	Sin impacto	Muy efectivo	La principal ventaja de los métodos remotos es que no tienen ZND y no tienen impacto en la calidad de la energía, la relación de detección de errores puede ser eliminada. El principal inconveniente es la alta inversión inicial.	
	SCADA	Sin ZND	Lento si el sistema está ocupado	Ninguno	Sin impacto	Muy efectivo		

**Tabla 1. Comparación entre los diferentes SDIs.**

## 4. Conclusiones

Los métodos de detección del modo isla en sistemas conectados a la red eléctrica se presentan en este artículo. Los métodos locales han sido divididos en pasivos y activos, su principal característica es que se encuentran dentro del inversor o GD. Los métodos remotos o no residentes en el inversor se basan en la comunicación entre éste y la red principal. Asimismo se han presentado los indicadores para evaluar el desempeño de estos métodos, entre ellos: la zona de no detección, relación de detección de errores, tiempo de detección y calidad de la energía. Además se ha comentado su uso ante múltiples inversores o GDs operando en paralelo.

## 5. Referencias

- [1] Instituto Nacional de Ecología. <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/496/cap1.html>. Mayo, 2015.
- [2] Infraestructura eléctrica, <http://www.cmec.org/agendaindustria/AGENDA%20ELECTRICIDAD.pdf>. Mayo, 2015.
- [3] Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad de hasta 30kW. [http://proyectedeenergiarenovable.com/Descargas/Manual/Curso\\_Interconexion\\_a\\_la\\_red/CFE%20G0100-04.pdf](http://proyectedeenergiarenovable.com/Descargas/Manual/Curso_Interconexion_a_la_red/CFE%20G0100-04.pdf). Mayo, 2015.
- [4] Sung-II Jang; Kwang-Ho Kim, "An islanding detection method for distributed generations using voltage unbalance and total harmonic distortion of current". *Power Delivery, IEEE Transactions on*. Vol.19. No.2. April 2004. 745-752 pp.
- [5] Ku NurulEdhura Ku Ahmad, JeyrajSelvaraj, NasrudinAbd Rahim, "A review of the islanding detection methods in grid-connected PV inverters". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 21. May 2013. 756-766 pp.

- [6] M. Yingram, S. Premrudeepreechacharn, "Investigation of Relationship between Voltage and Nondetection Zone of OUV/OUF of Local Islanding Detection Techniques". *Journal of Clean Energy Technologies*. Vol. 2. No. 4. 2014. 299-304 pp.
- [7] Evaluation of islanding detection methods for utility-interactive inverters in photovoltaic systems, <http://www.prod.sandia.gov/cgi-bin/techlib/accesscontrol.pl/2002/023591.pdf>. Mayo 2015.
- [8] Fu-Sheng Pai, Shyh-Jier Huang, "A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units". *Energy Conversion, IEEE Transactions on*. Vol.16. No.4. Dec 2001. 346-351 pp.
- [9] M. R. Alam, K. M. Muttaqi, A Bouzerdoum, "A short length window-based method for islanding detection in distributed generation," *Neural Networks (IJCNN), The 2012 International Joint Conference on*. June 2012. 1-6 pp.
- [10] JSingam, B. Hui, L.Y., "Assessing SMS and PJD Schemes of Anti-Islanding with Varying Quality Factor". *Power and Energy Conference. 2006. PECon '06. IEEE International*. Nov. 2006.196-201 pp.
- [11] Y. Li, M. Hou, H. Fen, X. Li, "Composite islanding detection method based on the active frequency drift and voltage amplitude variation". *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2014 IEEE PES Asia-Pacific*. Dec. 2014. 1-6 pp.
- [12] A. Yafaoui, W. Bin, S. Kouro, "Improved active frequency drift anti-islanding detection method for grid connected photovoltaic systems". *IEEE Transactions on Power Electronics*. No. 27:2367–75. 2012.
- [13] Y. Zhihong, A. Kolwalkar, Y. Zhang, D. Pengwei, R. Wallinr, "Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept". *Power Electronics, IEEE Transactions on*. Vol.19. No.5. Sept. 2004. 1171-1176 pp.

- [14] Liu Hongpeng, Liu Guihua, Wang Wei, Wu Hui, "Research on a novel islanding detection technique". *Intelligent Control and Automation (WCICA)*. 11th World Congress. June 2014. 5448-5452 pp.
- [15] Liu C. L. Trujillo, D. Velasco, E. Figueres, G. Garcerá, "Analysis of active islanding detection methods for grid-connected microinverters for renewable energy processing". *Applied Energy*. Vol. 87. Issue 11. November 2010. 3591-3605 pp.
- [16] P. O'Kane, B. Fox, "Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring". *Developments in Power System Protection, Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 434)*. Mar. 1997. 95-98 pp.
- [17] M. Ropp, D. Larson, S. Meandering, D. McMahon, J. Ginn, J. Stevens, W. Bower, S. Gonzalez, K. Fennell, L. Brusseau, "Discussion of a Power Line Carrier Communications-Based Anti-Islanding Scheme using a Commercial Automatic Meter Reading System". *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference*. Vol. 2. May 2006. 2351-2354 pp.
- [18] A. Timbus, A. Oudalov, C. N. M. Ho, "Islanding detection in smart grids". *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), IEEE*. Sept. 2010. 3631-3637 pp.

## **6. Autores**

Ing. Carlos Javier Camacho Marquezes Ingeniero en Mecatrónica por la Universidad Tecnológica de León en 2013 y actualmente es estudiante de Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica en el Instituto Tecnológico de Celaya.

Dr. Nimrod Vazquez Nava obtuvo el título de Ingeniero en Electrónica por el Instituto Tecnológico de Celaya en 1994, los grados de Maestro en Ciencias en Ingeniería Electrónica y Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica por el CENIDET en 1997 y 2003 respectivamente, actualmente es profesor-investigador en el Instituto Tecnológico de Celaya e investigador nivel 1 en el SNI.

M. C. Héctor Juan Carlos López Tapia obtuvo el título de Ingeniero Electrónico y el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Electrónica por el Instituto Tecnológico de Celaya, actualmente es docente en el Instituto Tecnológico de Celaya.

M.C. Claudia V Hernández Gutiérrez obtuvo el título de Ingeniero en Electrónica por el Instituto Tecnológico de Celaya en 1995 y el grado de Maestra en Ciencias en Ingeniería Electrónica por el CENIDET en 2000, actualmente es docente del Posgrado en Electrónica en el Instituto Tecnológico de Celaya.