

Algoritmo de detección en modo isla de un inversor, basado en la medición del segundo armónico*

David Velasco**, César Trujillo Rodríguez***, Johann Hernández Mora ****

Resumen

Introducción. En este artículo se presenta un nuevo método de detección de isla para sistemas distribuidos de generación de energía. **Objetivo.** El objetivo del artículo es mostrar que con el método propuesto es posible conseguir tiempos de detección dentro de los márgenes de seguridad definidos por las normas. **Materiales y Métodos.** El método fue implementado sobre un inversor de 230W. Este método se basa en la introducción de una perturbación a la salida del inversor y la posterior observación del comportamiento de la tensión en el punto de acople común (PCC), la cual depende de la impedancia conectada a este, en situación de isla. La detección en isla se basa en el análisis de Fourier. **Resultados.** Se proporcionan resultados de simulación y resultados experimentales, bajo diferentes condiciones de carga y red, logrando, en todos los casos, tiempos de detección adecuados, sin afectar el rendimiento del inversor, en términos de distorsión armónica de corriente o potencia reactiva. **Conclusiones.** El método propuesto tiene la característica, en comparación con otros métodos basados en la inyección de armónicos, de detectar el estado de isla a través del análisis de Fourier aplicado a un único armónico, sin degradar la calidad de potencia y en los tiempos definidos por las normas.

Palabras clave: modo isla, inversor, análisis de Fourier.

Detection algorithm in islanding mode of an inverter, based on measuring the second harmonic

Abstract

Introduction. This paper introduces a new method of islanding detection for distributed energy generation systems. **Objective.** To demonstrate that, with the method proposed, it is possible to achieve detection time measurements within the security margins defined by the regulations. **Materials and methods.** The method was implemented on a 230 W inverter. This method is based on the introduction of a disturbance at the inverter's output and the subsequent observation of the tension in the common coupling point (CCP), which depends on the impedance connected to the latter, in an islanding situation. The islanding detection is based on the Fourier's analysis. **Results.** Simulation and experimental results are provided, under several load and net conditions, achieving, in all cases, adequate detection times, not affecting the inverter's performance in terms of harmonic distortion or reactive power. **Conclusions.** The method proposed, if compared to others based on the injection of harmonics, can detect the islanding situation by the use of the Fourier's analysis applied to a unique harmonic, with no degradation of the power quality and within the time periods defined by the regulations.

Key words: islanding mode, inverter, Fourier's analysis.

* Artículo derivado del proyecto de investigación "Diseño e implementación de una micro red residencial sostenible. Fase I" de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, ejecutado entre 2011 y 2012.

** Ingeniero Industrial, Magister en Sistemas Electrónicos de Potencia, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, España.

*** Ingeniero Electrónico, Magister en Ingeniería Eléctrica, Doctor en Ingeniería Electrónica, Profesor Asociado Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, Colombia.

**** Ingeniero Electricista, Magister en Ingeniería Eléctrica, Doctor en Ingeniería Eléctrica, Profesor Asistente Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, Colombia.

Algoritmo de detecção em modo ilha de um investidor, baseado na medição do segundo harmônico

Resumo

Introdução. Neste artigo se apresenta um novo método de detecção de ilha para sistemas distribuídos de geração de energia. **Objetivo.** O objetivo do artigo é mostrar que com o método proposto é possível conseguir tempos de detecção dentro das margens de segurança definidos pelas normas. **Materiais e Métodos.** O método foi implementado sobre um investidor de 230W. Este método se baseia na introdução de um aperturbação à saída do investidor e a posterior observação do comportamento da tensão no ponto de acople comum (PCC), a qual depende

da impedância conectada a este, em situação em ilha. A detecção em ilha se baseia na análise de Fourier. **Resultados.** Proporcionam-se resultados de simulação e resultados experimentais, sob diferentes condições de ônus e rede, conseguindo, em todos os casos, tempos de detecção adequados, sem afetar o rendimento do investidor, em termos de distorção harmônica de corrente ou potencia reativa. **Conclusões.** O método proposto tem a característica, em comparação com outros métodos baseados na injeção de harmônicos, de detectar o estado de ilha através da análise de Fourier aplicado a um único harmônico, sem degradar a qualidade de potência e nos tempos definidos pelas normas.

Palavras importantes: modo ilha, investidor, análise de Fourier.

Introducción

La condición de “isla” en un sistema de generación de energía distribuida es un fenómeno eléctrico que se produce cuando la energía suministrada por la red eléctrica se interrumpe y los generadores distribuidos (DG) siguen energizando una parte o toda la carga. De este modo, la red eléctrica detiene el control de esta parte aislada del sistema de distribución, que contiene tanto cargas como sistemas de generación, por lo que la seguridad, la restauración del servicio y la fiabilidad del equipo pueden verse comprometidas^{1, 2}.

La idea principal para detectar una situación de isla es supervisar los parámetros de salida DG y/u otros parámetros del sistema, con el fin de determinar si los cambios que indican una condición en isla se han producido. Las técnicas de detección de isla se pueden dividir en técnicas remotas y técnicas locales, mientras que estas, a su vez, pueden dividirse en técnicas pasivas y técnicas activas, como se muestra en la figura 1³.

Antes de definir los diferentes métodos de detección en isla, es importante destacar dos características clave para entender el fenómeno en isla. La primera está asociada con la denominada “zona de no-detección” (NDZ). La NDZ puede definirse como la gama (en términos de la diferencia de energía entre el inversor del DG

y la carga o los parámetros de carga) en la que un esquema de detección en isla bajo prueba no puede detectar esta condición⁴. La segunda se relaciona con el tipo de cargas (cargas potenciales dentro de la isla), las cuales pueden ser modeladas como un circuito RLC en paralelo. Este circuito se utiliza sobre todo porque plantea más dificultades para las técnicas de detección de isla que otras cargas. En general, las cargas no lineales que producen armónicos de corriente, o cargas de potencia constante, no representan dificultades para la detección en isla⁵.

Las técnicas pasivas se basan en la detección en isla a través del monitoreo de parámetros como tensión, corriente, frecuencia y/o sus características. Dichas técnicas permiten interrumpir la operación del inversor cuando hay una transición más allá de los límites establecidos para estos parámetros. Tienen la ventaja de no degradar la calidad de potencia, pero exhiben una NDZ considerable. Algunas técnicas pasivas son: sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia^{5, 6}, detección de saltos de fase⁷, detección basada en estimadores de estado⁸, entre otras.

Las técnicas activas se caracterizan por introducir intencionalmente perturbaciones a la salida del inversor para determinar si afectan los parámetros de frecuencia, tensión e impedancia, en cuyo caso, se supone que la red ha sido

desconectada, y el inversor se encuentra en situación de isla. Las técnicas activas tienen la ventaja de reducir o, incluso, eliminar la NDZ; sin embargo, pueden deteriorar la calidad de la tensión de red o, incluso, causar inestabilidad. Entre las técnicas activas se pueden encontrar: medición de la impedancia^{5, 9, 10}, inyección de armónicos/detección de impedancia¹¹, variación de la potencia activa y la potencia reactiva^{4, 12, 13}, etc.

Otras técnicas de detección se basan en la comunicación entre la red y los DG. Dichas técnicas son más confiables que las técnicas locales, pero más costosas de implementar y, por tanto, menos rentables. Estas son algunas

de estas técnicas: inserción de impedancias¹⁴, sistemas SCADA^{5, 15}.

Ciobotaru; et al.¹⁶ presentan una técnica activa para detectar la isla basada en la medición de la deformación de la forma de onda de tensión en el PCC. Esta deformación se produce debido a la corriente inyectada a través del inversor. Se puede cuantificar midiendo la diferencia de tiempos entre los picos reales de la forma de onda de tensión en el PCC y la forma de onda ideal. Sin embargo, este “tiempo”, en algunos casos, es difícil de medir y procesar en un DSP de propósito general. Por esta razón, una nueva técnica activa para detectar la isla, basada en el análisis de Fourier, se presenta en este artículo.

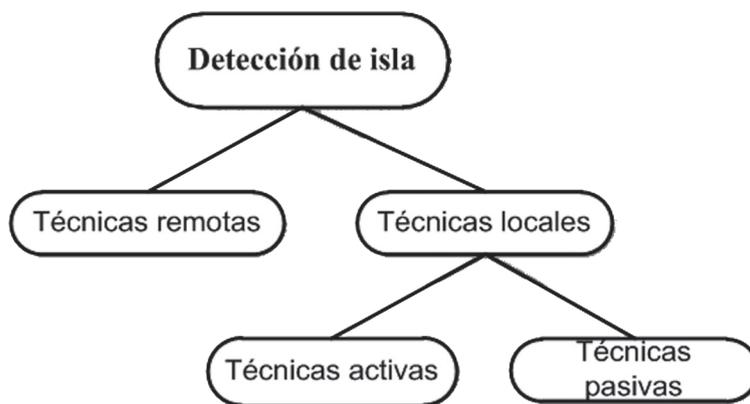


Figura 1. Clasificación de las técnicas de detección de isla

Fuente: Elaboración propia

Materiales y métodos

Descripción del inversor monofásico

La figura 2 muestra el esquema del inversor monofásico de 230W que se ha utilizado para evaluar el algoritmo de detección de isla. El inversor está alimentado por una fuente DC programable limitada en corriente. Para este caso el límite de corriente se fija para que se inyecte la máxima potencia a la red (230W). Para la conversión DC/AC se ha elegido un inversor en puente H con PWM bipolar¹⁷ y filtro de salida LCL¹⁸. La tabla 1 muestra los parámetros eléctricos del inversor bajo estudio.

Como se puede observar en la figura 3, el control del convertidor parte de una referencia V_{DC_ref} impuesta, posiblemente, por un algoritmo que busca el punto de máxima potencia (MPPT). Dicha referencia establece el nivel de tensión a seguir por la DC_LINK. El inversor PWM tiene un controlador interno de corriente, basado en un compensador armónico¹⁹ a fin de cumplir con el estándar IEEE 929-2000²⁰, en términos del THD de corriente inyectada a la red. Este compensador armónico introduce una alta ganancia a la frecuencia fundamental para evitar las perturbaciones de la red y mejorar el seguimiento de la referencia. La amplitud, I_{ref_peak} de la referencia del lazo de corriente, I_{ref} es la salida del regulador PI de la

tensión DC_link del inversor. Esta amplitud se multiplica por $\cos(\theta_{FPLL}) + k \cdot \cos(2 \cdot \theta_{FPLL})$ para la sincronización con la componente fundamental

de la tensión de red. Un PLL en el marco de referencia síncrono (dqPLL)²⁰ se utiliza para la sincronización con la red.

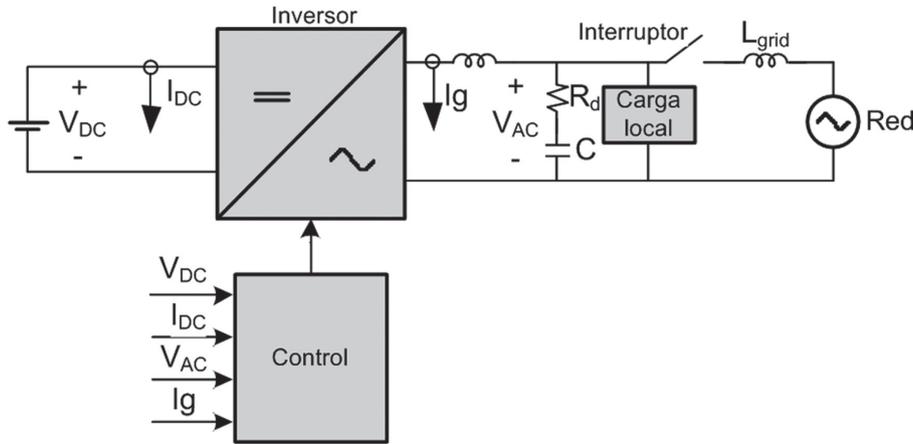


Figura 2. Diagrama de bloques del inversor

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Parámetros eléctricos del inversor bajo estudio

Parámetro	Valor
Potencia inyectada desde la fuente DC (P_{DC})	230 W
Tensión de la DC_LINK (V_{DC})	400 V
Corriente máxima de la DC_LINK (I_{DC})	0.6 A
Tensión de salida del inversor (V_{AC})	230 $V_{RMS} \pm 10\%$
Corriente máxima de salida del inversor (I_g)	1 A_{RMS}
Frecuencia de salida del inversor (f_g)	50 Hz
Inductancia de salida del inversor (L)	37 mH
Capacitor de salida del inversor (C)	270 nF
Resistencia de damping (R_d)	50 Ω
Inductancia de red (L_{grid})	1.8 mH
Frecuencia de conmutación del inversor (f_{si})	20 kHz

Fuente: Elaboración propia

Método de detección de isla

Generación de la perturbación

El método de detección de isla se basa en la adición de una corriente armónica a la referen-

cia de corriente del inversor^{11, 16}. La perturbación se genera por la adición de la señal $k \cdot \cos(2 \cdot \theta_{FPLL})$ a la señal de fase del PLL, de manera que la corriente de referencia toma la forma de la ecuación (1), donde k es la tasa de perturbación introducida en el sistema y θ_{FPLL} es la fase

proporcionada por el dqPLL. El esquema de la perturbación está incluido en la figura 3.

Como se observa a partir de Liserre; et al.¹, la adición del término $k \cdot \cos(2 \cdot \theta_{FPLL})$ produce un segundo armónico en la señal de referencia de corriente del inversor; sin embargo, se debe tener especial cuidado en que el valor de k sea lo más pequeño posible con el fin de que no afecte la correcta operación del inversor. No obstante, se espera una pequeña distorsión en corriente.

Cuando la red está conectada, la tensión en el PCC es impuesta por la red, y su forma de onda no se ve alterada por el algoritmo de detección de isla. Cuando la red no está presente (situación de isla), la tensión del PCC sigue la forma de onda de la corriente inyectada por el inversor. El método de detección de isla propuesto se basa en medir el segundo armónico de la forma de onda de tensión en el PCC a través del análisis de Fourier.

$$I_{ref} = I_{ref_peak} (\cos \theta_{FPLL} + k \cdot \cos(2 \cdot \theta_{FPLL})) \quad (1)$$

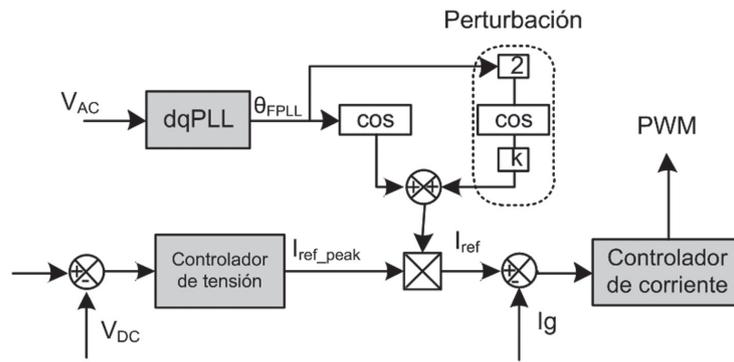


Figura 3. Esquema de control del inversor y perturbación¹

Algoritmo de detección

La serie trigonométrica de Fourier²¹ para una función periódica $f(t)$ se puede expresar de la siguiente manera²:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cdot \cos(n\omega_0 t) + b_n \cdot \sin(n\omega_0 t) \quad (2)$$

Donde²⁻⁵:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) dt \quad (3)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) \cdot \cos(n\omega_0 t) dt \quad (4)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) \cdot \sin(n\omega_0 t) dt \quad (5)$$

Los términos seno y coseno de la misma frecuencia se pueden combinar en una sola onda sinusoidal, lo que resulta en una expresión alternativa para la serie de Fourier⁶:

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} C_n \cdot \cos(n\omega_0 t + \theta_n) \quad (6)$$

Donde⁷:

$$C_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad \text{and} \quad \theta_n = \tan^{-1} \left(\frac{-b_n}{a_n} \right) \quad (7)$$

El término constante a_0 representa el valor medio de $f(t)$. El coeficiente C_1 es la amplitud del término fundamental a la frecuencia angular ω_0 .

Los coeficientes C_2, C_3, \dots son las amplitudes de los armónicos a las frecuencias angulares $2\omega_0, 3\omega_0, \dots$, respectivamente.

El método de detección de isla propuesto se basa en el cálculo de la amplitud de la tensión

del segundo armónico en el PCC a través de las ecuaciones referenciadas^{4, 5, 7}. El resultado de este cálculo se promedia, y se obtiene la variable de salida, H_n , la cual es comparada con el umbral de detección de isla explicado a continuación.

Cálculo del umbral

Algunos parámetros que deben ser tenidos en cuenta para calcular el umbral de detección son: la impedancia de red, la impedancia de carga y la potencia inyectada por el inversor.

Con el fin de encontrar el límite inferior para el umbral de detección, se considera que la red es débil (alta impedancia de la red), lo cual constituye el peor caso de análisis; esto, en razón a que para una red fuerte, una perturbación de segundo armónico o una carga con alto contenido de segundo armónico afecta en menor grado la forma de onda de tensión en

el PCC antes de que se presente la situación de isla.

La impedancia de red se calcula a partir de la impedancia base del sistema bajo estudio: $Z_b=5.29 \Omega$, teniendo en cuenta que la impedancia base del sistema es: $S_b=10 \text{ kVA}$. Para una red débil la impedancia de red, Z_g , puede ser considerada como una décima parte de la impedancia base²². Para este caso se tiene: $Z_g=529 \text{ m}\Omega$. Tres casos diferentes se han tenido en cuenta: 1) red puramente resistiva ($Z_g=R_g=529 \text{ m}\Omega$), 2) red puramente inductiva ($L_g=1.8 \text{ mH}$), y 3) una combinación de ambos ($R_g=374 \text{ m}\Omega$ y $L_g=1.2 \text{ mH}$).

En la figura 4 se presenta el circuito equivalente que representa el comportamiento del sistema a 100Hz cuando la red está conectada, siendo el armónico a 100Hz de la tensión de red. El término representa el armónico a 100Hz inyectado por el inversor de acuerdo con el método de detección de isla propuesto.

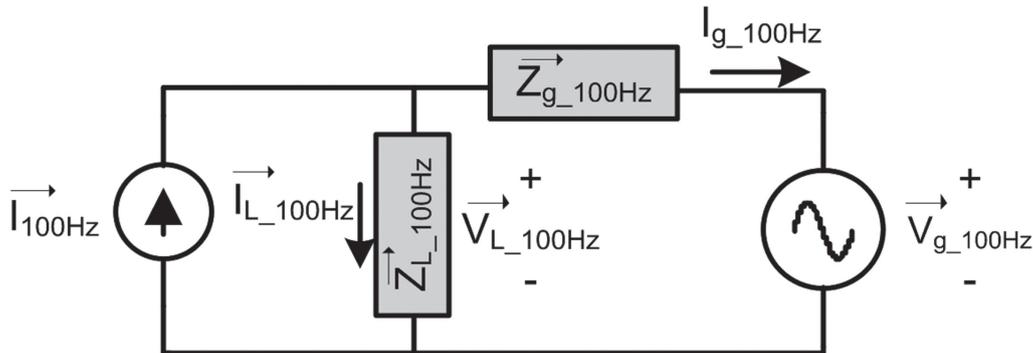


Figura 4. Circuito equivalente del sistema a 100Hz cuando la red está conectada

Fuente: Elaboración propia

Las corrientes en el circuito de la figura 4 siguen⁸

$$\vec{I}_{100\text{Hz}} = \vec{I}_{L_100\text{Hz}} + \vec{I}_{g_100\text{Hz}} = \frac{\vec{V}_{L_100\text{Hz}}}{Z_{L_100\text{Hz}}} + \frac{(\vec{V}_{L_100\text{Hz}} - \vec{V}_{g_100\text{Hz}})}{Z_{g_100\text{Hz}}} \quad (8)$$

Incluso, para el peor caso (red débil) se tiene que $|Z_{g_100\text{Hz}}| \ll |Z_{L_100\text{Hz}}|$. Teniendo en cuenta este hecho y también que es habitual que en las redes eléctricas el segundo armónico de la tensión de red sea insignificante ($V_{g_100\text{Hz}} \ll V_{L_100\text{Hz}}$), el resultado es el definido

por Ropp; *et al.*⁹ y en consecuencia, el umbral para la detección de isla debe fijarse por encima del valor definido por ellos, el cual constituye el límite inferior del umbral de detección.

$$\vec{V}_{L_100\text{Hz}} \approx \vec{Z}_{g_100\text{Hz}} \cdot \vec{I}_{100\text{Hz}} \quad (9)$$

Además, existe un límite superior para el umbral de detección. Este límite se calcula para asegurar que cuando la red se desconecta (situación de isla) el segundo armónico de la

tensión en el PCC llega a ser más alto que el umbral establecido, permitiendo la detección de isla. Obviamente, el umbral en alto no se puede fijar arbitrariamente, o la detección de isla podría fallar para algunos casos. En una situación de isla la expresión del segundo armónico de la tensión en el PCC está dada en la siguiente ecuación por Ciobotaru; *et al.*¹⁰. Este valor es una función de la carga en el PCC a 100Hz, \vec{Z}_{L_100Hz} .

$$\vec{V}_{L_100Hz} \approx \vec{Z}_{L_100Hz} \cdot \vec{I}_{100Hz} \quad (10)$$

De acuerdo con el estándar IEEE 929-2000 para la detección de isla, el peor caso para detectar la isla se presenta para una carga RLC paralelo con un factor de calidad $Q_f=2.5$. El valor absoluto del factor de la impedancia para este tipo de carga a 100Hz se calcula de acuerdo con Ciobotaru, *et al.*¹¹. Por lo tanto, el umbral para la detección de isla debe ser inferior al valor definido por Ciobotaru, *et al.*¹⁰ con una impedancia de carga dada por Ciobotaru, *et al.*¹¹

$$|Z_{L_100Hz}| = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{R_L}\right)^2 + \left(2\pi \cdot 100 \cdot C_L - \frac{1}{2\pi \cdot 100 \cdot L_L}\right)^2}} \quad (11)$$

Adicionalmente, se introduce una mejora para proporcionar mayor robustez al sistema de detección: un retraso está programado con el fin de verificar la situación de isla y así evitar falsas detecciones debido a la presencia de transitorios o ruido en las mediciones. Cuando la salida promediada del valor H_n proporcionado a través de Fourier supera el umbral, dicha condición debe mantenerse por un período de tiempo de 80ms (correspondiente a 4 ciclos de la red) antes de la desconexión del PCC, a fin de garantizar que se ha producido realmente la condición de isla. Se ha establecido el valor de 80ms con el fin de no exceder lo señalado por el estándar IEEE 929-2000. El algoritmo del método de detección de isla propuesto se muestra en la figura 5.

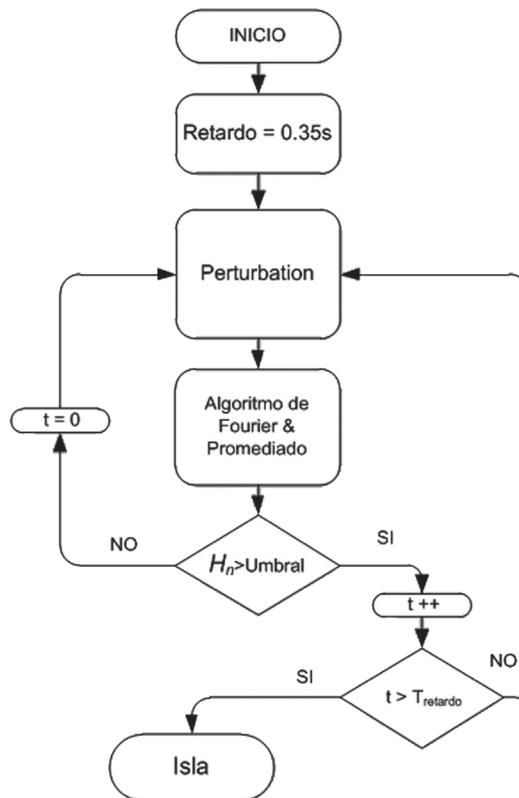


Figura 5. Algoritmo del método de detección de isla propuesto

Fuente: elaboración propia

Resultados

Resultados de simulación

En esta sección se presentan los resultados de simulación del método propuesto anteriormente. Estas simulaciones se llevaron a cabo en el software PSIM™ y fueron probadas sobre el inversor y la red descritas en la anteriormente. El inversor simulado opera en lazo cerrado. El valor de k elegido para la perturbación en el PLL es $k=0.05$. El umbral de detección se ha establecido en $Umbral=1.2$. Las pruebas cumplen con los requerimientos de la norma IEEE 929-2000 para la detección de isla. En particular, las cargas en paralelo RLC con un alto factor Q suelen plantear problemas para la detección de isla. El factor de calidad Q se define como¹⁷:

$$Q = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (12)$$

Las simulaciones se han realizado para un tiempo de 600 ms , con desconexión de la red en el instante $t=400 \text{ msec}$. La carga bajo prueba es una carga paralelo RLC con $Q=3.289$ ($R=226,67 \Omega$, $L=220 \text{ mH}$, $C=45 \mu\text{F}$).

Se realizaron ensayos para diferentes valores de impedancia de red (impedancia de red débil e impedancia de red fuerte), con el fin de corroborar el comportamiento de la técnica *islanding* propuesta. En todos los casos, los tiempos de detección simulados oscilaron entre 90 msec . y 160 msec . Las simulaciones que se muestran a continuación se han realizado con una red débil puramente inductiva: $L_{grid}=1.8 \text{ mH}$.

Varias simulaciones, se han realizado para diferentes armónicos de tensión en el PCC. En concreto, dos situaciones diferentes se han simulado: 1) una red ideal de tensión sinusoidal pura, 2) una red con un 5% de distorsión en el tercer armónico de tensión, y un 3% de distorsión en el quinto armónico de tensión.

La figura 6 muestra los resultados de la simulación con carga RLC para una tensión de red ideal puramente sinusoidal. Los dos gráficos superiores muestran la evolución de la tensión en el PCC y la corriente inyectada por el inversor. El gráfico inferior representa el instante en que se produce la isla ($t=400 \text{ msec}$) y cuando el método propuesto la detecta. El tercer gráfico representa la evolución de la variable medida H_n . Se puede observar que la desconexión del inversor se lleva a cabo dentro del tiempo establecido por las normas (2 s)²⁰.

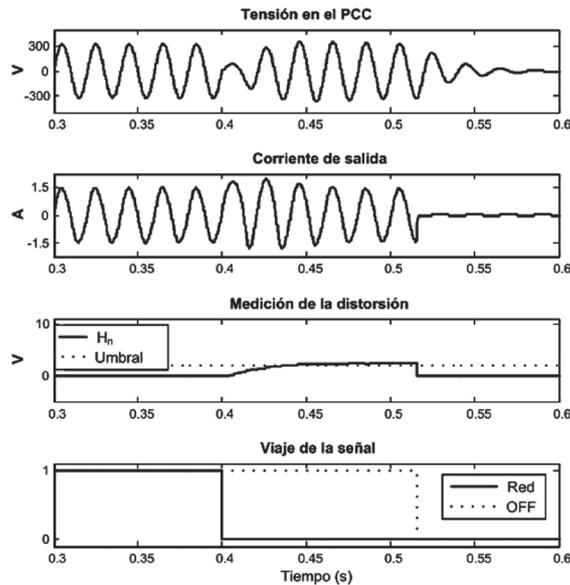


Figura 6. Resultados de simulación con carga RLC ($Q=3.289$). Tensión de red sinusoidal ideal
Fuente: elaboración propia

La figura 7 representa la respuesta del algoritmo de isla propuesto con una tensión de red

distorsionada. En todos los casos el tiempo de desconexión es inferior a 160 *mseg.*

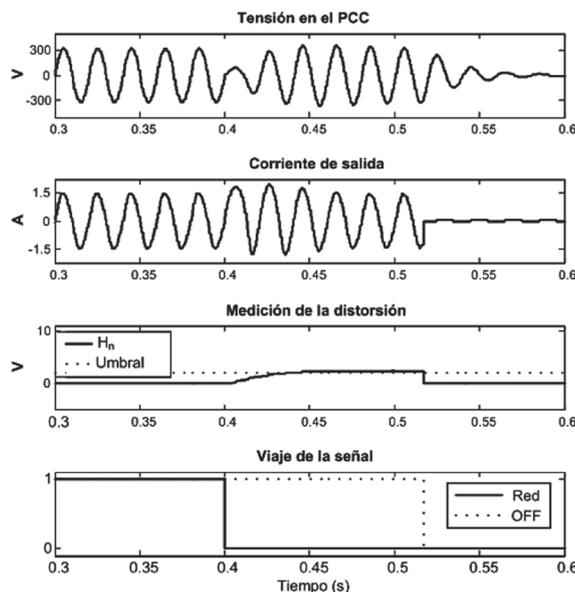


Figura 7. Resultados de simulación con carga RLC ($Q=3.289$). Tensión de red con un 5% de distorsión en el tercer armónico de tensión y un 3% de distorsión en el quinto armónico de tensión
Fuente: elaboración propia

Resultados

La técnica de detección propuesta ha sido probada utilizando un sistema experimental donde una fuente de tensión DC Agilent N8762A, limitada en corriente, ha sido programada. Los parámetros del inversor se han mostrado en la tabla 1. El control se ejecutó en una placa de propósito general diseñada para el DSP de Texas Instruments TMS320F2812.

Los experimentos fueron llevados a cabo para un escenario de red real con un THD_v de 3.4%, medido a través de analizador de calidad de potencia PQA 824HT. Los valores medidos de la red eléctrica se muestran en la tabla 2.

La figura 8.a muestra el comportamiento del sistema, sin necesidad de desconectar el inversor cuando la situación de isla se produce, con la carga RLC. Para este caso, la perturbación en tensión y en frecuencia después de la

situación en isla no es detectada por los métodos pasivos (sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia). Las dos formas de onda superiores muestran la evolución de la corriente inyectada por el inversor y la tensión sobre la carga RLC. La forma de onda inferior representa el instante en que la situación de isla se produce. Esta señal pasa a alto en el momento en el que la red se desconecta del sistema. En este caso, el inversor alimenta la carga local después de que la situación en isla se ha presentado. La figura 8.b muestra el comportamiento de la variable de salida, H_n dentro del DSP. Se observa que el cambio de esta magnitud es fácilmente detectable. Debido a que las técnicas pasivas no son capaces de detectar la situación de isla, el inversor seguirá alimentando las cargas locales como se muestra en la figura 8.a. Por lo tanto, se hace necesario la implementación de una técnica activa de detección de isla con el fin de desconectar al inversor de la carga.

Tabla 2. Propiedades de la tensión de red

Frecuencia	Armónico (%)
100 Hz	0.0019
150 Hz	2.8194
250 Hz	1.8338
THD_V	3.4
V_{RMS}	225.3 V

Fuente: elaboración propia

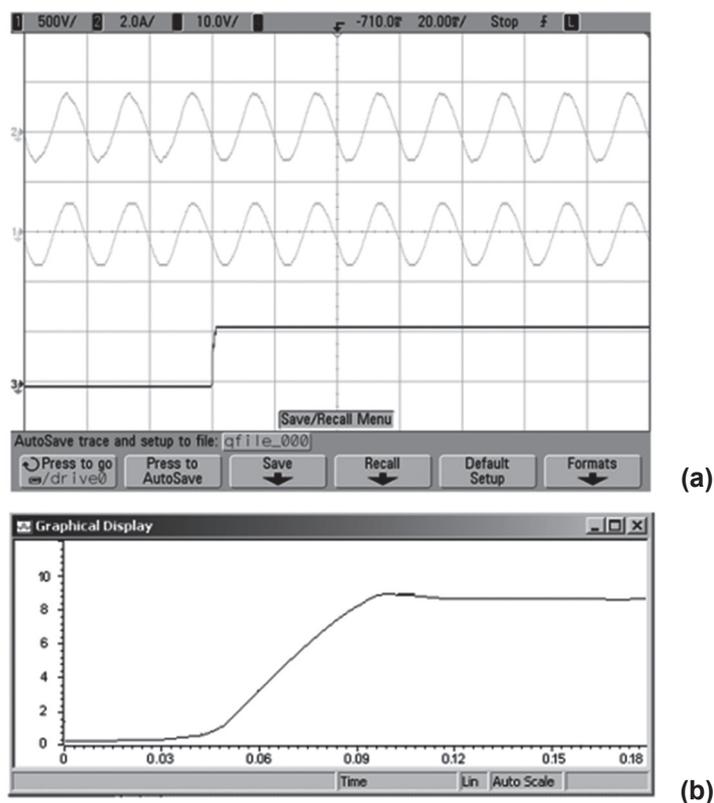


Figura 8. (a) Comportamiento del sistema en situación de isla sin desconexión de la red eléctrica. Arriba: Corriente de salida del inversor, 2 A/div. Centro: Tensión de salida sobre la carga local, 500 V/div. Abajo: Señal de desconexión de la red, 10 V/div. Escala de tiempo: 20 ms/div. (b) Comportamiento de la señal promediada H_n , dentro del DSP

Fuente: Elaboración propia

Los resultados experimentales, teniendo en cuenta la desconexión del inversor después de la detección en isla, se muestran en la figura 9. La figura 9 ilustra el funcionamiento del método propuesto con una carga local RLC con un factor de calidad $Q = 3.289$ ($R=226,67 \Omega$, $L=220$

mH, $C=45 \text{ mF}$), como se describe en la sección 2. En la parte superior se muestran dos formas de onda que representan la evolución de la corriente inyectada por el inversor y la tensión sobre la carga local RLC. La forma de onda inferior representa el instante en que se

produce la situación de isla (transición de bajo a alto para esta forma de onda). En este caso, el método es capaz de detectar la situación en isla y detener inyección de potencia en *155ms*.

Se puede observar que el tiempo de detección cumple ampliamente con los márgenes de seguridad establecidos por el estándar IEEE 929-2000 (2 s).

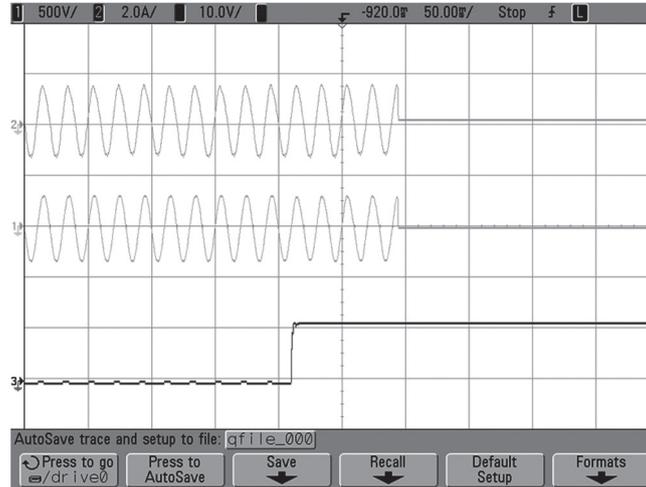


Figura 9. Resultados experimentales. Carga RLC. Arriba: Corriente de salida del inversor, 2 A/div. Centro: Tensión de salida sobre la carga local, 500 V/div. Abajo: Señal de desconexión de la red, 10 V/div. Escala de tiempo: 50 ms/div

Fuente: Elaboración propia

El tiempo de ejecución del algoritmo de detección propuesto en el DSP es de $3.8\mu s$, mientras que el tiempo de cálculo disponible es de $25\mu s$ (20kHz de frecuencia de conmutación, 40kHz de frecuencia de muestreo y doble actualización de datos por PWM²³), trabajando con un ciclo de máquina 150MHz. El tiempo de ejecución del lazo de control, sin el algoritmo de detección implementado en el DSP, es de $13.8\mu s$.

La distorsión de la corriente inyectada por el inversor, THD_i , solo se incrementa un 0,6% a plena potencia, cuando la perturbación programada en el algoritmo de detección de isla es aplicada. El factor de potencia no se ve afectado por la implementación de dicho método.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, las ventajas de este método son:

- La simplicidad del algoritmo.
- Una perturbación insignificante se inyecta en estado estacionario, y no afecta la estabilidad de la red. El inversor no inyecta

corrientes armónicas significativas, ni afecta la potencia reactiva cuando se utiliza este método.

- Los tiempos de detección son pequeñas (menos de 160 mseg).
- El método funciona bien, incluso si hay un segundo armónico significativo en la corriente de carga (valores próximos al 55%).

Conclusiones

En este artículo se presentó un nuevo método de detección de isla basado en la modificación del ángulo en el PLL. Este método es sencillo y eficaz. El método propuesto utiliza el ángulo modificado de la referencia de corriente del inversor, el cual perturba la corriente de salida del inversor mediante la inyección de un segundo armónico de pequeña amplitud. Cuando la red está conectada al PCC, el algoritmo de detección de isla apenas afecta al

rendimiento del inversor, en términos de distorsión armónica de corriente o potencia reactiva. El método de detección de isla propuesto se basa en la medición del segundo armónico de la tensión en el PCC a través del análisis de Fourier. Dicho método fue validado a través de simulación y resultados experimentales sobre un inversor monofásico de 230W. Una tensión de red distorsionada ha sido considerada. El método propuesto funciona bien, incluso ante cargas locales con altos factores de calidad. A pesar de ser un método activo el cual introduce una perturbación de forma constante, dicha perturbación es pequeña y no produce un impacto significativo sobre la calidad de potencia inyectada a la red.

Referencias bibliográficas

1. LISERRE, Marco; *et al.* Wavelet-Based Islanding Detection in Grid-Connected PV Systems. En: IEEE Trans. on Industrial Electronics. November 2009. Vol. 56, N° 11, p. 4445-4455.
2. SOO-HYOUNG, Lee & JUNG-WOOK, Park. New Islanding Detection Method for Inverter-Based Distributed Generation Considering Its Switching Frequency. En: IEEE Trans. on Industry Applications. October 2010. Vol. 46, N°5, p. 2089-2098.
3. MAHAT, Pukar; CHEN, Zhe y BAK-JENSEN, Birgitte. Review of islanding detection methods for distributed generation. En: International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (3:6-9, abril: China). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 2008. p. 2743-2748.
4. DE MANGO, Francesco; *et al.* Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part I: Passive Methods. En: International Conference on Power Electronics and Motion Control EPE-PEMC (12: 30 agosto – 1 septiembre: Slovenia). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 2006. p. 1878-1883.
5. SANDIA NATIONAL LABORATORIES. Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility interactive power systems. Reporte técnico IEAPVPS T5-09 de noviembre de 2002. Estados Unidos: SNL, 2002. 60 p.
6. ZEINELDIN, Hatem & KIRTLEY, James. A Simple Technique for Islanding Detection With Negligible Nondetection Zone. En: IEEE Transactions on Power Delivery. April 2009. Vol. 24, N° 2, p. 779-786.
7. KOBAYASHI, Hirokazu; *et al.* Method for Preventing Islanding Phenomenon on Utility Grid with a Number of Small Scale PV. En: Systems Photovoltaic Specialists Conference (22: 7-11, octubre: Las Vegas). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 1991. p. 695-700.
8. LISERRE, Marco; *et al.* An Anti-Islanding Method for Single-Phase Inverters Based on a Grid Voltage Sensorless Control. En: IEEE Trans. on Industrial Electronics. October 2006. Vol. 53, N°5, p. 1418-1426.
9. ROPP, Michael; *et al.* Simulation and Experimental Study of the Impedance Detection Anti-Islanding Method in the Single-Inverter Case. En: World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (4: mayo: Waikoloa). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 2006. p. 2379-2382.
10. CIOBOTARU, Mihai; TEODORESCU, Remus & BLAABJERG, Frede. A new single phase PLL structure based on second order generalized integrator. En: Power Electronics Specialists Conference (37: 18-22, junio: Jeju). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 2006. p. 1511-1516.
11. CIOBOTARU, Mihai; AGELIDIS, Vassilios & TEODORESCU, Remus. Accurate and less-disturbing active anti-islanding method based on PLL for grid-connected PV Inverters. En: Power Electronics Specialists Conference, (39: 15-19, junio: Rodas). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 2008. p. 4569-4576.
12. JERAPUTRA, Chuttchaval & ENJETI, Prasad. Development of a robust anti-islanding algorithm for grid interconnection of distributed fuel cell powered generation. En: IEEE Trans. on Power Electronics. September 2004. Vol.19, N°5, p. 1163 -1170.
13. YE, Zhihong; *et al.* A new family of active antiislanding schemes based on DQ implementation for grid-connected inverters. En: Power Electronics Specialists Conference (35: 20-25, junio: Alemania). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 2004. p. 235-241.
14. KITAMURA, A.; *et al.* Islanding prevention measures: demonstration testing at Rokko test center for advanced energy systems. En: Power Electronics Specialists Conference (23: 10-14, mayo: Louisville). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 1993. p. 1063-1067.
15. FUNABASHI, Toshihisa; KOYANAGI, Kaoruy & YOKOYAMA, R. A review of islanding detection methods for distributed resources. En: Power Tech Conference (23-26, junio: Boloña). Memorias. Estados Unidos: IEEE, 2003. p. 1-6.
16. CIOBOTARU, Mihai; *et al.* Accurate and Less-Disturbing Active Antiislanding Method Based on PLL for Grid-Connected Converters. En:

- IEEE Trans. Power Electronics. June 2010. Vol.25, N° 6, p. 1576-1584.
17. CHASSAING, Rulph. Digital Signal Processing and Applications with the TMS320C6713 and TMS320C6416 DSK. 2ª ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2008. 576 p.
 18. SHEN, Guoqiao; *et al.* A New Feedback Method for PR Current Control of LCL-Filter-Based Grid-Connected Inverter. En: IEEE Trans. on Industrial Electronics. June 2010. Vol.57, N° 6, p. 2033-2041.
 19. KAZMIERKOWSKI, Marian; KRISHNAN, Ramu & BLAABJERG, Frede. Control in power electronics. Londres: Academic Press, 2002. 544 p.
 20. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Recommended practice for grid interface of photovoltaic (PV) systems. Estandar 929 de abril 3 de 2000. Estados Unidos: IEEE, 2000. 32 p.
 21. PROAKIS, John y MANOLAKIS, Dimitris. Digital Signal Processing: Principles, Algorithms and applications. 3ª ed. Massachusetts: Prentice Hall, 1995. 1016 p.
 22. LISERRE, Marco; *et al.* Stability of photovoltaic and wind turbine grid-connected inverters for a large set of grid impedance values. En: IEEE Transactions on Power Electronics. January 2006. Vol. 21, N°1, p. 263- 272.
 23. BUSO, Simone y MATTAVELLI, Paolo. Digital Control in Power Electronics. Nebraska: Morgan & Claypool Publishers, 2006. 158 p.