

“Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD”



Titulación: Ingeniero Industrial

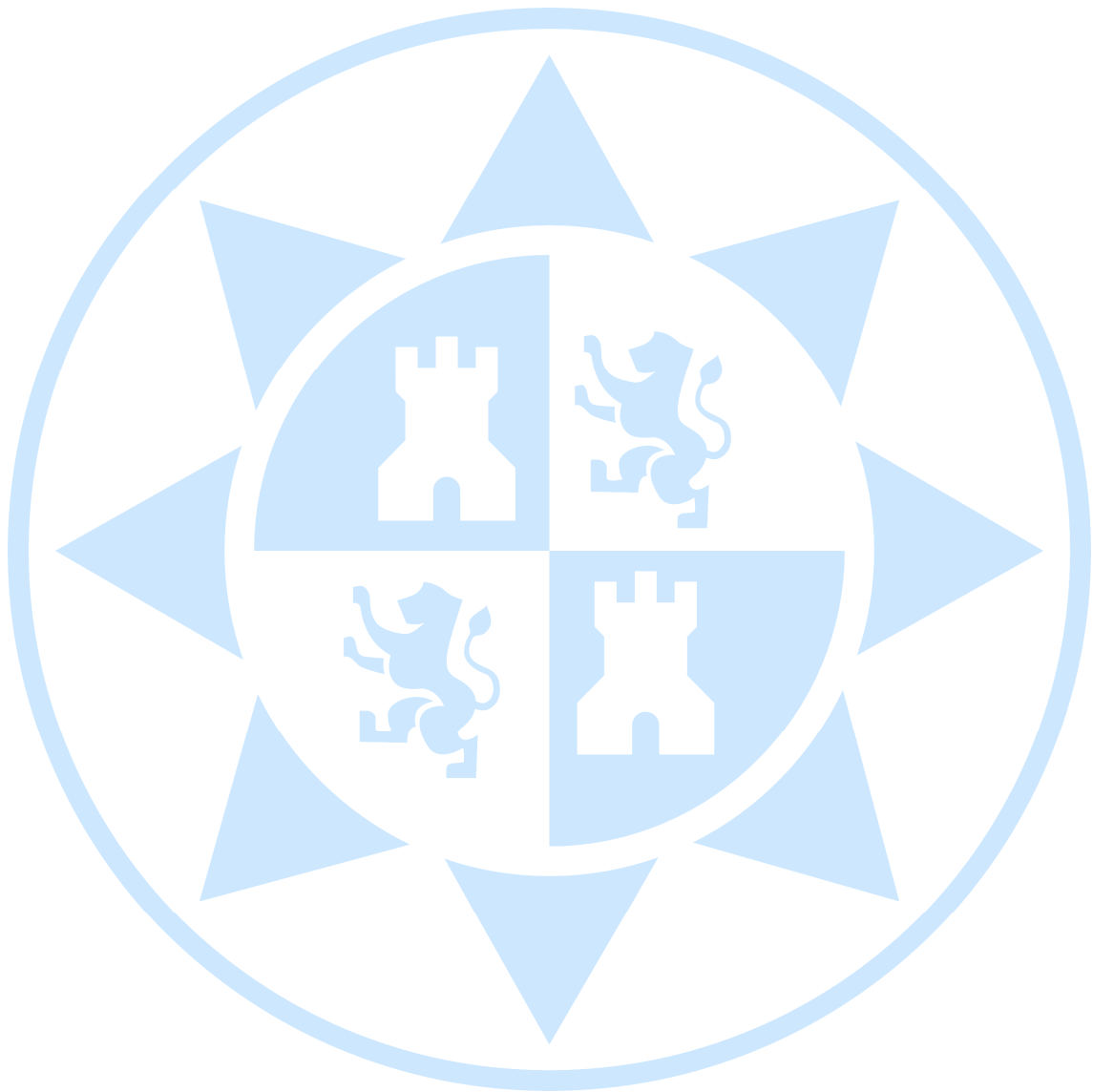
Intensificación: Industrias Químicas

Alumno/a: Manuel Martínez-Tafalla López

Director/a/s: Francisco Javier Cánovas
Rodríguez

Francisco de Asís Ruz Vila

Cartagena, Julio 2009



A mi familia y amigos, en agradecimiento al apoyo inestimable mostrado en todo momento y también a los directores del proyecto por su colaboración.

Índice

Capítulo 1: Introducción y objeto del proyecto

<u>1.- Introducción y objeto del proyecto</u>	1
<u>2.- Fases del proyecto</u>	2

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

<u>1.- Introducción</u>	1
1.1.- Definición.....	1
1.2.- Diferentes tipos de tecnologías	5
1.2.1.- Turbinas de gas	5
1.2.2.- Microturbinas.....	7
1.2.3.- Turbinas de vapor	9
1.2.4.- Ciclos combinados	11
1.2.5.- Motores alternativos.....	11
1.2.6.- Mini hidráulica.....	13
1.2.7.- Eólica.....	14
1.2.8.- Solar	15
1.2.8.1- Solar Fotovoltaica	15
1.2.8.2.- Solar Térmica.....	16
1.2.9.- Pilas de combustible	20
1.2.10.- Volantes de inercia (Flywheels)	23

Capítulo 2: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

<u>1.- Problemática de la calidad de potencia</u>	1
1.1.- Regulación de la tensión	1
1.2.- Influencia de otros factores	5
<u>2.- Normativa y estándar actual</u>	6
<u>3.- Protecciones, seguridad y esquemas de interconexión</u>	8

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

<u>1.- Estado del arte de los algoritmos anti-isla</u>	1
1.1.- Definición	1
1.2.- Descripción física del fenómeno	1
1.3.- Causas	2
1.4.- Consecuencias	3
1.5.- Inversor anti-isla	4
1.6.- Descripción matemática del modelo	5
1.7.- Métodos de protección anti-isla	7
1.7.1.- Métodos pasivos	8
1.7.1.1.- Sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia	9
1.7.1.2.- Detección de armónicos de tensión y armónicos de corriente	11
1.7.1.3.- Efectos de la impedancia de la red y del rizado de la tensión del inversor	12
1.7.1.4.- Método de monitorización de fase.....	14
1.7.1.5.- Monitorización y sincronización armónica PPL para los métodos anti-isla pasivos	15
1.7.2.- Métodos activos	17
1.7.2.1.- Control de los inversores conectados a la red	18
1.7.2.2.- Inyección de armónicos / Detección de impedancia	20
1.7.2.3.- Métodos de variación de la potencia activa y reactiva	21

1.7.2.4.- Métodos de variación de la impedancia de la red	23
1.7.2.5.- Slip-mode Frequency Shift (SMS) o Active Phase Shift (APS).....	25
1.7.2.6.- Active Frequency Drift (AFD)	26
1.7.2.7.- Sandia Frequency Shift (SFS)	27
1.7.2.8.- Sandia Voltage Shift (SFS)	27
1.7.2.9.- Métodos de detección de “isla” a nivel de red	28
1.8.- Resultados de simulaciones y resultados experimentales	30
1.8.1.- Métodos pasivos	30
1.8.1.1.- Resultados de las simulaciones.....	30
1.8.1.2.- Resultados experimentales	33
1.8.2.- Métodos activos	36
1.8.2.1.- Resultados de las simulaciones.....	36
1.8.2.2.- Resultados experimentales	39
1.9.- Legislación actual en materia anti-isla	41
1.9.1.- Situación actual.....	41
1.9.2.- Futuro marco de actuación	42
1.9.3.- Estándares, códigos y pautas internacionales	42
1.10.- Resumen de las principales ventajas e inconvenientes de los diferentes métodos de protección anti-isla.....	44

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

<u>1.- Implementación de los métodos de protección de “isla” SVS y SFS en un inversor de red estático interactivo.....</u>	1
1.1.- Parámetros a considerar en el estudio de los métodos de protección anti-isla	1
1.1.1.- Medida de la tensión y puntos límite de detección de la misma..	2
1.1.2.- Medida de la frecuencia y puntos límite de detección de la misma	3
1.1.3.- Regulación de la tensión, la frecuencia y la corriente	4

Capítulo 2: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

1.2.- Introducción a los algoritmos “Sandia”	4
1.3.- Consideraciones importantes para el análisis de los métodos anti-isla	7
1.3.1.- ¿Cómo pueden ser diferentes la frecuencia del inversor y la frecuencia de la red?	7
1.3.2.- Control de la frecuencia del inversor	8
1.3.3.- Respuesta rápida imprescindible	8
1.3.4.- Análisis de la posible aplicación de un inversor con factor de potencia variable	9
1.3.5.- ¿Implementación analógica o digital?	9
1.4.- Conclusiones.....	10
<u>2.- Algoritmo anti-isla seleccionado.....</u>	10
2.1.- Introducción.....	10
2.2.- Análisis del algoritmo anti-isla	11
2.3.- Validación en el dominio del tiempo.....	19
2.4.- Conclusión.....	22
<u>3.- Posibles mejoras para el algoritmo anti-isla seleccionado</u>	23
3.1.- Selección de parámetros de SFS para eliminar las Zonas de No Detección.....	23
3.1.1.- Introducción.....	23
3.1.2.- Sistema a estudio	23
3.1.3.- Método SFS modificado	24
3.1.4.- Conclusión.....	27
3.2.- Impacto del control en la interfase de la GD en el método anti-isla Sandia Frequency Shift	27
3.2.1.- Introducción.....	27
3.2.2.- Modelos de los componentes del sistema de GD.....	28
3.2.3.- Esquema anti-isla	28
3.2.4.- Impacto de los controles de interfase del inversor	29

3.2.5.- Conclusión.....	31
-------------------------	----

Capítulo 6: Simulación en Matlab

<u>1.- Descripción del Software utilizado para la simulación</u>	1
---	----------

<u>2.- Esquema del algoritmo seleccionado</u>	3
--	----------

<u>3.- Simulación en Matlab</u>	6
--	----------

3.1.- Esquema base de estudio de cortocircuitos.....	6
--	---

3.2.- Simulaciones de cortocircuitos.....	9
---	---

3.2.1- Cortocircuito monofásico a tierra (fase A)	12
---	----

3.2.2- Cortocircuito bifásico a tierra (fases A y B)	18
--	----

3.2.3- Cortocircuito trifásico a tierra	22
---	----

Capítulo 7: Conclusiones y líneas futuras de actuación

<u>1.- Conclusiones</u>	1
--------------------------------------	----------

<u>2.- Líneas futuras de actuación</u>	2
---	----------

Capítulo 8: Bibliografía

<u>1.- Bibliografía</u>	1
--------------------------------------	----------

Índice de tablas y figuras

Capítulo 1: Introducción y objeto del proyecto

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Figuras

Figura 1.1.1: Estructura tradicional del sistema eléctrico	1
Figura 1.1.2: Nuevo esquema de la red eléctrica con la presencia de GD 4	
Figura 1.1.3: Nueva estructura de flujos con la presencia de GD	4
Figura 1.2.1.1: Elementos constitutivos del ciclo de Rankine.....	6
Figura 1.2.1.2: Diagramas P-V y T-S del ciclo de Rankine	6
Figura 1.2.1.3: Turbina de gas.....	6
Figura 1.2.2.1: Microturbina de 80 kW	8
Figura 1.2.3.1: Turbina de vapor	9
Figura 1.2.5.1: Motor de combustión interna	12
Figura 1.2.7.1: Parque eólico	14
Figura 1.2.8.1.1: Placas fotovoltaicas.....	15
Figura 1.2.8.2.1: Colectores cilindro-parabólicos.....	17
Figura 1.2.8.2.2: Esquema de producción de central solar con turbina de vapor.....	17
Figura 1.2.8.2.3: Torre solar y helióstatos	18
Figura 1.2.8.2.4: Esquema del proceso de producción de central solar con torre y helióstatos.....	19
Figura 1.2.8.2.5: Colector parabólico	19
Figura 1.2.9.1: Esquema de funcionamiento de las pilas de combustible	21
Figura 1.2.10.1: Esquema de un volante de inercia (flywheel)	23
Figura 1.2.10.2: Diagrama de operación de un volante de inercia	24

Tablas

Tabla 1.2.1.1: Características y propiedades de las turbinas de gas	7
Tabla 1.2.2.1: Características y propiedades de las microturbinas	9
Tabla 1.2.3.1: Características y propiedades de las turbinas de vapor....	10
Tabla 1.2.4.1: Características y propiedades de los ciclos combinados..	11
Tabla 1.2.5.1: Características y propiedades de los motores alternativos	12
Tabla 1.2.6.1: Características y propiedades de la mini hidráulica	13
Tabla 1.2.7.1: Características y propiedades de los parques eólicos	15
Tabla 1.2.8.1.1: Características y propiedades de la solar fotovoltaica ..	16
Tabla 1.2.8.2.1: Características y propiedades de la solar térmica	20
Tabla 1.2.9.1: Características y propiedades de las pilas de combustible	23

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red**Figuras**

Figura 3.1: Diferentes configuraciones de interconexión.....	9
--	---

Tablas

Tabla 3.1: Diferencias entre los casos 4 y 5.....	10
---	----

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla**Figuras**

Figura 1.2.1: Configuración esquemática del sistema.....	2
Figura 1.6.1: Esquema del sistema fotovoltaico conectado a la red con carga local.....	5
Figura 1.7.1.1: Interconexión de una fuente fotovoltaica a la red y a la carga	8

Capítulo 2: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Figura 1.7.1.1.1: Zona de no detección (ZND) para OUV y OUF	11
Figura 1.7.1.3.1: Variación de la amplitud del tercer armónico debido a la “isla” a) frente a la inductancia y resistencia de red, b) frente al rizado de la tensión DC y la impedancia de red	14
Figura 1.7.1.5.1: Esquema PPL	16
Figura 1.7.1.5.2: Esquema de la monitorización PPL	16
Figura 1.7.1.5.3: Esquema de la sincronización armónica PLL con monitorización de los armónicos 3°, 5° y 7°	17
Figura 1.7.2.1.1: Estructura de control del inversor fotovoltaico conectado a la red con un filtro LCL	19
Figura 1.7.2.1.2: Esquema del método de sincronización PLL adoptado	20
Figura 1.7.2.3.1: Estructura del método de detección de la “isla” basado en la inyección de potencia activa y reactiva	21
Figura 1.7.2.3.2: Algoritmos de inyección de potencia activa (a) y reactiva (b)	23
Figura 1.7.2.4.1: Diseño de un dispositivo de conexión automático según la DIN VDE 0126	24
Figura 1.7.2.5.1: Trazo del ángulo de fase corriente-tensión frente a la frecuencia de un inversor que utiliza el método de prevención de “isla” SMS	25
Figura 1.7.2.6.1: Ejemplo de forma de onda usada para implementar el método de detección de “isla” AFD	26
Figura 1.7.2.9.1: Método basado en la conexión del condensador	28
Figura 1.7.2.9.2: Método anti-isla basado en la comunicación del inversor de la red	30
Figura 1.8.1.1.1: “Islas” en el caso de a) $\Delta P = 25\%$ y $\Delta Q = 0\%$, b) $\Delta Q = -15\%$ y $\Delta P = 0\%$	31
Figura 1.8.1.1.2: a) THD durante el transcurso de la “isla” (imagen superior izquierda), en el caso de una tensión de red sinusoidal (imagen inferior izquierda), en el caso de elevado ruido armónico en la tensión de red; b) variación de la magnitud de la tensión del 3°, 5° y 7° armónicos durante el transcurso de la “isla” detectada mediante sincronización armónica PLL	32

Figura 1.8.1.1.3: Variación de la fase después de que se produzca la “isla” con diferentes valores de ΔQ 32

Figura 1.8.1.2.1: Esquema del banco de pruebas anti-isla 33

Figura 1.8.1.2.2: “Isla” en el caso de a) $\Delta P = 25\%$ y $\Delta Q = 0\%$, b) $\Delta Q = -15\%$ y $\Delta P = 0\%$ 34

Figura 1.8.1.2.3: a) Distorsión armónica en condiciones de funcionamiento normales y durante la “isla”, b) amplitud de la tensión de los armónicos 3º, 5º y 7º estimada según la sincronización armónica PLL durante el transcurso de la “isla” en el caso de $\Delta P = \Delta Q = 0$ 35

Figura 1.8.1.2.4: Variación de fase durante el transcurso de la “isla”, en el caso de a) condición de equilibrio de potencias, b) $\Delta Q = -15\%$ y $\Delta P = 0\%$ 36

Figura 1.8.2.1.1: Tensión PAC, corriente del inversor y tensión del segundo armónico detectados por la monitorización PLL durante el transcurso de la “isla” 37

Figura 1.8.2.1.2: (a) Realimentación positiva de tensión e inyección de potencia activa, (b) realimentación positiva de frecuencia con inyección de potencia reactiva (“isla” en 1,5s. con $\Delta P = \Delta Q = 0$)..... 38

Figura 1.8.2.1.3: Detección de “isla” mediante inserción de condensador (375W de potencia activa inyectada por el inversor) 38

Figura 1.8.2.2.1: Imagen del banco de test anti-isla en el laboratorio de la Universidad de Bari 40

Figura 1.8.2.2.2: Test (a) Realimentación positiva de la tensión e inyección de potencia real, (b) Realimentación positiva de la frecuencia con inyección de potencia real ($\Delta P = \Delta Q = 0$)..... 40

Tablas

Tabla 1.7.1.1.1: Límites de la tensión y la frecuencia de la red 9

Tabla 1.7.1.2.1: Amplitudes de la tensión armónica 12

Tabla 1.7.2.8.1: Ecuaciones de los métodos activos SMS, AFD, SFS ... 28

Tabla 1.8.1.1.1: Comparación entre los métodos pasivos anti-isla..... 33

Tabla 1.8.1.2.1: Umbrales de la amplitud de la tensión armónica para la detección de la “isla” 35

Capítulo 2: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Tabla 1.8.2.1.1: Comparación entre métodos anti-isla.....	39
Tabla 1.10.1: Resumen de las ventajas e inconvenientes de los algoritmos anti-isla.....	44

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Figuras

Figura 1.3.2.1: Curva de compensación de SFS, mostrando la relación entre la desviación de frecuencia medida y la variación que SFS producirá.....	8
Figura 2.2.1: Representación del diagrama de bloques del algoritmo anti-isla propuesto por “Sandia National Laboratories”.....	12
Figura 2.2.2: Diagrama de bloques en el que se resalta la componente SFS del algoritmo anti-isla “Sandia”.....	13
Figura 2.2.3: Naturaleza de las ondas provocadas por el algoritmo SFS.....	13
Figura 2.2.4: Diagrama de bloques en el que se resalta la componente SVS del algoritmo anti-isla “Sandia”.....	14
Figura 2.2.5: Curva de ganancias (en dB) del algoritmo SFS con una carga RLC al 50% (figura inferior) y al 100% (figura superior) del nivel de potencia entre 1 y 300Hz.....	16
Figura 2.2.6: Curva de ganancia para el algoritmo SVS para diferentes K_{vp} manteniendo $K_v = 1$, para cargas RLC.....	16
Figura 2.2.7: Variaciones de la ganancia del lazo en dB a 2 Hz para niveles de potencia de carga variables y ganancias constantes para SVS.....	17
Figura 2.2.8: Influencia de la carga y ganancias constantes en la ganancia del lazo SVS. (a) Efecto de la carga (%) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes K_{vp} (pu). (b) Efecto de la carga (%) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes K_v (pu). (c) Efecto de la ganancia K_{vp} (pu) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes cargas (%). (d) Efecto de la ganancia K_v (pu) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes cargas (%)......	18

Figura 2.3.1: Diagrama en línea para el escenario anti-isla.....	20
Figura 2.3.2: Formas de onda para la carga RLC sin protección anti-isla: (a) tensión de fase de la carga, (b) corriente.	21
Figura 2.3.3: Formas de onda para la carga RLC con $K_f = 10$ y K_v y $K_{vp} = 2$: (a) tensión de fase de la carga y (b) corriente.	22
Figura 3.1.2.1: Sistema a estudio.....	24
Figura 3.1.2.2: Superficie de control de GD para potencia de funcionamiento constante.....	24
Figura 3.1.3.1: Dependencia de la ZND con k	25
Figura 3.1.3.2: Dependencia de la ZND con cf_0	26
Figura 3.1.3.3: Onda de frecuencia para diferentes Q_f de las cargas con $k = 0,15$	27
Figura 3.2.2.1: Diagrama con una única línea de un sistema de GD basado en un inversor.....	28
Figura 3.2.3.1: Diagrama de bloques del controlador de potencia constante equipado con el esquema SFS	29
Figura 3.2.4.1: Cambios en la frecuencia de la tensión del inversor para las dos interfases de control. (a) $K = 0,001$, (b) $K = 0,01$, (c) $K = 0,032$	30
Figura 3.2.4.2: Representación del tiempo de detección del método SFS frente a la ganancia de la realimentación positiva.....	31

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Figuras

Figura 1.1: Modelo de SymPowerSystems™ de un motor asíncrono y un generador diesel de potencia. La ventana de resultados muestra la corriente del estator y la velocidad de la máquina asíncrona	2
Figura 2.1: Representación del diagrama de bloques del algoritmo anti- isla propuesto por “Sandia National Laboratories”	3
Figura 2.2: Diagrama de bloques en el que se resalta la componente SFS del algoritmo anti-isla “Sandia”	3

Capítulo 2: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Figura 2.3: Diagrama de bloques en el que se resalta la componente SVS del algoritmo anti-isla “Sandia”	4
Figura 2.4: Diagrama de bloques de partida del algoritmo	4
Figura 2.5: Esquema del algoritmo en Matlab	5
Figura 3.1.1: Esquema para generación de cortocircuitos.....	6
Figura 3.2.1: Bloque de SymPowerSystems "Three Phase Fault"	11
Figura 3.2.1.1: Tensión (cortocircuito monofásico a tierra).....	12
Figura 3.2.1.2: Potencia activa (cortocircuito monofásico a tierra).....	13
Figura 3.2.1.3: Frecuencia (cortocircuito monofásico a tierra)	13
Figura 3.2.1.4: Detalle A de la frecuencia (cortocircuito monofásico a tierra)	14
Figura 3.2.1.5: Salida de la zona SVS del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)	15
Figura 3.2.1.6: Salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)	15
Figura 3.2.1.7: Detalle B de la salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)	16
Figura 3.2.1.8: Salida de la zona SFS con filtro del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)	17
Figura 3.2.1.9: Detalle C de la salida de la zona SFS con filtro del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)	17
Figura 3.2.2.1: Tensión (cortocircuito bifásico a tierra).....	18
Figura 3.2.2.2: Potencia activa (cortocircuito bifásico a tierra).....	19
Figura 3.2.2.3: Frecuencia (cortocircuito bifásico a tierra)	19
Figura 3.2.2.4: Detalle D de la frecuencia (cortocircuito bifásico a tierra)	20
Figura 3.2.2.5: Salida de la zona SVS del algoritmo (cortocircuito bifásico a tierra)	20
Figura 3.2.2.6: Salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito bifásico a tierra)	21
Figura 3.2.2.7: Detalle E de la salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito bifásico a tierra)	21

Figura 3.2.3.1: Tensión (cortocircuito trifásico a tierra)	22
Figura 3.2.3.2: Potencia activa (cortocircuito trifásico a tierra)	23
Figura 3.2.3.3: Frecuencia (cortocircuito trifásico a tierra).....	23
Figura 3.2.3.4: Detalle F de la frecuencia (cortocircuito trifásico a tierra)	24
Figura 3.2.3.5: Salida de la zona SVS del algoritmo (cortocircuito trifásico a tierra).....	24
Figura 3.2.3.6: Salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito trifásico a tierra).....	25
Figura 3.2.3.7: Detalle G de la salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito trifásico a tierra).....	25

Capítulo 7: Conclusiones y líneas futuras de actuación

Figuras

Figura 2.1: Banco de pruebas del laboratorio de la UPCT	4
---	---

Capítulo 8: Bibliografía

Capítulo 1: Introducción y objeto del proyecto



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en
sistemas con alta penetración de GD"

1.- Introducción y objeto del proyecto

Debido a la actual situación energética de continua búsqueda de nuevas fuentes de energía renovables, no contaminantes y al mismo tiempo económicamente rentables, se están sucediendo, a nivel mundial, las investigaciones destinadas a este fin.

La mayoría de las investigaciones actuales se centran en estudiar un tipo de generación de energía conocido como Generación Distribuida (GD), este tipo de generación se basa en trabajar con pequeñas “minicentrales” de energía que abastecen a los puntos de consumo cercanos y vierten a la red la energía que no se utiliza, además estas “minicentrales” son en su mayoría activadas mediante energías renovables como la energía eólica o la energía fotovoltaica. Entre las características más básicas de estas fuentes de energía destacan la reducción de las pérdidas al haber menos flujos de energía por la red, el funcionamiento con potencias inferiores a los 50 MW, aunque generalmente no sobrepasan los 10 MVA de potencia instalada, y que la energía que vierten a la red no revierte flujos hacia la red de transporte.

Como vemos, esta forma de generación de energía ofrece numerosas ventajas pero es necesario un estudio exhaustivo de todos los problemas a los que da lugar. La mayoría de estos problemas se derivan de la interconexión entre la GD y la propia red eléctrica. La complejidad de esta interconexión da lugar a problemas que pueden afectar seriamente la calidad de la potencia suministrada, además de exigir la presencia de unos elementos de protección de la red frente a las variaciones que puedan surgir, ya que la red, debido a la presencia de la GD, se encuentra más vulnerable a dichas variaciones.

La necesidad de un estudio exhaustivo es debida al desconocimiento que se tiene en este campo, ya que la filosofía de diseño de redes utilizada hasta el momento se basaba en diferenciar claramente en la red los puntos de generación y los puntos de consumo, que además solían situarse muy distantes unos de otros. El cambio introducido por la GD, que sitúa los puntos de generación y consumo en un mismo lugar, implica una reestructuración de todo el diseño anterior, afectando también a las protecciones y a la calidad de la potencia, antes perfectamente definidas y ahora serias incógnitas a resolver. Por tanto, la inclusión de la GD supone una reinversión parcial del sistema de diseño de redes eléctricas, un comienzo desde cero, que necesita un tiempo de desarrollo suficiente, así como numerosas pruebas para certificar su correcto funcionamiento. A lo largo de nuestro estudio nos centraremos sobre todo en los temas de protecciones y aseguramiento de la calidad de la potencia.

Entre los muchos problemas que se derivan de la interconexión, como pueden ser la necesidad de la regulación de la tensión, los flickers, la distorsión por armónicos,..., destaca por encima de todos el funcionamiento en “isla”. El efecto “isla” es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de GD continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada.

Capítulo 1: Introducción y objeto del proyecto

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Una de las líneas de estudio actuales va encaminada a solucionar los problemas derivados del funcionamiento en “isla” y a la búsqueda de un algoritmo suficientemente efectivo en la detección de dichas “islas”. Además nos encontramos con el problema añadido de que aún no existe un estándar universal que regule las condiciones que deben cumplir las protecciones frente a este fenómeno, por lo que se siguen realizando estudios coordinados a nivel mundial para definir una normativa común sobre este tema.

El objetivo principal de este proyecto es determinar cuál de los algoritmos anti-isla definidos en la actualidad tiene un comportamiento más efectivo, y es por tanto, el más ideal y comprobar mediante simulaciones que dicho algoritmo funciona correctamente.

En definitiva, estudiaremos a fondo uno de los problemas de mayor actualidad a la hora de la implantación de la GD a nivel mundial como es la problemática del funcionamiento en “isla” y trazaremos las líneas claves a seguir para resolver con éxito dicho problema.

2.- Fases del proyecto

El desarrollo de nuestro proyecto seguirá tres fases principales:

- En la primera de ellas nos centraremos en una revisión bibliográfica y un estudio de todos los algoritmos anti-isla definidos en la actualidad. El objetivo de esta fase será, una vez adquirida la base teórica necesaria, la determinación de cuál es el algoritmo anti-isla “ideal”
- Posteriormente nos centraremos en el estudio de dicho algoritmo seleccionado y en diseñar un modelo de implementación del mismo para comprobar su eficacia.
- La tercera y última fase del proyecto consistirá en implementar en el software MATLAB, y más concretamente en el entorno Simulink, dicho algoritmo y realizar sobre el mismo una serie de pruebas para demostrar que la respuesta obtenida es precisamente la esperada.

Tras definir las tres fases principales de nuestro proyecto, pasamos a comentar brevemente los aspectos que se van a tratar en el desarrollo del mismo.

En primer lugar se definirá en qué consiste la GD y se analizarán todas las tecnologías aplicables a la misma, analizando las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas y destacando las más usadas en la actualidad.

A continuación analizaremos los problemas asociados a la interconexión entre la GD y la red eléctrica, estudiaremos brevemente cada uno de ellos, centrándonos en la regulación de la tensión por ser uno de los más importantes; describiremos brevemente el estándar de mayor vigencia actual en la interconexión (IEEE 1547) y comentaremos

Capítulo 1: Introducción y objeto del proyecto

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

las diferentes configuraciones de interconexión que se pueden producir, estudiando más a fondo las dos configuraciones en las que se centrará nuestro problema (GD y red interconectadas con exportación de potencia, desde el lado del cliente y desde el de la red)

Una vez asentados los conceptos de GD y la problemática de la interconexión, pasaremos a la definición del fenómeno del funcionamiento en “isla” y sus conceptos principales como son el punto de acoplamiento común (PAC) o la zona de no detección (ZND), y analizaremos los diferentes algoritmos anti-isla actuales destacando las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos.

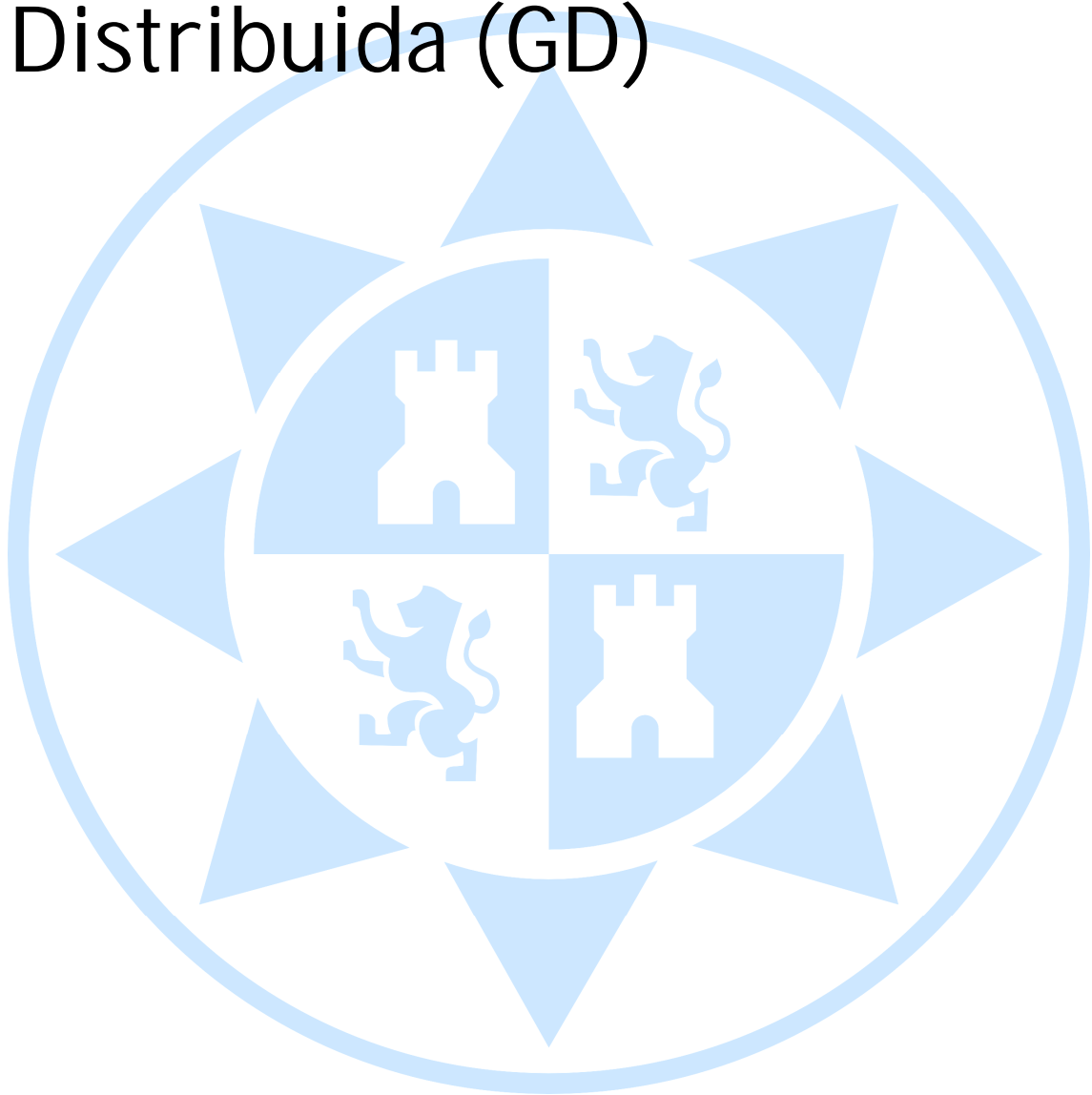
Tomando como base el análisis anterior seleccionaremos el algoritmo más efectivo para la protección anti-isla y una vez completado este paso habremos concluido la primera fase de nuestro proyecto.

En la segunda fase conoceremos más a fondo el algoritmo seleccionado, analizaremos todas las ventajas e inconvenientes que presenta el mismo, así como las posibles mejoras futuras que podrá experimentar para la obtención de unos mejores resultados y diseñaremos el esquema del algoritmo a implementar en el software de simulación.

En la última fase del proyecto implementaremos el algoritmo seleccionado en el software Matlab/Simulink y, sobre esquemas de la red eléctrica de Cartagena, generaremos varios cortocircuitos para comprobar que efectivamente dicho algoritmo da lugar a los resultados esperados y permite una detección adecuada de la “isla”.

Una vez finalizado nuestro proyecto habremos conseguido un buen conocimiento del algoritmo seleccionado, así como de la importancia de la problemática del funcionamiento en “isla” a la hora de la aplicación de la GD. Este conocimiento deberá ser complementado con líneas futuras de actuación, como la comprobación de la validez del algoritmo con datos reales o la implementación de las mejoras estudiadas para el mismo.

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en
sistemas con alta penetración de GD"

La continua búsqueda de nuevas fuentes de energía renovables que nos aseguren un futuro energético estable se ha convertido en el principal objetivo de la investigación orientada a temas energéticos. En los últimos años, la Generación Distribuida (GD) se ha convertido en la apuesta de futuro más estable de todas las estudiadas hasta la fecha. A continuación presentamos las diferentes tecnologías aplicables a este tipo de generación de energía.

1.- Introducción

1.1.- Definición

Tradicionalmente el esquema de la estructura de los sistemas eléctricos presentaba un aspecto muy jerarquizado:

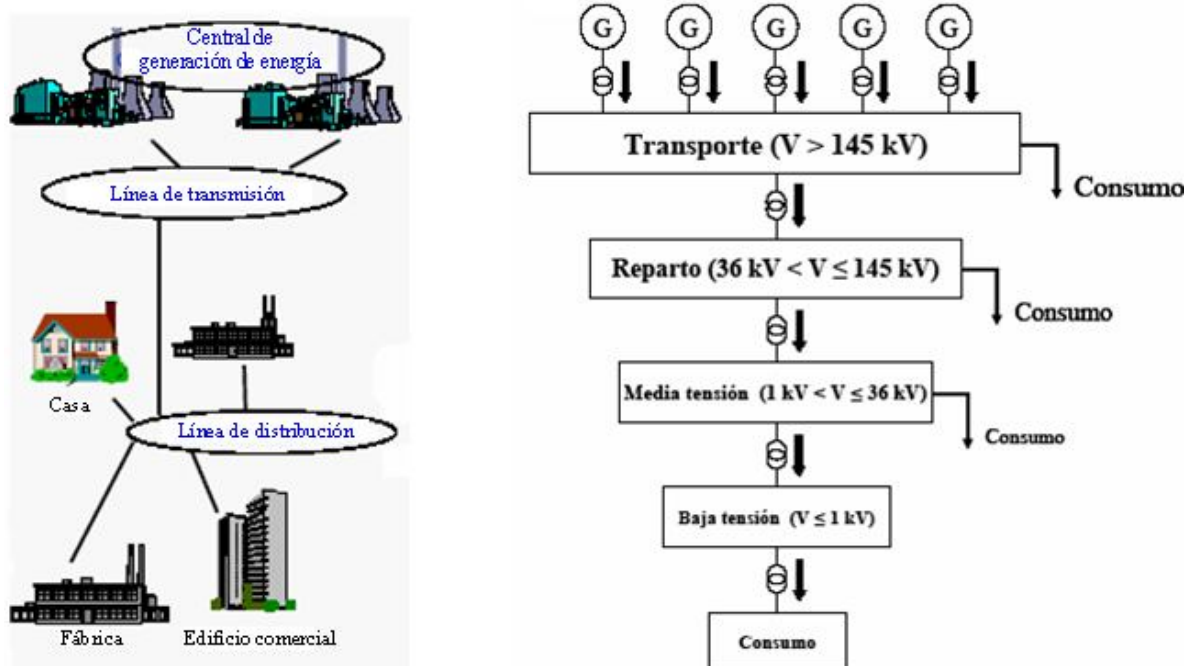


Figura 1.1.1: Estructura tradicional del sistema eléctrico

La generación convencional se conectaba en la red de transporte y la energía recorría largas distancias hasta los centros de consumo. Cuando esta energía llegaba a la red de reparto el flujo de potencia era prácticamente unidireccional debido al carácter radial de dichas redes.

Poco a poco la generación distribuida se comienza a integrar en redes de tensión inferiores al transporte. Inicialmente este tipo de generación no tenía un carácter de lobby

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

sino que se instalaba en centros cuya actividad tenía una alta repercusión social como por ejemplo hospitales, aeropuertos, etc.

Gracias a políticas de incentivos basadas fundamentalmente en primas o subvenciones se han ido introduciendo nuevas tecnologías con un objetivo claramente diferenciado al caso anterior al aparecer un importante incentivo económico.

Gracias a estas políticas la energía eólica ha tenido un importante auge durante la última década llegando a los 16740 MW instalados en la península ibérica (a fecha de 1 de Enero de 2009, según la asociación española de energía eólica (aeolica)).

Actualmente se encuentra con un importante crecimiento la energía solar como recurso distribuido gracias al incentivo económico con la regulación actual vigente.

En la actualidad no existe en la literatura una definición exacta y única de Generación Distribuida (GD). Diversos autores u organismos emplean definiciones similares aunque difieren en algunos aspectos. Algunas de las definiciones que se pueden encontrar en la literatura son las siguientes:

- Willis & Scott (Willis and Scott, 2000): Estos autores definen la GD como pequeños generadores (típicamente entre 15 kW y 10 MW) esparcidos en los sistemas eléctricos. Según dichos autores, estos generadores pueden estar conectados a las redes de distribución (en las instalaciones de la empresa distribuidora o en las instalaciones de los consumidores) o estar aislados de éstas. Asimismo, utilizan el concepto de Generación Dispersa para referirse a generadores muy pequeños, del tamaño necesario para alimentar consumos residenciales o pequeños negocios (típicamente entre 10 y 250 kW) y conectados en las instalaciones de los consumidores o aislados de las redes.

- Jenkins et al. (Jenkins, 2000): Estos autores prefieren una definición amplia sin entrar a discutir detalles sobre el tamaño de los generadores, tensión de conexión, tecnología de generación, etc. Sin embargo, mencionan algunos atributos asociados generalmente a la GD:

No debe ser planificada centralmente.

No debe ser despachada o programada centralmente.

Normalmente con potencia menor a 50 ó 100 MW.

Usualmente conectada en las redes de distribución ($V \leq 145$ kV).

- Ackermann (Ackermann, 2001): Estos autores proponen una definición de GD atendiendo a una serie de aspectos: propósito de la GD, ubicación, capacidad o tamaño de la instalación, área de servicio, tecnología de generación, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración de la GD. Únicamente los dos primeros aspectos son considerados relevantes por dichos autores proponiendo la siguiente definición: “*Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores*”. La distinción entre red de distribución y red de transporte la dejan supeditada a lo establecido legalmente en cada país.

Asimismo, proponen una clasificación de la GD en función de su tamaño:

Micro GD: $1 \text{ W} < \text{potencia} < 5 \text{ kW}$.

Pequeña GD: $5 \text{ kW} \leq \text{potencia} < 5 \text{ MW}$.

Mediana GD: $5 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 50 \text{ MW}$.

Gran GD: $50 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 300 \text{ MW}$.

- Distributed Generation Co-Ordinating Group (DTI/OFGEM Distributed Generation Co-Ordinating Group, 2002): este organismo define la GD como la generación de electricidad conectada a las redes de distribución en vez de a la red nacional de alta tensión. Esta definición es muy amplia ya que no hace distinción del tamaño o tipo de generador, el único elemento diferenciador de la generación tradicional es el hecho de estar conectada a la red de distribución.

- International Energy Agency (International Energy Agency, 2002): Este organismo hace referencia a la GD como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución. Como se puede observar en las definiciones anteriores, casi la totalidad de autores coinciden en una característica fundamental de la GD: *estar conectada en las redes de distribución*. Las mayores discrepancias surgen en el tamaño o potencia de la GD aunque siempre se trata de generadores de menor tamaño que los generadores tradicionales.

- Tesis doctoral Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio (Méndez Quezada, 2005): Generación Distribuida son todas aquellas fuentes de energía eléctrica conectadas en las redes de distribución, ya sea directamente a dichas redes o conectadas a éstas por medio de las instalaciones de los consumidores, pudiendo operar en este último caso en paralelo con la red o en forma aislada.

- Más en general y teniendo en cuenta aspectos regulatorios para el sector eléctrico español podríamos decir que en España se entiende por generación distribuida al conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación en puntos cercanos al consumo.

Sus principales características son:

- Estar conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución (por ejemplo cogeneración)
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Gráficamente hemos evolucionado del esquema tradicional antes mencionado al siguiente tipo de red:

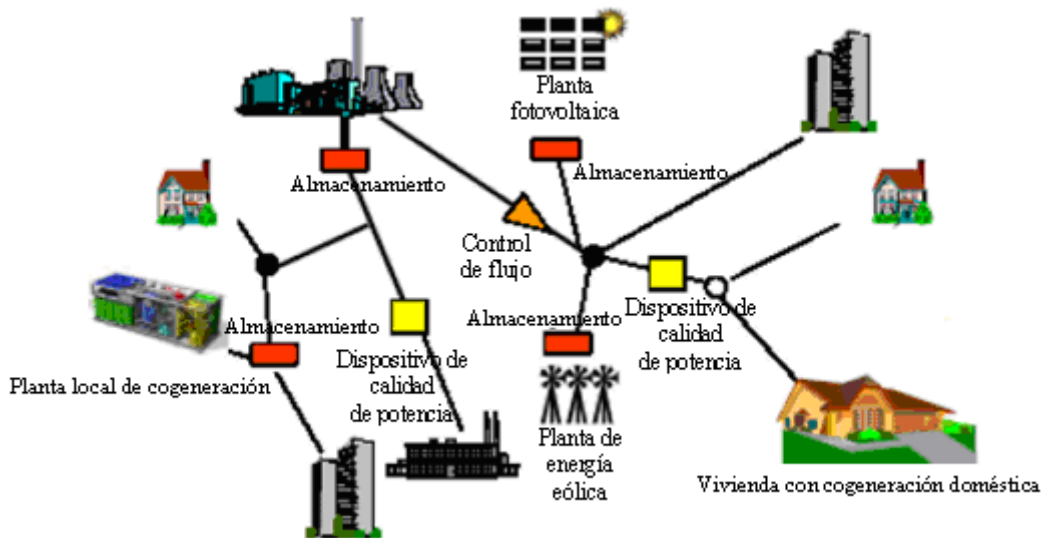


Figura 1.1.2: Nuevo esquema de la red eléctrica con la presencia de GD

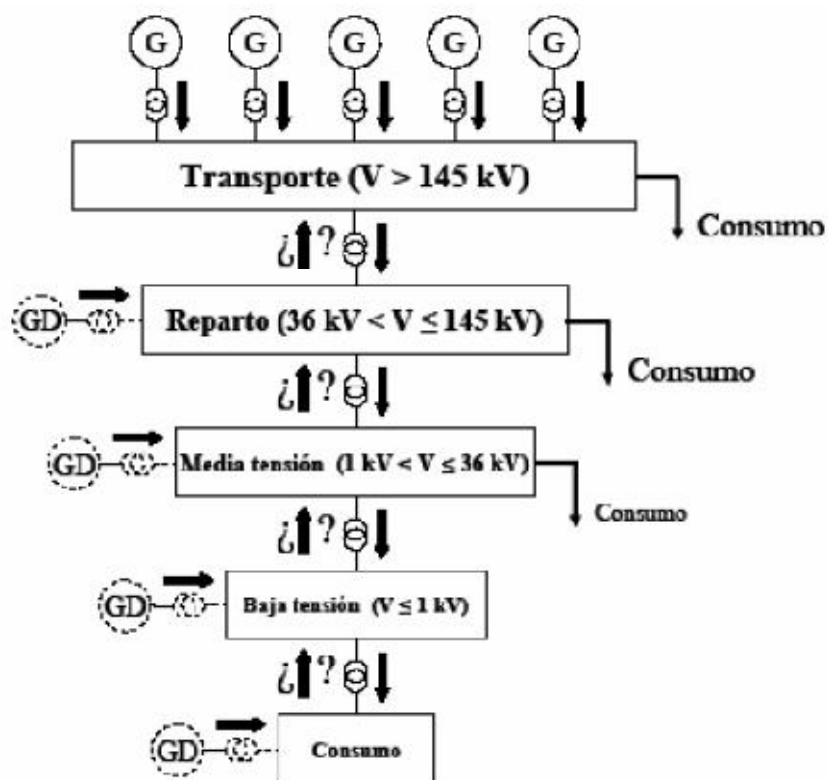


Figura 1.1.3: Nueva estructura de flujos con la presencia de GD

1.2.- Diferentes tipos de tecnologías

A continuación se muestran los diferentes tipos de tecnología que se emplean en aquellas instalaciones de generación que se conectan a la red de distribución.

Para cada tipo se describirán las características más importantes y se mostrará un cuadro con el tipo de combustible que emplean, su tamaño en cuanto a potencia instalada se refiere, eficiencia, disponibilidad, coste de inversión, coste de operación y mantenimiento y el coste promedio calculado según promedios de disponibilidad, coste de la instalación, O&M (operaciones y mantenimiento), precio de combustible y eficiencia. Este último coste es el que se emplea para poder comparar los costes de unas tecnologías frente a otras.

Para profundizar más en detalle en aspectos definidos en las tablas se recomienda (Jenkins, 2000; Marnay, 2000; ONSITE SYCOM Energy Corporation, 1999; Penche, 1998 y Willis and Scott, 2000). El análisis de emisiones se ha basado en (Greene and Hammerschalg, 2000) y (California Alliance for Distributed Energy Resources, 1999) y (Méndez Quezada, 2005).

A continuación se muestra la definición y los aspectos más importantes de cada tecnología:

- Turbinas de gas
 - Microturbinas
 - Turbinas de vapor
 - Ciclos combinados
 - Motores alternativos
 - Mini-hidráulica
 - Eólica
 - Solar
 - Pilas de combustible
 - Volantes de inercia (Flywheels)
- } Posibles procesos de cogeneración

1.2.1.- Turbinas de gas

Las turbinas de gas han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de GD.

Las turbinas de gas, o a veces denominadas turbinas de gas de ciclo abierto debido a su hermano mayor de ciclo combinado, se basan en el Ciclo de Rankine:

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

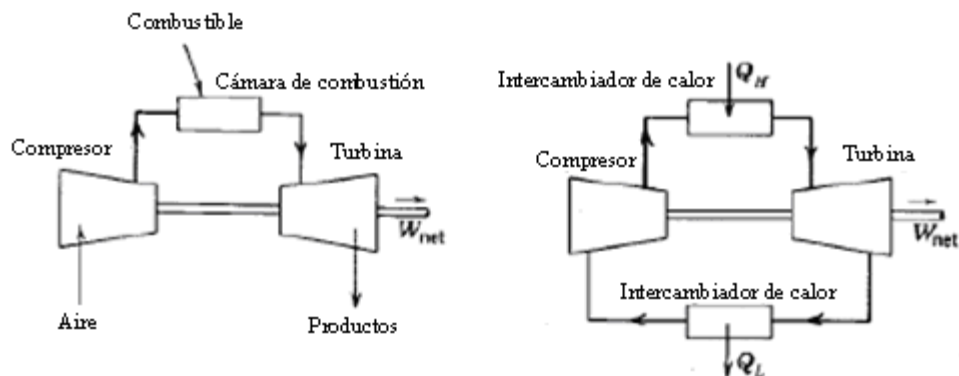


Figura 1.2.1.1: Elementos constitutivos del ciclo de Rankine

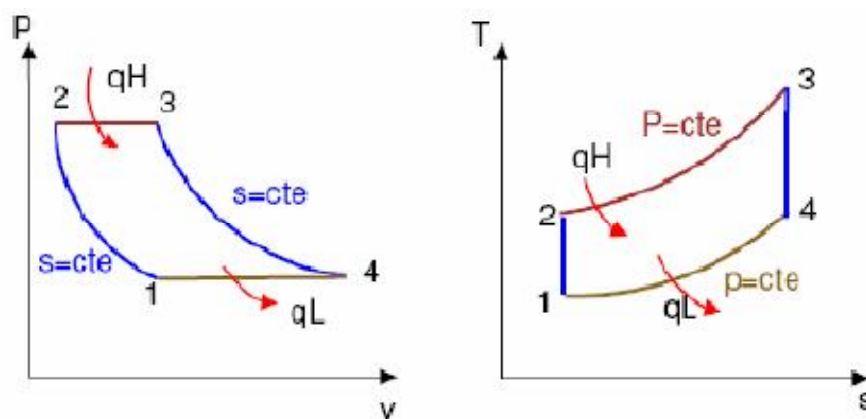


Figura 1.2.1.2: Diagramas P-V y T-S del ciclo de Rankine.

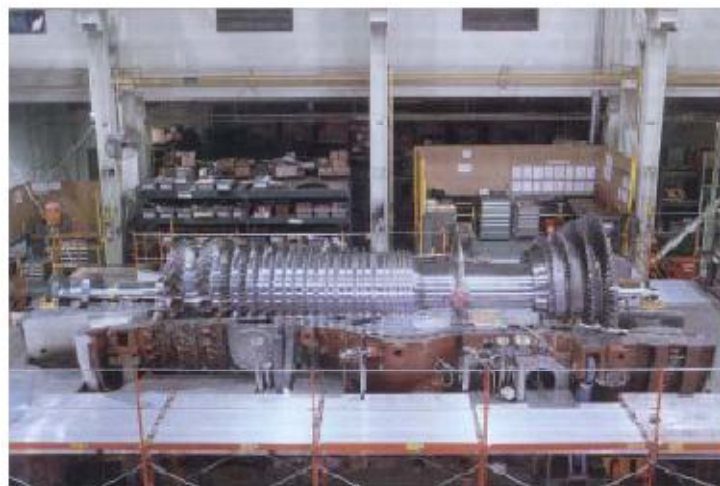


Figura 1.2.1.3: Turbina de gas

El calor que producen las turbinas las hacen una excelente opción para aplicaciones de cogeneración. Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia.

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Estas características hacen que esta tecnología sea adecuada para alimentar localmente la demanda e incluso para trabajar en “isla” alimentando parte de la red de distribución. Puede ser programada perfectamente y no presenta problemas de armónicos ni flicker.

Un inconveniente es que su eficiencia se ve más afectada en función del porcentaje de plena carga al que se encuentre operando en comparación con otras tecnologías como los motores alternativos.

Su producción también depende de las condiciones ambientales a las que se encuentre operando (presión, temperatura y humedad). Por ejemplo, la potencia generada disminuye al aumentar la temperatura mientras que aumenta al aumentar la presión. Producen menos ruido y vibración que los motores alternativos pero producen un ruido típico de las turbinas que es difícil de amortiguar sin afectar la eficiencia de la turbina.

A continuación se muestra un cuadro resumen con las características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

Turbinas			
Característica		Aspectos favorables	
Combustible:	Gas natural y Diesel	Cogeneración	***
Tamaño (MW):	> 1 MW	Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	25-40%	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	545-700 ●	Seg. demanda
	NO _x	1,8-5 ●	Servicios comp.
	SO _x	0,14-0,18 ●	black start
	CO	0,5-4,5 ●	Aspectos Desfavorables
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Tiempo arranque:	10 min-1 h	flicker	***
Superficie (m ² /kW):	0,003-0,01	Comentarios: Su eficiencia depende mucho del punto de operación y de factores ambientales como la presión y temperatura. Produce ruido característico de las turbinas. Es una tecnología madura.	
Coste Inversión (€/kW):	350-950		
O&M (cent/kWh):	0,3 – 0,5		
LEC (cent/kWh):	6,4 (4,3-9,8)		
LEC (pts/kWh) ⁱ :	10,7 (7,1-16,3)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | | | |
|---|---|-----|-------------|
| ● | : Peor que un ciclo combinado de gas | *** | : Muy buena |
| ● | : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** | : Buena |
| ○ | : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ | : Normal |
| | | ♦♦ | : Malo |
| | | ♦♦♦ | : Muy malo |

Tabla 1.2.1.1: Características y propiedades de las turbinas de gas

1.2.2.- Microturbinas

Son turbinas de combustión con potencias en el rango de 20-500kW, desarrolladas a partir de la tecnología de los turbo soplantes de la industria automovilística y los pequeños turborreactores de la industria aeronáutica.

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Están constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, generalmente montados en un único eje. Sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños y una menor emisión de ruidos y emisiones que una turbina de gas. Su principal desventaja es su alto coste.

En la foto siguiente se muestra una microturbina de 80 kW:



Figura 1.2.2.1: Microturbina de 80 kW

Permiten dos modos de funcionamiento:

- Con recuperador de calor, que permite transferir parte del calor de los gases de escape al aire de entrada al compresor, aumentando su temperatura y permitiendo una sustancial mejora de la eficiencia eléctrica de la microturbina que puede llegar a rendimientos en el entorno de 27-30%.
- Sin recuperador de calor, en aplicaciones de cogeneración, donde la utilización del calor residual prima sobre la producción de electricidad. En este caso, la eficiencia eléctrica disminuye a un 15-18%, pero el rendimiento total puede ser del orden de un 80%.

Las microturbinas pueden emplearse de diversas formas:

- a) Como energía de respaldo
- b) Para satisfacer picos de demanda
- c) En Sistemas Híbridos con celdas de combustible
- d) En vehículos eléctricos híbridos

De nuevo, mostramos a continuación un cuadro resumen con las características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

Micro-turbinas				
Característica		Aspectos Favorables		
Combustible:	gas natural, propano y Diesel	Cogeneración	**	
Tamaño (MW):	20-500 kW	Despacho	***	
Eficiencia (PCI) %:	20-30	Func. en isla	***	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO _x	0,09-0,64 ●	Servicios comp.	**
	SO ₂	despreciable ●	<i>black start</i>	***
	CO	0,14-0,82 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	◆◆ ⁱ	
Tiempo arranque (s):	60	<i>flicker</i>	◆	
Superficie (m ² /kW):	0,025-0,065	Comentarios: Esta tecnología tiene poca eficiencia y todavía se encuentra en desarrollo.		
Coste Inversión (€/kW):	700-1.000			
O&M (cent/kWh):	0,5 – 1			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	8,6 (6,0-12,5)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	14,3 (10,0-20,7)			

i: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|--|---|
| <p>● : Peor que un ciclo combinado de gas</p> <p>○ : Mejor que un ciclo combinado de gas</p> | <p>*** : Muy buena</p> <p>** : Buena</p> <p>◆ : Normal</p> <p>◆◆ : Malo</p> <p>◆◆◆ : Muy malo</p> |
| <p>● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas</p> | |

Tabla 1.2.2.1: Características y propiedades de las microturbinas

1.2.3.- Turbinas de vapor

En esta tecnología, el combustible se usa para producir calor el cual se emplea para generar vapor. Este vapor es utilizado en las turbinas para producir electricidad. Esta tecnología se puede utilizar con una gran variedad de combustibles entre los que se encuentran el gas natural, diesel, los residuos sólidos urbanos y los recursos de biomasa (residuos agrícolas o cultivos energéticos para la generación de electricidad).



Figura 1.2.3.1: Turbina de vapor

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Esta tecnología, típica en centrales convencionales, tiene su justificación en GD en aplicaciones de cogeneración (cuando se utilizan combustibles fósiles) o como generación renovable.

En el caso de la biomasa, ésta se puede obtener principalmente de residuos forestales o agrícolas y de cultivos energéticos. Los residuos forestales o agrícolas se obtienen como un subproducto de otras actividades como las podas de olivos o viñedos, paja de cereales como el trigo y la cebada, procesos de transformación de la madera, residuos de la industria aceitera, limpieza de montes, etc. Los cultivos energéticos son cultivos dedicados exclusivamente a la producción de biomasa con el fin de generar electricidad. Se utilizan especies de gran potencial energético y de rápido crecimiento como el cardo y el eucalipto.

Esta tecnología presenta similares características de las grandes estaciones generadoras. No presentan problemas de armónicos ni flicker y puede ser perfectamente programada. Sus características técnicas les permiten operar en “isla”. Si se utiliza biomasa como combustible, tiene el inconveniente de que se necesitan grandes extensiones de terreno para obtener suficiente biomasa y que el empleo de monocultivos puede llevar al deterioro del terreno.

El correspondiente cuadro resumen con las características más importantes es el siguiente (Méndez Quezada, 2005):

Turbinas de vapor			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Biomasa (también pueden utilizarse gas natural, Diesel, R.S.U., etc.)	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	> 5	Despacho	***
Eficiencia %:	20-30	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 0-1.000 ●	Seg. demanda	***
	NO _x 0,15-3 ●	Servicios comp.	***
	SO _x menor de 0.15 ●	black start	***
	CO 1-4 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90	Armónicos	***
Superficie (m ² /kW):		flicker	***
Coste Inversión (€/kW):	1.500-3.000	Comentarios: Es una tecnología de generación madura.	
O&M (cent/kWh):	0,8-1		
LEC (cent/kWh) ⁱ :	9,1 (6,9-12,0)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	15,2 (11,5-20,0)		

i: El comportamiento de las emisiones depende del tipo de combustible que se utilice. Los valores presentados en la tabla corresponden a la utilización de biomasa. Si se utiliza biomasa renovable, las emisiones de CO₂ se pueden considerar nulas ya que en este caso el CO₂ que se emite al quemarla es el que ha absorbido durante su crecimiento.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|---|-----------------|
| ● : Peor que un ciclo combinado de gas | *** : Muy buena |
| ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** : Buena |
| ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ : Normal |
| | ♦♦ : Malo |
| | ♦♦♦ : Muy malo |

Tabla 1.2.3.1: Características y propiedades de las turbinas de vapor

1.2.4.- Ciclos combinados

Los ciclos combinados integran una o varias turbinas con un ciclo de vapor de agua. El calor recuperado de las turbinas es utilizado dentro del ciclo de vapor, consiguiendo altos niveles de eficiencia. En la actualidad, esta tecnología únicamente se utiliza en GD para aplicaciones de cogeneración de dimensión grande gracias a su eficiencia y a su bajo coste de instalación y generación.

Se define ciclo combinado como el acoplamiento termodinámico de dos ciclos termodinámicos distintos: uno que opera a alta temperatura y otro que opera a baja temperatura. El calor residual del ciclo de alta se utiliza como aportación de calor en el ciclo de baja temperatura.

Los ciclos combinados más frecuentes son los ciclos combinados gas-vapor, esto es, con una turbina de gas de ciclo abierto como ciclo de alta temperatura (Brayton) y un ciclo con turbina de vapor (Rankine) como ciclo de baja temperatura. Los fluidos empleados son agua y aire por abundancia, su sencillez de reposición y fácil manejo.

Esta tecnología presenta similares características de las grandes estaciones generadoras. No presentan problemas de armónicos ni flicker y puede ser perfectamente programada. Sus características técnicas les permiten operar en “isla”.

A continuación se muestra el cuadro resumen para esta tecnología (Méndez Quezada, 2005):

Ciclos combinados			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Principalmente gas natural.	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	> 20	Despacho	***
Eficiencia %:	40-60	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh) ⁱ :	CO ₂	320-400	Seg. demanda
	NO _x	0,05-0,40	Servicios comp.
	SO ₂	despreciable	black start
	CO	0,02-0,45	
Aspectos Desfavorables			
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Superficie (m ² /kW):		flicker	***
Coste Inversión (€/kW):	350-700	Comentarios: Es una tecnología de generación madura.	
O&M (cent/kWh):	0,2-0,5		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	4,7 (2,9-6,4)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	7,8 (4,8-10,6)		

i: No se ha incorporado los símbolos de emisiones ya que esta tecnología es la que se ha considerado como la referencia para comparar las otras tecnologías.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

***: Muy buena

** : Buena

* : Normal

♦♦ : Malo

♦♦♦ : Muy malo

Tabla 1.2.4.1: Características y propiedades de los ciclos combinados

1.2.5.- Motores alternativos

Los motores alternativos son lo que típicamente se ha denominado motores de combustión interna.

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López



Figura 1.2.5.1: Motor de combustión interna

Es la tecnología más extendida, con un gran rango de potencias. Su principal uso es como apoyo en caso de un cero de tensión.

Su principal ventaja es su rápida respuesta, y las desventajas son unos altos niveles de ruido, altos costes de operación y mantenimiento y altas emisiones de NO_x .

Existen dos tipos de motores, motores de gas natural y motores diesel.

La eficiencia energética de estos motores se sitúa en el rango del 30-45%, con expectativas de alcanzar el 50% para el año 2010.

En el cuadro siguiente se muestran sus características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

Motores alternativos				
Característica		Aspectos Favorables		
Combustible:	Diesel, Gas natural y fuel oil	Cogeneración	**	
Tamaño (MW):	0,05-5	Despacho	***	
Eficiencia (PCT) %:	30-45	Func. en isla	***	
Emisiones (kg/MWh):	CO_2	590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO_x	4,5-18,6 ●	Servicios comp.	***
	SO_2	0,18-1,36 ●	black start	***
	CO	0,18-4 ○	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-95	Armónicos	**	
Tiempo arranque (s):	10	Flicker	**	
Superficie (m^2/kW):	0,003-0,03	Comentarios: Este tipo de tecnología tiene niveles altos de emisiones y de ruido. Es una tecnología madura.		
Coste Inversión (€/kW):	350-550			
O&M (cent/kWh):	1-1,5			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	10,3 (4,7-19,1)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	17,1 (7,7-31,8)			

i: PCT (Poder Calorífico Inferior): Energía calorífica desprendida en la combustión sin incluir el calor de condensación del vapor de agua generado en la combustión y que se arroja a la atmósfera por el conducto de evacuación de gases.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- *** : Muy buena
- ** : Buena
- ◆ : Normal
- ◆ : Malo
- *** : Muy malo

Tabla 1.2.5.1: Características y propiedades de los motores alternativos

1.2.6.- Mini hidráulica

Una estación generadora mini hidráulica consiste en una turbina conectada a un generador eléctrico y todas las estructuras necesarias como canales y presas que regulen el caudal del río. Esta tecnología convierte la energía cinética del agua en energía eléctrica. La energía cinética depende del caudal y de la diferencia de cota entre el nivel superior del agua en la presa y nivel de la turbina. El rendimiento energético de esta tecnología ronda un 80%.

Existen tres tipos de tecnologías de generación mini hidráulica:

- Fluyentes (poca diferencia de cota, mucho caudal, turbinas Franklin y tienen pocas posibilidades de regular la potencia de salida).
- Media cota.
- Alta cota (mucha diferencia de cota, poco caudal fácilmente regulable y turbinas Pelton).

Una planta hidráulica permite un arranque rápido, lo que la convierte en una tecnología adecuada para adaptarse a las variaciones de la demanda.

Adicionalmente la posibilidad de instalar grupos de bombeo que permiten elevar el agua durante los periodos de precios bajos de la electricidad para posteriormente turbinarla en periodos de precios altos, permite contar con un arma contra el riesgo ante el precio. El cuadro resumen correspondiente a esta tecnología es el mostrado a continuación (Méndez Quezada, 2005):

Mini-hidráulica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:		Agua	Cogeneración
Tamaño (MW):		0,1-10	Despacho
Eficiencia %:		75-90	Func. en isla
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	0	Seg. demanda
	NO _x	0	Servicios comp.
	SO ₂	0	black start
	CO	0	
		Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):		2.500-3.500	Armonicos
Superficie (m ² /kW) ⁱ :		1-1000	flicker
Coste Inversión (€/kW):		1.500-4.000	Comentarios: Su posibilidad de crecimiento es muy limitada ya que la mayoría de saltos ya están siendo utilizados. Es una tecnología madura.
O&M (cent/kWh):		0,8-1,9	
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :		8,7 (4,0-15,5)	
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :		14,5 (6,7-25,8)	

i: Depende de que exista el recurso hidráulico en ese momento.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, et al., 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ● : Peor que un ciclo combinado de gas ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | <ul style="list-style-type: none"> *** : Muy buena ** : Buena ◆ : Normal ◆◆ : Malo ◆◆◆ : Muy malo |
|--|--|

Tabla 1.2.6.1: Características y propiedades de la mini hidráulica

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

1.2.7.- Eólica

Tecnología que usa la energía eólica y la transforma en energía eléctrica. La potencia de dichos equipos se sitúan en la actualidad en rangos que van desde unos 30kW hasta más de 2 MW. Es una tecnología bastante madura, alcanzándose índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97%.



Figura 1.2.7.1: Parque eólico

Existen dos tecnologías de transformación de la energía mecánica de las palas en energía eléctrica, una mediante generador síncrono y la otra con generador asíncrono. La tendencia actual va hacia generadores asíncronos controlados por convertidores de pulsos (generadores doblemente alimentados). Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de energía reactiva. Esta opción es muy útil cuando el equipo generador se conecta a redes débiles, donde una fuerte inyección de potencia puede elevar la tensión del punto de conexión a valores por encima de los rangos tolerables. Además la construcción de las palas con la posibilidad de variar su ángulo de ataque permite regular la potencia activa generada.

La principal desventaja de esta tecnología es la dificultad de predecir la potencia generada, debido a las variaciones “impredicibles” del viento. Otro problema es el conocido como fenómeno flicker debido al paso de las palas delante del poste donde apoya el generador, produciendo pequeñas y repetitivas variaciones de tensión.

A continuación se adjunta la tabla resumen (Méndez Quezada, 2005):

Eólica				
Característica		Aspectos Favorables		
Energía primaria:	viento	Cogeneración	◆◆◆	
Tamaño (MW):	≥ 5	Despacho	◆◆◆	
Eficiencia %:	15-30	Func. en isla	◆◆◆	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x	0 ○	Servicios comp.	◆◆
	SO _x	0 ○	black start	◆◆◆
	CO	0 ○	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	◆◆	
Superficie de barrido (m ² /kW):	1,9-2,6	flicker	◆◆	
Superficie (m ² /kW) ⁱⁱ :	60-330	Comentarios: Las nuevas tecnologías de generación eólica tratan de minimizar algunos de los aspectos desfavorables. Esta tecnología ha alcanzado un nivel de madurez importante pero todavía se puede desarrollar más.		
Coste Inversión (€/kW):	750-1.500			
O&M (cent/kWh):	1,5-2			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	5,8 (3,6-8,5)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	9,6 (6,0-14,2)			

i: El tamaño se refiere a parques eólicos y no a aerogeneradores individuales.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, et al., 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|---|-----------------|
| ● : Peor que un ciclo combinado de gas | ◆◆◆ : Muy buena |
| ○ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ◆◆ : Buena |
| ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ : Normal |
| | ◆◆ : Malo |
| | ◆◆◆ : Muy malo |

Tabla 1.2.7.1: Características y propiedades de los parques eólicos

1.2.8.- Solar

1.2.8.1- Solar Fotovoltaica

Tecnología que convierte la energía solar en electricidad. El rendimiento energético alcanzado en la actualidad ronda el 25%.



Figura 1.2.8.1.1: Placas fotovoltaicas

Los sistemas de generación fotovoltaicos se pueden dividir en tres segmentos:

- **Funcionamiento aislado:** El funcionamiento aislado se usa en localizaciones que no tienen acceso a la red de distribución y necesita del uso de baterías y de un regulador de carga.

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- El funcionamiento híbrido supone que las placas fotovoltaicas se conectan en paralelo con otra fuente de generación, como un motor diesel o un generador eólico.

- Conectados en paralelo con la red: el consumo se alimenta o de los paneles fotovoltaicos o de la red, conmutando mediante un inversor. Esta solución presenta la ventaja de no necesitar batería ni un regulador de la carga, con lo que se reducen las pérdidas, y la inversión necesaria.

Es una tecnología muy intensiva en capital (coste de 5000-7000euros/kW) pero sin coste en combustibles. Sus ventajas son que no necesitan mantenimiento y que permiten alimentar consumos alejados de redes de distribución.

A continuación se muestra la tabla con las características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

Solar Fotovoltaica				
Característica		Aspectos Favorables		
Energía primaria:	radiación solar		Cogeneración	◆◆◆
Tamaño (kW):	1-500		Despacho	◆◆◆
Eficiencia %:	10-20		Func. en isla	◆◆◆
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	0	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x	0	Servicios comp.	◆◆◆
	SO ₂	0	black start	◆◆◆
	CO	0	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	1.100-1.500		Armónicos	◆◆
Superficie (m ² /kW):	7,5-20		flicker	◆◆
Coste Inversión (€/kW):	5.000-7.000		Comentarios: Algunos de estos aspectos se pueden mejorar si se combinan con sistemas de almacenamiento. Es una tecnología todavía en desarrollo.	
O&M (€/año):	40-50			
LEC (cent/kWh) ¹ :	37,4 (26,9-51,7)			
LEC (pts/kWh) ² :	62,2 (44,8-86,0)			

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|---|-----------------|
| ● : Peor que un ciclo combinado de gas | ◆◆◆ : Muy buena |
| ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ◆◆ : Buena |
| ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ : Normal |
| | ◆◆ : Malo |
| | ◆◆◆ : Muy malo |

Tabla 1.2.8.1.1: Características y propiedades de la solar fotovoltaica

1.2.8.2.- Solar Térmica

Esta tecnología todavía está en desarrollo pero constituye una alternativa interesante. El concepto básico de esta tecnología es que el calor conseguido por la concentración de radiación solar es usado para calentar un fluido y luego producir vapor apto para su empleo en una turbina de vapor convencional. Generalmente, los fluidos que se emplean son sales fundidas ya que permiten una mayor temperatura de operación.

Existen principalmente tres esquemas de generación de electricidad con la tecnología solar térmica:

- **Colectores cilindro-parabólicos:**

En este esquema se emplean espejos cilindro-parabólicos para concentrar la radiación solar en un tubo localizado a lo largo del foco del colector. El tubo contiene el fluido a calentar y puede llegar a alcanzar temperaturas cercanas a los 400°C. En la Figura 1.2.8.2.1 se puede ver un esquema de este tipo de colectores.

El fluido que se calienta es llevado a los intercambiadores de calor para producir vapor y operar una turbina. A estos sistemas se les provee de un mecanismo de movimiento que permite el seguimiento del sol para mejorar la eficiencia. Este movimiento puede ser en un sólo eje (vertical u horizontal) o en ambos.

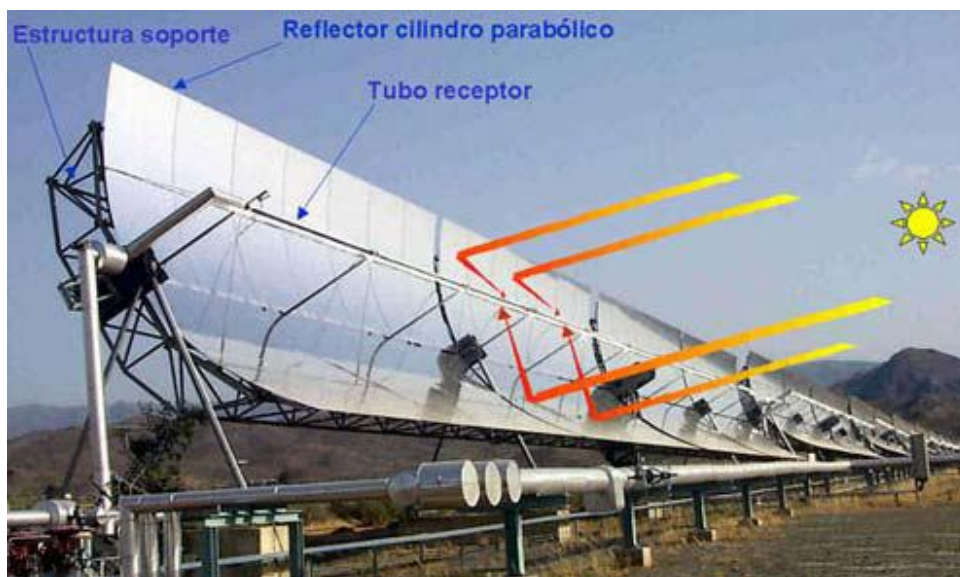


Figura 1.2.8.2.1: Colectores cilindro-parabólicos

Un posible esquema de producción con turbina de vapor sería:

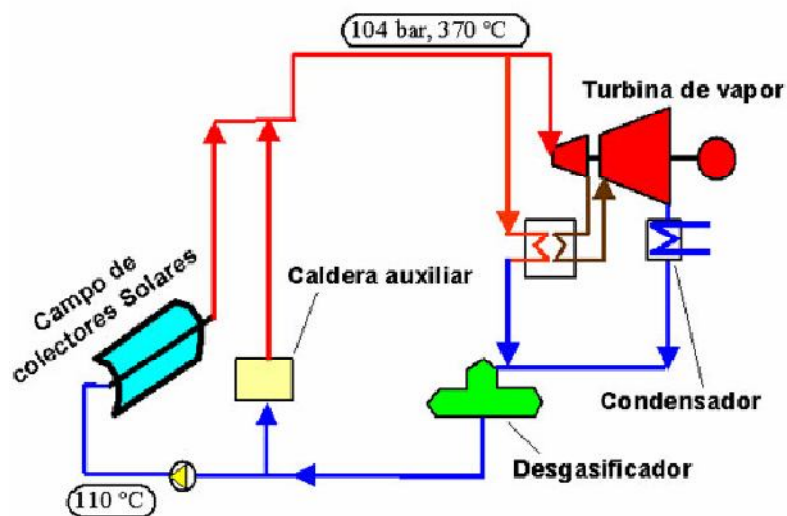


Figura 1.2.8.2.2: Esquema de producción de central solar con turbina de vapor

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- **Torre central y heliostatos:**

En este esquema se emplea una gran cantidad de espejos planos, conocidos como heliostatos, para concentrar la radiación solar en un receptor central localizado en la parte superior de una torre. El número de espejos que se emplean suelen ser cientos o incluso miles. El tamaño de los espejos tiende a ser grande para minimizar el número de mecanismos de direccionamiento y seguimiento de la radiación solar.

Para el almacenamiento del fluido se emplean dos tanques: uno "frío" y otro "caliente". En el tanque "frío" el fluido se encuentra a unos 300°C y se bombea al receptor central donde alcanza una temperatura de unos 560°C.

De ahí se bombea al tanque "caliente" donde es almacenado para su posterior utilización en la producción de vapor. Los actuales diseños permiten un almacenamiento entre unas 3 a 13 horas, alcanzando una disponibilidad anual de hasta un 65%.

A continuación se muestra un esquema del proceso y una foto ilustrativa de una central solar con torre central y heliostatos:



Figura 1.2.8.2.3: Torre solar y heliostatos

Un posible esquema de una instalación de este tipo sería:

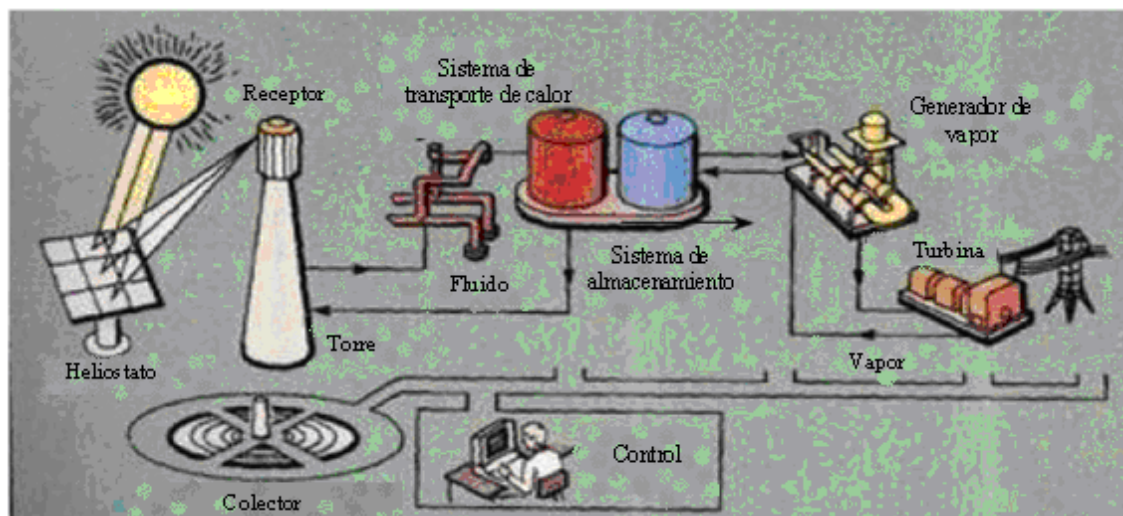


Figura 1.2.8.2.4: Esquema del proceso de producción de central solar con torre y heliostatos

- **Discos parabólicos:**

En este esquema se emplean espejos de forma de discos parabólicos para concentrar la radiación solar en un receptor colocado en el foco del espejo. El fluido en el receptor se calienta a unos 750°C y se puede emplear para producir vapor o, si se trata de un gas, se puede utilizar directamente en un motor tipo Stirling localizado en el receptor.

El motor tipo Stirling es similar en su funcionamiento a un motor de combustión interna de dos tiempos pero la diferencia fundamental es que la fuente de calor es externa. El sistema de discos parabólicos es el que mayor concentración de radiación solar alcanza debido a su sección parabólica en dos dimensiones. Esto permite alcanzar mayores temperaturas de operación y por lo tanto mayor eficiencia.



Figura 1.2.8.2.5: Colector parabólico

A continuación se muestra una tabla resumen con las características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Solar Térmica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	radiación solar	Cogeneración	♦♦
Tamaño (MW):	5-100	Despacho	**
Eficiencia %:	10-20	Func. en isla	**
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	0	○
	NO _x	0	○
	SO ₂	0	○
	CO	0	○
		Seg. Demanda	**
		Servicios comp.	**
		black start	♦
		Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	**
Superficie (m ² /kW):	7,5-15	flicker	**
Coste Inversión (€/kW):	2.500-3.800	Comentarios: Es una tecnología todavía en fase de experimentación. Requiere grandes extensiones de terreno para instalar los espejos.	
O&M (cent/kWh):	2		
LEC (cent/kWh) ⁱ :	13,2 (9,6-17,7)		
LEC (pts/kWh):	22,0 (16,0-29,5)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas	♦♦♦ : Muy buena
● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	♦♦ : Buena
○ : Mejor que un ciclo combinado de gas	♦ : Normal
	♦♦ : Malo
	♦♦♦ : Muy malo

Tabla 1.2.8.2.1: Características y propiedades de la solar térmica

1.2.9.- Pilas de combustible

Dispositivo capaz de convertir la energía química directamente en energía eléctrica. Se basan en una reacción química en la que a partir de Hidrógeno y Oxígeno se genera agua, calor y electricidad. Su funcionamiento es parecido al de una pila convencional, con dos electrodos y un electrolito conductor de iones. Al ánodo llega el combustible, el hidrógeno, donde pierde, gracias a la colaboración de algún catalizador que dopa el electrodo, un electrón. De esta manera el ión H⁺ resultante inicia su migración a través del electrolito hacia el cátodo, donde se combina con el oxígeno allí presente para formar agua y en una reacción exotérmica generar adicionalmente calor.

Sus ventajas son una gran eficiencia energética (35-50%), no contribución al efecto invernadero y permitir una gran seguridad de suministro.

A diferencia de las baterías, donde el “combustible” es interno (por lo que hay que proceder periódicamente a su recarga), en la pila se suministra desde una fuente externa. En este sentido la pila de combustible puede funcionar de modo continuo e ininterrumpido.

El combustible básico para la pila es el hidrógeno. Para poder aportar este combustible, normalmente se procede al reformado de algún combustible de origen fósil, generalmente el gas natural.

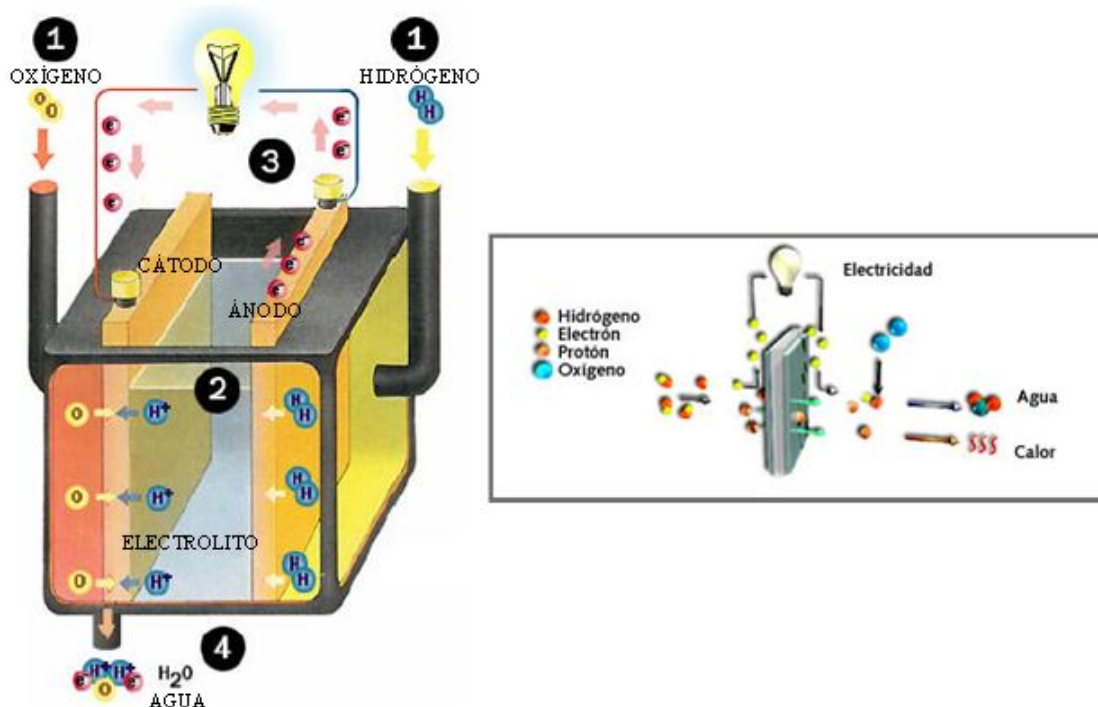


Figura 1.2.9.1: Esquema de funcionamiento de las pilas de combustible

Sus principales componentes son:

- **Ánodo:** electrodo del combustible, que suministra una interfase común para el combustible y el electrolito, promueve la reacción catalítica para la oxidación del combustible y conduce los electrones desde el lugar de la reacción hasta el circuito externo, o bien hasta un colector de corriente que a su vez, conduce a los electrones hasta el circuito externo.
- **Cátodo:** electrodo del oxidante, que suministra una interfase común para el oxígeno y el electrolito, cataliza la reacción de reducción de aquél y conduce los electrones desde el circuito externo hasta el lugar de reacción del oxígeno.
- **Electrolito:** medio que debe transportar una de las especies (cationes o aniones) que intervienen en las reacciones del electrodo del combustible y oxidante, al mismo tiempo que no debe tener conductividad eléctrica, con objeto de evitar cortocircuitos en el sistema. Por otra parte juega un papel importante en la separación de los gases combustible y oxidante, consiguiéndose esto a través de la retención del electrolito en los poros de una matriz. Las fuerzas de capilaridad del electrolito dentro de los poros permite a la matriz separar los gases incluso bajo condiciones de presión diferencial.
- **Placa bipolar:** Su función es separar las celdas individuales y conectarlas en serie, formando de esta forma la pila de combustible. Incluyen canales de gas para introducir los gases reactantes en los electrodos porosos y para extraer los gases productos y los inertes.

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

La unidad básica de una pila suele generar una corriente que es proporcional a la superficie de los electrodos y con una tensión “estándar” de 1,2V. Para encontrar los niveles deseados de tensión y potencia, se recurre al apilamiento de estas unidades elementales, para formar lo que se denomina “stack”.

Existen diferentes tipos de pilas, que se caracterizan por la naturaleza del electrolito utilizado:

- **Pilas de Metanol Directo:** El combustible que utilizan es una mezcla de metanol y agua, no explosiva y de fácil almacenamiento. El oxígeno necesario para su funcionamiento proviene del aire atmosférico que entra en la pila por procesos de difusión y de convección. Se caracterizan por poder variar rápidamente su salida de potencia, adaptándose a los cambios en la demanda.

- **Pilas de Óxido Líquido:** Emplea como electrolito un sólido poroso a base de óxidos metálicos. Opera en un rango de temperaturas de 900-1000 °C. Pueden ser utilizadas en aplicaciones de alta potencia, incluyendo estaciones de generación de energía eléctrica a gran escala. Existen varias pruebas con prototipos de 125kW. La eficiencia eléctrica puede alcanzar un 60%

- **Pilas de Carbonatos Fundidos:** emplea como electrolito una mezcla de carbonatos de litio, sodio y potasio, reunidos en una matriz cerámica. Opera en un rango de temperaturas de 650-700° C, temperaturas en las que se forma un fundido de conductividad adecuada para los iones carbonatados. Permiten alcanzar altas eficiencias combustible-electricidad y la posibilidad de usar combustibles a base de carbón.

- **Pilas de Ácido Fosfórico:** Usan como electrolito el ácido fosfórico (HPO_3) a elevada concentración (98%), mantenido en una matriz de carburo de silicio. Opera a una temperatura comprendida entre 150-200 °C, rango en el que la conductividad iónica del ácido fosfórico es adecuada. Es el tipo de celda más desarrollada a nivel comercial y ya se encuentra en aplicaciones tan diversas como clínicas, hospitales u hoteles. Las celdas de combustible de ácido fosfórico generan electricidad con más del 40% de eficiencia y cerca del 85%, si se produce vapor, es empleado en cogeneración.

Hoy en día, el costo de una celda de combustible comercial es de unos 1600-3500 euros/kW. En el caso de las celdas basadas en hidrógeno, la necesidad de establecer una infraestructura para manejarlo, aunque técnicamente posible, crea dificultades por su coste.

Las celdas sólo serán económicamente viables en la medida que la producción de hidrógeno sea más económica.

La tabla resumen con las características más importantes de esta tecnología es la siguiente (Méndez Quezada, 2005):

Pilas de Combustible				
Característica		Aspectos Favorables		
Combustible:	hidrógeno, gas natural, propano	Cogeneración	*** ⁱ	
Tamaño (MW):	20 kW-2 MW	Despacho	***	
Eficiencia (PCI) %:	30-50	Func. en isla	**	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	360-630 ●	Seg. demanda	**
	NO _x	< a 0,023 ○	Servicios comp.	♦♦
	SO ₂	0 ○	black start	♦♦
	CO	0.005-0.055 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	superior al 95	Armónicos	♦♦ ⁱⁱ	
Tiempo arranque:	3-48 h	flicker	♦	
Superficie (m ² /kW):	0,06-0,11	Comentarios: Es la más limpia, silenciosa y eficiente de todas las tecnologías de GD no renovable. Es una tecnología en desarrollo.		
Coste Inversión (€/kW):	1.600-3.500			
O&M (cent/kWh):	1,5-2			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	8,5 (6,0-12,1)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	14,2 (10,0-20,1)			

i: Depende del tipo de pila de combustible.

ii: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ● : Peor que un ciclo combinado de gas ○ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | <ul style="list-style-type: none"> *** : Muy buena ** : Buena ♦ : Normal ♦♦ : Malo ♦♦♦ : Muy malo |
|--|--|

Tabla 1.2.9.1: Características y propiedades de las pilas de combustible

1.2.10.- Volantes de inercia (Flywheels)

Una tecnología emergente y con poca aplicación práctica en la actualidad son los volantes inercia. El objetivo de este tipo de tecnología consiste en proporcionar una cantidad de energía en un espacio de tiempo relativamente breve por lo que podrían desempeñar un papel muy importante en la regulación primaria del control frecuencia-potencia. Un esquema básico de un volante de inercia sería:

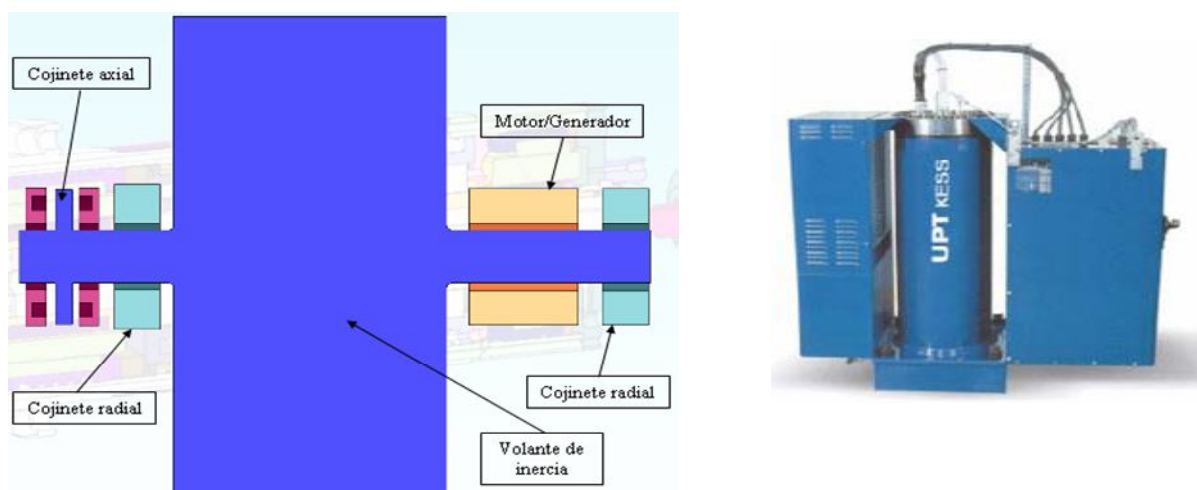


Figura 1.2.10.1: Esquema de un volante de inercia (flywheel)

Capítulo 2: Generación Distribuida (GD)

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

El diagrama de operación del volante de inercia podría ser el siguiente:

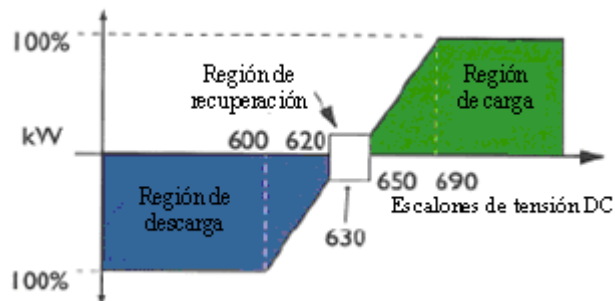


Figura 1.2.10.2: Diagrama de operación de un volante de inercia

Los ámbitos de aplicación de dicha tecnología podrían ser:

Para el transporte:

a) Apoyo de tensión

- Descensos importantes de tensión (al circular más de un tren en un punto de la red)
- Puede provocar pérdidas de transmisión excesivas (RI2)
- Sistema de almacenamiento de energía apropiadamente dimensionado y colocado puede superar estos problemas.
- Cuando los trenes aceleran, el sistema de almacenamiento proporciona energía a la red (incrementando la tensión de red y disminuyendo la demanda)
- Durante periodos de poca demanda se recarga el sistema de almacenamiento.

b) Frenada regenerativa

- La energía de frenada es devuelta a la red.
- Si no hay carga que absorba esta energía, por ejemplo, un tren acelerándose, o un sistema de almacenamiento de energía, esa energía disponible es desperdiciada.
- Un sistema con un volante de inercia adecuadamente dimensionado, es capaz de absorber y devolver la energía del sistema a medida que lo necesite. Ejemplo: 200kW, 14MJ (4 kWhr)

c) Potencia adicional

- A medida que los sistemas son expandidos, nuevas tecnologías desarrolladas y el número de pasajeros incrementado, la red de la subestación puede necesitar una actualización.
- Aumentar una subestación existente puede no ser posible.
- La naturaleza compacta y modular de un volante de inercia ofrece una alternativa flexible a estas cuestiones.

d) Programas de mantenimiento

- La rutina de mantenimiento y la necesidad de reparación de subestaciones y equipamiento relacionado se ha convertido en una tarea difícil en sistemas de metro congestionados: El crecimiento de viajes y la demanda de viajes más cortos hace que sea difícil aislar subestaciones a la vez que se proporciona una tensión adecuada y un funcionamiento adecuado del sistema.
- En tales situaciones, de manera temporal, un sistema con almacenamiento mediante volantes de inercia, permite que se realice el trabajo de mantenimiento, mientras el volante mantiene el nivel de tensión necesario en la red.

Para una adecuada gestión de la energía:

a) Uniformizar consumo

- En los valles de consumo se almacena energía en volantes de inercia.
- En los instantes de pico se devuelve dicha energía a la red.

b) Resultado

- Reducción de pérdidas en el transporte y distribución
- Mayor aprovechamiento de una subestación existente. Al obtenerse ahora picos de consumo menores.

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD"

El mayor inconveniente que presenta la GD se encuentra en su interconexión con la red eléctrica. Esta interconexión es complicada por la gran cantidad de factores que influyen en la misma, entre los posibles problemas que nos encontramos destacan las variaciones excesivas de tensión, la pérdida de calidad del suministro, la distorsión armónica o el funcionamiento en “isla” (que estudiaremos con más detalle). A continuación presentamos brevemente los distintos problemas de esta interconexión, así como las configuraciones de interconexión posibles.

1.- Problemática de la calidad de potencia

Un tema muy importante relacionado con la interconexión de las fuentes de generación distribuida a la red eléctrica es la calidad de la potencia suministrada a otros clientes conectados a la red. Los principales factores que influyen en la calidad de potencia son los que se enumeran a continuación:

- **Regulación de la tensión** → Este aspecto aborda el mantenimiento de la tensión en el punto de distribución a cada consumidor dentro de un rango de valores aceptable.
- **Flicker** → Este factor estudia los cambios rápidos y repetitivos de tensión, que dan lugar a variaciones inaceptables, fácilmente observables en la luz generada, y otros efectos en los equipos de los consumidores de potencia.
- **Desequilibrio de tensiones** → La tensión de red no tiene idénticos valores de tensión en cada fase, además de los 120° de diferencia entre cada par de fases.
- **Distorsión armónica** → Estudia los efectos producidos por la inyección de corriente con componentes de frecuencia múltiplos de la frecuencia fundamental.
- **Inyección directa de corriente** → Este campo estudia una situación que puede provocar saturación y sobrecalentamiento en transformadores y motores, y además provocar que estos dispositivos provoquen corrientes armónicas inaceptables.

1.1.- Regulación de la tensión

Uno de los primeros objetivos del diseño de los sistemas de distribución es suministrar a los consumidores a una tensión comprendida en un rango previamente determinado. Para conseguir dicho objetivo hacemos uso de la regulación de la tensión, los principales aspectos que influyen en dicha materia son los siguientes:

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- **Sobretensiones debidas al cambio del flujo de carga**

La tensión en la subestación del final de una línea de alimentación se regula típicamente con un valor que permita una tensión normal en la línea, de forma que la tensión al final de dicha línea de alimentación esté dentro de un rango aceptable para funcionamiento a plena carga. En un punto determinado de la línea, si la salida de la GD excede la carga de la alimentación, hay un incremento en la tensión, que además crece con la distancia. Si la tensión de la subestación final está fijada cerca del máximo valor permitido, las variaciones de tensión en la alimentación pueden exceder el rango aceptable.

El umbral de penetración¹ en el que la sobretensión de la que hablamos comienza a ser preocupante depende de cómo se distribuyen la GD y la carga en la línea. En el caso de una carga uniformemente distribuida agrupada con la GD al final de la línea de la alimentación, la salida de la GD debe ser como mínimo la mitad de la corriente en la carga (normalmente el 30% de pico), o alrededor del 15% de penetración para que la tensión al final de la línea supere a la tensión de la subestación. Este hecho es más significativo cuando la GD se agrupa al final de la línea, y es menos importante cuando se agrupa al principio de la línea.

Por otro lado, con la GD distribuida uniformemente a lo largo de la línea de alimentación, la línea ascendente de la tensión comienza a ser significativa cuando la penetración excede el 50%. Estos límites de penetración sirven para alimentadores sin compensación de reactiva instalada en el alimentador. Cuando se usa el banco de condensadores, este problema de la sobretensión se exagera y los límites de penetración son algo menores.

- **Interacción con los controles LTC y SVR**

La compensación por pequeñas variaciones de carga (LDC, del inglés “*Load Drop Compensation*”), que se usa con mucha frecuencia en los conmutadores de tomas (LTC, del inglés “*load tapchanger*”) y en los reguladores de tensión mediante escalones (SVR, procedente de “*Step Voltage Regulator*”), ajusta los límites de la tensión basándose en medidas localizadas de los flujos de corriente activa y reactiva. En un sistema de distribución sin GD, se puede considerar que el flujo de corriente en estos dispositivos de control sigue la misma tendencia que en los demás puntos cercanos al punto considerado. De este modo las condiciones de LDC pueden fijarse de manera que den lugar a una adecuada regulación en todos los puntos de la línea de alimentación.

La presencia de la GD puede provocar cambios localizados en los patrones de flujo, provocando que no se correspondan con la tendencia seguida por la línea de alimentación. Como consecuencia de esto, los dispositivos LTC o SVR proporcionan unos resultados de tensión algo peores. Si a partir de una GD grande se está exportando

¹ La penetración es una medida de la implicación de la GD en la red, es decir cuánta influencia tiene la GD en la red, se expresa en porcentaje.

potencia a un punto situado justo aguas abajo de un dispositivo de regulación de tensión con LDC, el flujo de corriente a través de dicho dispositivo se reduce mucho e incluso puede llegar a invertirse, provocando que la tensión de los puntos que se encuentren aguas abajo quede por debajo del rango aceptable.

Estos problemas de interacción con LDC se producen normalmente para unos porcentajes de penetración entre el 30% y el 50%. Sin embargo, el umbral de penetración puede ser más pequeño si la GD se encuentra justo aguas debajo del dispositivo LTC o SVR.

- **Efectividad de la regulación de la tensión mediante la GD**

Las primeras versiones del Standard P1547 (el principal estándar que se encarga de la interconexión de la GD con los sistemas eléctricos de potencia y del que hablaremos más adelante) no permitían la regulación de la tensión mediante la GD, ya que este tipo de regulación se consideraba imprudente o inadecuado, pero las posteriores versiones sí la permitieron.

Todas las situaciones de estudio de la línea de alimentación se realizan comparando la regulación de tensión con la GD y sin ella. La efectividad de la regulación mediante GD modificando la tensión de la línea de alimentación original era algo limitada debida a varias consideraciones, entre las que destacan:

- La potencia reactiva de la GD se limita a un factor de potencia de 0,9 capacitivo o inductivo.
- El regulador de tensión tiene una caída de tensión del 5%, que debe tenerse en cuenta para conseguir un salida de reactiva completa.
- La GD se conecta a la línea de alimentación original mediante la impedancia de un transformador de distribución.

La ventaja de permitir la regulación de tensión mediante la GD se encuentra en el uso de sistemas híbridos, en muchos casos, la regulación mediante GD reduce e incluso elimina los problemas de regulación originados por la penetración de la GD. Aunque en otros casos, la regulación mediante la GD es muy poco efectiva y no compensa los problemas derivados de dicha penetración. En algunos casos aislados la regulación de la tensión local mediante la GD provoca problemas en la regulación de la tensión en la línea de alimentación, procedentes de la interacción con dispositivos de control como SVR.

- **Adición de carga mediante la GD**

Puede parecer que la adición de carga de alimentación, manteniendo un equilibrio con la GD, no produce ningún impacto en el sistema. Sin embargo, en las siguientes situaciones podemos comprobar que esa afirmación no siempre es cierta:

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- La GD debe operar a su máxima capacidad mientras la carga asociada a la misma se encuentre en un valor que permita obtener beneficios de exportar potencia a la red. Sin embargo, este hecho puede provocar sobretensiones debidas al aumento de la tensión de la línea como consecuencia de la inversión del flujo de potencia; así como subtensiones debidas a la interacción con los esquemas de LDC en los dispositivos LTC y SVR.
- La unión entre la potencia de la carga y de la GD no implica que los requerimientos de potencia activa los fije la GD. En la mayoría de las ocasiones, las GDs funcionan con un factor de potencia la unidad, ya que es lo ideal para obtener una producción más económica y minimizar la posibilidad de no detectar las “islas”. El no trabajar con ese factor de potencia puede provocar situaciones de sobretensiones y subtensiones.
- La GD no debe situarse en la misma localización de una línea de alimentación a la que se le va añadiendo más carga. Esto puede provocar aberraciones en el flujo de potencia, que afecten a los perfiles de tensión de toda la línea.
- Pueden producirse situaciones en las que la GD se encuentre desvinculada de la carga añadida. Esto puede provocar la extensión de los problemas de tensión a sistemas dependientes de la GD. Es posible que ante pequeños cambios en el sistema, como puede ser una disminución de la tensión, se desconecten todas las GDs. Además de esto, determinadas situaciones como picos en los precios del gas natural pueden provocar que muchas GDs no se encuentren en operación.

Aunque la GD se considera como un medio de evitar inversiones futuras en sistemas de distribución encaminadas a aumentar la carga, no se pueden eliminar totalmente las inversiones. Las políticas públicas, las regulaciones y las tarifas eléctricas deben diseñarse de forma que se tengan en cuenta las inversiones futuras necesarias para la mejora de los sistemas de distribución.

• **Recomendaciones para la mejora de la regulación de tensión**

Como ya se ha comentado, la causa permanente de la necesidad de la regulación de la tensión de la GD es el funcionamiento autónomo de los dispositivos de regulación del sistema eléctrica, como los LTC y SVR. Normalmente la GD tiene la posibilidad de suministrar o consumir potencia reactiva, lo que puede usarse para contribuir a la regulación de la tensión del sistema. Sin embargo, la GD responderá normalmente sólo frente a las condiciones de tensión locales, por eso la regulación mediante GD puede no regular correctamente la tensión en otros puntos del sistema, sobre todo en los casos en los que la GD esté situada muy cerca de un dispositivo de control de los nombrados anteriormente. La solución más novedosa y también más efectiva es la compenetración de la regulación mediante la GD y los dispositivos de regulación; el inconveniente de estos esquemas es que se requiere una infraestructura de comunicaciones no disponible en la mayoría de los sistemas de distribución.

1.2.- Influencia de otros factores

A continuación presentamos la influencia de otros factores importantes para el estudio de la calidad de la potencia, iremos comentando de forma muy breve los diferentes aspectos que influyen en los mismos.

La influencia de los armónicos con la GD es principalmente una cuestión del diseño del equipo realizado por el vendedor. Sin embargo, es un requerimiento del diseño de la GD que los armónicos se mantengan dentro de unos límites aceptables.

Los flickers y la evaluación de los mismos para PCS (Sistemas Personales de Comunicación, viene del inglés “*Personal Communication Systems*”) en referencia a la GD se estudian de forma general, pese a haber sido incluidos en los estándares IEEE e IEC.

La GD tiene en general un impacto beneficioso en los flickers de los sistemas de alimentación provocados por otras cargas perturbadoras, es decir, atenúan la influencia de dichos flickers.

Las GDs de tipo rotatorio tienen una ventaja a la hora de mitigar los flickers mediante rápidas variaciones de carga. Esto se debe a la poca robustez de los circuitos de las mismas.

Las GDs de tipo inversor pueden funcionar de forma que tengan características similares a las máquinas rotatorias. Sin embargo, muchos de los diseños de los inversores de GD se basan en un control mediante corriente constante que no implica una atenuación significativa de los flickers.

Las GDs de tipo inversor tendrán un impacto beneficioso significativo en los flickers solamente si tienen una función de regulación de tensión o si poseen un esquema de control que los haga funcionar como fuentes de tensión controladas, por ejemplo como generadores virtuales síncronos.

Los estándares IEC sólo funcionan con sistemas con frecuencia de 50 Hz y tensión de 230 V. Las ecuaciones usadas en las aproximaciones de los cálculos están tomadas de los estándares IEC de los sistemas europeos, por tanto, dichas ecuaciones deben ser actualizadas para que puedan funcionar en el sistema americano, con una tensión de 120 V y una frecuencia de 60 Hz.

Debemos asegurar que la GD no inyecta corriente continua (DC) a la red.

Normalmente, la impedancia de puesta a tierra de la carga tiene una gran variación, lo que impide garantizar una impedancia lo suficientemente reducida de forma que cumpla los requerimientos de puesta a tierra. Sin embargo, si se conecta una GE a un transformador o directamente a la red, puede garantizar una impedancia de puesta a tierra lo suficientemente pequeña de forma que la puesta a tierra sea muy efectiva.

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Para el caso de una GD con un transformador, dicho transformador puede proporcionar una adecuada puesta a tierra. Además debe haber un equilibrio entre los requerimientos de la puesta a tierra y los requerimientos para el rechazo de las perturbaciones del sistema en el diseño de la impedancia de puesta a tierra del transformador.

Para el caso de una GD sin transformador se debe prestar atención especial al diseño de la impedancia de puesta a tierra de forma que sea lo más efectiva posible. Desafortunadamente, mientras que la GD con transformador proporciona una puesta a tierra efectiva de forma pasiva; la GD sin transformador nos facilita las características de la impedancia de puesta a tierra usando un sistema de control activo.

Los desequilibrios en la red eléctrica necesitarán una potencia de rizado con una frecuencia de 120 Hz procedente de la GD. Debido al rizado de la potencia, el condensador de DC de la GD debería ser dimensionado de forma que limitara el rizado de la tensión y consecuentemente el impacto en otros equipos de la GD como baterías y generadores.

La corriente de rizado i_{DC} es proporcional a los grados de desequilibrio (que se calculan con la tensión de secuencia negativa con respecto a la tensión de secuencia positiva).

Con un dispositivo PLL convencional, con un ancho de banda elevado se puede obtener una componente de rizado con una frecuencia de 120 ° en la salida de la frecuencia del PLL y aumentar la corriente de salida de la distorsión armónica total (THD).

Todas las situaciones descritas con anterioridad representan algunos de los problemas específicos de la interconexión entre la GD y la red, aunque existen muchos más.

2.- Normativa y estándar actual

En la actualidad el estándar vigente y más utilizado en el asunto de la interconexión es el “*IEEE-Standard-1547 – Standard for Distributed Resources Interconnection with Power Systems*”, elaborado por los Ingenieros Electricistas y Electrónicos de Estados Unidos (IEEE) que se usa de forma exclusiva para normalizar las interconexiones y la operación de los sistemas de GD.

Esta norma IEEE P1547 fija la normativa de interconexión de fuentes de energía distribuidas con el sistema eléctrico. Determina los requerimientos más relevantes de implementación, operación, ensayos, condiciones de seguridad y mantenimiento de las interconexiones. Su aplicación se limita a todas las fuentes de GD, de capacidades hasta 10MVA, interconectadas a sistemas de distribución primarios o secundarios, fundamentalmente radiales y de frecuencia 60 Hz (hemos de recordar que dicha norma es americana y por ello funciona con 60 Hz)

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Según esta norma, los requerimientos técnicos básicos a cumplir (ya comentados anteriormente) se detallan a continuación:

- **Regulación de tensión** → La GD no debe regular la tensión en el punto de interconexión, ni debe causar una desviación del valor de la tensión de la red, inadmisibles según normativas de la región.
- **Sistema puesta a tierra** → El sistema de puesta a tierra de la interconexión de la GD no debe generar sobretensiones no admisibles en los equipos instalados de la red, ni debe producir la descoordinación de las protecciones del distribuidor frente a defectos a tierra en la red.
- **Sincronismo** → La unidad generadora debe permanecer en paralelo con la red, sin causar fluctuaciones de la tensión en el punto de conexión mayores a $\pm 5\%$ del nivel de tensión, y cumplir la normativa regional sobre flicker.
- **Energización de la red** → La GD no debe energizar la red eléctrica, cuando ésta se encuentra desenergizada.
- **Telemedida** → Las interconexiones de fuentes distribuidas de potencias mayores a 250 kVA deben ser monitoreadas, potencia aparente real de salida, potencia reactiva y voltaje.
- **Elemento de maniobra** → Para la operación de la red de distribución, debe existir en la interconexión un elemento de maniobra fácilmente accesible, con posibilidad de bloqueo, y de corte visible. Debiendo soportar una diferencia de tensión de 220% del valor nominal de la interconexión.
- **Funcionamiento en “isla”** → En caso de formación de una “isla” no intencionada, en la cual la GD energiza una parte aislada de la red del distribuidor, el sistema de interconexión debe detectar la “isla” y desenergizar el área antes de los 2 segundos de conformarse la “isla”.

Por su parte, los requerimientos de las protecciones que actúan como respuesta a condiciones anormales de la red se resumen a continuación:

- **Faltas en la red** → La GD debe dejar de energizar la red de distribución, frente a defectos de cortocircuito o falta de una fase en la misma.
- **Coordinación de reenganches en la red** → En redes del distribuidor con reenganche automático, la GD debe dejar de energizar la red de distribución antes de que se produzca un reenganche en la misma.
- **Sobre y subtensión** → Frente a la detección de valores anormales de tensión, la GD debe desenergizar la red en un tiempo prefijado. Este tiempo

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización. La protección en la interconexión debe detectar el valor RMS a frecuencia fundamental de la tensión fase-fase, excepto cuando el transformador de conexión entre la fuente distribuida y la red es de configuración Yy o conexión monofásica, en que se detectara la tensión fase-neutro.

- **Sobre y subfrecuencia** → Frente a detección de valores anormales de frecuencia, la GD debe desenergizar la red en un tiempo prefijado. Al igual que el caso anterior, el tiempo es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización.
- **Reconexión a la red** → Después de una condición anormal de la red y producirse la desconexión de la GD de la red; para que se produzca el reenganche, el sistema debe contar con una temporización ajustable (o fija de 5 minutos) una vez que se restablezcan las condiciones normales de servicio.
- **Calidad de onda** → La GD debe cumplir unos requerimientos mínimos de generación de perturbaciones en la red del distribuidor. Estos requisitos se centran en la limitación de inyección de componente de continua, la limitación de flicker inducido y la limitación de componente de armónicos de la corriente inyectada.

3.- Protecciones, seguridad y esquemas de interconexión

El sistema de potencia impondrá una serie de complejas condiciones sobre las GDs a la hora de la interconexión debidas en gran parte a toda la problemática comentada anteriormente. La respuesta de la GDs frente a estas condiciones, sobre todo en los fallos del sistema, indicará cuál es la implicación de las mismas en la red. Uno de los aspectos de mayor importancia junto a la calidad del suministro es la protección de nuestro sistema, es decir, el comportamiento del mismo frente a las diferentes perturbaciones que pueden producirse en un sistema de estas características. El conocimiento de dicho comportamiento nos permite determinar los elementos de protección necesarios de nuestro sistema para una continuidad del suministro, así como para la conservación de la calidad del mismo.

A la hora de estudiar las protecciones necesarias para estos sistemas se observa el comportamiento de las GDs frente a situaciones de potencia normales y también frente a perturbaciones que pueden producirse en la red. Mediante este procedimiento conseguimos definir con una precisión aceptable la seguridad de nuestro sistema de potencia, así como posibles problemas que puedan surgir a lo largo de su funcionamiento y las posibles soluciones de los mismos

Para poder analizar los problemas relacionados con las protecciones necesitamos conocer el esquema de interconexión entre la GD y el sistema de potencia. Entre los distintos esquemas de interconexión actuales se encuentran los siguientes:

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

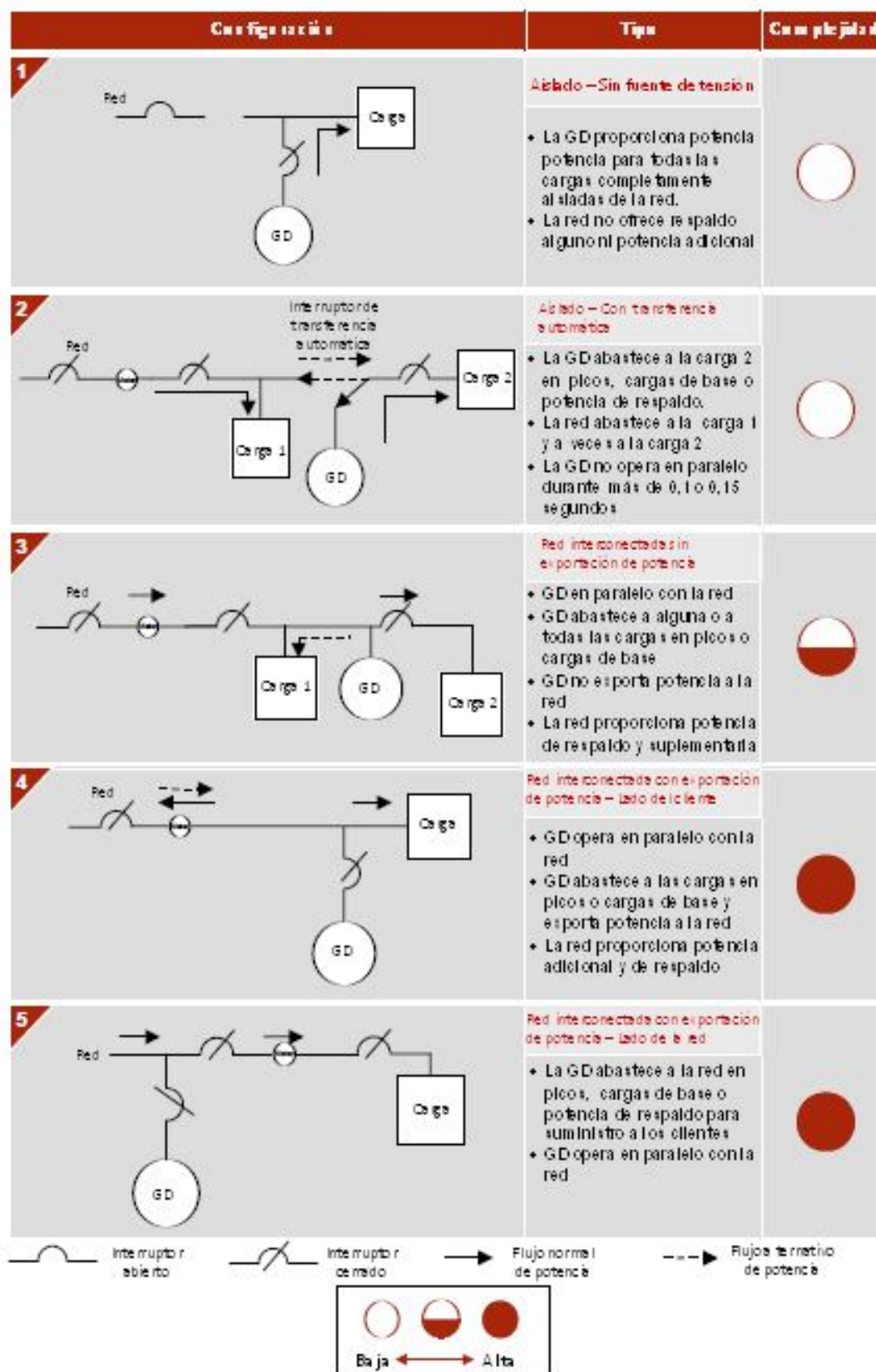


Figura 3.1: Diferentes configuraciones de interconexión

Capítulo 3: Problemática de la interconexión GD-Red

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

De todas las configuraciones ilustradas antes, trabajaremos centrándonos sobre todo en los dos últimos casos (casos 4 y 5), que son los más complejos y en los que la GD cobra una mayor importancia. En ambos casos la GD y el sistema están interconectados y se produce la exportación de potencia a partir de la GD, en el número 4 se analiza desde el lado del cliente y en el 5, desde el lado de la red. En la siguiente tabla se comparan los aspectos más representativos de ambos casos.

Caso 4: Red interconectada con exportación de potencia – Lado del cliente	Caso 5: Red interconectada con exportación de potencia – Lado de la red
GD opera en paralelo con la red	GD opera en paralelo con la red
GD abastece a las cargas en picos o cargas de base y exporta potencia a la red	GD abastece a la red en picos, cargas de base o potencia de respaldo para suministro a los clientes
La red proporciona potencia adicional y de respaldo	

Tabla 3.1: Diferencias entre los casos 4 y 5

Podemos observar que la principal diferencia entre ambos esquemas es que en caso 4 la GD abastece a la carga y la red actúa como respaldo, y en el 5, la GD abastece a la red y proporciona el propio respaldo.

De toda la problemática asociada al estudio de la calidad de la potencia y de las protecciones de los sistemas eléctricos, nuestro estudio se centrará en el problema del funcionamiento en “isla”. Este problema es uno de los problemas más complejos y actuales, así como poco tratado hasta la fecha. Es cierto que aunque se han definido numerosos algoritmos de protección anti-isla, no existe uno del que podamos afirmar que es el ideal, parte de nuestro estudio se centrará en analizar los diferentes algoritmos disponibles y seleccionar aquél que consideremos más adecuado a nuestro sistema. También realizaremos una serie de simulaciones que demuestren que dicho algoritmos es óptimo.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD"

De todos los problemas derivados de la interconexión entre la GD y la red, el funcionamiento en “isla” es considerado uno de los más relevantes para conseguir una implantación absoluta de la GD. El estudio de los algoritmos anti-isla se ha convertido en un tema recurrente en las investigaciones destinadas a la solución de los problemas asociados a la interconexión de la GD. En este capítulo analizaremos el estado del arte de dichos algoritmos y definiremos el que consideramos más ideal de todos los existentes.

1.- Estado del arte de los algoritmos anti-isla

1.1.- Definición

El efecto “isla” (o “funcionamiento en isla”) es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de generación distribuida continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada. De este modo la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución, que contiene tanto carga como generación, de manera que se puede comprometer la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo.

En nuestro análisis nos vamos a centrar en un sistema solar fotovoltaico, en dicho sistema, cuando se produce la condición de “isla” en una sección de la red desconectada de la fuente principal, las cargas en esta sección continúan siendo totalmente alimentadas por el sistema. Es una condición de seguridad primaria para los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red el que el sistema generador se desconecte de la red desenergizada, sin tener en cuenta las cargas conectadas.

En el caso de varios sistemas fotovoltaicos conectados a una red de energía de bajo voltaje, es posible que la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico coincida con la cantidad de energía consumida por las cargas de la red. En esta situación no existe flujo energético con la red eléctrica, y es posible que los sistemas fotovoltaicos no detecten una posible desconexión de la red, alimentando las cargas conectadas y produciéndose de este modo la condición de “isla”.

1.2.- Descripción física del fenómeno

Consideremos la configuración esquemática de un sistema fotovoltaico descrita en la Figura 1.2.1. El sistema consiste en un equipo de generación fotovoltaico y un inversor. La fuente de tensión de la red eléctrica está representada a la derecha. Existe también un interruptor que permite aislar la red del equipo. El nodo “a” es el “punto de acoplamiento común” (PAC, viene del inglés “*Point of Common Coupling*” (PCC)) o punto de conexión entre la carga del usuario y el sistema de red. Si el sistema

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

fotovoltaico continúa energizando las cargas a la izquierda del interruptor después de que el interruptor se haya abierto, entonces el equipo fotovoltaico y las cargas quedan aislados del resto, produciéndose el efecto “isla”.

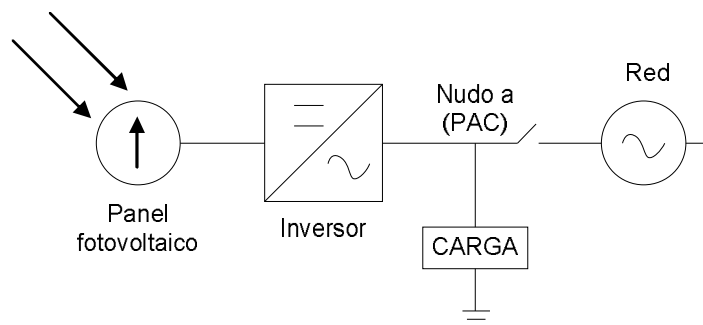


Figura 1.2.1: Configuración esquemática del sistema

Todos los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red deben disponer por lo menos de métodos de protección de sobre/sub-tensión y sobre/sub-frecuencia que permitan que el inversor deje de suministrar energía a la red en caso de que la frecuencia o la amplitud de la tensión en el PAC superen los límites establecidos. Estos métodos de protección protegen los equipos de los usuarios pero también sirven como métodos de detección anti-isla (son métodos pasivos de detección).

1.3.- Causas

La aparición inesperada del fenómeno de “isla” es uno de los principales problemas para los sistemas pequeños de generación distribuida (GD). Como hemos mencionado anteriormente, la “isla” se produce cuando la potencia alimentada por la red es interrumpida pero la GD continúa suministrando potencia a la línea de distribución. La desconexión de la red normalmente se produce como respuesta frente a un fallo. En el caso ideal, el fallo debería ser detectado por el sistema de protección de la GD y desconectarla antes de que se produzca la “isla”. El funcionamiento en “isla” de la GD en los inversores para la conexión a la red puede producirse como resultado de las siguientes situaciones:

- Un fallo detectado por la red y que deriva en la activación de un dispositivo de desconexión, pero que no es detectado por el inversor fotovoltaico o los dispositivos de protección.
- Desconexión accidental del suministro normal de la red por fallos en los equipos.
- Cambios repentinos en la red de los sistemas de distribución y cargas.
- Desconexiones intencionadas de la línea para servicios de mantenimiento, bien en un punto de la red, bien en la entrada del servicio.
- Errores humanos o vandalismo.

- Un accidente natural.

1.4.- Consecuencias

Hay muchas razones por las cuales la “isla” debe ser prevista tanto en sistemas fotovoltaicos como en cualquier otro tipo de generación de energía con conexión a red. Seguridad, responsabilidad y mantenimiento de la calidad de la energía suministrada a los consumidores son algunas de las principales. Los consumidores confían en la calidad de la energía suministrada por la red, pero además deben disponer de inversores anti-isla en sus sistemas fotovoltaicos por los siguientes motivos:

- La red no puede controlar la tensión y la frecuencia en caso de “isla”, de modo que el equipo del usuario puede sufrir daños.
- La red eléctrica, junto con el propietario del sistema de generación, pueden ser responsabilizados de los daños ocasionados a los equipos conectados, producidos como consecuencia de las variaciones de tensión y frecuencia fuera de los límites permitidos.
- La “isla” puede suponer un peligro para los trabajadores de la red o los usuarios, ya que una línea supuestamente desconectada de toda fuente de alimentación puede seguir en activo.
- El aislamiento producido puede obstaculizar la línea o dañar el equipo de generación o cualquier otro equipo conectado, debido al cierre fuera de fase.
- La “isla” puede interferir con el restablecimiento manual o automático del servicio normal de la red con una fase distinta, provocando sobretensiones y la desconexión del sistema fotovoltaico.

Cabe destacar que el efecto “isla”, y su posibilidad de suponer una fuente de peligro para los trabajadores de la red eléctrica, han sido extensamente discutidos como razón para reclamar protecciones anti-isla en los inversores fotovoltaicos.

Los requisitos anti-isla han ido evolucionando de manera diferente en cada país, de modo que hoy en día varían considerablemente de uno a otro. Algunos países como los Países Bajos sólo precisan de métodos basados en variaciones del flujo de frecuencia. Otros países como Alemania y Austria precisan de métodos específicos basados en cambios repentinos de impedancia, conocidos como ENS o MSD. Otros países han adoptado estándares que requieren inversores que detecten el fallo y se apaguen dentro de unos límites de tiempo establecidos. Los Estados Unidos, por ejemplo, requieren que los inversores para conexión a red estén certificados para tal propósito y que el proceso de certificación someta a test a los inversores usando un circuito de test standard y una metodología basada en “el peor de los casos” de entre los considerados en los países miembros de la “*International Energy Agency*” (IEA).

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Es necesario predecir la posibilidad de que la “isla” ocurra analizando la probabilidad de la desconexión de la red y de que al mismo tiempo se produzca un equilibrio de potencia entre la carga y la fuente fotovoltaica. En realidad, en este caso, la protección normal no desconecta el sistema fotovoltaico para energizar el punto PAC. Se puede definir el índice de penetración de un sistema fotovoltaico genérico como:

$$R_p = \frac{P_{carga}}{P_{GD}} \quad (1)$$

Donde P_{carga} representa la potencia activa absorbida por la carga y P_{GD} la potencia inyectada por el sistema de GD. La probabilidad de la aparición de la “isla” es proporcional a la cantidad de energía inyectada por el sistema fotovoltaico de forma que un valor del índice de penetración (R_p) cercano a la unidad indica una alta probabilidad de que se produzca el fenómeno de “isla”.

1.5.- Inversor anti-isla

Para el funcionamiento correcto de la red es esencial que la tensión, la frecuencia y la forma de onda de la tensión se mantengan dentro de unos límites especificados. Estos límites figuran descritos en varios estándares. Los fallos producidos en un generador de energía o en la red deben ser localizados y desconectados rápidamente para minimizar el efecto de las fluctuaciones de tensión o frecuencia sobre la calidad energética de la red y prevenir daños en la red y/o el generador. Las operaciones de mantenimiento requieren también una desconexión de la red, y los sistemas de generación deben detectar esta situación para que no se produzca una realimentación en la línea que pueda suponer un peligro para el personal de mantenimiento o los usuarios.

Todo generador debe estar equipado con dispositivos de protección que permitan la desconexión de la red en caso de fallo, de interrupción por mantenimiento o cuando los parámetros de la red están fuera de los límites permitidos. Los dispositivos de protección básicos están situados en el inversor y consisten en la detección de sobre y sub tensiones y frecuencias en la red. Muchas veces este método de protección básico ayuda a prevenir el efecto “isla”, pero muchas otras resulta insuficiente, especialmente en el caso anteriormente citado en el que la potencia suministrada por el equipo fotovoltaico iguala el consumo de las cargas.

Un inversor anti-isla está diseñado para sistemas con conexión a la red, caracterizándose por disponer, además de métodos de protección pasivos basados en la detección de sobre/sub tensiones y frecuencias, de métodos activos de detección y desconexión en caso de caída de la red. En condiciones de operación normales, estos inversores no deben mantener una situación de aislamiento y deben estar diseñados de modo que sus métodos activos sean apropiados para un gran número de unidades instaladas a lo largo de los sistemas de distribución de la red, de modo que los diferentes métodos no se interfieran entre sí. Un inversor anti-isla debe superar un

test anti-isla para ser considerado como tal. Los principales métodos de test han sido o están siendo elaborados por el “*Institute for Electrical and Electronics Engineers*” (IEEE), la “*International Electrotechnical Commission*” (IEC) y “*Underwriters Laboratories*” (UL).

1.6.- Descripción matemática del modelo

La protección estándar de los sistemas de GD con inversor permanente consiste en cuatro relés: relé de sobretensión, relé de subtensión, relé de sobrefrecuencia y relé de subfrecuencia. Estos relés prevendrán la “isla” bajo algunas circunstancias, como desconectar el sistema fotovoltaico en el caso en que la amplitud o la frecuencia de la tensión excedan unos límites preestablecidos. Sin embargo, en la carga local cercana a la generación de potencia del inversor, las desviaciones en la tensión y/o en la frecuencia pueden ser muy pequeñas para detectarlas, puede que caigan dentro del rango de la no detección. En este caso, se requieren esquemas activos o pasivos para minimizar la probabilidad de la aparición de la “isla”.

Para simplificar el análisis, nos basaremos en un sistema fotovoltaico como ejemplo representativo de todos los tipos GD con inversores, tal y como comentamos anteriormente. Un sistema fotovoltaico conectado a la red opera normalmente con un factor de potencia cercano a la unidad, esto constituye una ventaja desde el punto de vista económico y por ello también se aplica a casi todos los sistemas de GD con inversores. Para confirmar lo anterior se han realizado experimentos, obteniendo factores de potencia capacitivos del 98% y 99%, por tanto la consideración del factor de potencia la unidad no es nada descabellada, ya que esa pequeña componente de reactiva puede ser despreciada sin problemas.

Consideraremos el esquema de la figura 2.6.1, donde tenemos un sistema fotovoltaico conectado a la red local bajo la presencia de una carga local. Para simplificar, la carga se considera como una impedancia constante que consume P_{carga} (W) y Q_{carga} (VAr). La potencia activa y reactiva generada por el sistema fotovoltaico se denota como P_{GD} y Q_{GD} respectivamente. La función de este sistema es suministrar P_S (W) y Q_S (VAr). Esas potencias son las siguientes:

$$P_{GD} + P_S = P_{carga} \quad (2)$$

$$Q_{GD} + Q_S = Q_{carga} \quad (3)$$

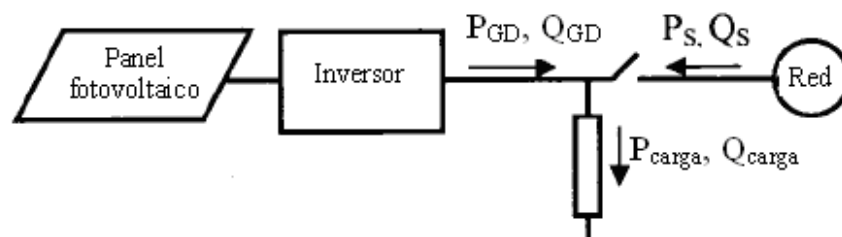


Figura 1.6.1: Esquema del sistema fotovoltaico conectado a la red con carga local

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Asumiendo que la carga es lineal de tipo LRC, y usando las relaciones $P_S/P_D = \alpha$ y $Q_S/Q_D = \beta$, las ecuaciones anteriores se pueden reescribir como:

$$P_{GD}(1 + \alpha) = \frac{V^2}{R} \quad (4)$$

$$Q_{GD}(1 + \beta) = \frac{V^2}{\omega L} \quad (5)$$

Donde V y ω representan la tensión en el punto de interconexión y la frecuencia angular del sistema respectivamente.

Cuando se desconecta el sistema, P_S y Q_S se hacen cero y la tensión y la frecuencia (V , ω) se establecerán en unos nuevos valores (V' , ω'). Estos nuevos valores están relacionados con los originales mediante las ecuaciones:

$$V' = \frac{1}{\sqrt{1 + \alpha}} V \quad (6)$$

$$\omega' = \frac{1 + \beta}{1 + \alpha} \omega \quad (7)$$

Las expresiones anteriores muestran como las desviaciones en la tensión y en la frecuencia dependen de la cantidad de potencia perdida así como de la dirección de P_S y Q_S . Las posibles combinaciones son las que aparecen a continuación:

Caso A: $P_S > 0$ y $Q_S > 0$: La tensión decrece. La frecuencia depende de los valores de α y β . Si $\alpha = \beta$, entonces la frecuencia se mantiene constante. Si $\alpha > \beta$, la frecuencia descende. Si $\alpha < \beta$, la frecuencia crece. En particular, para aquellos sistemas de GD en los que el factor de potencia de salida es importante (siempre $P_D = 0$), entonces β tiende a $+\infty$ y la frecuencia también crecerá hasta alcanzar $+\infty$ en el límite.

Caso B: $P_S > 0$ y $Q_S < 0$: La tensión y la frecuencia decrecen.

Caso C: $P_S < 0$ y $Q_S > 0$: La tensión y la frecuencia crecen.

Caso D: $P_S < 0$ y $Q_S < 0$: La tensión crece. La frecuencia depende de los valores de α y β . Si $\alpha = \beta$, entonces la frecuencia se mantiene constante. Si $\alpha > \beta$, la frecuencia aumenta. Si $\alpha < \beta$, la frecuencia decrece. De nuevo para aquellos sistemas de GD en los que importa el factor de potencia de salida, la frecuencia descenderá hasta alcanzar 0 en el límite.

Caso E: $P_S = 0$ y $Q_S \neq 0$: La tensión se mantiene constante, mientras que la frecuencia cambia (crece si $Q_S < 0$ o disminuye si $Q_S > 0$)

Caso F: $P_S \neq 0$ y $Q_S = 0$: La frecuencia se mantiene constante, mientras que la tensión cambia (crece si $P_S < 0$ o disminuye si $P_S > 0$)

Caso G: $P_S = 0$ y $Q_S = 0$: La frecuencia y la tensión se mantienen constantes.

Podemos observar que los relés de sobretensión, subtensión, sobrefrecuencia o subfrecuencia notarán la variación de tensión y/o frecuencia en los diferentes casos (desde A al F) y prevendrán la aparición de la “isla”. En el caso G, en el que la potencia producida coincide con la potencia demandada por la carga, no funcionará ninguno de los relés mientras no haya cambios en la tensión o en la frecuencia. En realidad, P_S y Q_S no tienen que ser exactamente cero para que esto ocurra, porque el valor de la tensión y la frecuencia se espera que varíen un poco con respecto a sus valores nominales. Por tanto, los umbrales de los cuatro relés no pueden ser excesivamente pequeños, ya que esto produciría fallos molestos. Esta limitación de lugar a la formación de la llamada “zona de no detección” (ZND, viene del inglés “*Non Detection Zone*” (ZND)). Por dicha razón es importante para los sistemas fotovoltaicos incorporar elementos para prevenir la “isla” en los casos en que P_S y Q_S son muy pequeños.

1.7.- Métodos de protección anti-isla

Por todo lo comentado anteriormente, la detección del fenómeno “isla” es una característica imprescindible para cualquier sistema de GD, durante los últimos años se han propuesto y se han desarrollado numerosos métodos de protección anti-isla, que podemos agrupar en cuatro categorías principales:

- Métodos pasivos con inversor permanente.
- Métodos activos con inversor permanente.
- Métodos activos sin inversor permanente.
- Métodos basados en el uso de las comunicaciones entre la red y el inversor fotovoltaico.

Nuestro estudio se va a centrar en los métodos pasivos y activos con inversor permanente. La IEA dentro de su programa “*Photovoltaic Power Systems*” (PVPS), Task V: “*Gris Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems*”, concretamente en su Report IEA PVPS T5-09: *2002 Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power systems*, recoge los siguientes métodos de detección de “isla” con inversor permanente:

- **Métodos pasivos:** Son aquellos que basan la detección en la monitorización de parámetros seleccionados como tensión y frecuencia y/o sus características, e interrumpen la conversión de energía por parte del inversor cuando se produce una transición fuera de los límites establecidos para estos parámetros.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- **Métodos activos:** Son aquellos que introducen anomalías intencionadamente en el circuito y después monitorizan la respuesta para determinar si la red pública con su tensión, frecuencia e impedancia está aún conectada. Si la pequeña perturbación es capaz de afectar a los parámetros en el PAC según determinados requisitos, el circuito activo obliga al inversor a cesar la conversión.

1.7.1.- Métodos pasivos

Los métodos pasivos con inversor permanente se basan en la detección de una perturbación en la tensión en el punto PAC. En la Figura 1.7.1.1 se muestra un sistema genérico de estudio anti-isla definido en IEEE Std. 929-2000 e IEEE Std. 1547, donde la red, la carga RLC y el inversor fotovoltaico están conectados en PAC. IEEE Std. 929-2000 fija el factor de calidad (q) en un valor de 2,5 como condición de muestreo. El factor de calidad q se define como:

$$q = R\sqrt{C/L} \quad (8)$$

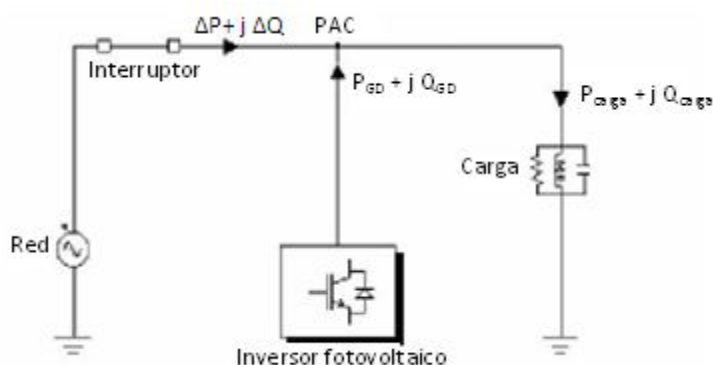


Figura 1.7.1.1: Interconexión de una fuente fotovoltaica a la red y a la carga

Hemos mencionado anteriormente un concepto imprescindible en el estudio de los sistemas de detección anti-isla: la “zona de no detección” (ZND), dicha zona representa el rango (en términos de concordancia de potencias entre el inversor de GD y la carga) en el que los esquemas de detección anti-isla probados fallan al detectar la “isla”. La ZND se usa como índice para evaluar los diferentes algoritmos anti-isla. El objetivo de todo método de detección de la “isla” es conseguir que la ZND sea cero o esté lo más próxima a éste.

Los métodos pasivos anti-isla se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Sobre/sub-tensión
- Sobre/sub-frecuencia
- Detección de armónicos de tensión
- Detección de armónicos de corriente
- Monitorización de fase

A continuación definiremos las características principales de cada método pasivo:

1.7.1.1.- Sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia

Todos los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red precisan de métodos de protección de sobre/sub tensión (*over/under voltage protection*, OVP/UVP o directamente OUV) y de sobre/sub frecuencia (*over/under frequency protection*, OFP/UFP o directamente OUF) que hacen que el inversor cese de suministrar potencia a la red si la frecuencia o la amplitud de la tensión en el PAC entre el usuario y la red se salen de los límites establecidos.

Además de tratarse de una opción de bajo coste, los métodos OVP/UVP y OFP/UFP son necesarios por diversas razones de seguridad, aparte de la prevención del efecto “isla”. También son necesarios porque algunos otros métodos de prevención anti-isla producen alteraciones en la tensión o la frecuencia y confían en los OVP/UVP y OFP/UFP para desactivar el inversor.

El principal inconveniente de estos métodos, en materia anti-isla, es su gran “zona de no detección” (ZND). Los OVP/UVP y OFP/UFP son incapaces de detectar la existencia de “isla” cuando la potencia proporcionada por el sistema fotovoltaico coincide con la consumida por las cargas. Además, los tiempos de respuesta de estos métodos pueden ser muy variables o impredecibles.

La red está sujeta a numerosas perturbaciones como huecos de tensión, sobretensiones, distorsión armónica y variaciones de frecuencia, por tanto, es necesario crear protecciones anti-isla inmunes a estas perturbaciones. La tabla 1.7.1.1.1 muestra los límites de la tensión y la frecuencia de la red. Todos los inversores fotovoltaicos conectados a la red necesitan tener protecciones frente a sobre/subtensiones y sobre/subfrecuencias.

Valor	Mínimo	Máximo
Frecuencia	$f_{\min} = 49 \text{ Hz}$	$f_{\max} = 51 \text{ Hz}$
Tensión	$V_{\min} = 0,9 \text{ p.u.}$	$V_{\max} = 1,1 \text{ p.u.}$

Tabla 1.7.1.1.1: Límites de la tensión y la frecuencia de la red

Si nos fijamos en la Figura 1.7.1.1, el equilibrio de potencias en el sistema nos lleva a:

$$P_{carga} = P_{GD} + \Delta P \quad (9)$$

$$Q_{carga} = Q_{GD} + \Delta Q \quad (10)$$

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Si $P_{carga} = P_{GD}$ y/o si $Q_{carga} = Q_{GD}$ no existe descuadre de potencias entre el sistema fotovoltaico y la carga.

El comportamiento del sistema cuando la red está desconectada dependerá del ΔP y ΔQ . Si la frecuencia de resonancia de la carga RLC es la misma que la de la red, la carga lineal no absorbe potencia reactiva. La potencia activa es proporcional a la tensión. Después de la desconexión de la red, la potencia activa de la carga es obligada a ser la misma que la del sistema fotovoltaico, por lo tanto, la tensión de red se expresa como:

$$V' = K \cdot V \quad (11)$$

Donde

$$K = \sqrt{\frac{P_{GD}}{P_{carga}}} \quad (12)$$

Cuando $P_{GD} > P_{carga}$ hay un incremento de la amplitud de la tensión y si $P_{GD} < P_{carga}$ hay un descenso de la amplitud. La potencia reactiva está ligada a la frecuencia y a la amplitud de la tensión:

$$Q'_{carga} = Q_{GD} = \left(\frac{1}{\omega' L} - \omega' C \right) \cdot V'^2 \quad (13)$$

Podemos calcular la pulsación de “isla” (ω') mediante:

$$\omega' = \frac{-\frac{Q_{GD}}{C \cdot V'^2} + \sqrt{\left(\frac{Q_{GD}}{C \cdot V'^2}\right)^2 + \frac{4}{L \cdot C}}}{2} \quad (14)$$

Un pequeño ΔP da lugar a un cambio insuficiente en la amplitud de la tensión y un pequeño ΔQ da lugar a un cambio inadecuado en la frecuencia para desconectar de forma efectiva el generador fotovoltaico y prevenir la “isla”.

Es posible calcular el área de la ZND a partir de las diferencias entre la potencia activa y reactiva y fijando los valores umbrales para la frecuencia y la amplitud de la tensión. (Figura 1.7.1.1.1)

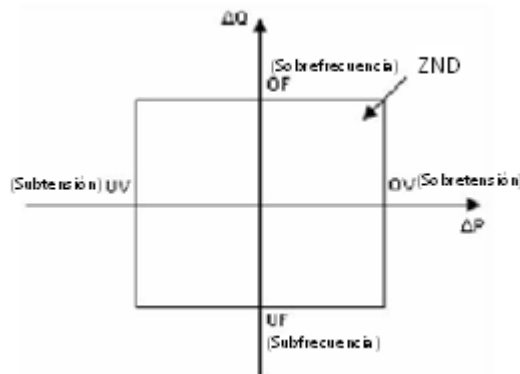


Figura 1.7.1.1.1: Zona de no detección (ZND) para OUV y OUF

La probabilidad de que ΔP y ΔQ caigan dentro de la ZND de OUV/OUF puede ser importante. A causa de esto, la sobre/sub tensión y la frecuencia estándar de los dispositivos de protección es considerada como insuficiente para la protección anti-isla.

1.7.1.2.- Detección de armónicos de tensión y armónicos de corriente

En este método, el inversor fotovoltaico monitoriza la distorsión armónica total [THD (*Total Harmonic Distortion*)] de la tensión en el PAC y se desconecta si esta THD supera un cierto límite. Bajo condiciones normales de operación, la tensión en el PAC es la tensión de la red, por lo que la distorsión es prácticamente nula ($THD \approx 0$). Cuando la red está conectada, la corriente armónica inyectada por el inversor circula a través de la pequeña impedancia de la red, y puesto que esta corriente armónica y la impedancia de la red son muy pequeñas, la distorsión que producen en la tensión del PAC también lo es.

Al producirse una situación de “isla”, los armónicos de corriente producidos por el inversor se transmiten a las cargas, que en general presentan una impedancia mayor que la de la red. Al interactuar la corriente armónica con una impedancia elevada, en el PAC se generarán armónicos de tensión que pueden ser detectados por el inversor, manifestando que se ha producido una situación anómala o de “isla”.

El problema de este método es que es muy susceptible a las perturbaciones que pueda experimentar el sistema, independientemente si su origen deriva de una desconexión de la red. Además es difícil establecer los límites de THD, ya que las cargas pueden ser puramente resistivas, en cuyo caso no lo detectaría, o no lineales, en cuyo caso la distorsión en el PAC sería elevada incluso con la red conectada.

Explicando más en detalle dicho método podemos comentar que su objetivo es monitorizar la distorsión de la tensión armónica para detectar la condición de “isla”. Como comentamos antes, en funcionamiento normal, la tensión en el punto PAC es controlada por la red, mientras que en condición de “isla”, la GD controla la tensión en PAC y sus armónicos. Podemos considerar todos los armónicos si usamos la THD de la tensión en PAC o solamente los principales: el tercero (3°), el quinto (5°) y el séptimo (7°)

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Para conocer el valor de los armónicos monitorizados se usa un control “*Phase Locked Loop*” (PLL). Es muy difícil detectar la “isla” si la distorsión de la tensión armónica no es lo suficientemente alta o baja para cambiar la THD cuando la “isla” se produzca.

La amplitud máxima de los armónicos de la tensión de la red es la que se muestra en la Tabla 1.7.1.2.1. La distorsión armónica de la tensión de la red puede cambiar con el tiempo en función de la impedancia de la línea; además el sistema del inversor presenta una distorsión armónica en DC con la consecuente distorsión armónica generada en la zona de la red. Normalmente un sistema fotovoltaico está conectado a la red mediante un transformador que puede afectar la distorsión armónica, sobre todo en el caso de “isla”. Por esta razón no siempre es posible seleccionar un umbral que dé lugar a una protección totalmente segura.

Orden del armónico (h)	3	5	7	9	11	13
Amplitud (%)	5	6	5	1,5	3,5	3

Tabla 1.7.1.2.1: Amplitudes de la tensión armónica

La ZND de los métodos basados en los armónicos está estrechamente ligada con la carga. Una carga RLC en paralelo y resonante presenta una frecuencia de paso bajo que puede filtrar los armónicos de bajo orden más que otros e influir en la detección de la “isla”. En el caso de grandes variaciones de la amplitud de los armónicos, estos métodos tienen una ZND pequeña.

1.7.1.3.- Efectos de la impedancia de la red y del rizado de la tensión del inversor

La distorsión armónica puede ser influenciada por el valor de la impedancia de la red. El objetivo es determinar cómo la amplitud de la tensión de los armónicos cambia conforme cambia la impedancia de la red.

La impedancia de la red se calcula para la tensión genérica del armónico k como:

$$Z_{red,k} = \sqrt{R_g^2 + (k\omega L_g)^2} \angle \arctan\left(\frac{k\omega L_g}{R_g}\right) \quad (15)$$

Donde R_g es la resistencia de la red y L_g es la inductancia de la misma. Considerando una carga RLC en condición resonante (potencias reactivas inductivas y capacitivas coincidentes una con otra) y que el inversor fotovoltaico no produce componente de potencia reactiva, existirá una potencia reactiva asociada a la distorsión armónica de la tensión de la red.

Se han simulado las variaciones de amplitud del tercer armónico (ΔV_3) conforme varía la impedancia de la red. La THD es prácticamente inmune a la variación de la

resistencia mientras que sí es más influenciada por la variación de la inductancia. (Figura 1.7.1.3.1a)

En lo referido a la influencia del rizado de la tensión de continua, se debería considerar que la tensión alterna producida por el inversor es:

$$v_{AC}(t) = M \cdot v_{DC}(t) \cdot \text{sen}(\omega t) \quad (16)$$

Donde M es el índice de modulación y $v_{DC}(t)$ es la tensión continua. El contenido armónico de la tensión de continua es:

$$v_{DC}(t) = V_{DC} + \sum_{k=2}^{\infty} V_{DCk} \cdot \text{sen}(k\omega t + \vartheta_k) \quad (17)$$

A partir de (16) y (17) podemos obtener:

$$\begin{aligned} v_{AC}(t) &= M \cdot V_{DC} \cdot \text{sen}(\omega t) + \frac{1}{2} M \sum_{k=2}^{\infty} V_{DCk} \cdot \cos(k\omega t + \vartheta_k - \omega t) - \\ &\quad - \frac{1}{2} M \sum_{k=2}^{\infty} V_{DCk} \cdot \cos(k\omega t + \vartheta_k + \omega t) = M \cdot V_{DC} \cdot \text{sen}(\omega t) + \\ &\quad + \frac{M}{2} \sum_{k=2}^{\infty} V_{DCk} \cdot \cos(\omega t(k-1) + \vartheta_k) - \cos(\omega t(k+1) + \vartheta_k) \quad (18) \end{aligned}$$

Además, el rizado de la tensión DC implica la generación de armónicos de tensión alterna de orden $k+1$ y $k-1$. La presencia de un armónico de segundo orden en la tensión DC produce un armónico 3° y 1° en la salida del inversor. Definiendo como el índice $i_{\%}$ como la relación entre la tensión del armónico de orden k y la tensión de continua es posible estudiar la variación del tercer armónico como consecuencia del rizado de la tensión DC:

$$i_{\%} = \frac{V_{DC3}}{V_{DC}} \cdot 100 \quad (19)$$

Es posible evaluar la variación de ΔV_3 en función de la impedancia de la red y del rizado de la tensión DC como se muestra en la Figura 1.7.1.3.1b. El valor mínimo de ΔV_3 se obtiene con un bajo valor de la impedancia de línea y un alto índice de rizado de continua.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

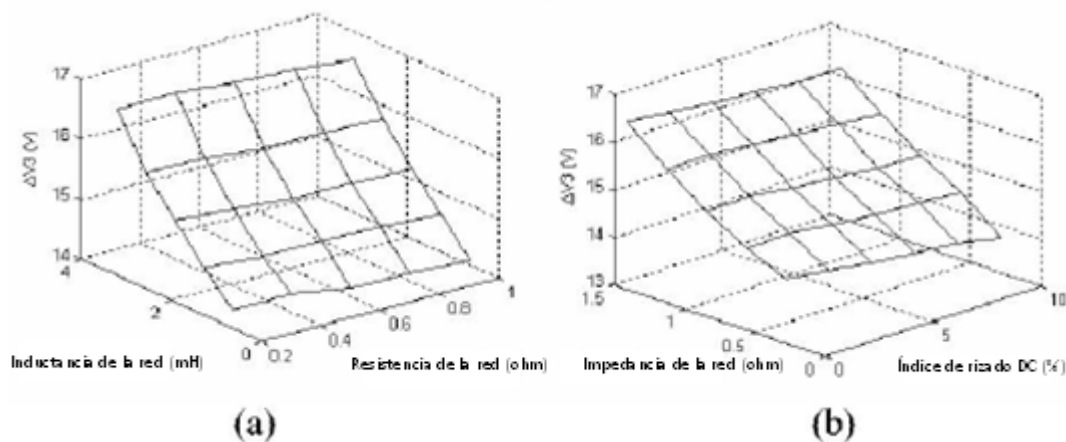


Figura 1.7.1.3.1: Variación de la amplitud del tercer armónico debido a la “isla” a) frente a la inductancia y resistencia de red, b) frente al rizado de la tensión DC y la impedancia de red

1.7.1.4.- Método de monitorización de fase

El método consiste en detectar un “salto” repentino de la fase entre la tensión del inversor y su corriente de salida. Sin embargo, si se implementa un PLL veloz, este salto de fase es insignificante de forma que la corriente estará siempre en fase con la tensión del inversor. Por tanto, se propone modificar este método de salto de fase. El nuevo método puede ser definido más correctamente como método de monitorización de fase.

Bajo condiciones normales de operación (el inversor no produce componente de potencia reactiva) no hay desplazamiento de fase entre la tensión y la corriente en los terminales de salida del sistema fotovoltaico. La corriente de referencia para el control del inversor se sincroniza con la tensión fundamental en el punto PAC.

La variación de la frecuencia de la tensión como consecuencia de la “isla” provoca un cambio en el vector tensión en comparación con el eje d^[*] y la consecuente variación de fase. El ángulo detectado se almacena y se compara con el valor medido tras un ciclo completo, por tanto

$$\Delta\vartheta = \vartheta_t - \vartheta_{t-1} \quad (14)$$

La fase de salida es una rampa con una cierta pendiente. Un cambio en la frecuencia produce una alteración de la pendiente que puede ser detectada. Es posible calcular la fase de la carga con la siguiente ecuación:

[*] El sistema de coordenadas d-q-o, es un sistema de referencia al que llegamos aplicando la transformación de Park, dicho sistema tiene la ventaja de que los vectores de tensión e intensidad permanecen fijos en una determinada posición, de modo que en régimen permanente son vectores constantes.

$$\vartheta = \tan^{-1} \left(R \left(\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \right) \quad (15)$$

Donde la pulsación ω corresponde a la frecuencia nominal de la red.

Si la “isla” se produce con una carga resonante a la frecuencia de la red, la fase no varía ($\vartheta = 0$), mientras que si la carga es resonante a una frecuencia diferente la fase cambia. Es posible fijar un ángulo ϑ_s para el método anti-isla. Cuando $|\vartheta| \geq |\vartheta_s|$ es posible detectar de forma eficiente el funcionamiento en “isla” de la GD. La actuación del método depende mucho de los elementos de potencia reactiva. La ZND de este método es la misma que la de los métodos de sobre/sub frecuencia (OUF)

1.7.1.5.- Monitorización y sincronización armónica PPL para los métodos anti-isla pasivos

Para los inversores conectados a la red que se encuentran en el rango entre 1 y 5 kW, la estructura de control más común para el convertidor DC-AC de la red es un inversor de control de corriente PWM [PWM (“*Pulse-Width Modulation*”) \approx MAP (*Modulación por ancho de pulsos*)] con puente-H que tiene un filtro de salida de paso bajo LCL.

El control de los convertidores fotovoltaicos juega un papel más importante para los métodos anti-isla activos. Por el contrario, en el caso de los métodos pasivos es interesante centrarse en los dispositivos de sincronización. El bloqueo de la fase se obtiene controlando a cero el seno de la diferencia de fase entre la referencia y las fases de salida (Figura 1.7.1.5.1) La función de transferencia en el dominio del tiempo del sistema PLL se puede derivar como sigue:

$$H(s) = \frac{K_p s + \frac{K_p}{T_i}}{s^2 + K_p s + \frac{K_p}{T_i}} \quad (16)$$

Donde K_p y T_i son los parámetros del controlador PI que se puede descomponer como sigue a continuación:

$$K_p = \frac{9,2}{T_s}, T_i = \frac{T_s \cdot \delta^2}{2,3}, \text{ donde } \omega_n = \frac{4,6}{\delta \cdot T_s} \quad (17)$$

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

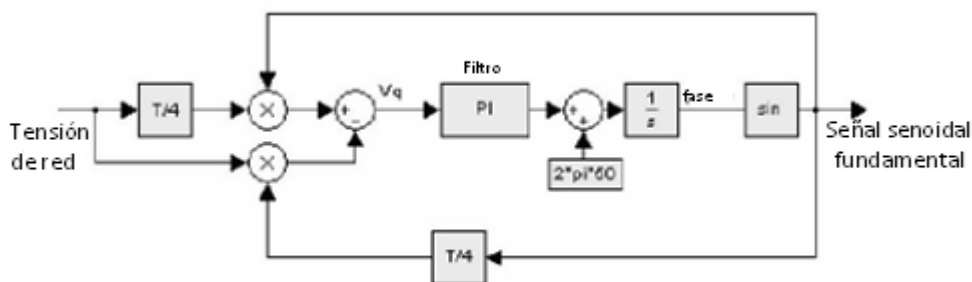


Figura 1.7.1.5.1: Esquema PPL

A. Monitorización PLL

Es posible usar un segundo PLL diseñado como un dispositivo de monitorización para la frecuencia, la fase y la amplitud de la tensión. (Figura 1.7.1.5.2)

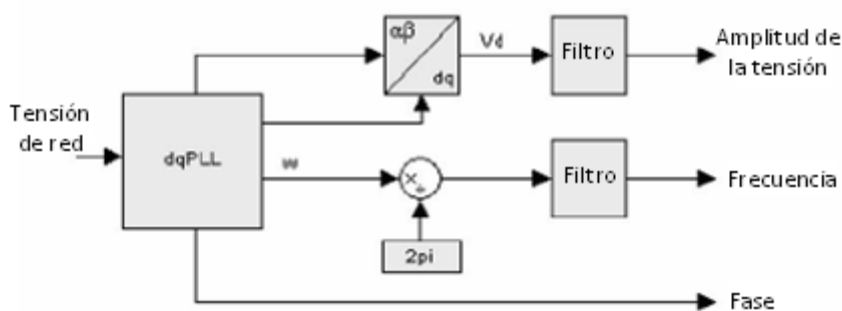


Figura 1.7.1.5.2: Esquema de la monitorización PLL

Este segundo PLL se diseña con las siguientes condiciones:

- Tiempo de detección de la “isla” cumpliendo la IEEE Std. 929-2000 ($\leq 2s.$)
- Buena estimación de la tensión fundamental con una THD $\leq 2\%$.

Como consecuencia, el tiempo de ajuste debe ser 20 veces mayor que el del PLL usado para el controlador de la sincronización. Los resultados óptimos se han obtenido diseñando el controlador PI con $T_s = 0,4s.$ y $\delta = 0,707$. Cuando el vector de tensión está sincronizado con el bastidor rotativo dq, es posible estimar la frecuencia y la amplitud de la tensión. Es necesario insertar un filtro para extraer la amplitud y la frecuencia exactas de la tensión en el punto PAC. Se suele usar un filtro Butterworth de primer orden con una frecuencia de corte de 2,5Hz. para conseguir el valor de tensión continua de salida de las señales.

B. Sincronización armónica PLL

Usando varios bastidores sincronizados con las velocidades de los armónicos seleccionados es posible monitorizar los armónicos presentes en la tensión de la red.

Esta sincronización armónica es diseñada con un controlador PI que proporciona la frecuencia fundamental. La Figura 2.7.1.5.3 muestra la monitorización de los armónicos tercero (3°), quinto (5°) y séptimo (7°) mediante la monitorización PLL.

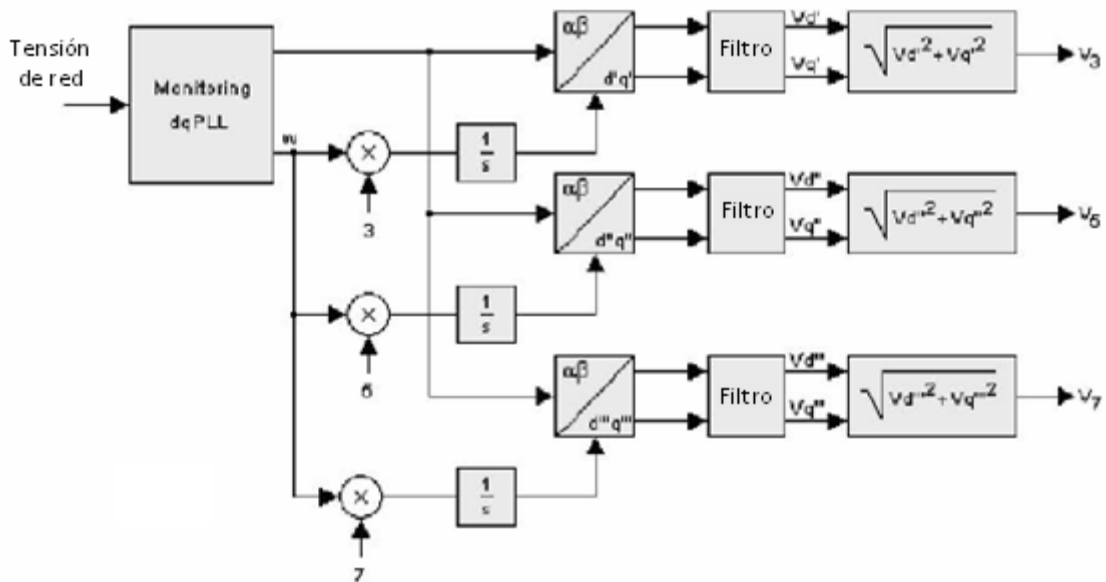


Figura 1.7.1.5.3: Esquema de la sincronización armónica PLL con monitorización de los armónicos 3°, 5° y 7°

Considerando la sincronización del tercer armónico, el nuevo bastidor rotativo llamado $d'q'$ gira a la misma velocidad que el armónico seleccionado. La amplitud de la tensión de cada armónico se obtiene mediante el cálculo de las componentes $V_{q'}$ y $V_{d'}$. Se usa un filtro Butterworth de tercer orden para eliminar el rizado y extraer el valor de tensión continua de cada componente independientemente. Se repite la misma operación para los otros armónicos. Este dispositivo se usa en el método de monitorización armónica. Normalmente para la detección de la “isla” sólo es necesario monitorizar los armónicos tercero (3°), quinto (5°) y séptimo (7°)

1.7.2.- Métodos activos

Los métodos activos con inversor permanente tratan de provocar una perturbación en la tensión del punto PAC para detectar el fenómeno de “isla”. Los métodos activos sin inversor trabajan de forma similar a los anteriores, pero la perturbación la provocan en el lado del PAC conectado a la red. Los métodos basados en las comunicaciones conllevan una transmisión de datos entre el inversor y la red, y estos datos se usan para determinar cuándo hay que parar o continuar con la actuación.

La meta de los métodos pasivos es conseguir hacer la “zona de no detección” (ZND) tan pequeña como sea posible para conseguir detectar la “isla” incluso en la peor situación (como puede ser el equilibrio de potencia entre el sistema fotovoltaico y la carga). Además, los métodos activos intentan reducir las imperfecciones de los métodos pasivos mediante la introducción de perturbaciones en la salida del inversor. Las dos principales clases de métodos activos se pueden definir como:

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- Realimentación positiva en inversor de control.
- Inyección de armónicos a través del inversor fotovoltaico.

Los métodos activos pueden detectar la “isla” en casi todas las situaciones, sin embargo, tienen el inconveniente de generar inestabilidad en la red, durante el funcionamiento normal, sobre todo si hay más inversores conectados en paralelo. Otros métodos activos se pueden implementar en dispositivos externos (métodos sin inversor permanente). Éstos se basan en la transmisión de información entre el inversor y la red, pero para su utilización es necesario hardware extra, lo que los encarece demasiado.

Los principales métodos activos anti-isla son:

- Inyección de armónicos / Detección de impedancia
- Variación de la potencia activa y reactiva
- Variación de la impedancia de la red o ENS o MSD
- Medición de impedancia
- Slip-mode Frequency Shift (SMS)
- Active Frequency Drift (AFD)
- Sandia Frequency Shift (SFS)
- Sandia Voltage Shift (SVS)
- Detección de “isla” a nivel de red:
 - A. Método de conexión de impedancia
 - B. Métodos basados en la comunicación entre la red y el inversor fotovoltaico

Antes de comentar las principales características de los distintos métodos vamos a analizar el control de los inversores conectados a la red en los métodos de detección activos anti-isla.

1.7.2.1.- Control de los inversores conectados a la red

Como comentamos anteriormente, para los inversores conectados a la red que se encuentran en el rango entre 1 y 5 kW, la estructura de control más común para el convertidor DC-AC de la red es un inversor de control de corriente PWM con puente-H que tiene un filtro de salida de paso bajo LCL como el mostrado en la Figura 1.7.2.1.1. La corriente de referencia se calcula basándose en las potencias activas y reactivas (P_{GD} y Q_{GD}) y de forma que esté sincronizada con la tensión fundamental usando un bucle de fase realimentado (dqPLL)

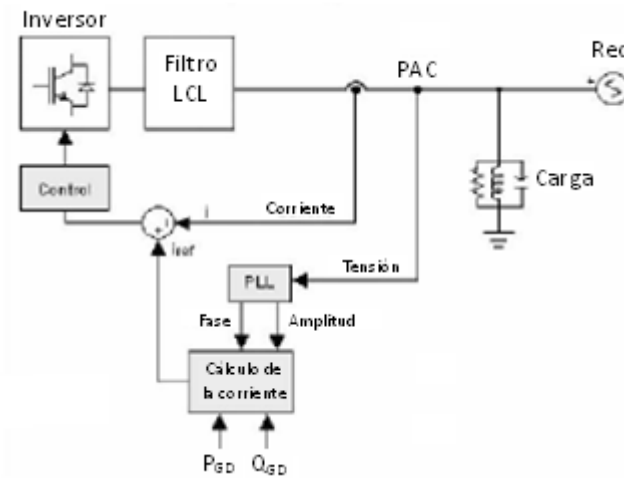


Figura 1.7.2.1.1: Estructura de control del inversor fotovoltaico conectado a la red con un filtro LCL

La IEEE 929 recomienda un límite del 5% para la tasa total de distorsión armónica (THD) con límites individuales del 4% para cada armónico impar desde el tercero (3°) al noveno (9°) y del 2% del undécimo (11°) al decimoquinto (15°). Por esta razón se adoptan compensadores de armónicos.

El controlador de la frecuencia fundamental se puede definir como:

$$G_c(s) = K_P + K_i \frac{s}{s^2 + \omega_0^2} \quad (18)$$

Mientras que el compensador de armónicos es:

$$G_k(s) = \sum_{k=3,5,7} K_{ik} \frac{s}{s^2 + (\omega_0 h)^2} \quad (19)$$

Un aspecto importante del control del inversor es la sincronización con la tensión de la red. Esta se obtiene con una técnica dqPLL basada en el uso de un bastidor síncrono rotativo con la tensión del armónico fundamental de la red. La sincronización se obtiene controlando a cero el seno de la diferencia de fase entre la referencia y las fases de salida, al igual que se hacía con los métodos pasivos (Figura 1.7.2.1.2). La función de transferencia en el dominio del tiempo del sistema dqPLL se puede derivar como sigue:

$$H(s) = \frac{K_P s + \frac{K_P}{T_i}}{s^2 + K_P s + \frac{K_P}{T_i}} \quad (20)$$

Donde K_P y T_i son los parámetros del controlador PI que se puede descomponer como sigue a continuación:

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

$$K_P = \frac{9,2}{T_S}, T_i = \frac{T_S \cdot \delta^2}{2,3}, \text{ donde } \omega_n = \frac{4,6}{\delta \cdot T_S} \quad (21)$$

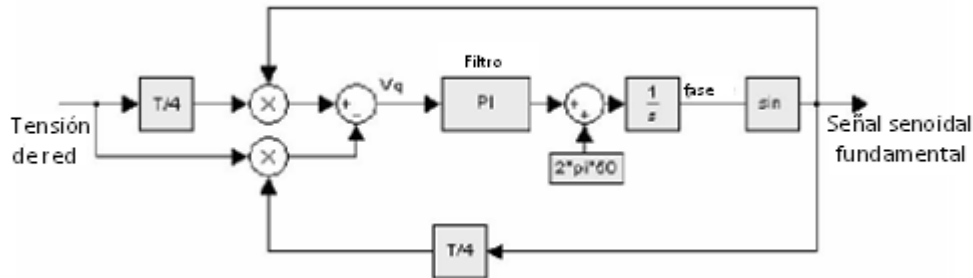


Figura 1.7.2.1.2: Esquema del método de sincronización PLL adoptado

1.7.2.2.- Inyección de armónicos / Detección de impedancia

Este método es un caso especial de los métodos de monitorización de armónicos. La diferencia y la razón por la cual este método se considera más activo que pasivo es que inyecta una corriente de armónicos a una frecuencia específica intencionadamente en el punto PAC a través del inversor fotovoltaico.

La monitorización PLL está diseñada para detectar una variación de la tensión del armónico correspondiente con la intensidad del armónico o subarmónico inyectado por el inversor fotovoltaico.

Cuando la red está conectada, si la impedancia de la red es menor que la impedancia de la carga a la frecuencia armónica, entonces la corriente armónica circula por la red y no se detecta ninguna anomalía en la tensión. Con la desconexión de la red, la corriente armónica circula por la carga, que produce una tensión armónica que puede ser detectada.

Este método consiste en la medición de la impedancia a la frecuencia específica en los terminales inversores:

$$Z(h) = \frac{\bar{V}(h)}{\bar{I}(h)} \quad (22)$$

Donde $\bar{I}(h)$ es la corriente inyectada y $\bar{V}(h)$ es la medida de tensión en el armónico de orden h .

La virtud de este método es que permite detectar la “isla” usando sólo una monitorización PLL sincronizada con el armónico específico, (por el contrario, en los métodos pasivos de detección de armónicos es necesario monitorizar muchos armónicos); el principal inconveniente de este método es el hecho de que la amplitud de

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Derivando P_{GD} y teniendo en cuenta (23)

$$\frac{\partial P_{GD}}{\partial V} = 2 \frac{V}{R} = 2 \frac{\sqrt{RP_{GD}}}{R} = 2 \sqrt{\frac{P_{GD}}{R}} \quad (25)$$

La variación de tensión se expresa según:

$$\Delta V = \frac{\Delta P_{GD}}{2} \sqrt{\frac{R}{P_{GD}}} \quad (26)$$

Donde R y P_{GD} son constantes, por lo que la variación de tensión es directamente proporcional a la variación de potencia activa. Es posible variar la potencia activa del inversor fotovoltaico para desplazar la amplitud de la tensión fuera del rango normal de operación. Es necesario elegir cuándo inyectar la potencia porque una variación continua de la potencia inyectada se opone a la búsqueda del punto de máxima potencia [MPPT (“*Maximum Point Power Tracking*”)] Por esta razón, el método se basa en la variación de la potencia inyectada sólo cuando la tensión medida en el punto PAC exceda un cierto valor umbral (V_s)

El tiempo de intervención del algoritmo puede ajustarse mediante una ganancia K_v que aumenta o disminuye la potencia dP proporcional a la variación de tensión medida. Es importante realizar una calibración correcta de K_v para evitar sobreintensidades. La corriente de referencia en el inversor de control se puede calcular de la siguiente forma:

$$I_{ref} = \frac{dP + P_{GD}}{V} \quad (27)$$

La variación de potencia es igual a:

$$dP = K_v(V - V_n) \quad (28)$$

Donde V_n es la amplitud de la tensión nominal y V es la medida de la amplitud de la tensión realimentada.

Teniendo en cuenta las expresiones (27) y (28)

$$I_{ref} = \frac{K_v(V - V_n) + P_{GD}}{V} \quad (29)$$

Si $V = V_n$ entonces $dP = 0$, por tanto

$$I_{ref} = \frac{P_{GD}}{V} \quad (30)$$

De una forma similar se puede usar la dependencia entre la frecuencia y la potencia reactiva para desarrollar otro método de detección de “isla”, midiendo la frecuencia de la tensión de la red mediante la monitorización PLL. La diferencia es amplificada por la ganancia K_f , lo que nos lleva a que la potencia reactiva dQ es:

$$dQ = K_f(f_n - f) \quad (31)$$

En una situación de “isla” la frecuencia aumenta y provoca el fallo del inversor. Si hay varios inversores conectados en paralelo, los fallos y los problemas de estabilidad se producen en la red. La Figura 1.7.2.3.2 muestra el organigrama de los algoritmos anteriores.

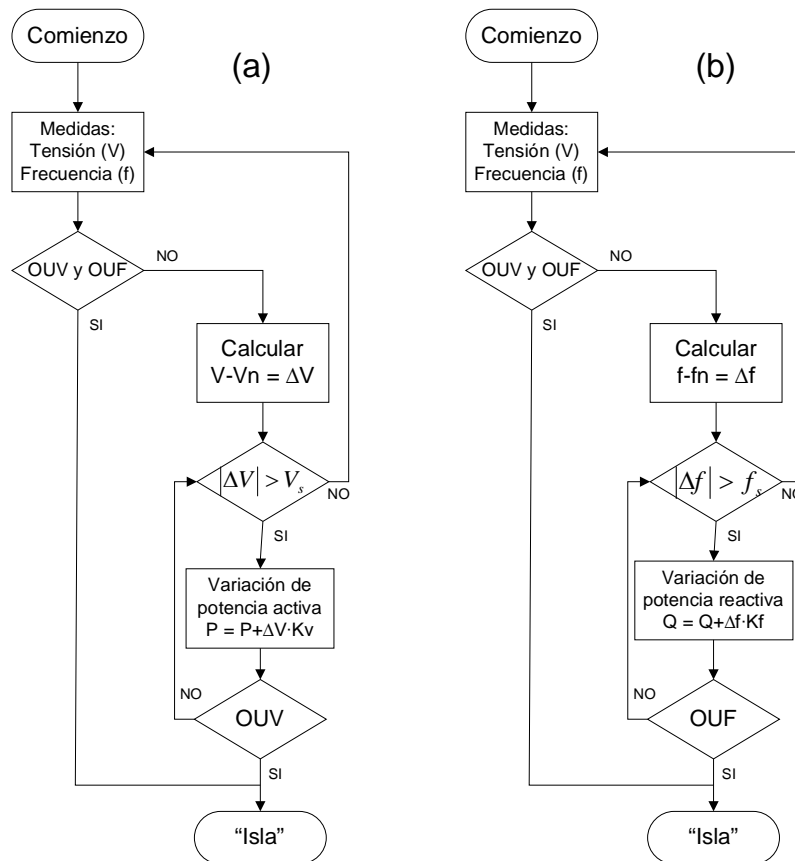


Figura 1.7.2.3.2: Algoritmos de inyección de potencia activa (a) y reactiva (b)

1.7.2.4.- Métodos de variación de la impedancia de la red

Este método activo se le conoce también con el nombre de ENS o MSD (“*Mains monitoring units with allocated all-pole switching devices*”, una traducción al español sería “Unidades de monitorización de la red con los dispositivos de encendido distribuidos en todos los polos”)

Este método se basa en la detección de la impedancia de la red. Consiste en una instalación formada por dos dispositivos de monitorización en paralelo, conectados a

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

sendos dispositivos de interruptores en serie y controlados de manera independiente. La Figura 1.7.2.4.1 corresponde al diagrama de bloques general que figura en el Standard DIN VDE 0126. Cada una de estas unidades independientes monitoriza de manera continuada la tensión, frecuencia e impedancia de la red. El circuito está diseñado para detectar cambios significativos en la impedancia en períodos cortos de tiempo, como es el caso de las caídas de red.

Para conseguir una medida completa de la impedancia se usa un dispositivo externo destinado a ello o bien se realiza la medida en el inversor de control. El objetivo es aislar el suministro durante 5 segundos tras un cambio de impedancia de $0,5 \Omega$ debido a un fallo de la red. Normalmente se inyecta a la red una pequeña corriente armónica (de un armónico determinado) para determinar la impedancia.

$$\bar{Z}_h = \frac{V \cdot e^{j\phi_V}}{I \cdot e^{j\phi_I}} = Z_h \cdot e^{j\phi_Z} \quad (32)$$

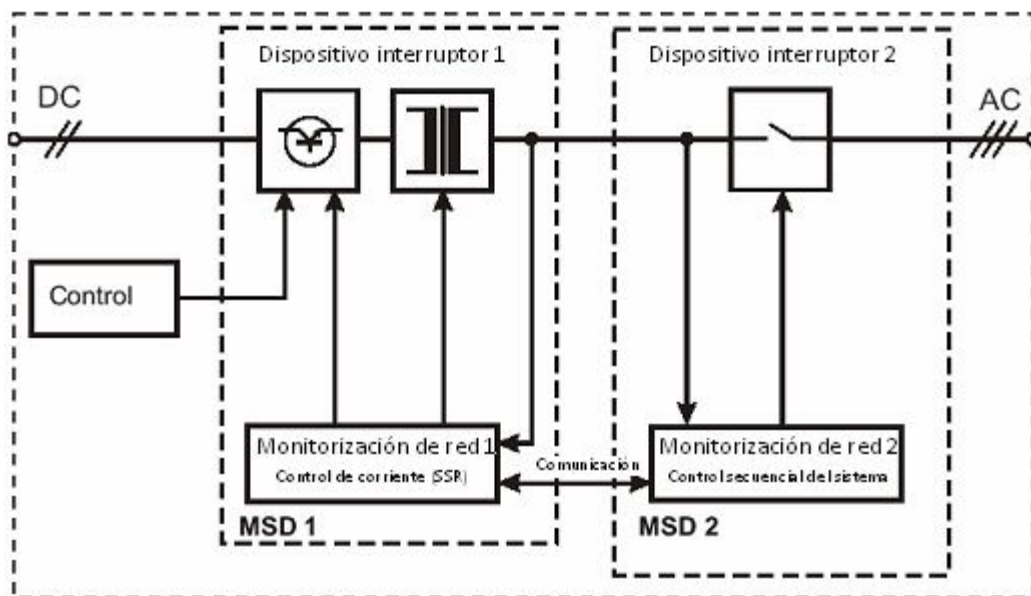


Figura 1.7.2.4.1: Diseño de un dispositivo de conexión automático según la DIN VDE 0126

Entre las ventajas de este método figuran su reducida ZND (gran efectividad), su diseño redundante de monitorización de tensión y frecuencia y su propia auto-evaluación regular.

El principal inconveniente que presenta es la alta probabilidad de interferencias con otros dispositivos e incluso con la propia red. Otra desventaja importante de este método es el aumento del ruido armónico inyectado en la red por el inversor. Para limitar este inconveniente, se recomienda inyectar la corriente armónica o interarmónica sólo durante el tiempo necesario para la elaboración numérica de los datos. Además, si hay varios convertidores conectados en paralelo pueden ocasionarse problemas con la efectividad del método y con la calidad de la potencia, lo que implica dificultades en el control y la estabilidad del sistema.

1.7.2.5.- Slip-mode Frequency Shift (SMS) o Active Phase Shift (APS)

Este método se basa en un circuito “*Phase-Shift-Loop*” (PSL) que continuamente provoca pequeños cambios en el factor de potencia por encima y debajo de la unidad. Normalmente los inversores fotovoltaicos operan con factores de potencia unitarios, de modo que el ángulo de desfase entre la corriente de salida del inversor y la tensión en el PAC se controla para que tienda a cero. Con el método SMS, el ángulo de desfase entre la tensión y la corriente se establece como función de la frecuencia de la tensión en el PAC, como muestra la figura 1.7.2.5.1.

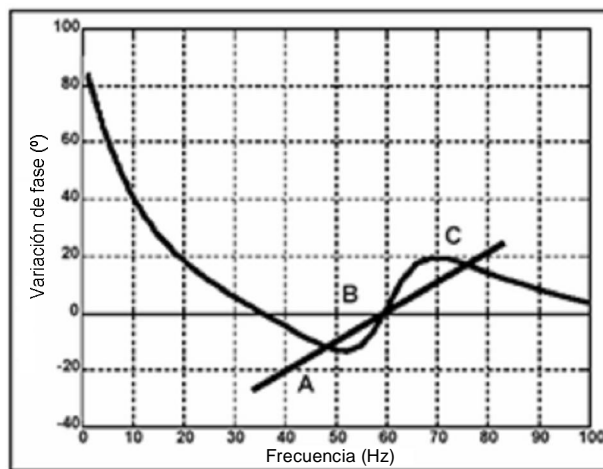


Figura 1.7.2.5.1: Trazo del ángulo de fase corriente-tensión frente a la frecuencia de un inversor que utiliza el método de prevención de “isla” SMS

La curva de la respuesta del inversor se diseña de manera que la fase del inversor crezca más rápido que la fase de la carga con factor de potencia unidad a la frecuencia de la red. Cuando la red está conectada fija la frecuencia y fase del sistema, de manera que el punto de funcionamiento (la intersección entre las dos curvas) permanece estable y con desfase cero (B).

Si la red se desconecta y se produce una pequeña perturbación en la frecuencia del PAC, la forma de la curva de la respuesta de la fase del inversor hace que el error se incremente, de manera que la perturbación crece. Este mecanismo de realimentación hace que el sistema se desplace a un nuevo punto de funcionamiento (A o C, en función de la dirección de la perturbación) que está fuera de los límites permitidos, activando los OFP/UFP y desactivando el inversor.

Entre las ventajas de este método se encuentran su facilidad de implementación, su alta eficiencia anti-isla (pequeña ZND), y su moderada influencia en el resto del sistema. El aspecto negativo es la reducción de la calidad la potencia del inversor.

1.7.2.6.- Active Frequency Drift (AFD)

En este método la forma de onda de la corriente inyectada en el PAC por el inversor fotovoltaico está ligeramente distorsionada, de modo que existe una tendencia constante a cambiar la frecuencia. Cuando está conectado a la red eléctrica es imposible que la frecuencia cambie, pero si se desconecta de la red la frecuencia de v_a (de la Figura 1.2.1) se ve forzada a fluir arriba o abajo, aumentando el flujo de frecuencia causado por el sistema al buscar la frecuencia de resonancia de la carga.

El método se basa en la implementación de una forma de onda de la corriente de salida del inversor (i_{PV-inv}) distorsionada, como por ejemplo la que muestra la figura 1.7.2.6.1. Cuando se produce la “isla”, la forma de onda de la tensión v_a tiende a seguir a la de la corriente, de modo que el paso por cero se produce antes de lo esperado, provocando un error de fase entre i_{PV-inv} y v_a . El inversor detecta este error e intenta solventarlo aumentando la frecuencia de i_{PV-inv} , pero de nuevo se produce un avance del paso por cero de v_a respecto a lo esperado y el inversor vuelve a aumentar la frecuencia de i_{PV-inv} . Este proceso continúa hasta que la frecuencia supera los límites establecidos y es detectada por las protecciones OFP/UFP.

Se define el “*chopping factor*” para AFD como:

$$c_f = 2 \frac{T_z}{T} \quad (33)$$

Donde T_z es el tiempo cero para la señal AFD y T es el período de la tensión de la red.

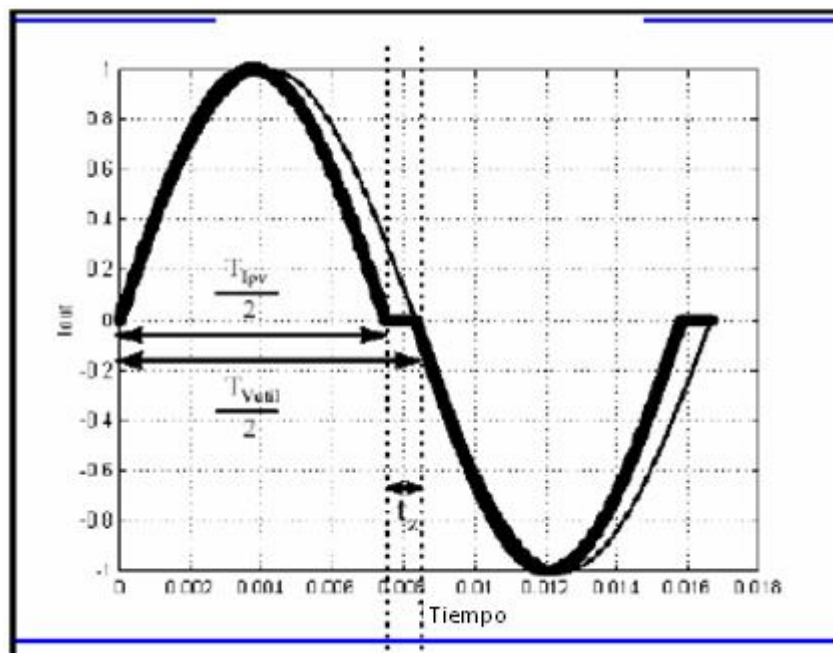


Figura 1.7.2.6.1: Ejemplo de forma de onda usada para implementar el método de detección de “isla” AFD.

La ventaja de este método es su fácil implementación en los microcontroladores, pero entre los aspectos negativos están la degradación de la calidad de potencia en el inversor y la probabilidad de causar interferencias de radiofrecuencia (RFI).

1.7.2.7.- Sandia Frequency Shift (SFS)

El Sandia Frequency Shift (SFS) es una extensión acelerada del método Active Frequency Drift (AFD), y es otro de los métodos que usa realimentación positiva para prevenir la “isla”. En este caso la realimentación se aplica sobre la frecuencia de la tensión en el PAC. Cuando la red está conectada, el método detecta los pequeños cambios de frecuencia e intenta aumentar estos cambios, pero la estabilidad de la red se lo impide. Cuando se desconecta la red, si la frecuencia en el PAC aumenta, el error de fase también y hace que el inversor aumente su frecuencia, reforzando la desviación en un proceso repetitivo hasta alcanzar el umbral del OFP. El proceso es similar cuando la frecuencia decrece.

Para este método, el “*chopping factor*” es:

$$c_f = c_{f0} + K(f - f_n) \quad (34)$$

Donde K es la ganancia de aceleración, c_{f0} es el valor del “*chopping factor*” cuando no hay error en la frecuencia y $f - f_n$ es la diferencia entre la frecuencia estimada y su valor nominal.

El SFS es un método fácil de implementar y tiene una de las menores ZNDs de entre todos los métodos activos. Al igual que el método SMS, proporciona un buen compromiso entre la efectividad de la detección de “isla”, la calidad de potencia de salida y los efectos de la respuesta transitoria del sistema. Entre las principales desventajas figura que requiere que se reduzca ligeramente la calidad de potencia de salida del inversor cuando se conecta a la red, ya que la realimentación positiva amplifica cambios que se producen en la red. También es posible que la inestabilidad en la calidad de potencia del inversor pueda causar un comportamiento transitorio indeseable en el sistema. En este método la forma de onda de referencia es bastante sensible a ruido o armónicos.

1.7.2.8.- Sandia Voltage Shift (SFS)

Este método utiliza una realimentación positiva aplicada a la amplitud de la tensión en el PAC. Si se produce un decremento en la amplitud de v_a (de la Figura 1.2.1) el inversor reduce su corriente de salida y por tanto su potencia de salida. Cuando la red se desconecta y se produce una disminución en la tensión, se produce una disminución adicional en la amplitud de la tensión que hace que la corriente de salida del inversor también disminuya, lo cual finalmente conduce a una reducción en la tensión que puede ser detectada por el UVP. Es posible aumentar o disminuir la potencia de salida del inversor, conduciendo tanto a OVP como a UVP.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

En inversores basados en microcontroladores, este método es fácil de implementar. Es considerado el más efectivo de entre los métodos de prevención de “isla” con realimentación positiva.

Normalmente los métodos SVS y SFS se implementan conjuntamente. Esta combinación se considera extremadamente efectiva. El método SVS tiene dos pequeños inconvenientes: que requiere una reducción de la calidad de potencia de salida y que hay indicios de que este método puede tener un pequeño impacto en la respuesta transitoria y calidad de potencia del sistema público.

A continuación mostramos una tabla resumen de las funciones de los métodos SMS, AFD y SFS:

Método	Criterio de fase
SMS	$\tan^{-1} \left[R \left(\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \right] = -\arg(G(j\omega))$
AFD	$\tan^{-1} \left[R \left(\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \right] = \frac{\pi \cdot c_f}{2}$
SFS	$\tan^{-1} \left[R \left(\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \right] = \frac{\pi \cdot (c_{f0} + K(f - f_n))}{2}$

Tabla 1.7.2.8.1: Ecuaciones de los métodos activos SMS, AFD, SFS

1.7.2.9.- Métodos de detección de “isla” a nivel de red

A. Método de conexión de impedancia

Este método anti-isla se usa normalmente en la línea de la red distribución como una protección de seguridad. Específicamente consiste en la instalación de una impedancia de bajo valor, normalmente un condensador en la red del sistema, dentro de la “isla” potencial. (Figura 1.7.2.9.1)

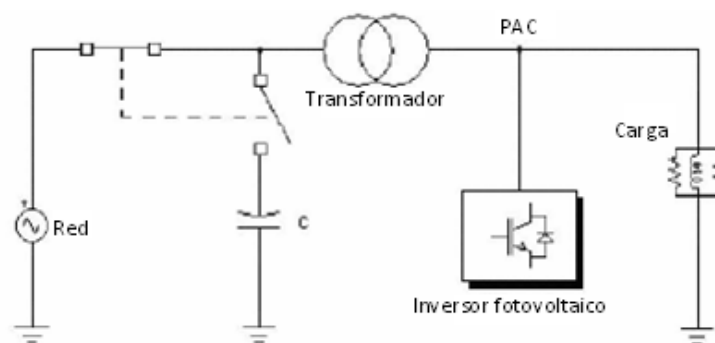


Figura 1.7.2.9.1: Método basado en la conexión del condensador

El interruptor del condensador está normalmente desconectado. Cuando se produce la “isla”, dicho interruptor se cierra y conecta el condensador tras un pequeño retraso programado.

El método se basa en la ecuación de la potencia reactiva:

$$Q_{carga} = Q_{GD} + \Delta Q \quad (35)$$

La inserción del condensador fuerza a que la “isla” salga de la condición de equilibrio de potencia reactiva.

El pequeño retraso entre la desconexión de la red y la inserción del condensador es necesario, ya que es posible que el sistema no esté en una situación de equilibrio de potencia reactiva y en ese caso, el sistema fotovoltaico se desconectaría automáticamente sin la necesidad de la inserción del condensador. Por el contrario, la conexión inmediata del condensador podría compensar la potencia reactiva absorbida por la carga (normalmente inductiva) y el equilibrio podría causar un fallo en la detección de la “isla”.

El valor de la potencia reactiva absorbida por el condensador (Q_c) determina los diferentes tiempos de sobre o sub frecuencia durante la operación de protección anti-isla. La inserción de impedancia es altamente efectiva en la prevención de “islas”, pero es más cara que otros métodos, ya que es necesario hardware adicional en el lado de la red del PAC. El retardo en el tiempo de inserción provoca un incremento en el tiempo de detección de la “isla” y ello puede dar lugar a que surjan problemas al instalar el sistema fotovoltaico de generación distribuida en diferentes períodos de tiempo. Este hecho podría dar lugar a la necesidad de una modificación del banco de condensadores.

B. Métodos basados en la comunicación entre la red y el inversor fotovoltaico

Los métodos basados en la comunicación entre la red y el inversor fotovoltaico son completamente diferentes de otras técnicas discutidas anteriormente. El procedimiento consiste en instalar un transmisor (T) cerca de la línea de protección y un receptor (R) en el punto PAC en las proximidades del inversor, como podemos observar en la Figura 1.7.2.9.2. El sistema usa una línea PLCC (“*Power line carrier communications*”) cuyo soporte es la línea eléctrica de potencia. Bajo condiciones normales de operación una señal energética más débil se envía al receptor.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

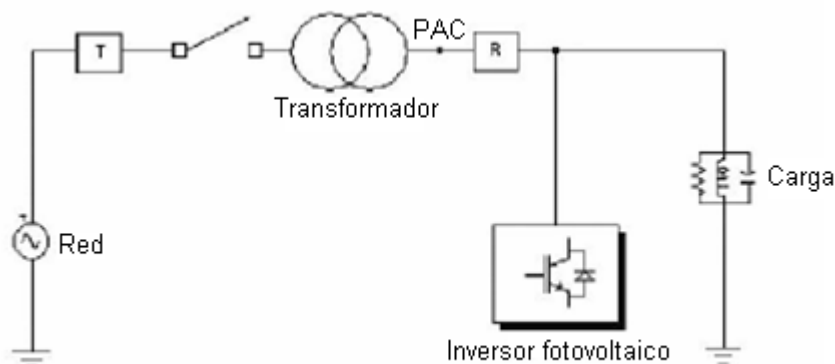


Figura 1.7.2.9.2: Método anti-isla basado en la comunicación del inversor de la red

Cuando se produce un fallo o una interrupción intencionada del servicio provoca la desconexión de la red, el canal de comunicaciones es obligado a interrumpir la transmisión de datos y provoca la parada del inversor. Se puede conseguir el mismo objetivo con una línea dedicada a la comunicación basada en SPD [“*Signal produced by disconnect*” (señal producida por una desconexión)]

1.8.- Resultados de simulaciones y resultados experimentales

En la Universidad Politécnica de Bari, un equipo formado por cuatro miembros: F. De Mango, M. Liserre, A.Dell’Aquila y A. Pigazo, realizó una serie de simulaciones de los métodos anteriormente comentados, cuyas simulaciones y resultados experimentales mostramos a continuación con el objetivo de ilustrar la efectividad de los mismos. En estas experiencias, la potencia de la GD se controla para que sea constante y con un factor de potencia la unidad. Además se diseñó un controlador de corriente para compensar los armónicos tercero (3^o), quinto (5^o) y séptimo (7^o), dicho controlador estaba dotado con un sistema “*antiwindup*”.

1.8.1.- Métodos pasivos

1.8.1.1.- Resultados de las simulaciones

A. Sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia

El comportamiento del sistema cuando se produce la desconexión de la red depende de ΔP y de ΔQ en el instante anterior a que el interruptor abra y se forme la “isla”. La Figura 1.8.1.1.1 muestra los casos en los que el descuadre de potencia activa entre el sistema de GD y la carga es grande ($\Delta P = 25\%$ y $\Delta Q = 0\%$ y cuando $\Delta P = 0\%$ y $\Delta Q = -15\%$)

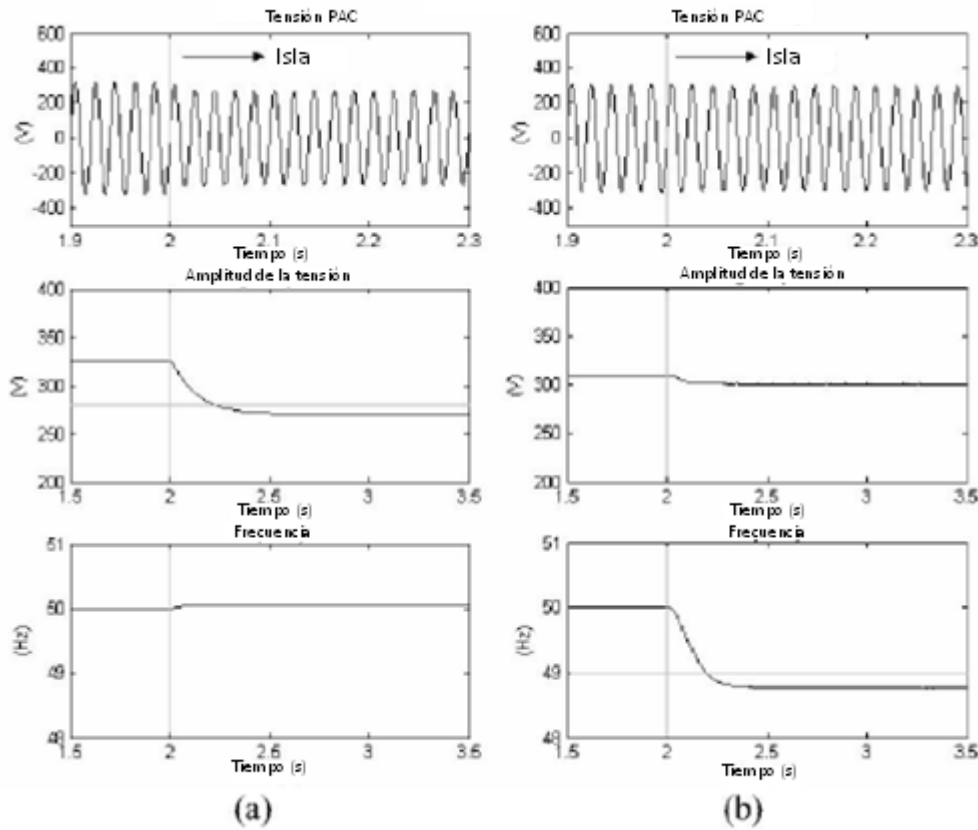


Figura 1.8.1.1.1: “Islas” en el caso de a) $\Delta P = 25\%$ y $\Delta Q = 0\%$, b) $\Delta Q = -15\%$ y $\Delta P = 0\%$

B. Métodos de monitorización de la tensión armónica

Este método se basa en la monitorización de todos los armónicos mediante la distorsión armónica total (THD) de la tensión en el punto PAC o en la monitorización únicamente de los principales armónicos, generalmente el tercero (3^o), el quinto (5^o) y el séptimo (7^o) a través de la sincronización armónica PLL. Considerando un modelo de red en el que la distorsión armónica es muy baja y un sistema fotovoltaico que produce solamente la tensión fundamental en sus terminales y que la THD no cambia con la aparición de la “isla”. En el caso de una red caracterizada por el ruido armónico definido en la Tabla 1.7.1.2.1, durante el transcurso de la “isla” la THD disminuye significativamente debido a que el inversor se convierte en la única fuente de la “isla”. Estas dos situaciones son las que se muestran en la Figura 1.8.1.1.2 en el peor caso para la detección de la “isla” ($\Delta P = \Delta Q = 0$)

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

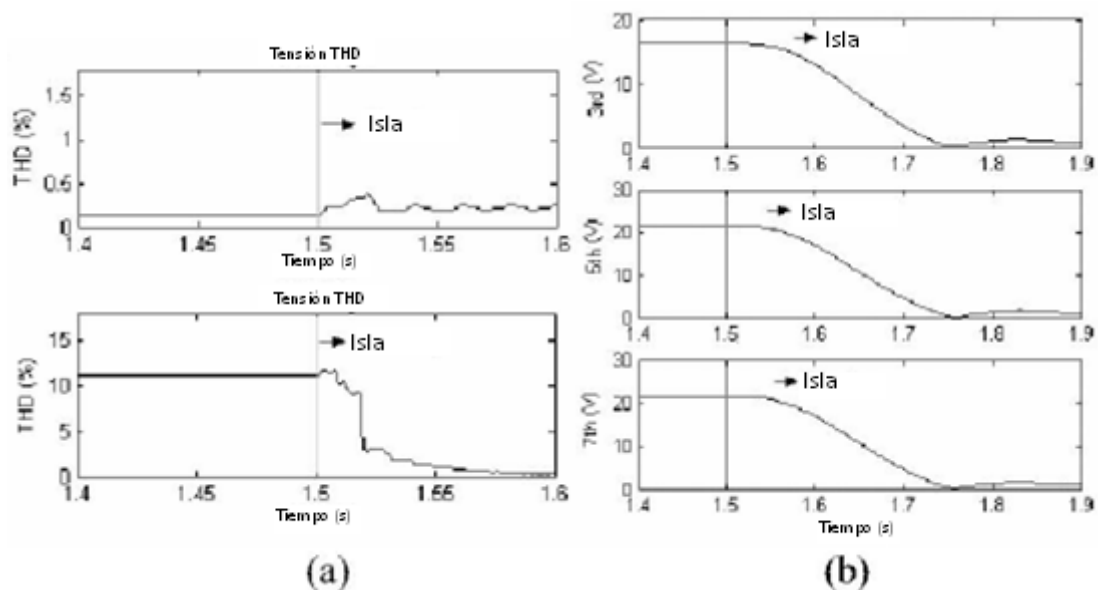


Figura 1.8.1.1.2: a) THD durante el transcurso de la “isla” (imagen superior izquierda), en el caso de una tensión de red sinusoidal (imagen inferior izquierda), en el caso de elevado ruido armónico en la tensión de red; b) variación de la magnitud de la tensión del 3°, 5° y 7° armónicos durante el transcurso de la “isla” detectada mediante sincronización armónica PLL

C. Método de monitorización de fase

La intención de este método es la monitorización de la variación de la fase después de la desconexión de la red.

Tal y como hemos comentado anteriormente, la fase de la tensión depende de la variación de la frecuencia y del descuadre de la potencia reactiva. La Figura 1.8.1.1.3 muestra el cambio de fase para diferentes valores de ΔQ .

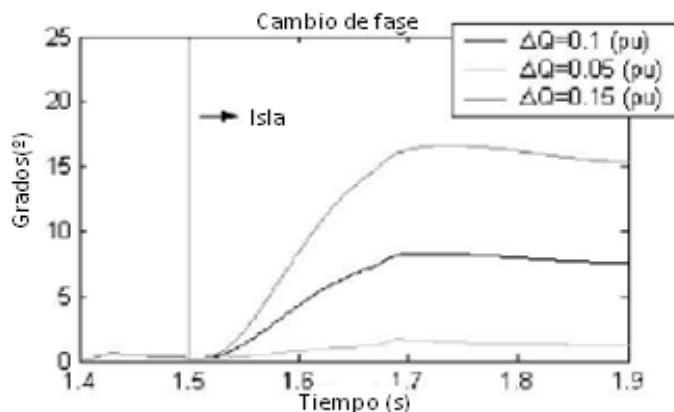


Figura 1.8.1.1.3: Variación de la fase después de que se produzca la “isla” con diferentes valores de ΔQ

D. Comparación entre los métodos anti-isla simulados

La Tabla 1.8.1.1.1 muestra una comparación entre los métodos anti-isla analizados anteriormente. Se obtiene un buen resultado usando el método de monitorización de la tensión armónica. En este método la ZND es nula y el tiempo de corte esté dentro de los límites especificados por la IEEE 929-2000.

Método	ZND	Tiempo de detección (equilibrio de potencias)
OUV	$-17\% \leq \Delta P \leq 24\%$	No aplicable
OUF	$-5\% \leq \Delta Q \leq 5\%$	No aplicable
Monitorización de fase	$-5\% \leq \Delta Q \leq 5\%$	No aplicable
Monitorización de armónicos	Nula	0,1 ÷ 0,2 s.

Tabla 1.8.1.1.1: Comparación entre los métodos pasivos anti-isla

1.8.1.2.- Resultados experimentales

La Figura 1.8.1.2.1 muestra el esquema del montaje experimental (realizado en la Universidad Politécnica de Bari) de un inversor fotovoltaico monofásico conectado a la red para probar los métodos pasivos anti-isla con inversor permanente. El inversor era controlado por un procesador de señal digital (DSP) y los algoritmos anti-isla fueron implementados en el DSP. Se usaron dos fuentes de alimentación de continua para simular los paneles fotovoltaicos ($V_{DC} = 460$ V)

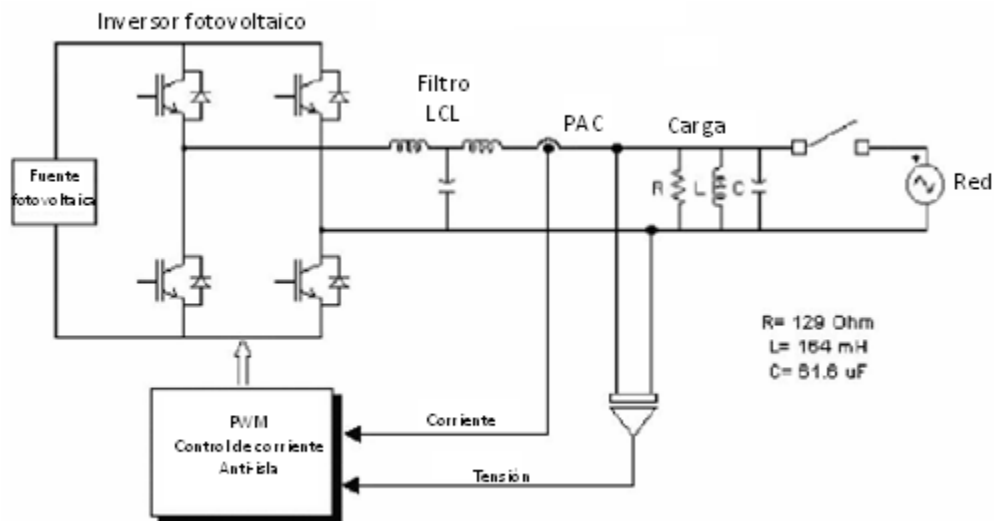


Figura 1.8.1.2.1: Esquema del banco de pruebas anti-isla

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

A. Sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia

En la Figura 1.8.1.2.2 se muestran los resultados de dos pruebas, realizadas en condiciones de desequilibrio de potencias. Se puede comprobar que la variación de la amplitud y la frecuencia de la tensión de red concuerdan con lo descrito en la teoría y con lo simulado. Las dos principales diferencias son los sobre/sub picos transitorios que no aparecen en el modelo ya que éste no tiene en cuenta el comportamiento dinámico de la tensión continua ni la presencia de oscilaciones debidas a los armónicos presentes en el sistema. Las pequeñas variaciones son debidas a pequeñas fugas de potencia en el sistema ya que la carga no es una carga ideal RLC resonante en paralelo y por tanto absorbe algo de potencia reactiva.

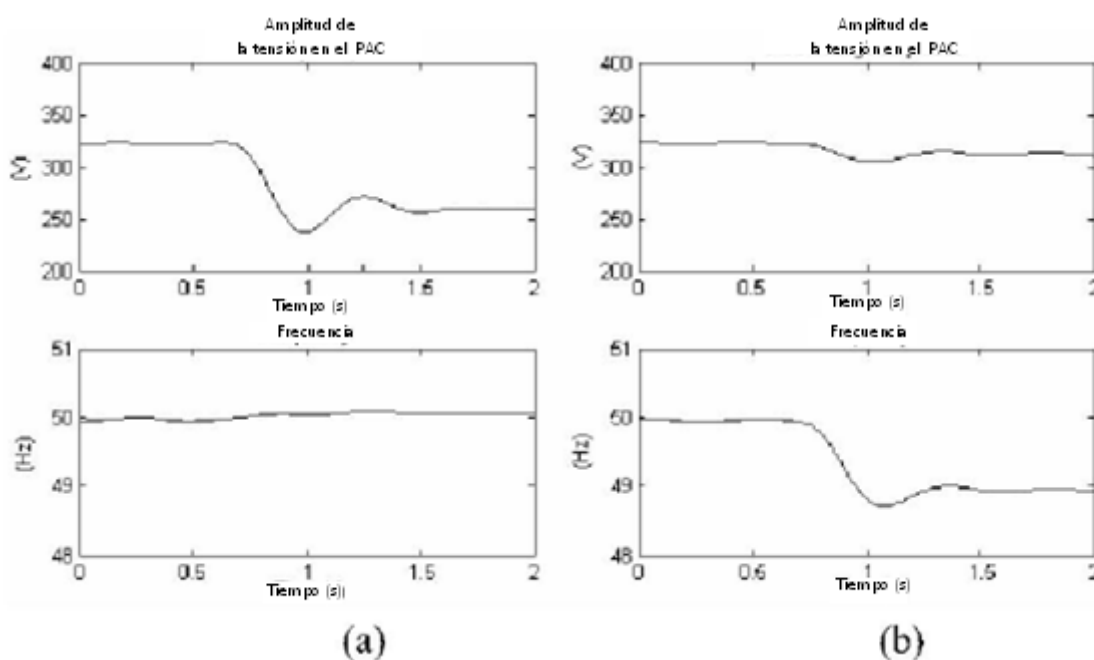


Figura 1.8.1.2.2: “Isla” en el caso de a) $\Delta P = 25\%$ y $\Delta Q = 0\%$, b) $\Delta Q = -15\%$ y $\Delta P = 0\%$

B. Método de monitorización de la tensión armónica

La condición de “isla” ha sido probada en el caso de $\Delta P = \Delta Q = 0$. Todas las amplitudes de los armónicos presentan un comportamiento oscilatorio durante la transición desde el funcionamiento normal a la condición de “isla”.

El 5º armónico sufre una drástica variación, mientras que el 3º y el 7º no cambian demasiado. Esto es lo que lo mostramos en la Figura 1.8.1.2.3a. Es conveniente comentar que tanto el tercer como el séptimo armónicos también son muy pequeños cuando la red está todavía conectada y esto dificulta el establecimiento de un umbral para un método de detección suficientemente seguro.

La detección de la “isla” se obtiene usando una serie de umbrales de variación de amplitudes armónicas especificados en la Tabla 1.8.1.2.1 que permiten la parada del

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

inversor como se muestra en la Figura 1.8.1.2.3b. El tiempo de respuesta es proporcional a los valores establecidos.

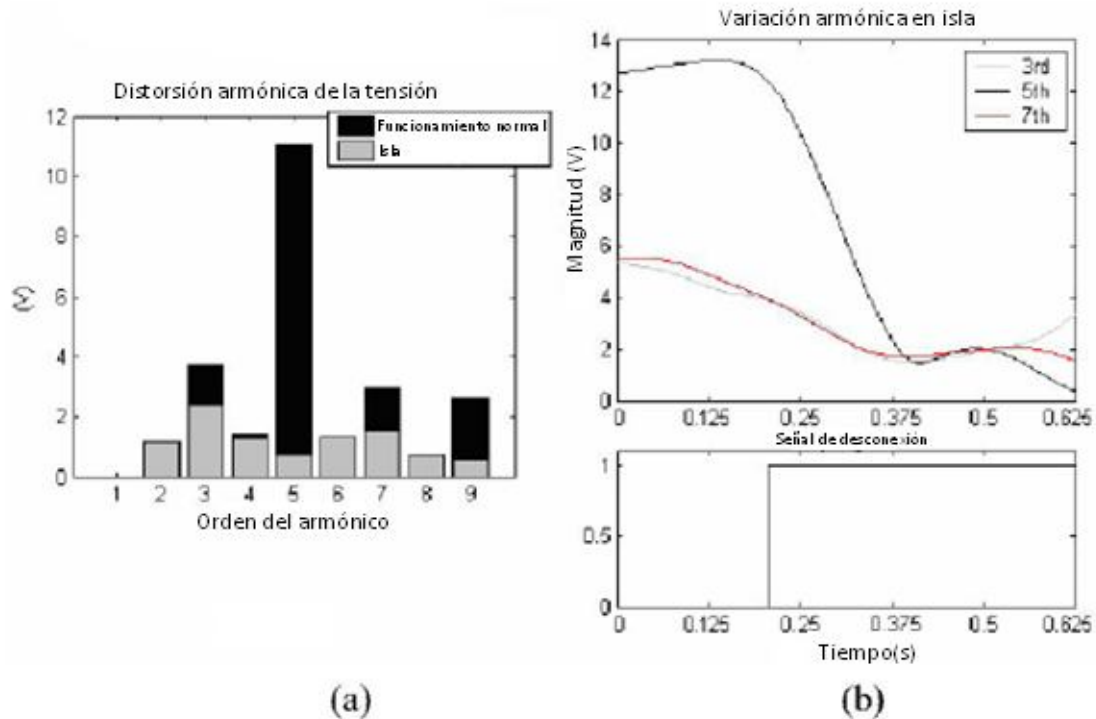


Figura 1.8.1.2.3: a) Distorsión armónica en condiciones de funcionamiento normales y durante la “isla”, b) amplitud de la tensión de los armónicos 3º, 5º y 7º estimada según la sincronización armónica PLL durante el transcurso de la “isla” en el caso de $\Delta P = \Delta Q = 0$

Orden del armónico (h)	3	5	7
Umbral establecido para los métodos de monitorización armónica (%)	0,2 ÷ 0,3	0,5 ÷ 0,7	0,4 ÷ 0,5

Tabla 1.8.1.2.1: Umbrales de la amplitud de la tensión armónica para la detección de la “isla”

C. Método de monitorización de fase

El método de monitorización de fase propuesto anteriormente también ha sido probado. En condiciones normales, la frecuencia es estable ya que es forzada por la red; en el peor de los casos para la detección anti-isla, la frecuencia no cambia y por tanto el cambio de fase es nulo. En el caso de $\Delta Q = -15\%$ y $\Delta P = 0\%$ hay un cambio de fase proporcional a la variación de la frecuencia y la “isla” puede ser detectada. Los resultados se muestran en la Figura 1.8.1.2.4.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

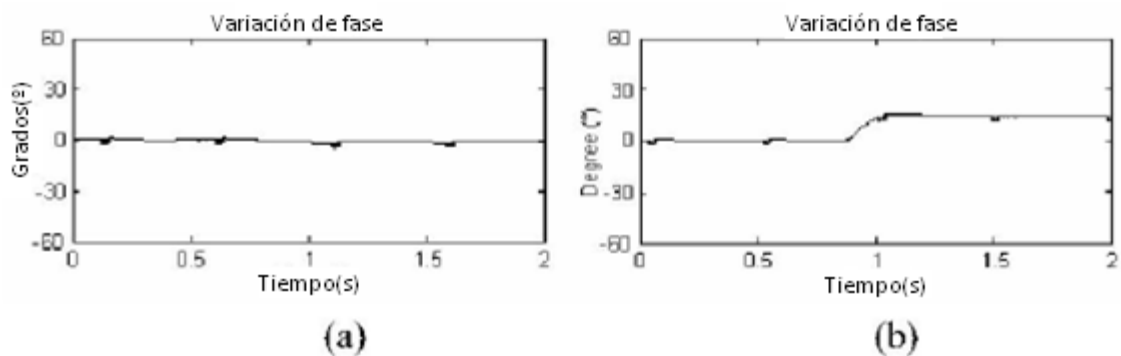


Figura 1.8.1.2.4: Variación de fase durante el transcurso de la “isla”, en el caso de a) condición de equilibrio de potencias, b) $\Delta Q = -15\%$ y $\Delta P = 0\%$

1.8.2.- Métodos activos

1.8.2.1.- Resultados de las simulaciones

A. Método de conexión de impedancia

Este método anti-isla se basa en la inyección de una corriente armónica mediante el controlador del inversor fotovoltaico. La desconexión de la red provoca una variación de la tensión en la carga, que puede ser detectada por monitorización PLL sincronizada con la frecuencia de la corriente inyectada.

Considerando una segunda corriente armónica inyectada por el controlador del inversor fotovoltaico con una amplitud del 5% en comparación entre el valor fundamental y la máxima distorsión armónica de la red, la amplitud de esta segunda tensión armónica cambia, y es posible definir un umbral para la detección de la “isla”, como se muestra en la Figura 1.8.2.1.1.

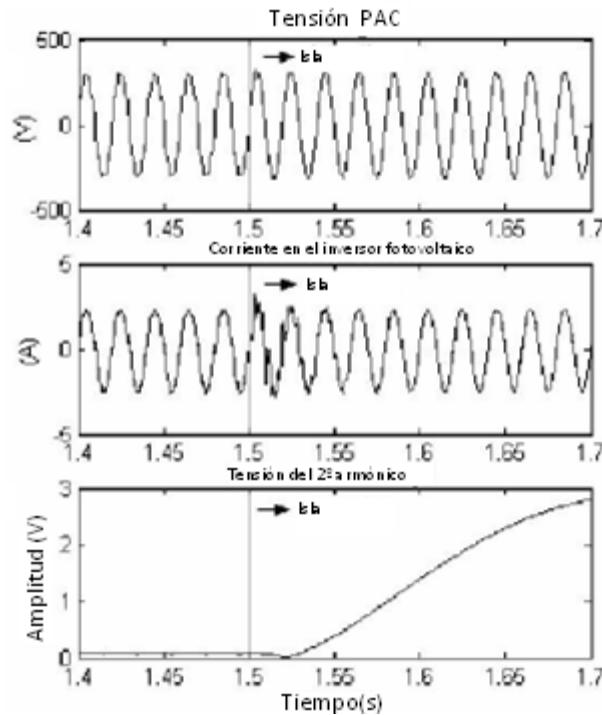


Figura 1.8.2.1.1: Tensión PAC, corriente del inversor y tensión del segundo armónico detectados por la monitorización PLL durante el transcurso de la “isla”

B. Métodos de variación de potencia activa y reactiva

La Figura 1.8.2.1.2a muestra el resultado para diferentes valores de K_v y en el caso de $\Delta P = \Delta Q = 0$ usando la realimentación positiva para la amplitud de la tensión. La tensión PAC aumenta y supera el valor de la protección frente a sobretensiones. La desconexión depende de la ganancia de aceleración K_v de la ecuación (28). La Figura 1.8.2.1.2b representa el resultado para diferentes valores de K_f en el caso de $\Delta P = \Delta Q = 0$ usando la realimentación positiva para la frecuencia. El tiempo de desconexión depende del valor de K_f de la ecuación (31). Es posible combinar los esquemas de los métodos de inyección de potencia para reducir la ZND y detectar la “isla” en todos los casos.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

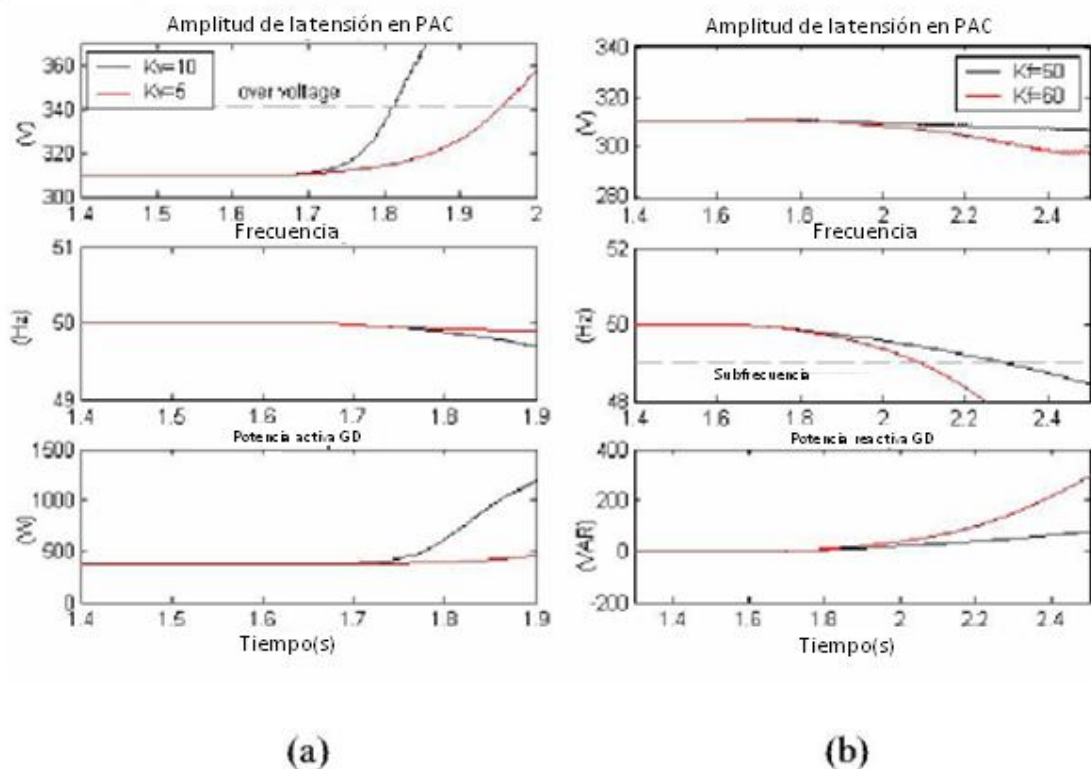


Figura 1.8.2.1.2: (a) Realimentación positiva de tensión e inyección de potencia activa, (b) realimentación positiva de frecuencia con inyección de potencia reactiva (“isla” en 1,5s. con $\Delta P = \Delta Q = 0$)

C. Método de inserción de condensador

Un condensador se conecta en el punto PAC usando un retardo de 0,2s. después de que se produzca la “isla”. Como se muestra en la Figura 1.8.2.1.3, un valor diferente de la potencia reactiva absorbida por el condensador determina diferentes tiempos de sobre y sub frecuencia durante la actuación de la protección anti-isla.

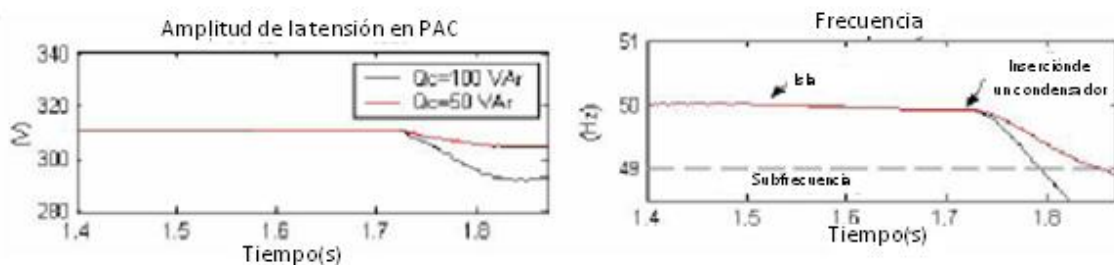


Figura 1.8.2.1.3: Detección de “isla” mediante inserción de condensador (375W de potencia activa inyectada por el inversor)

D. Comparación entre los métodos anti-isla simulados

La Tabla 1.8.2.1.1 muestra una comparación entre los diferentes métodos anti-isla simulados anteriormente. Podemos observar que se obtiene un buen resultado usando el método de monitorización de la tensión armónica y los métodos activos. En estos métodos la ZND se anula y el tiempo de detección se encuentra dentro de los límites especificados por la IEEE 929-2000.

Método	ZND	Tiempo de detección(equilibrio de potencias)
OUV	$-17\% \leq \Delta P \leq 24\%$	No aplicable
OUF	$-5\% \leq \Delta Q \leq 5\%$	No aplicable
Monitorización de fase	$-5\% \leq \Delta Q \leq 5\%$	No aplicable
Monitorización de armónicos	Nula	0,1 ÷ 0,2 s. en función de los umbrales establecidos
Inyección de armónicos	Nula	0,1 ÷ 0,2 s. en función de los umbrales establecidos
Variación de la potencia activa	Nula	0,45 s. con $K_v = 5$ 0,3 s. con $K_v = 10$
Variación de la potencia reactiva	Nula	0,75 s. con $K_f = 50$ 0,65 s. con $K_f = 10$
Inserción de condensadores	Nula	0,3 s. con $Q_c = 100 \text{ VAr}$ 0,4 s. con $Q_c = 50 \text{ VAr}$

Tabla 1.8.2.1.1: Comparación entre métodos anti-isla

1.8.2.2.- Resultados experimentales

La Figura 1.8.2.2.1 muestra el montaje experimental, el mismo que comentamos anteriormente para los métodos pasivos, de un inversor fotovoltaico monofásico conectado a la red para probar los métodos pasivos de detección anti-isla de inversor residente. El inversor era controlado por un procesador de señal digital (DSP) y los algoritmos anti-isla fueron implementados en el DSP. Se usaron dos fuentes de alimentación de continua para simular los paneles fotovoltaicos ($V_{DC} = 460 \text{ V}$)

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López



Figura 1.8.2.2.1: Imagen del banco de test anti-isla en el laboratorio de la Universidad de Bari

La Figura 1.8.2.2.2 muestra los test experimentales para los métodos de variación de potencia activa y reactiva. La potencia activa en la Figura 1.8.2.2.2a es obligada a reducirse por el algoritmo debido a que se supone que el generador fotovoltaico tiene una potencia de salida limitada, de esta forma, no es necesario incrementar la potencia para detectar la “isla” (se puede limitar con módulos fotovoltaicos y condiciones atmosféricas) Los métodos ofrecen una buena respuesta en la condiciones del balance de potencia.

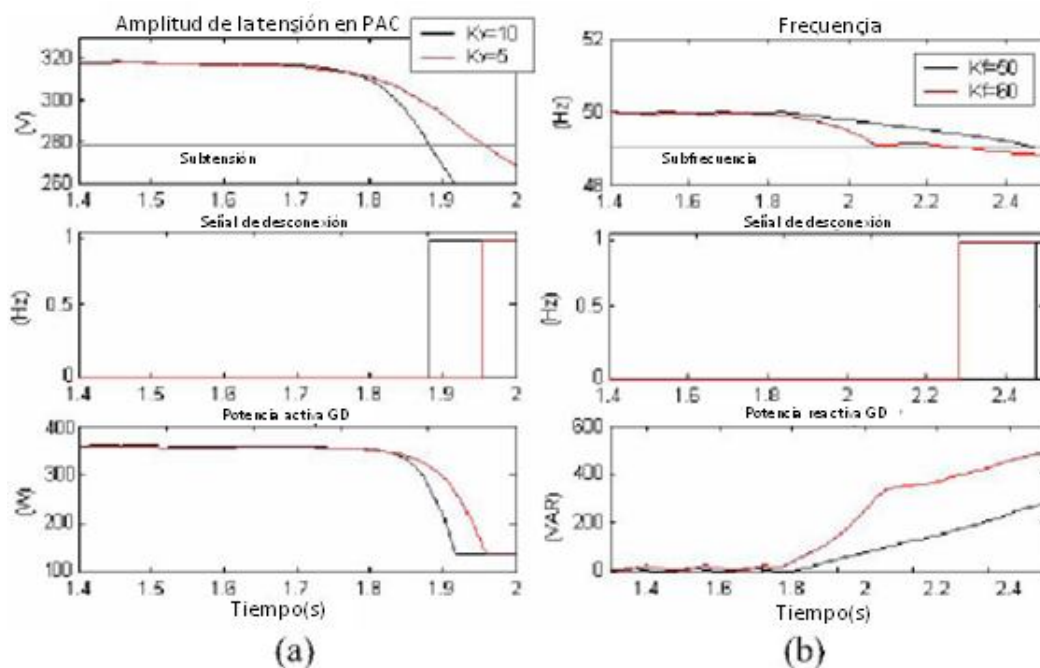


Figura 1.8.2.2.2: Test (a) Realimentación positiva de la tensión e inyección de potencia real, (b) Realimentación positiva de la frecuencia con inyección de potencia real ($\Delta P = \Delta Q = 0$)

1.9.- Legislación actual en materia anti-isla

1.9.1.- Situación actual

Existen múltiples técnicas anti-isla actualmente aplicadas en diversos países. En Alemania y Austria utilizan sofisticados sistemas de monitorización basados en mediciones de la impedancia de la red y llamados “ENS”, que son prácticamente obligatorios. El Standard Europeo DIN VDE 0126 describe los requisitos y procedimientos de test para los dispositivos “ENS”. No obstante, en el ámbito europeo e internacional, la industria fotovoltaica y los responsables del sector eléctrico son bastante reticentes en cuanto a este método, y su estandarización no se ha extendido a otros países.

En países como los Países Bajos, existe un gran consenso respecto a la promoción de las energías renovables (en especial la fotovoltaica) y en la necesidad de establecer unas pautas de seguridad que permitan la conexión segura a la red. No obstante la legislación actual no ha establecido ninguna reglamentación obligatoria sobre materia anti-isla, si bien los distribuidores recomiendan que los equipos cumplan ciertos estándares para garantizar su seguridad y la de los operarios.

En otros países como Reino Unido o Bélgica, es obligatorio que los inversores fotovoltaicos superen ciertos procesos de test anti-isla para poder ser comercializados.

Países no Europeos como EEUU, Australia o Japón no tienen una normativa común y de observación obligatoria en todo el territorio, sino que cada estado o región aplica su propia normativa y sistemas de detección y actuación anti-isla, que suele exigir que los equipos cumplan los requisitos de ciertos estándares, en concreto el IEEE Std. 929-2000 junto con el UL 1741 (procedimiento de test para inversores fotovoltaicos). De hecho, UL incluye en su Standard UL 1741 todos los requisitos del IEEE 929 sobre materia de tests, de modo que basta cumplir con los requisitos anti-isla del UL 1741 para garantizar que también se cumplen los del IEEE 929.

En España la situación es bien distinta. La actual legislación española (RD 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 esta se 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. Sin embargo, como protecciones a incorporar sólo menciona los cuatro relés básicos (máxima y mínima tensión, y máxima y mínima frecuencia), indicando que los relés pueden estar incorporados en el propio inversor fotovoltaico.

Esta normativa deja una gran laguna sin cubrir relacionada con cómo lograr que los inversores no mantengan la tensión en las líneas aisladas (protección anti-isla), y cómo asegurarse de que estos inversores fotovoltaicos cumplan realmente esa condición. La legislación vigente no hace referencia a ningún tipo de test anti-isla que hayan de superar los inversores fotovoltaicos.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

1.9.2.- Futuro marco de actuación

Debido al rápido crecimiento y expansión de los sistemas fotovoltaicos, la necesidad de una normativa común de regulación y seguridad de estos equipos empieza a hacerse presente en el marco internacional. La IEA dentro de su Programa “*Photovoltaic Power Systems*” (PVPS), Task V: “*Grid Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems*”, ha llevado a cabo una investigación en el campo de los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red con el objetivo de desarrollar y verificar requisitos técnicos que puedan servir como pautas técnicas en este tipo de equipos, con la esperanza de que en un futuro puedan ser incorporadas a las normativas de los diferentes países. La “isla” es uno de los principales temas tratados, al que se le dedica el tema 52 “*Research on Islanding*”.

1.9.3.- Estándares, códigos y pautas internacionales

La siguiente lista recoge los principales estándares, códigos y pautas relacionados con la legislación en materia anti-isla:

- IEEE Std. 929-2000, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Photovoltaics, New York, NY, Abril 2000.
- UL1741, UL Standard for Safety for Static Converters and Charge Controllers for Use in Photovoltaic Power Systems, Underwriters Laboratories, Primera Edición, Mayo 7, 1999, Revisado Junio 2001.
- DIN VDE 0126:1999, Automatic Disconnection Facility for Photovoltaic Installations With a Nominal Output < 4,6 kVA and a Single-phase Parallel Feed by Means of an Inverter Into the Public Grid, (Standard Nacional Alemán para la Conexión a Red de Sistemas Fotovoltaicos). Berlín, Alemania, Abril 1999.
- Small Grid-connected Photovoltaic Systems, KEMA Standard K150, vol. 2, 2001.
- Guidelines for the Electrical Installation of Grid-connected Photovoltaic (PV) Systems, Pautas holandesas para el cumplimiento de la NEN1010 (Previsiones de seguridad para instalaciones de bajo voltaje), EnergieNed y NOVEM, Diciembre 1998.
- JIS C 8962:1997, Testing Procedure of Power Conditioners for Small Photovoltaic Power Generating Systems, Standard Industrial Japonés, 1997. EN61277, Terrestrial Photovoltaic (PV) Power Generating Systems – General and Guide.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- ÖNORM/ÖVE 2750, *Austrian Guideline for Safety Requirements of Photovoltaic Power Generation Systems*.
- AS3000 Australian Guidelines for the Grid Connection of Energy Systems Via Inverters.
- AS4777, *Grid Connection of Energy Systems Via Inverters*, Australia/ Nueva Zelanda, Diciembre 2001.
- G77, *UK Standard for Interconnection of PV and Other Distributed Energy*, Enero 2002.
- CSA F381, *Canadian Standard for Power Conditioning Systems*.
- ESTI 233.0690 *Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen – Provisorische Sicherheitsvorschriften* (Photovoltaic Power Generating Systems – Safety Requirements), adoptado por Suiza, borrador 1990.
- VSE *Werkvorschriften über die Erstellung von elektr. Installation* Elektrische Energieerzeugungsanlagen, Complementa el VSE 2.8d-95, adoptado por Suiza, 1997.
- IEC 62116, *Testing Procedure of Islanding Prevention Measures for Grid Connected Photovoltaic Power Generation Systems*, International Electrotechnical Commission.

Sin embargo, el estándar de mayor relevancia y actualidad internacional es el IEEE 1547 2003 “*Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*”, este estándar se centra en las especificaciones técnicas y en las pruebas de la propia interconexión entre la red eléctrica y la generación distribuida. Establece los requerimientos relevantes para el desarrollo, la operación, las pruebas, la seguridad y el mantenimiento de la interconexión. Además incluye requerimientos generales, respuesta frente a condiciones anormales, calidad de potencia y funcionamiento en isla; así como especificaciones y requerimientos de diseño, producción, evaluación de la instalación, comisionado y tests periódicos.

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

1.10.- Resumen de las principales ventajas e inconvenientes de los diferentes métodos de protección anti-isla

	Método anti-isla	Ventajas	Inconvenientes
PASIVOS	Sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia	Bajo coste	ZND grande No detectan si $P \approx P_{carga}$ Tiempo de respuesta variable e impredecible
	Detección de armónicos de tensión	Tiempo de respuesta $0,1 \div 0,2s$ Ausencia de ZND	Susceptible a las perturbaciones del sistema Difícil definir los límites de THD
	Monitorización de fase	Tiempo de respuesta $0,1 \div 0,2s$	ZND grande Depende mucho de los elementos de potencia reactiva
ACTIVOS	Inyección de armónicos / Detección de impedancia	Detecta la isla usando sólo monitorización PLL Ausencia de ZND	La amplitud de la tensión armónica depende mucho de la carga Problemas si hay varios inversores conectados
	Variación de potencia activa	Tiempo de respuesta ajustable 0,45 s. con $K_v = 5$ 0,3 s. con $K_v = 10$ Ausencia de ZND	Caso "ideal"
	Variación de potencia reactiva	Tiempo de respuesta ajustable 0,75 s. con $K_f = 50$ 0,65 s. con $K_f = 10$ Ausencia de ZND	Caso "ideal"
	SMS	Facilidad de implementación Alta eficiencia (ZND pequeña) Influencia moderada en el resto del sistema	Reducción de la calidad de la potencia del inversor
	AFD	Fácil implementación en los microcontroladores	Degradación de la calidad de potencia en el inversor Probabilidad de causar interferencias de radiofrecuencia
	SFS	Una de las menores ZND Buen compromiso entre efectividad, calidad de potencia y efectos de la respuesta transitoria	Se reduce ligeramente la calidad de la potencia de salida y esto podría ocasionar un comportamiento transitorio indeseable en el sistema
	SVS	Fácil de implementar en microcontroladores Método más efectivo de los de realimentación positiva	Reducción de la calidad de potencia de salida Pequeño impacto en la respuesta transitoria y calidad de potencia del sistema público
	ENS	Reducida ZND Diseño redundante de monitorización de tensión y frecuencia Auto-evaluación regular	Alta probabilidad de interferencias con otros dispositivos y con la propia red

Capítulo 4: Estado del arte de los algoritmos anti-isla

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

ACTIVOS (a nivel de red)	Conexión de impedancia	Efectividad alta	Coste más elevado (hardware adicional) Tiempo de detección algo elevado (por el retardo) 0,3 s. con $Q_c = 100 \text{ VAr}$ 0,4 s. con $Q_c = 50 \text{ VAr}$
	Comunicación red-inversor		Coste más elevado (hardware adicional)

Tabla 1.10.1: Resumen de las ventajas e inconvenientes de los algoritmos anti-isla

Capítulo 5: Algoritmo anti- isla seleccionado



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en
sistemas con alta penetración de GD"

De todos los algoritmos presentados en el capítulo anterior seleccionamos como algoritmo ideal la combinación de los algoritmos desarrollados por “*Sandia National Laboratories*”, el Sandia Voltage Shift (SVS) y el Sandia Frequency Shift (SFS). Dicha combinación logra una gran efectividad ya que controla tanto la tensión como la frecuencia, además de presentar una zona de no detección (ZND) muy pequeña y un tiempo de detección de la isla (t_d) también pequeño. El objetivo de este capítulo es analizar más a fondo esta combinación de algoritmos, así como presentar algunas mejoras existentes.

1.- Implementación de los métodos de protección de “isla” SVS y SFS en un inversor de red estático interactivo

En la protección frente a las “islas” se necesita de inversores de red interactivos cuando estos inversores están fuera de control para los operadores del sistema y se desea que el inversor esté desconectado cuando el resto de la red también lo esté. En la mayoría de las situaciones, los límites de la tensión y la frecuencia de operación son suficientes para prevenir una “isla” persistente en un inversor cuya sección de red ha sido desconectada.

El método presentado a continuación usa los mismos valores límite de detección de tensión y frecuencia que los que se usan para decidir cuándo se desconecta el inversor. El inversor no usa mecanismos de sensibilidad para decidir cuándo desconectarse, como pueden ser sensores de la variación de fase en la onda de tensión, sensores de cambio en la impedancia de la red, sensores de cambio del contenido armónico de la tensión o del cambio de la frecuencia de la red.

Para realizar una explicación completa de cómo implementar la protección anti-isla es importante presentar algunos conceptos sobre cómo medir las variaciones de tensión y frecuencia si el método de medida afecta la eficacia de la protección frente a la “isla”. En esta sección, se hará referencia a la implementación de este método a través del programa oficial del fabricante “*Sunsine AC Module*”, que es el fabricante con el que han trabajado los laboratorios “Sandia”.

1.1.- Parámetros a considerar en el estudio de los métodos de protección de anti-isla

Los parámetros más importantes a tener en cuenta en el estudio de los métodos de protección anti-isla son la tensión y la frecuencia, a continuación analizamos los aspectos más relevantes de estos parámetros, para posteriormente analizar uno de los algoritmos más efectivos en la protección anti-isla, el desarrollado por los laboratorios “Sandia”.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

1.1.1- Medida de la tensión y puntos límite de detección de la misma

La tensión AC se mide tomando muestras de la onda de tensión AC 64 veces por ciclo, a una velocidad de muestreo de 3840 muestras por segundo (que se corresponde con la frecuencia americana de 60 Hz) El tiempo de estas muestras está sincronizado con el paso por cero de la tensión AC usando métodos basados en software, aunque no se usa el hardware “*Phase Lock Loop*” (PLL). Una señal, representativa de la tensión AC, se añade a un compensador DC determinado y se introduce en convertor a/d de 8-bit. La señal AC se añade al compensador de forma que se pueda utilizar un convertor a/d con tensión unipolar entre 0 y 5 voltios. El microprocesador almacena la tensión AC basándose en las siguientes fórmulas:

$$RMS^2 = DC^2 + V^2 \quad (1)$$

$$V = \sqrt{RMS^2 - DC^2} \quad (2)$$

Donde DC representa la componente de continua, RMS el valor eficaz de la tensión y V el valor de tensión resultante.

La componente DC se obtiene haciendo una media de las muestras. La componente RMS^2 se obtiene a partir de la raíz de las muestras y calculando posteriormente la media. El cálculo de la tensión V se realiza cada semiciclo, justo después del paso por cero de la onda de tensión.

La necesidad de almacenar los datos de RMS puede plantearse con la intención de que la media de la tensión rectificadora sea suficiente, de forma que se pueda aplicar el principio de operación de SVS. Sin embargo, hemos usado un método RMS porque las inexactitudes en las medidas pueden aumentar cuando se usa la media para almacenar la tensión AC en presencia de cambios de la distorsión armónica de la tensión.

El dato más importante de esta sección es el hecho de que la medida de la tensión AC y su almacenamiento debe realizarse cada semiciclo.

Durante las pruebas de estos métodos se usaron los siguientes puntos límites de detección de la tensión¹:

- $V > 144 \text{ V}$ Detección en 1 semiciclo
- $V > 132 \text{ V}$ Detección en 100 ciclos
- $V < 104 \text{ V}$ Detección en 100 ciclos
- $V < 60 \text{ V}$ Detección en 5 ciclos
- $V < 30 \text{ V}$ Detección en 1 semiciclo

¹ Hemos de tener en consideración que los puntos de detección de la tensión han sido establecidos tomando como base la tensión de USA, que es de 120V.

Como puede observarse hay tiempos de detección rápidos, medios y lentos. Cualquier opción de detección y tiempos de operación pueden ser programados en una unidad. La intención es detectar el fallo más rápidamente en los casos de cambios más bruscos de tensión y dejar un poco de margen en los casos de pequeñas variaciones para minimizar los disparos innecesarios y evitar las molestas interrupciones que se pudieran producir durante un funcionamiento normal de la potencia del sistema.

Para una velocidad determinada de detección existe un contador, por ejemplo “*Slow_count*”. Si la tensión excede el límite inferior de detección el contador aumenta una unidad y en el caso de que la tensión se encuentre en el rango adecuado, el contador disminuye una unidad. El contador nunca puede superar el límite de un contador de 8-bit, situado en 255; tampoco puede superar el límite inferior, que sería contar 255 hacia atrás. Esta operación de incremento o decremento se realiza una vez cada semiciclo. Un contador de más de 8 bits podría usarse en el caso de que se sobrepasasen 127 ciclos.

Cuando un contador supera su límite establecido, el inversor se desconecta.

1.1.2- Medida de la frecuencia y puntos límite de detección de la misma

La señal de la tensión AC se hace circular a través de un circuito de detección del paso por cero (“*Zero Crossing Detect*” ZCD o “Detección de paso por cero” DPC). Este circuito tiene como objetivo el filtrado de los efectos de ruido que se producen a altas frecuencias en la línea de potencia. A la salida del circuito tenemos una señal de onda cuadrada que pasa a través del microprocesador. Un temporizador de 16-bit con una frecuencia de 5 MHz captura los aumentos o descensos fuera de los límites de la señal DPC en el microprocesador. Este temporizador gira cada 13,1 milisegundos, tiempo suficiente para medir el período de cada semiciclo con una resolución de 200 nanosegundos.

El procedimiento de medida consiste en que una vez por ciclo, la medida del período obtenida a partir de los dos semiciclos anteriores se combina para determinar el período del último ciclo de la tensión AC. La medida del período que obtenemos se transforma en frecuencias y se compara con los límites de detección de la frecuencia una vez que el ciclo se ha completado.

De nuevo es importante mencionar que la frecuencia f se mide para un ciclo completo de la onda de tensión AC.

Durante las pruebas de estos métodos se usaron los siguientes puntos límites de detección de la frecuencia²:

- $f > 63,0$ Hz Detección en un ciclo
- $f > 60,5$ Hz Detección en 5 ciclos
- $f < 59,5$ Hz Detección en 5 ciclos

² Hemos de tener en cuenta que estos puntos de detección de la frecuencia están establecidos tomando como base la frecuencia de USA, que es de 60 Hz.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- $f < 57,0$ Hz Detección en un ciclo

La detección de un ciclo no necesita contador. El contador para la detección en 5 ciclos se implementa de igual manera que el explicado anteriormente para la tensión.

1.1.3.- Regulación de la tensión, la frecuencia y la corriente

Estos métodos fueron implementados en un inversor que regula la corriente de salida. La regulación de la corriente de salida mantiene una baja distorsión sinusoidal en la onda de la corriente, sin importarle la tensión y la frecuencia de la red. El inversor cede a la red la regulación de la tensión y la frecuencia del sistema. Los inversores de red interactivos están diseñados para ser conectados a la red mediante una impedancia relativamente baja. Cuando esta conexión de baja impedancia con la red se rompe, se espera que los inversores interactivos se desconecten.

Bajo la mayoría de circunstancias, cuando la red está desconectada, la regulación de la tensión y/o la frecuencia se pierde. Esto se produce normalmente porque hay más cargas que generadores conectados y la tensión del sistema se colapsa. Sin embargo, hay situaciones en las que las cargas y la generación están lo suficientemente equilibrados para mantener la regulación de la tensión y la frecuencia durante un período de tiempo. Estas circunstancias sólo han sido creadas en ambientes experimentales con el propósito de crear dichas condiciones. Bajo estas circunstancias es cuando los métodos SVS y SFS actúan para prevenir la “isla”.

Los métodos SVS y SFS añaden una realimentación positiva a los controladores de la corriente de salida del inversor, de forma que el funcionamiento del sistema bajo estas circunstancias es desestabilizado. Es importante que la realimentación positiva no sea excesiva, hecho que desestabilizaría la red. Afortunadamente, no se necesita una realimentación positiva muy elevada para desestabilizar “islas” bastante grandes.

1.2.- Introducción a los algoritmos “Sandia”

Como comentamos anteriormente, los laboratorios “Sandia” situados en USA con sedes en Albuquerque (Nuevo Méjico) y Livermore (California) han desarrollado dos algoritmos anti-isla paralelos, uno de ellos se dedica al control de la tensión (Sandia Voltage Shift o SVS) y el otro al control de la frecuencia (Sandia Frequency Shift o SFS). Ambos algoritmos son considerados como unos de los más efectivos en la protección anti-isla, sobre todo, si se implementan de forma conjunta. A continuación se presentan brevemente los dos algoritmos, que serán analizados con mayor profundidad en el epígrafe siguiente.

La medida de la tensión AC, V_i , es el punto de inicio del método SVS que describimos a continuación. En primer lugar se ordenan las medidas de tensión para obtener la máxima resolución entre 90 y 154 voltios:

$$V_{psi} = (V_i - 90,0) \cdot \frac{256}{64,0} \quad (3)$$

V_{psi} es la tensión del sistema de potencia. La medida de tensión de alta resolución es filtrada digitalmente mediante un filtro IIR o de Respuesta infinita al impulso (viene del inglés “*Infinite Impulse Response*”). El resultado del filtrado, designado como V_{fi} , es una medida de la media de la tensión AC, dicho parámetro V_{fi} no fluctúa mucho porque es un parámetro ya filtrado. El subíndice i indica que es un dato del semiciclo más reciente, de la misma forma, un subíndice $i-1$ indicaría que es un dato del semiciclo anterior al más reciente.

$$V_{fi} = (1 - k_v)V_{fi-1} + k_v \cdot V_{psi} \quad (4)$$

El parámetro k_v determina la constante de tiempo del filtro IIR, y en nuestra implementación es $1/256$. El almacenamiento de este dato del filtrado se realiza también cada semiciclo.

Se almacena también una señal de error E_{vi} definida como la diferencia entre la medida más reciente de tensión AC y la tensión AC filtrada.

$$E_{vi} = V_{psi} - V_{fi} \quad (5)$$

Si E_{vi} es positivo indica que la tensión más reciente es superior que la tensión media, por tanto la tensión está creciendo. De la misma forma, si E_{vi} es negativa, la tensión está descendiendo. Durante el funcionamiento normal del sistema de potencia se producirán fluctuaciones normales en V_{psi} ciclo a ciclo, que a su vez producirán fluctuaciones en E_{vi} . Cuanto más tiempo se mantenga la red conectada, estas fluctuaciones serán menores.

Cuando la tensión comienza a aumentar, la corriente de control en la salida también crece y cuando la tensión desciende, también lo hace dicha corriente de control en la salida. Cuanto más tiempo se mantenga la red conectada, menos afectará a la tensión del sistema el funcionamiento del inversor. Por eso, incluso cuando se producen pequeñas fluctuaciones de la corriente de salida, éstas no darán lugar a una tendencia marcada. Sin embargo, cuando la red no está mucho tiempo conectada, cualquier fluctuación en la tensión puede provocar la reacción del inversor. Si la red no se mantiene conectada bastante tiempo el inversor intentará aumentar o disminuir la tensión hasta conseguir la desconexión del inversor, esta es la situación que se produce en una “isla”.

Uno de los beneficios de este método es que si existen en la red múltiples inversores contribuirán entre todos para desestabilizar la “isla”. Si la tensión del sistema en un inversor está aumentando, es probable que también esté aumentado en otros inversores de la “isla”. El funcionamiento en “isla” con inversores controlados de esta manera es intrínsecamente inestable, de ahí la importancia de detectar la “isla” lo antes posible.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

El control de la magnitud de la corriente de salida del inversor se realiza dependiendo de la aplicación. En aplicaciones fotovoltaicas, la corriente de salida se aumenta o se disminuye para encontrar el punto de máxima potencia de la fuente fotovoltaica. Este punto de máxima potencia tiene una constante de tiempo comparada con las variaciones ciclo a ciclo mencionadas anteriormente. Con el propósito de desestabilizar la “isla”, se debe asumir que la magnitud de la señal de la corriente de salida en el punto de máxima potencia, conocida como P_{mpt} , es constante durante el funcionamiento del método de protección de “isla”. En el inversor “SunSine 300” (perteneciente al fabricante “Sunsine AC Module”, que comentamos anteriormente), el valor de P_{mpt} varía entre 0 y 200, y es almacenado en un registro de 8 bit. Por tanto, un valor de P_{mpt} de 200 representa un 100% a la salida del inversor. El error E_{vi} se mantiene en un rango entre -127 y +127 y representa un error en la tensión entre -32 y +32 voltios AC.

La orden que controla directamente la magnitud de la corriente de salida, P_{cmd} , es función de P_{mpt} y de E_{vi} , tal y como se muestra a continuación:

$$P_{cmdi} = P_{mpti} + \frac{E_{vi}}{12} + E_{vi} \cdot \left(\frac{P_{mpti}}{200} \right) \cdot 0,57 \quad (6)$$

Cuando E_{vi} es cero, $P_{cmdi} = P_{mpti}$. Conforme la magnitud de E_{vi} aumenta, sabemos que la tensión se mueve hacia arriba o hacia abajo y alcanza eventualmente alguno de los límites de detección. En otras palabras, se necesitan altas ganancias para desestabilizar el sistema.

El método SFS es similar en su fundamento al método SVS, con la particularidad de que el método SFS actúa desestabilizando la frecuencia.

La medida de la frecuencia, f_i , es el punto de partida del método SFS, cuya descripción es similar a la realizada para la tensión en el método SVS. Las mediciones de la frecuencia son filtradas digitalmente mediante un filtro IIR. El resultado del filtrado, conocido como f_{fi} , es una medida de la media de las frecuencias AC recientes, dicho parámetro f_{fi} no fluctúa mucho porque ya es un parámetro filtrado. El subíndice i indica que es un dato del semiciclo más reciente, mientras que es subíndice $i-1$ indica que es un dato del semiciclo anterior al más reciente.

$$f_{fi} = (1 - k_f) f_{fi-1} + k_f \cdot f_i \quad (7)$$

El parámetro k_f determina la constante de tiempo del filtro IIR, y en nuestra implementación es 1/256.

Se almacena también una señal de error E_{fi} definida como la diferencia entre la medida más reciente de frecuencia y la frecuencia ya filtrada.

$$E_{fi} = f_i - f_{fi} \quad (8)$$

Si E_{fi} es positivo indica que la frecuencia más reciente es superior que la frecuencia media, por tanto la frecuencia está creciendo. Del mismo modo, si E_{fi} es negativa, la frecuencia está descendiendo. Durante el funcionamiento normal del sistema de potencia se producirán fluctuaciones normales en f_i ciclo a ciclo, que a su vez producirán fluctuaciones en E_{fi} . Cuanto más tiempo se mantenga la red conectada, estas fluctuaciones serán menores.

Cuando la frecuencia comienza a aumentar, la corriente de control en la salida también crece y cuando la frecuencia desciende, también lo hace la corriente de control en la salida. Cuanto más tiempo se mantenga la red conectada, menos afectará a la frecuencia del sistema el funcionamiento del inversor. Por eso, incluso cuando se producen pequeñas fluctuaciones de la corriente de salida, éstas no darán lugar a una tendencia marcada. Sin embargo, cuando la red no está mucho tiempo conectada, cualquier fluctuación en la frecuencia puede provocar la reacción del inversor. Si la red no se mantiene conectada bastante tiempo el inversor intentará aumentar o disminuir la frecuencia hasta conseguir la desconexión del inversor.

Uno de los beneficios de este método, al igual que ocurre con el SVS, es que si existen en la red múltiples inversores contribuirán entre todos para desestabilizar la “isla”. Si la frecuencia del sistema en un inversor está aumentando, es probable que también esté aumentado en otros inversores de la “isla”. El funcionamiento en “isla” con inversores controlados de esta manera es intrínsecamente inestable, de ahí la importancia de detectar la “isla” lo antes posible.

1.3.- Consideraciones importantes para el análisis de los métodos anti-isla

1.3.1- ¿Cómo pueden ser diferentes la frecuencia del inversor y la frecuencia de la red?

Una cuestión muy común a estas alturas es preguntarse cómo pueden ser diferentes la frecuencia del inversor y la frecuencia de la red. A cada paso por cero de la tensión, la base de tiempo del inversor se pone a cero. Cuando la frecuencia de la corriente de salida del inversor es mayor que la frecuencia de la red, la corriente de salida terminará formando una onda semi-senoidal antes de que el siguiente paso por cero de la tensión se produzca, dando lugar a una corriente de salida que se mantiene en cero hasta que se produzca el paso por cero. En ese momento la corriente de salida retoma el principio de otro semiciclo de onda senoidal. Si la frecuencia de la corriente de salida del inversor es menor que la frecuencia de la red, entonces el paso por cero de la tensión ocurrirá antes de que la onda de la corriente termine un semiciclo. En ese momento, la onda de la corriente de salida es puesta a cero, cambia la polaridad y comienza de nuevo con otro ciclo de onda semi-senoidal.

El efecto de esta operación en una situación de “isla” es que el inversor provoca que la frecuencia de la “isla” salga rápidamente de los límites de detección. Cuando el

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

inversor está conectado a la red, estas pequeñas fluctuaciones no afectan a la frecuencia del sistema.

1.3.2- Control de la frecuencia del inversor

La frecuencia de la onda senoidal, f_{inv} , de la corriente de salida se determina basándose en la frecuencia de la red, f_{red} , y el error de la frecuencia E_{fi} (también llamado desviación de la frecuencia), tal y como se aprecia en la siguiente expresión:

$$f_{inv} = f_{red} + f_{n2}(E_{fi}) \quad (9)$$

La función $f_{n2}()$, se muestra en la Figura siguiente. Los escalones que se aprecian en el gráfico se deben a la digitalización y los efectos de resolución de la implementación digital.

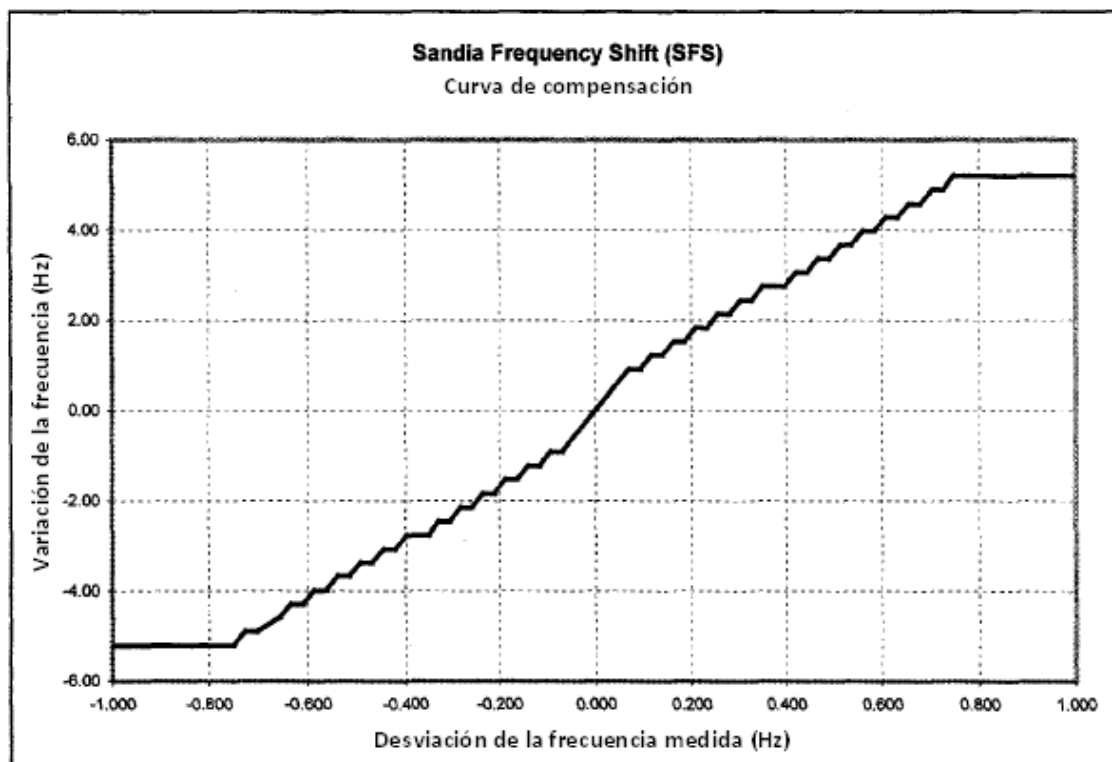


Figura 1.3.2.1: Curva de compensación de SFS, mostrando la relación entre la desviación de frecuencia medida y la variación que SFS producirá

1.3.3- Respuesta rápida imprescindible

La habilidad de los métodos SVS y SFS para reaccionar rápidamente en la desconexión de la "isla" se debe en parte a la velocidad y a la exactitud de las medidas y el control. Las medidas exactas de tensión y frecuencia se hacen del orden de 1 ciclo. La contabilidad del control de la corriente de salida se hace durante el semiciclo anterior a la aplicación de la onda de corriente de salida. Esto implica un retraso de tiempo medio de 1 ciclo en la desestabilización del lazo de control.

Si las medidas de tensión se realizasen en ciclos múltiples, entonces las fluctuaciones de tensión serían mucho menores. Los tiempos de detección se incrementarían muy poco en un diseño de ese tipo. Esto tiene una serie de implicaciones en cómo mide el inversor la tensión AC. Por ejemplo, probablemente no se trabajaría para medir la tensión AC mediante un circuito con una respuesta temporal del orden de 100 o 1000 milisegundos. Los circuitos como los filtros RCD o los convertidores RMS/DC pueden causar problemas por la lentitud de la respuesta en el tiempo, pero este no es el objeto de nuestro estudio.

1.3.4.- Análisis de la posible aplicación de un inversor con factor de potencia variable

Los inversores fotovoltaicos pueden diseñarse para funcionar con factores de potencia diferentes a la unidad, y una red interconectada puede exigir que el inversor de un gran sistema fotovoltaico funcione con un factor de potencia diferente a la unidad. Sin embargo, las normas IEEE y UL para inversores en el rango de 10 kW o menores exigen que estos inversores funcionen con factores de potencia superiores a 0,85, y por eso la mayoría están diseñados para trabajar con un factor de potencia unidad. Los métodos SVS y SFS podrían funcionar con un inversor con factor de potencia variable tanto tiempo como el factor de potencia del inversor variase lo suficientemente lento que sea casi constante durante el período de tiempo que el control anti-isla necesita para funcionar. En este estudio se propone una diferencia de órdenes de magnitud en los tiempos de respuesta entre la respuesta del factor de potencia y la respuesta del método anti-isla para garantizar un margen de seguridad suficiente. Por tanto, la búsqueda del factor de potencia en un inversor debería tener un tiempo de respuesta mínimo de 20 segundos. Si el inversor con dispositivo de búsqueda del factor de potencia fuera capaz de variar el factor de potencia para hacerlo coincidir con el de la carga y además lo hiciera con un tiempo de respuesta mínimo de 2 segundos, sería posible que dicha operación contribuyera con el funcionamiento de los métodos SVS y SFS. Sin embargo, esto dependería mucho de los detalles exactos de cómo se implemente la corrección del factor de potencia.

1.3.5.- ¿Implementación analógica o digital?

La implementación más comúnmente utilizada ha sido una implementación digital. Es posible realizar una implementación analógica exitosa, pero es probablemente muy difícil. Los sistemas de control anti-isla se integran con los controles del inversor en el mismo microcontrolador que controla el inversor. En algún se ha valorado que dicho microcontrolador tiene un coste de aproximadamente 5\$ en fabricación en serie, no necesitando ningún software adicional en el diseño del inversor aparte del utilizado para el funcionamiento del inversor.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

1.4.- Conclusiones

La implementación de la combinación de los métodos SVS y SFS ha demostrado ser suficiente en los inversores anti-isla. Los métodos SVS y SFS suelen trabajar con generadores distribuidos de larga penetración y además no requieren sincronización entre los inversores para trabajar. Otros métodos activos que perturban la red y miden un cambio coincidente en tensión y frecuencia no trabajarán con larga penetración a menos que las perturbaciones estén sincronizadas. Dicha sincronización de las perturbaciones puede ser indeseable para la red interconectada.

Los métodos SVS y SFS tiene gran facilidad de implementación. La única modificación necesaria para su implementación en los inversores usados para las pruebas fue el cambio en el programa de fabricación del fabricante. Además no se necesitan cambios de hardware, hecho que no comparten todos los diseños de inversores.

Los resultados obtenidos en los experimentos llevados a cabo con este procedimiento son los mejores con diferencia de los realizados en los últimos 18 meses en los “*Sandia National Laboratories*” con diferentes tipos de inversores. Este estudio se ha llevado a cabo con el apoyo consensuado de todos los fabricantes de inversores de USA. Sin embargo, no se garantiza que los resultados de este estudio cambien las normas anti-isla de los Estados Unidos. Lo que se pretende es que mediante la puesta en común de dichos resultados, se consideren métodos similares en la comunidad internacional.

Un resultado importante de este estudio es el establecimiento de un procedimiento para los test que se puede usar para distinguir entre los inversores que usan técnicas anti-isla satisfactorias y cuáles no.

2.- Algoritmo anti-isla seleccionado

2.1.- Introducción

Como ya hemos comentado con anterioridad, el fenómeno de “isla” en la Generación Distribuida (GD) conectada a la red se produce cuando una sección de la red eléctrica (que contiene elementos generadores) es desconectada de la red principal pero la GD independiente continúa energizando la línea en la sección desconectada, que pasa a denominarse “isla”. La aparición de “islas” inesperadas es un problema porque representan un riesgo para la red, la empresa suministradora, el personal de mantenimiento y el abastecimiento público de electricidad. Además una energía de poca calidad puede provocar daños en las cargas de la “isla”. Otro problema es el posible desfase que se produzca en la reconexión de la “isla”, que puede afectar a la GD, a las cargas vecinas y a los demás elementos de la red.

Entre las muchas técnicas propuestas para la prevención de las “islas” en los sistemas de GD, se analiza, en este estudio, el algoritmo propuesto por “*Sandia*

National Laboratories” que como hemos observado en el epígrafe anterior es muy efectivo en la detección de la aparición de “islas”. Los algoritmos activos propuestos por “*Sandia National Laboratories*” fueron desarrollados inicialmente para inversores monofásicos. El algoritmo propuesto está basado en una combinación de los dos métodos activos de detección anti-isla desarrollados por estos laboratorios: Sandia frequency shift (SFS) y Sandia voltage shift (SVS). El principio de estos métodos, como ya describimos anteriormente, se basa en variaciones de la frecuencia y de la tensión con realimentación positiva. Una vez que se desconecta la red, estos métodos fuerzan a la frecuencia y a la tensión a salir de los rangos de operación, provocando la desconexión del inversor debida a la actuación de las protecciones frente a sobre/sub tensión o frecuencia.

Desde su desarrollo original orientado a un inversor monofásico, la técnica adoptada para medir la frecuencia se basa en el paso por cero de la onda de tensión y la magnitud de la tensión se obtiene mediante cálculos RMS. Este método ha sido extendido a los sistemas de GD que utilizan monitorización PLL (“*Phase Locked Loop*”)

2.2.- Análisis del algoritmo anti-isla

En la Figura 2.2.1 se muestra un diagrama de bloques para el algoritmo propuesto por “*Sandia National Laboratories*”. Este modelo de diagrama de bloques del algoritmo anti-isla se usa para determinar la ganancia de referencia para los métodos SVS y SFS. Las ganancias críticas para los algoritmos Sandia anti-isla son:

- K_f para SFS
- K_{vp} y K_v para SVS
- ω_{r1} para las funciones de “reseteo” (o “puesta a cero”)
- ω_{r2} para el bloque de regulación de la potencia activa y reactiva

La ganancia crítica para los métodos SFS y SVS tiene que determinarse para las cargas RLC (resistivas-inductivas-capacitivas) de forma que evitemos las situaciones de “isla”. La ganancia de referencia para el algoritmo, mostrada en la Figura 2.2.1, ha sido obtenida mediante el análisis de una pequeña señal del sistema de GD con la carga RLC sintonizada (de acuerdo con las especificaciones anti-isla de IEEE929-2000 y UL 1741)

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

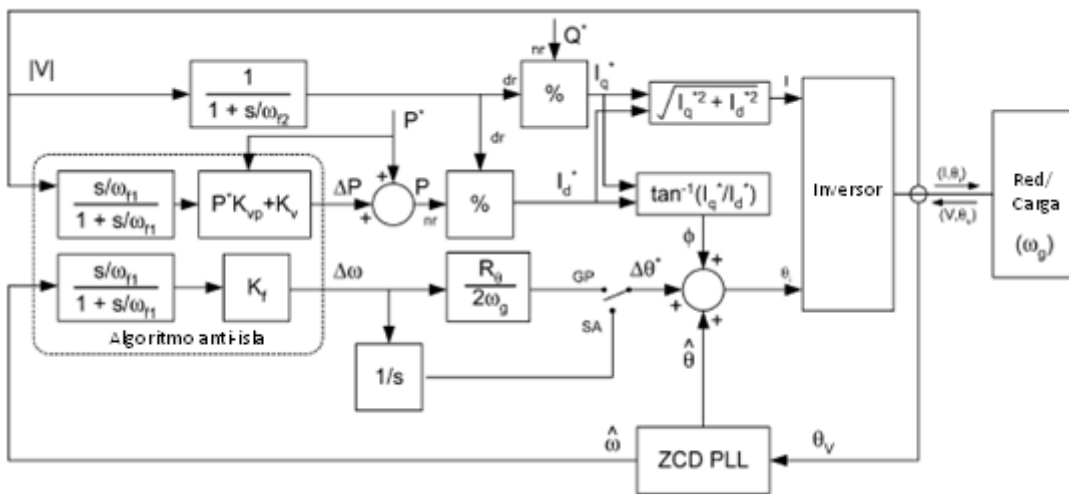


Figura 2.2.1: Representación del diagrama de bloques del algoritmo anti-isla propuesto por “Sandia National Laboratories”

El principio básico de estos algoritmos es el que describimos a continuación:

Para el método SVS, la variación de tensión en el inversor se puede obtener mediante la función de “reseteo”. Se obtiene, además de las ganancias K_v y $P \cdot K_{vp}$, una variación de potencia que se añade a la potencia original de referencia. Dividiendo esta magnitud entre la tensión, se obtiene la corriente I_d^* que se usa para generar la corriente de referencia en el inversor. Existe además una realimentación positiva en la que si la tensión aumenta, la corriente de referencia será mayor y provocará una tensión incluso mayor. Como consecuencia de esto el relé de sobretensión saltará para proteger al sistema frente a una situación de “isla”. Este lazo solamente es suficientemente efectivo cuando se produce la “isla”. Cuando la red está conectada, dicho lazo tiene un efecto mínimo en la tensión si la red está regulando la tensión. Una filosofía de control similar es aplicada para el método SFS. El método SVS modifica la potencia de referencia de la GD basada en la tensión medida y el SFS modifica la fase del ángulo de la corriente basada en la frecuencia medida. Por tanto, estos esquemas actúan de forma diferente a la que actúan los elementos de excitación de los sistemas de potencia y las funciones de control.

Las ganancias del algoritmo se determinan investigando el comportamiento del lazo abierto como una función de la frecuencia. La magnitud de la tensión y los caminos del ángulo de fase están abiertos de forma que nos permiten calcular las ganancias de los métodos SFS y SVS. Los esquemas “Sandia” de tensión y frecuencia, así como la representación del diagrama de bloques de variación son explicados a continuación.

A. Algoritmo SFS

En la Figura 2.2.2 se muestra el diagrama de bloques del algoritmo SFS. La frecuencia estimada según la monitorización PLL es comprobada mediante una función de “reseteo” para determinar cambios en la frecuencia inicial. Este dato se multiplica por la ganancia SFS y se añade a la frecuencia de referencia de la corriente inyectada

por el inversor de la GD. Como la frecuencia media de la GD no difiere mucho de la frecuencia de la red, el ángulo de fase tiene que ser reseteado de forma periódica para conseguir una transferencia de potencia significativa desde la GD hacia el resto del sistema. En el caso monofásico, este reseteo del ángulo de fase en la onda de la corriente de referencia de la GD ocurre cuando se produce el paso de la tensión por cero.

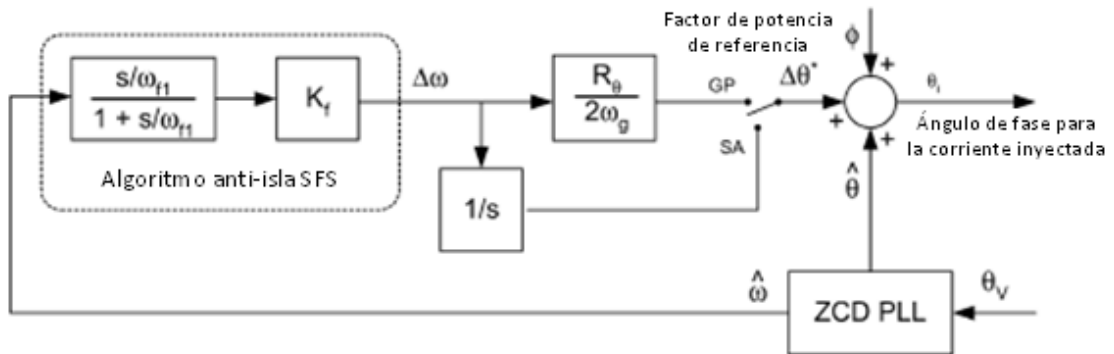


Figura 2.2.2: Diagrama de bloques en el que se resalta la componente SFS del algoritmo anti-isla “Sandia”

Operando en paralelo, la red fija la frecuencia de operación de la GD. El bloque $R_\theta/2\omega_g$ de la Figura 2.2.2 es una representación equivalente del comportamiento actual del sistema de GD que detecta el cambio de fase correspondiente al error en la frecuencia. La derivación de este bloque en el funcionamiento en paralelo de la red se basa en el cambio del ángulo de fase (Φ) calculado como respuesta a un cambio en la frecuencia ($\Delta\omega$) que es función de la frecuencia del sistema (ω_g). Esto puede explicarse considerando la implementación monofásica, en la que la frecuencia fijada por el SFS es mayor que la frecuencia nominal y el período de reseteo es de 180° , como se muestra en la Figura 2.2.3.

$$\Delta\theta = \frac{\Delta\omega T}{\frac{2\pi}{R_\theta}} \quad (10)$$

Donde T es el período y R_θ es el ángulo de reseteo. Si simplificamos expresando el período en términos de ω_g obtenemos:

$$\Delta\theta = \frac{\Delta\omega R_\theta}{\omega_g} \quad (11)$$

La variación efectiva de fase es $\Phi = \Delta\theta/2$. Para la situación de π radianes para R_θ , la variación de fase viene dada por:

$$\Phi = \frac{\Delta\omega\pi}{2\omega_g} \quad (12)$$

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

A 60Hz (recordemos que 60 Hz es la frecuencia a la que se trabaja en USA), la relación es

$$\phi = 4,1666e - 3\Delta\omega \quad (13)$$

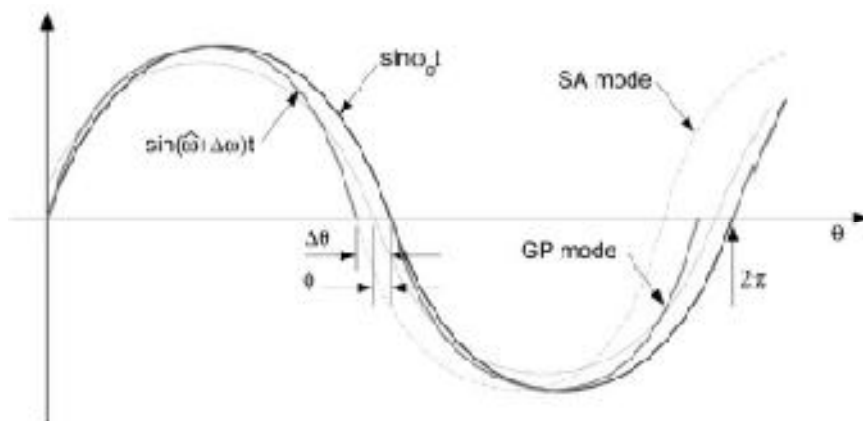


Figura 2.2.3: Naturaleza de las ondas provocadas por el algoritmo SFS

En modo “standalone” (que equivale al funcionamiento en “isla”), la frecuencia de la “isla” se fija mediante la integración de la GD y la carga. De ahí que en dicho modo de funcionamiento, el error del ángulo de fase ($\Delta\theta^*$) provocado por SFS se representa mediante la integral de la frecuencia del error. Esto se puede observar en las formas del algoritmo SFS representadas en la Figura 2.2.3. Este error $\Delta\theta^*$ se añade al ángulo de fase de referencia para obtener la referencia a fijar para el ángulo de fase de la corriente inyectada por la GD. La magnitud de la corriente de la GD se determina mediante el bucle del SVS, como se explicará más adelante. Es necesario mencionar que el modo “standalone” del que estamos hablando, se produce durante la transición desde el modo en paralelo. En esta condición la red ha sido desconectada pero la GD todavía no ha tomado ninguna decisión de cómo actuar y continúa inyectando corriente en sus terminales sin considerar la regulación de tensión instantánea en el terminal de GD.

B. Algoritmo SVS

En la Figura 2.2.4 se muestra el diagrama de bloques del algoritmo SVS. La magnitud de entrada a este diagrama de bloques es la tensión del sistema. El error en la tensión del sistema determina la variación en la potencia de referencia que provoca que la tensión de la GD se sitúe lejos de su rango de operación. La magnitud de la tensión, tras atravesar un filtro paso bajo, se usa también para determinar la magnitud de la corriente de referencia establecida para la GD. Esto se hace para asegurar que en la GD se consigue el nivel deseado de potencia activa y reactiva. En comparación con el SFS, la ganancia en el lazo de realimentación no es constante, sino que es función de la potencia activa de referencia.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

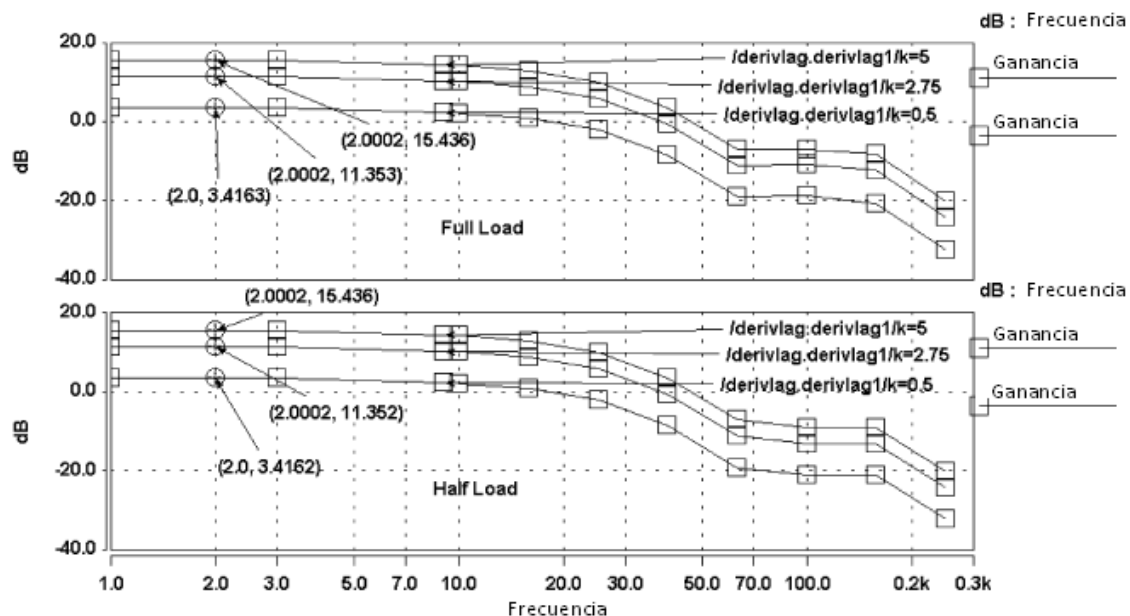


Figura 2.2.5: Curva de ganancias (en dB) del algoritmo SFS con una carga RLC al 50% (figura inferior) y al 100% (figura superior) del nivel de potencia entre 1 y 300Hz.

De forma similar, la Figura 2.2.6 muestra la respuesta de la frecuencia en lazo abierto del algoritmo SVS. Como en el algoritmo SVS hay que establecer dos ganancias, cada ganancia (K_{vp} y K_v) se estudia de manera independiente. En este caso, las curvas de las ganancias son obtenidas mediante la apertura de la señal $|V|$ de la Figura 2.2.1. La curva característica de ganancia del algoritmo SVS también es constante a bajas frecuencias (inferiores a 5 Hz). El valor de la ganancia es mayor de 0 dB, lo que indica que el algoritmo SVS es efectivo para las ganancias mostradas en la Figura 2.2.6.

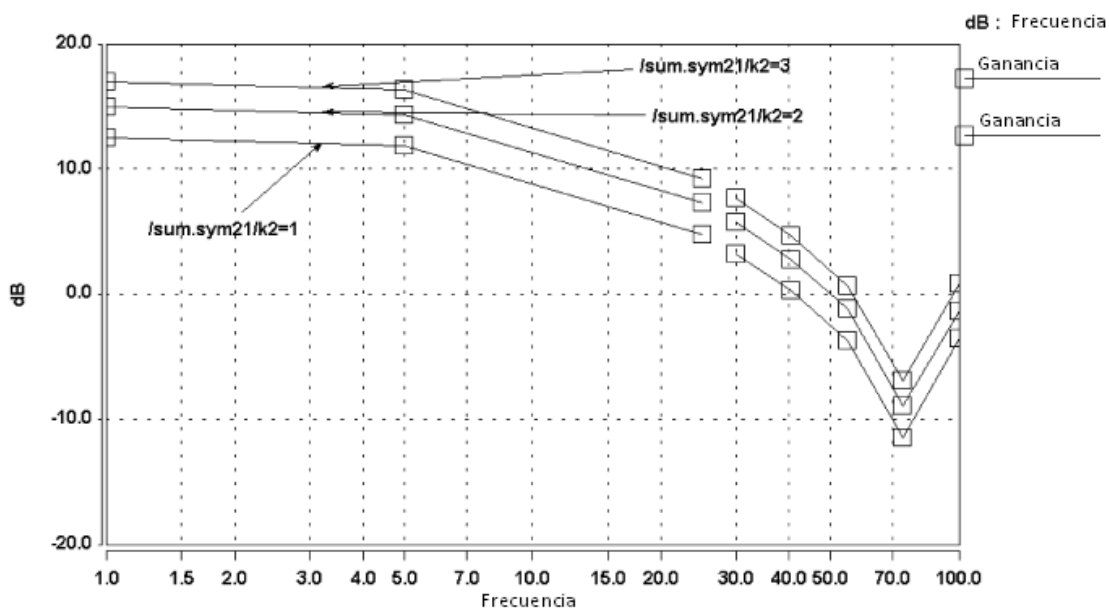


Figura 2.2.6: Curva de ganancia para el algoritmo SVS para diferentes K_{vp} manteniendo $K_v = 1$, para cargas RLC.

Si comparamos la curva de ganancias de SVS (Figura 2.2.6) con la de SFS (Figura 2.2.5), vemos que la curva de SVS sí es sensible a los niveles de potencia, a mayor potencia se reducirá la ganancia. Por tanto, la ganancia SVS tiene un coeficiente adicional K_{vp} que incorpora las variaciones de los niveles de potencia.

La Figura 2.2.7 muestra las características adicionales de la ganancia del lazo SVS, como función de las ganancias constantes K_v y K_{vp} . Puede observarse que las características de la ganancia del lazo SVS tienen tendencia a reducirse a medida que la carga aumenta. Para cargas suaves, es decir operando a baja potencia, se puede observar que la ganancia del lazo SVS es menos sensible a variaciones en K_{vp} (manteniendo $K_v = 1$) Además a partir de esta Figura 2.2.7. observamos también que funcionando en sobrecarga el lazo SVS tiene menos sensibilidad frente a K_v (manteniendo $K_{vp} = 1$) En general se observa para todas las cargas que se produce un cambio de la ganancia dominante, de K_{vp} a K_v , para el valor 1. Para la situación de plena carga, la ganancia del lazo es independiente de las variaciones de K_v y K_{vp} . Esto se puede explicar teniendo en cuenta que para una determinada carga, la ganancia equivalente obtenida del algoritmo es la suma de K_v y el producto $P \cdot K_{vp}$; mientras que en el caso de carga completa las dos ganancias anteriores son iguales a la unidad.

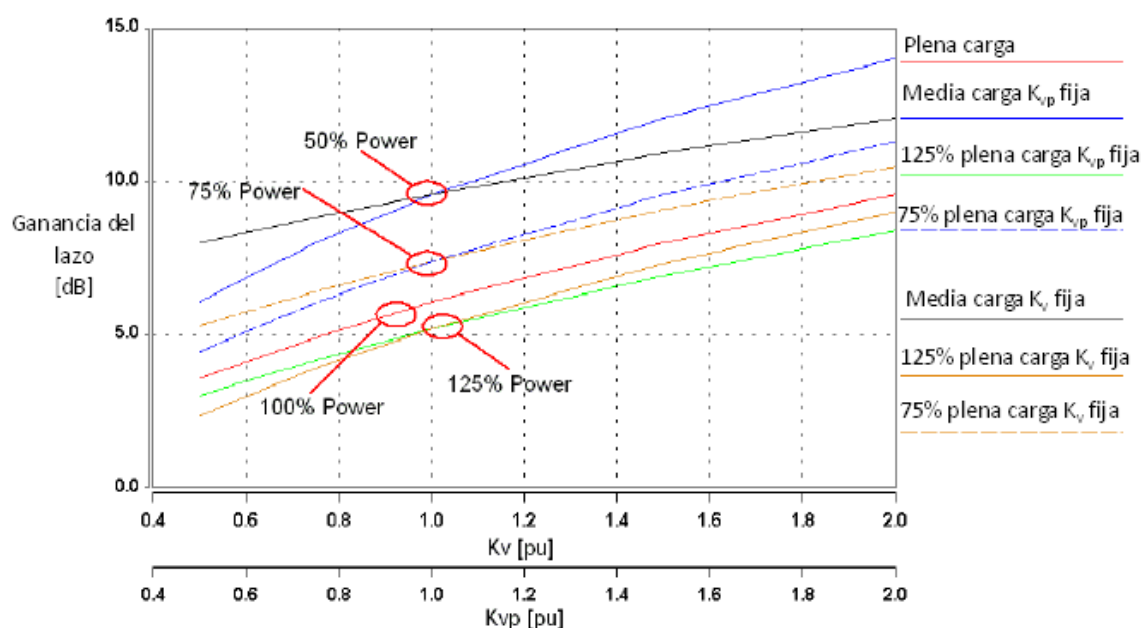


Figura 2.2.7: Variaciones de la ganancia del lazo en dB a 2 Hz para niveles de potencia de carga variables y ganancias constantes para SVS

Las representaciones de la Figura 2.2.8 se obtienen manteniendo una de las ganancias (K_v o K_{vp}) constante igual a 1 p.u. y variando la otra para diferentes niveles de potencia de salida. Las Figuras 2.2.8 (a) y (b) indican que conforme la carga de la GD aumenta, la ganancia del lazo tiene una tendencia decreciente. La conclusión que obtenemos de esto es que el algoritmo SVS pierde efectividad para cargas mayores. Esto puede deberse a que el mayor tamaño del condensador presente en el circuito RLC para cargas elevadas hace más difícil que la tensión se aleje del valor nominal. Idealmente, las ganancias deberían permanecer constantes aunque cambiase la potencia de salida.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

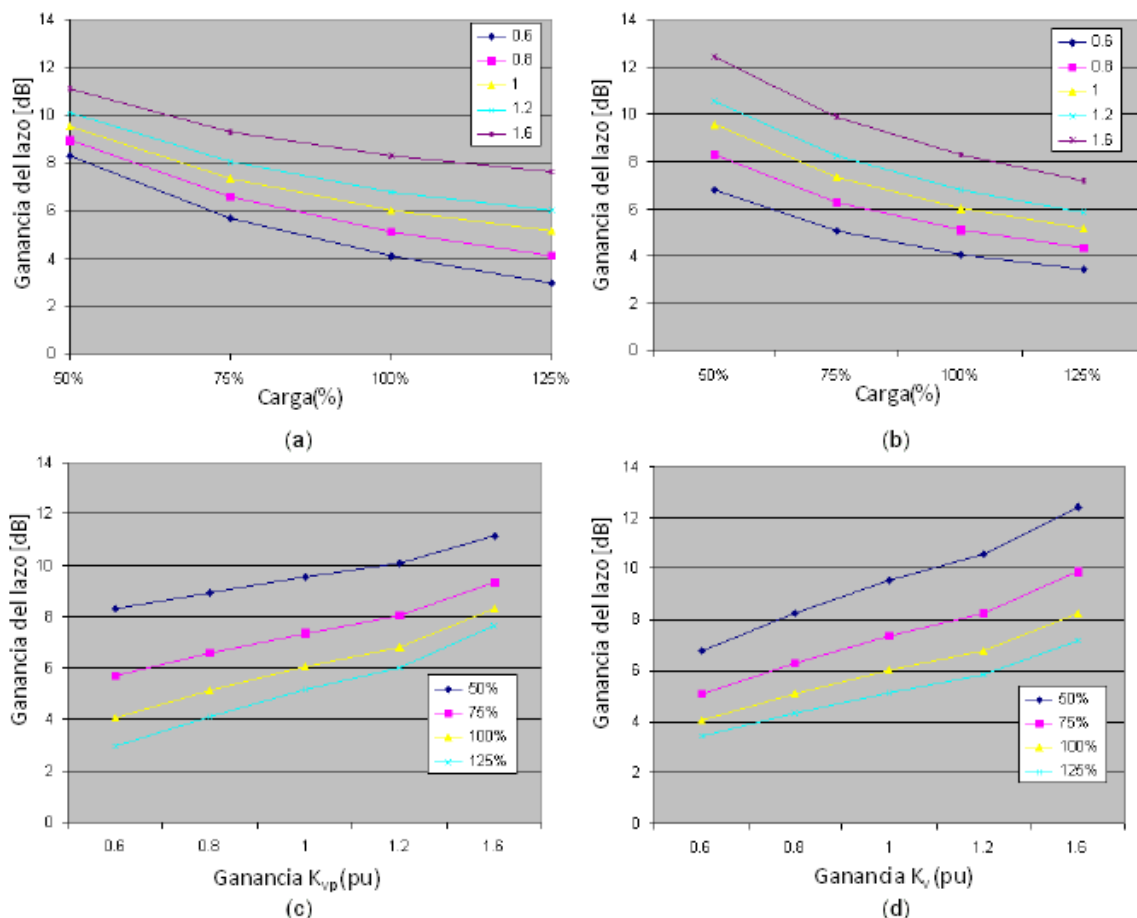


Figura 2.2.8: Influencia de la carga y ganancias constantes en la ganancia del lazo SVS.
(a) Efecto de la carga (%) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes K_{vp} (pu). (b) Efecto de la carga (%) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes K_v (pu). (c) Efecto de la ganancia K_{vp} (pu) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes cargas (%). (d) Efecto de la ganancia K_v (pu) en la ganancia del lazo (dB) para diferentes cargas (%).

La Figura 2.2.8 (c) muestra el efecto de aumentar K_{vp} para diferentes niveles de carga. Las curvas para diferentes niveles de potencia tienden a converger a medida que aumenta la ganancia. Mientras la Figura 2.2.8 (d) muestra el efecto de aumentar K_v para diferentes niveles de carga. En este caso, las curvas para diferentes niveles de potencia tienden a divergir a medida que la ganancia aumenta. Por tanto, hay que buscar un equilibrio entre los valores de K_v y K_{vp} de forma que se minimice la sensibilidad de SVS frente a los niveles de potencia. El término K_{vp} , que multiplica a la potencia, intenta conseguir disminuir esa sensibilidad frente a los niveles de potencia.

Las Figuras 2.2.8 (c) y (d) indican que a un mayor valor de K_v y K_{vp} , hay una mayor inestabilidad y por tanto la situación de “isla” se detecta más fácilmente. Sin embargo, si se establecen unas ganancias demasiado elevadas pueden dar lugar a una mayor distorsión armónica en la corriente de la carga de la GD. Por tanto, se debe seleccionar una ganancia aceptable, que evite el problema anterior.

El estudio realizado en el dominio de la frecuencia muestra el rango de diseño y las pistas para la fijación de las ganancias de SFS y SVS. En la siguiente sección se discuten otros parámetros de diseño como las frecuencias de “reseteo” y las constantes de tiempo.

D. Funciones de “puesta a cero” y constantes de tiempo para la regulación de la potencia

Los esquemas usan un número de parámetros (ω_{f1} , ω_{f2} , K_{vp} , K_v , K_f) que tienen que ser ajustados de forma apropiada para conseguir que el algoritmo actúe correctamente. La frecuencia ω_{f1} se ajusta para diferenciar entre un cambio en la frecuencia o en la tensión medida debido a la variación del punto de operación de la GD y otras dinámicas del sistema de potencia. Por tanto, ω_{f1} se fija en 0,1Hz. A causa de esto, los cambios en tensión o frecuencia que ocurren en un tiempo menor de 10s pueden excitar el algoritmo anti-isla. Si el cambio de frecuencia o de tensión se mantiene durante más de 10s, entonces se considera un cambio en las condiciones nominales de operación. La frecuencia ω_{f2} se fija en 0,01Hz. Esto se hace para filtrar la amplitud de la tensión medida, que a su vez se usa para obtener la corriente a partir de la potencia, tal y como se muestra en la Figura 2.2.4. En el caso en el que la tensión en el terminal de GD aumenta, el algoritmo anti-isla intenta aumentar la potencia, mientras el lazo de regulación de la potencia a través de ω_{f2} reduce la magnitud de la corriente de referencia para mantener constantes los niveles de potencia activa y reactiva. La frecuencia ω_{f2} se ha fijado una década más baja que ω_{f1} en el algoritmo anti-isla, de forma que el cambio en la magnitud de la corriente debido a la regulación de la tensión y la actuación anti-isla no se contradigan uno con otro. El fijar la frecuencia en 0,01Hz permitirá a la GD actuar primero y cambiar los niveles de potencia en un rango de tiempo que permite el cambio de la tensión de salida medida.

El rango de valores para las ganancias de SFS y SVS determinados en el análisis anterior nos lleva a un rango de diseño para las simulaciones en el dominio del tiempo del sistema de GD. Las simulaciones en el dominio del tiempo son aplicaciones que necesitan considerarse como una base individual, estas simulaciones en el dominio del tiempo darán lugar a una buena solución para detectar la “isla”.

2.3.- Validación en el dominio del tiempo

El sistema de la Figura 2.3.1 se modela con un modelo de inversor determinado, una carga RLC, la red, que es modelada mediante una fuente de tensión después de la impedancia, vamos a analizar las simulaciones realizadas en otros estudios sobre este modelo en el dominio del tiempo y de la frecuencia.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

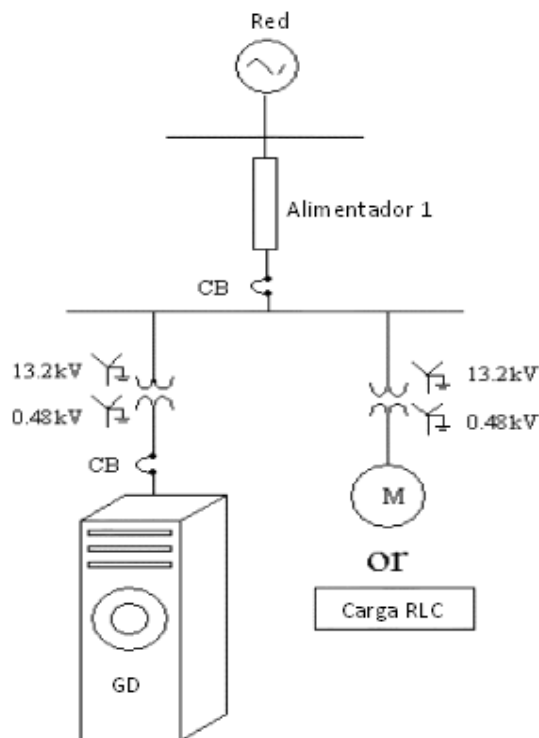


Figura 2.3.1: Diagrama en línea para el escenario anti-isla

La carga RLC resonante, tal y como se muestra, fue probada sin ninguna protección anti-isla. Las formas de onda para este caso son las que aparecen en la Figura 2.3.2. Se puede observar gracias a las formas de onda de la tensión y la frecuencia que la GD continua alimentando la carga RLC y da lugar a la formación de una “isla”. La frecuencia y la tensión aumentan en una pequeña cantidad debido a una menor diferencia en los valores de RLC y debido a una diferencia entre los valores de la potencia real y reactiva en la carga y el generador. Sin embargo, los aumentos en la magnitud de la frecuencia y de la tensión no son suficientes para detectar una situación de “isla” en una franja de tiempo aceptable (basado en los límites anti-isla de tensión y frecuencia fijados por IEEE 1547)

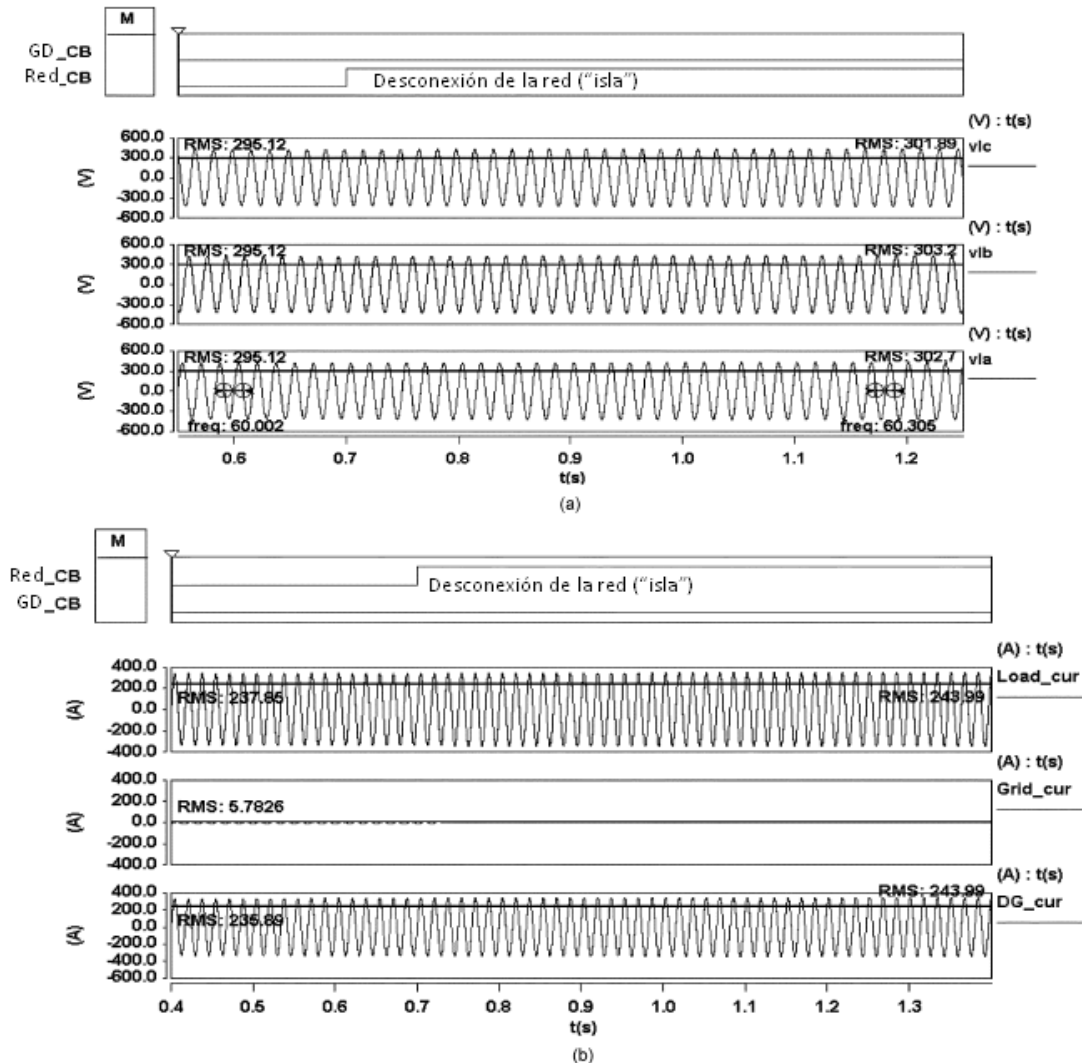


Figura 2.3.2: Formas de onda para la carga RLC sin protección anti-isla: (a) tensión de fase de la carga, (b) corriente.

La Figura 2.3.3 representa la tensión y la corriente en los terminales de la GD para la carga RLC, para el caso en el que el algoritmo anti-isla está desactivado. La fijación de la ganancia da lugar a la mínima ganancia que provoca una actuación anti-isla aceptable basada en el análisis del dominio de la frecuencia. Ganancias SVS y SFS elevadas provocan una distorsión en la forma de ondas y una degradación de la calidad de la potencia. El sistema fue “aislado” en un tiempo de 0,70037s mediante la desconexión de la red. La GD detectó la “isla” y provocó la desactivación debida al aumento en la frecuencia provocado por el algoritmo anti-isla.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

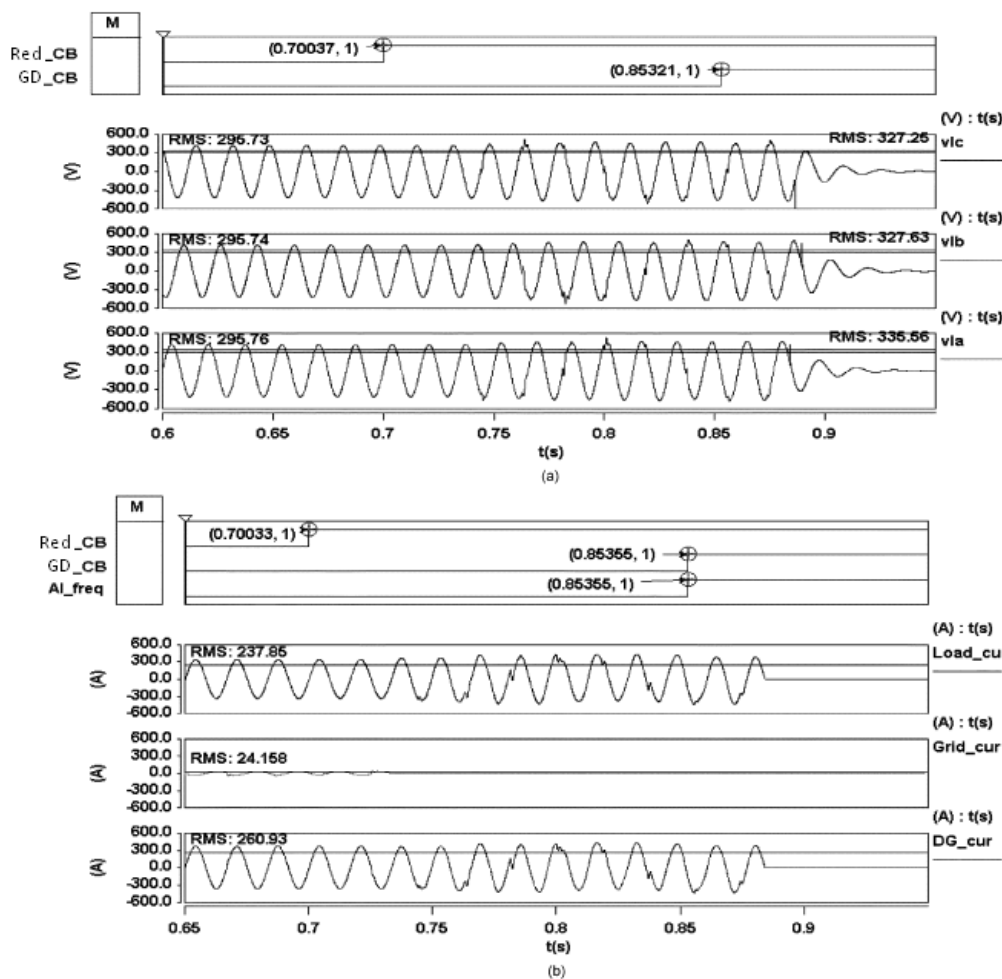


Figura 2.3.3: Formas de onda para la carga RLC con $K_f = 10$ y K_v y $K_{vp} = 2$: (a) tensión de fase de la carga y (b) corriente.

2.4.- Conclusión

Tras el análisis anterior de los esquemas anti-isla SFS y SVS en el dominio del tiempo, la discusión de la importancia de las ganancias con respecto a la efectividad y la variación de potencia y las simulaciones en el dominio del tiempo podemos concluir que en el dominio de la frecuencia se ha observado que la ganancia del lazo SFS no cambia con la variación del nivel de potencia, mientras que la ganancia del lazo SVS sí varía. Una vez “sintonizado” el algoritmo para un nivel de potencia de la GD determinado será efectivo para cualquier condición de operación.

El modelo presentado en este estudio pretende conseguir una optimización de los algoritmos. Los esquemas “Sandia” usan una realimentación positiva. El estudio ofrece una aproximación rigurosa hacia un diseño que asegure la detección de la “isla” y al mismo tiempo provoque una disminución de la calidad de potencia mínima.

Este análisis puede extenderse también a otros sistemas anti-isla y en el futuro se debería intentar aplicar este estudio a cargas dinámicas como por ejemplo motores.

3.- Posibles mejoras para el algoritmo anti-isla seleccionado

3.1.- Selección de parámetros de SFS para eliminar las Zonas de No Detección

3.1.1.- Introducción

La “isla” es una condición en la que una parte de la red eléctrica, que contiene cargas y generadores, es desconectada del resto de la red y continua funcionando. Es importante equipar a la GD con un método de detección de “isla” para todos los posibles casos y que además minimice o incluso elimine la ZND. La ZND puede definirse como la condición de carga para la cual un método de detección anti-isla fallaría. La mayoría de los métodos pasivos de detección de “islas”, que se basan en la medida de ciertos parámetros del sistema, dan lugar a una ZND demasiado grande. Por otro lado, los métodos activos se caracterizan por tener una ZND más pequeña. Como vimos anteriormente, entre los métodos activos que se basan en variaciones de frecuencia se encuentran: slip-mode frequency shift (SMS), active frequency drift (AFD) y Sandia frequency shift (SFS). Con el método SFS se ha obtenido una ZND extremadamente estrecha. Además, la actuación del método SFS depende de los parámetros de diseño. En este epígrafe, se completan los estudios que se han realizado con anterioridad mediante la derivación de una fórmula matemática que ayuda a la determinación de los parámetros de diseño del algoritmo SFS para eliminar la ZND. A continuación se presenta una versión modificada del algoritmo SFS que confía solamente en un único parámetro.

3.1.2.- Sistema a estudio

El sistema, mostrado en la Figura 3.1.2.1, consiste en una red de distribución representada por una fuente después de la impedancia, una carga impedante constante, un GD con un inversor de 100kW. La superficie de control de la GD ha sido extraída de la bibliografía y se representa en la Figura 3.1.2.2. Para el método de detección anti-isla SFS, el ángulo de fase del inversor (φ_{inv}) puede expresarse como función de la frecuencia de la “isla” (f), la frecuencia nominal (f_n) y los parámetros de SFS cf_0 y k :

$$\varphi_{inv} = \frac{\pi(cf_0 + k(f - f_n))}{2} \quad (14)$$

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

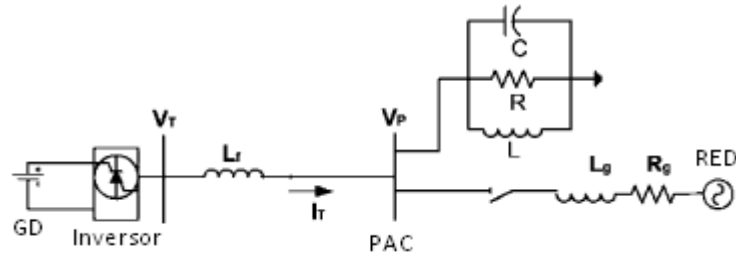


Figura 3.1.2.1: Sistema a estudio

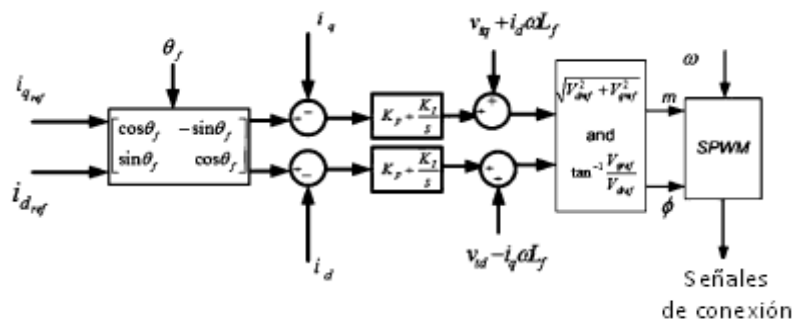


Figura 3.1.2.2: Superficie de control de GD para potencia de funcionamiento constante

3.1.3.- Método SFS modificado

El ángulo de fase de la carga puede expresarse como función de la frecuencia de la “isla”, de la frecuencia de la carga resonante f_0 y del factor de calidad de la carga Q_f

$$\varphi_{carga} = -\tan^{-1} \left[Q_f \left(\frac{f}{f_0} - \frac{f_0}{f} \right) \right] \quad (15)$$

Para la operación de este sistema como una “isla” en estado estacionario, los dos ángulos de fase en (14) y (15) deben ser iguales, lo que da lugar a la siguiente condición de equilibrio o criterio de fase:

$$f_0^2 + \frac{f \tan \left[\frac{\pi (c f_0 + k (f - f_n))}{2} \right]}{Q_f} f_0 - f^2 = 0 \quad (16)$$

Trabajos previos han demostrado que el criterio de fase para diferentes métodos de detección de “isla” define la ZND y puede usarse para seleccionar los parámetros apropiados de forma que la ZND esté eliminada. Un aspecto importante de esta aproximación, poco citado por autores previos, es que el punto de equilibrio definido por el criterio de fase debe ser inestable para asegurar la detección de la “isla” y eliminar la ZND. Además, la estabilidad de la solución de (16) depende de las magnitudes relativas y de la pendiente del ángulo de fase. Esta condición de inestabilidad puede expresarse como:

$$\frac{d\varphi_{carga}}{df} < \frac{d\varphi_{inv}}{df} \quad (17)$$

Cumpliendo con el criterio de la pendiente presentado en (17), el valor de k en (14) puede elegirse de forma que garantice que la frecuencia se distanciará lentamente del punto de equilibrio definido por el criterio de fase (saliendo fuera de los valores límite definidos por los OUF/UFP). Derivando las dos expresiones para el ángulo de fase (14) y (15), la condición de inestabilidad puede expresarse como sigue:

$$k > \frac{2 \left[Q_f \left(\frac{f_0}{f^2} + \frac{1}{f_0} \right) \right]}{\pi \left[1 + Q_f^2 \left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0} \right)^2 \right]} \quad (18)$$

Se puede observar que el valor máximo de la parte derecha de la ecuación (18) se produce cuando $f = f_0$, y en ese caso, la expresión se puede simplificar obteniendo:

$$k > \frac{4Q_f}{\pi f_0} \quad (19)$$

La expresión (19) representa una pista para los ingenieros diseñadores de las protecciones que asegura que no habrá ZND para el método SFS. Por ejemplo, para diseñar el método SFS de forma que se elimine la ZND para cargas con Q_f de 7 como máximo, f_0 será fijada en 59,3 Hz (el límite mínimo para UFP) y Q_f valdrá 7 en la expresión (19), de forma que obtendremos un valor de k de 0,15.

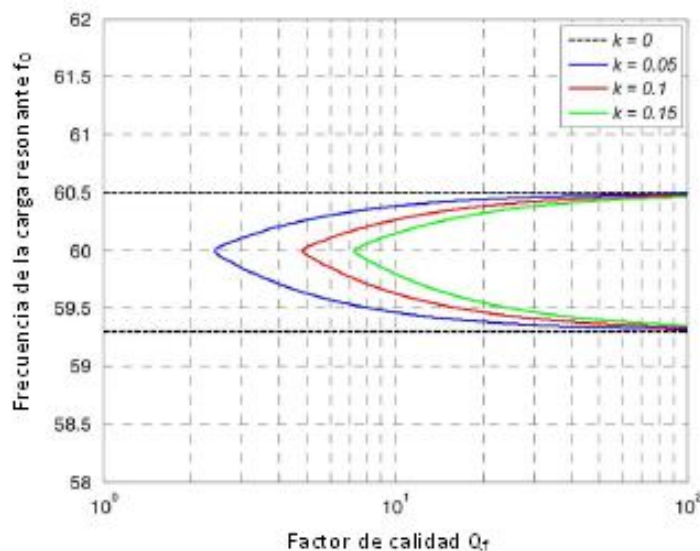


Figura 3.1.3.1: Dependencia de la ZND con k

El efecto de k en la ZND, con $cf_0 = 0$ puede observarse en el espacio $f_0 - Q_f$ mostrado en la Figura 3.1.3.1. (de nuevo estamos tomando como referencia la frecuencia de 60Hz) Cada par de curvas, para diferentes valores de k , define un rango

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

dentro del cual la “isla” no será detectada. Conforme k aumenta, este rango se desplaza a la derecha, verificando la expresión (19). La Figura 3.1.3.2 muestra la ZND para diferentes valores de cf_0 . Se puede observar que k tiene un efecto mayor que cf_0 en el intento de mantener un valor determinado de Q_f dentro de la ZND. Por tanto, la ecuación propuesta para el SFS modificado será:

$$\varphi_{inv} = \pi k(f - f_n)/2 \quad (20)$$

Donde k se calcula a partir de la expresión (19) para garantizar una ZND insignificante. Eliminando cf_0 , el efecto de SFS en la calidad de la potencia se reduce.

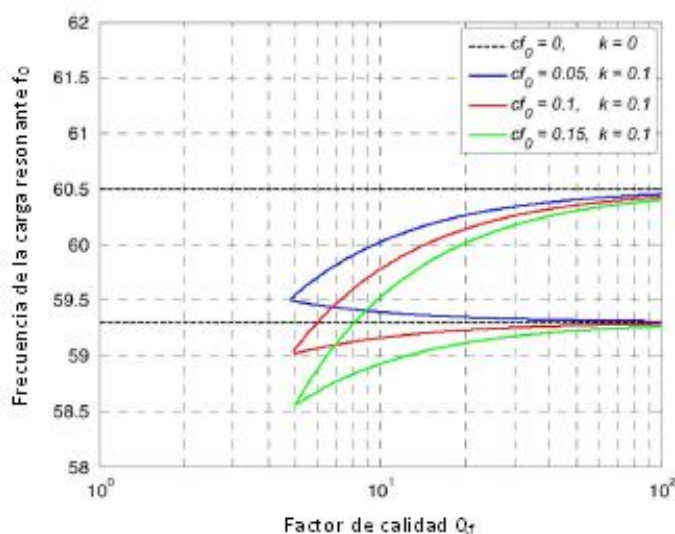


Figura 3.1.3.2: Dependencia de la ZND con cf_0

El método de detección de “isla” propuesto fue probado en el sistema que se muestra en la Figura 3.1.2.1 utilizando el circuito de control de la Figura 3.1.2.2. Se puede simular una “isla” abriendo el interruptor de la red en un tiempo $t = 3s$. La Figura 3.1.3.3 muestra las ondas de frecuencia obtenidas usando simulaciones en el dominio del tiempo mediante PSCAD/EMTDC para diferentes valores de Q_f con cargas resonantes a 60Hz y con $k = 0,15$. Se puede observar que para cargas con Q_f menores de 7, la frecuencia de la “isla” se vuelve inestable. La frecuencia oscila moviéndose lentamente conforme Q_f se aproxima a 7, mientras la detección en el tiempo (unos 2 segundos) se produce para cargas con valores de Q_f menores que 6,5 aproximadamente.

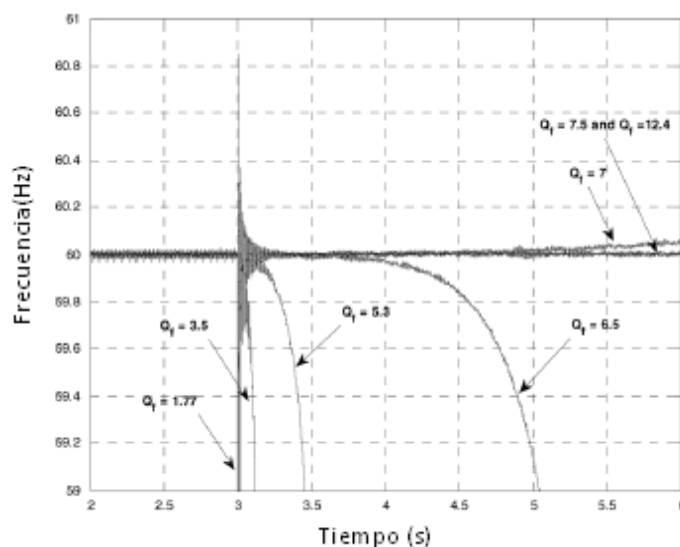


Figura 3.1.3.3: Onda de frecuencia para diferentes Q_f de las cargas con $k = 0,15$

3.1.4.- Conclusión

En lo anteriormente comentado se analiza el impacto de los parámetros de SFS sobre la ZND y se propone un método SFS modificado. Consiste en una simplificación igualmente efectiva que SFS, que se basa en un único parámetro k para detectar la “isla”. Se presenta una fórmula que permite a los ingenieros de diseño fijar de forma óptima los parámetros para eliminar la ZND. Los resultados de la simulación muestran que el método propuesto coincide con las expresiones matemáticas y confirman su efectividad.

3.2.- Impacto del control en la interfase de la GD en el método anti-isla Sandia Frequency Shift

3.2.1.- Introducción

La GD basada en inversores se conecta normalmente al sistema de distribución secundario debido a su pequeño tamaño. El inversor es en realidad una interfase (o punto de contacto) entre el sistema de potencia y el generador. Por tanto, las diferentes estrategias de control de la interfase del inversor deben tener un impacto característico en el funcionamiento de la GD cuando ésta funciona conectada en paralelo. El problema de la interacción entre los controles en la interfase del inversor y los métodos anti-isla más comúnmente usados ha sido analizado recientemente.

El objetivo de este estudio es investigar el impacto de los controles en la interfase del inversor en el funcionamiento del método anti-isla Sandia Frequency Shift (SFS) para la GD basada en inversores. La sensibilidad de los parámetros SFS para el control constante de potencia y el control constante de corriente se estudia a través de simulaciones en Matlab/Simulink, y los tiempos de detección de “isla” para el esquema SFS para los dos casos se comparan basándose en los resultados de las simulaciones.

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

3.2.2.- Modelos de los componentes del sistema de GD

Un sistema de GD basado en inversor se establece para simular el proceso dinámico del fenómeno de "isla" de la GD. El diagrama con una única línea del sistema mostrado en la Figura 3.2.2.1 donde R_0 y L_0 son la resistencia y la inductancia de la línea del sistema de potencia, respectivamente y L_s representa la inductancia del filtro del inversor. La potencia de salida de la GD es $P+jQ$ y $\Delta P+j\Delta Q$ es la diferencia de potencia entre la carga y la GD, y CB es el interruptor del circuito. El controlador de potencia constante y el controlador de corriente constante son implementados para la GD basada en inversor. La estructura de estos controladores ya ha sido estudiada por otros autores.

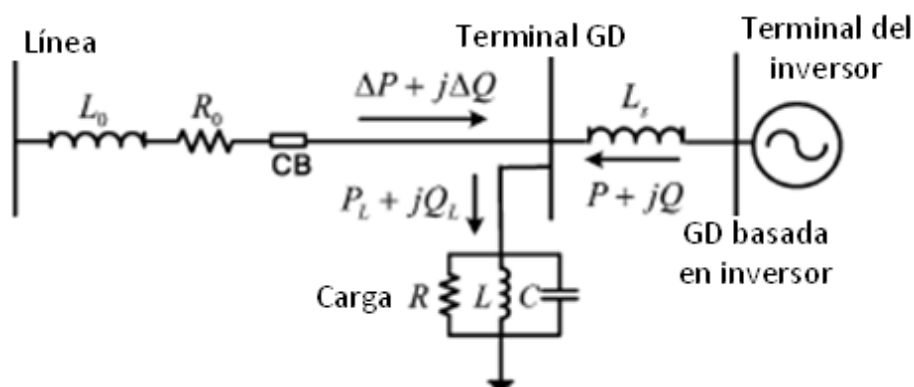


Figura 3.2.2.1: Diagrama con una única línea de un sistema de GD basado en un inversor

3.2.3.- Esquema anti-isla

El esquema anti-isla SFS es un método de realimentación positiva que usa la desviación de la frecuencia de sus valores normales como señal de realimentación para influir en el funcionamiento del inversor. La señal de realimentación θ_f se puede representar como:

$$\theta_f = \frac{\pi}{2}(cf_0 + K(f - f_0)) \quad (21)$$

Donde f es la frecuencia de la tensión en el terminal de GD, f_0 es la frecuencia base (60Hz, para USA), K es la ganancia de la realimentación positiva del esquema, y cf_0 es el valor inicial del "chopping factor". El esquema SFS fue originalmente propuesto para sistemas monofásicos, sin embargo puede extenderse rápidamente a sistemas trifásicos. En este caso, se usa una transformación en el ángulo de fase para realizar la variación de la frecuencia, esto es lo que se muestra en la Figura 3.2.3.1, donde también se representa el controlador de potencia constante. Las corrientes de referencia dq del inversor i_{dref} e i_{qref} se obtienen a partir del regulador de potencia, en el que P_{ref} y Q_{ref} son las potencias de referencia activas y reactivas de salida del inversor respectivamente. Por tanto, i_{dref} e i_{qref} son transformadas en i_{dref}^* e i_{qref}^* mediante la aplicación de la matriz del bloque de transformación del ángulo de fase. Por tanto, i_{dref}^*

e i_{qref}^* son definidas como las nuevas corrientes de referencia en el regulador de corriente del inversor, donde v_d , v_q e i_d , i_q son las tensiones y las corrientes, respectivamente, en la salida del inversor. Las salidas de los reguladores de corriente v_{sd} y v_{sq} representan las tensiones en los terminales del inversor. El controlador de la corriente constante con el control SFS es similar al controlador mostrado en la Figura 3.2.3.1, a excepción de que no hay regulador de potencia.

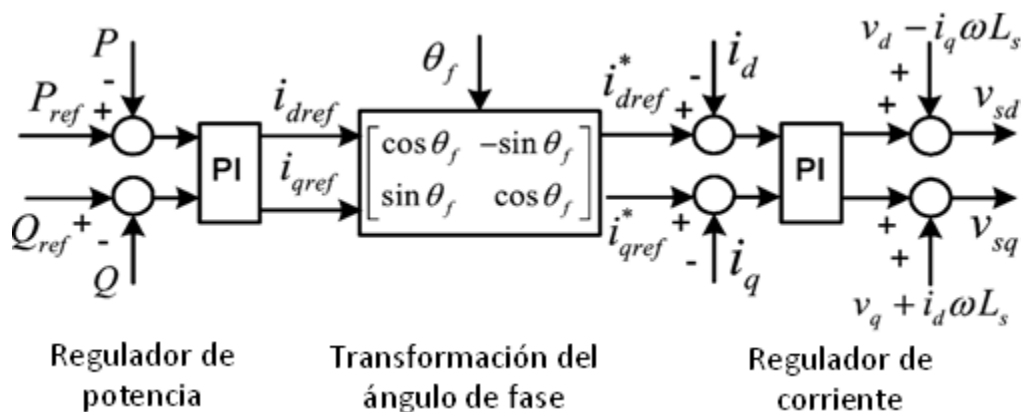


Figura 3.2.3.1: Diagrama de bloques del controlador de potencia constante equipado con el esquema SFS.

3.2.4.- Impacto de los controles de interfase del inversor

Las interacciones entre los dos tipos de controladores de interfase de los inversores y el esquema SFS son comparadas mediante simulaciones transitorias electromagnéticas. La Figura 3.2.4.1 muestra la frecuencia de la tensión en el inversor antes y después de la “isla” para los dos tipos de controladores de inversores. En las simulaciones, el inversor opera con un factor de potencia la unidad y ΔP es cero para ambos tipos de controladores. En consecuencia, la potencia activa de la carga es solamente administrada por la GD; la frecuencia de resonancia de la carga está establecida en 60,1Hz; el factor de calidad de la carga es 1,8; cf_0 es igual a 0,01; y la “isla” se produce en el instante 0,6s. En la Figura 3.2.4.1 se representan tres situaciones. K es igual a 0,001 en la Figura 3.2.4.1 (a), se observa que para esta situación, el sistema de GD “aislado” converge a un punto de funcionamiento en estado estacionario para ambos controladores. La frecuencia del inversor en estado estacionario después de la “isla” es 60,1 Hz para el control de la potencia constante y 60,4 Hz para el control de la corriente constante. La frecuencia primera es la frecuencia resonante de la carga RLC y la última frecuencia es la frecuencia en estado estacionario predicha mediante el criterio de fase del esquema SFS. En la Figura 3.2.4.1 (b), la K es incrementada hasta 0,01. La frecuencia en estado estacionario del inversor con controlador de potencia constante es de nuevo 60,1Hz tras la “isla”, mientras que el inversor con controlador de corriente constante pierde su estabilidad cuando se forma la “isla”. Este fenómeno se debe a que la ganancia SFS es relativamente grande, lo que provoca que la realimentación positiva sea lo suficientemente fuerte para desestabilizar el sistema de GD “aislado”.

Por otro lado, el inversor con controlador de potencia constante sí puede mantener la estabilidad después de la “isla” con el mismo nivel de realimentación positiva. Esto indica que el método anti-isla SFS no funciona para el inversor con

Capítulo 5: Algoritmo anti-isla seleccionado

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

controlador de potencia constante cuando la realimentación positiva del esquema SFS es pequeña. La razón de este problema se debe a que el regulador de potencia del controlador de potencia constante contrarresta al control de la realimentación positiva. En la Figura 3.2.4.1 (c), la K es aumentada bastante hasta un valor de 0,032, y el sistema de GD es desestabilizado para ambos controles de interfase. Para el inversor con controlador de potencia constante, la fuerza del estado del control de potencia no puede vencer a la del esquema SFS cuando la red principal está desconectada. La frecuencia del inversor empieza a oscilar después de la “isla” y la GD es desconectada por el relé de frecuencia en última instancia. Sin embargo, no se tiene en cuenta que la detección de la “isla” tarda más en realizarse con respecto al inversor con controlador de corriente constante.

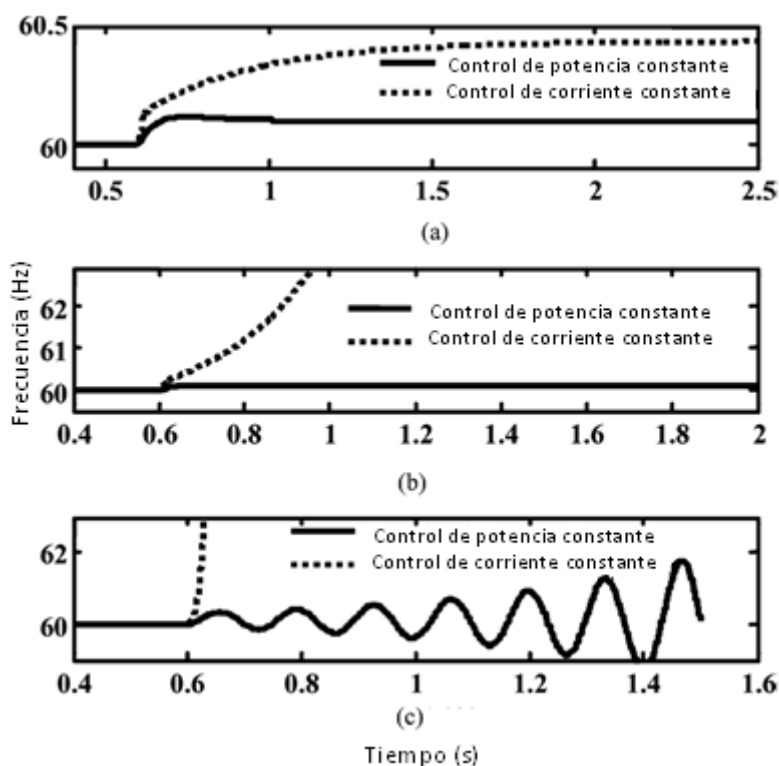


Figura 3.2.4.1: Cambios en la frecuencia de la tensión del inversor para las dos interfases de control. (a) $K = 0,001$, (b) $K = 0,01$, (c) $K = 0,032$

El impacto de los controladores de la interfase de los controladores en el funcionamiento anti-isla del esquema SFS puede ser analizado en base a la realimentación positiva y a la curva de tiempo de detección, tal y como se muestra en la Figura 3.2.4.2. La curva da una versión general bastante explicativa. Mediante esta figura, se puede observar que cuando la K varía de 0,005 hasta 0,035, el tiempo de detección de la “isla” para el inversor con controlador de corriente constante desciende desde 256 hasta 18ms (los límites de la frecuencia para la detección de la “isla” usados en este caso son 59,3 y 60,5 Hz). Sin embargo, la condición de “isla” no puede ser detectada por el esquema SFS para inversor con controlador de potencia constante cuando K es inferior a 0,032, y el tiempo de detección de “isla” es generalmente superior al obtenido mediante el inversor con controlador de corriente constante. Por

tanto, podemos concluir que el esquema SFS es más efectivo con el inversor con controlador de corriente constante que con el inversor con controlador de potencia constante.

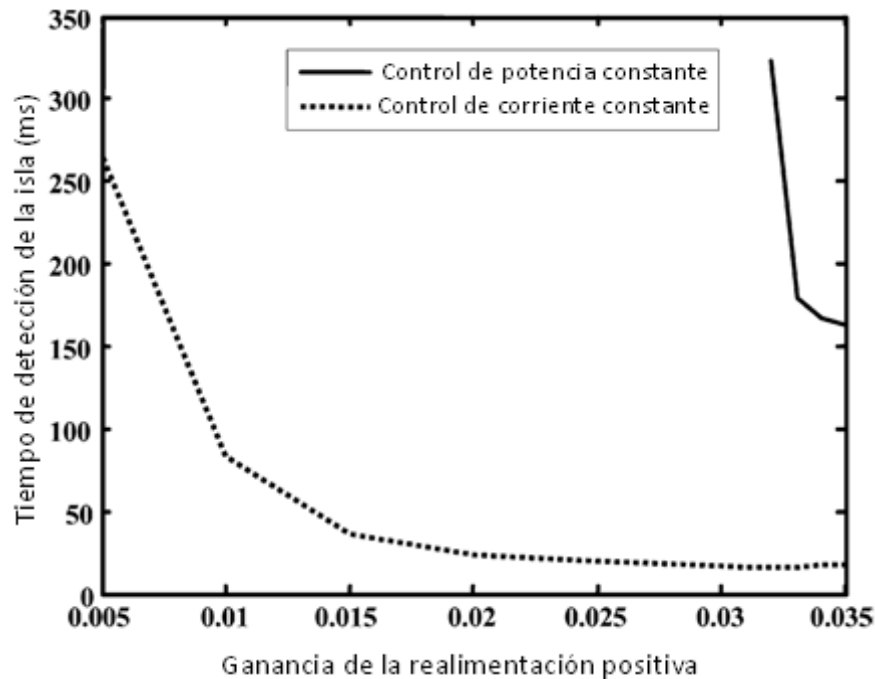
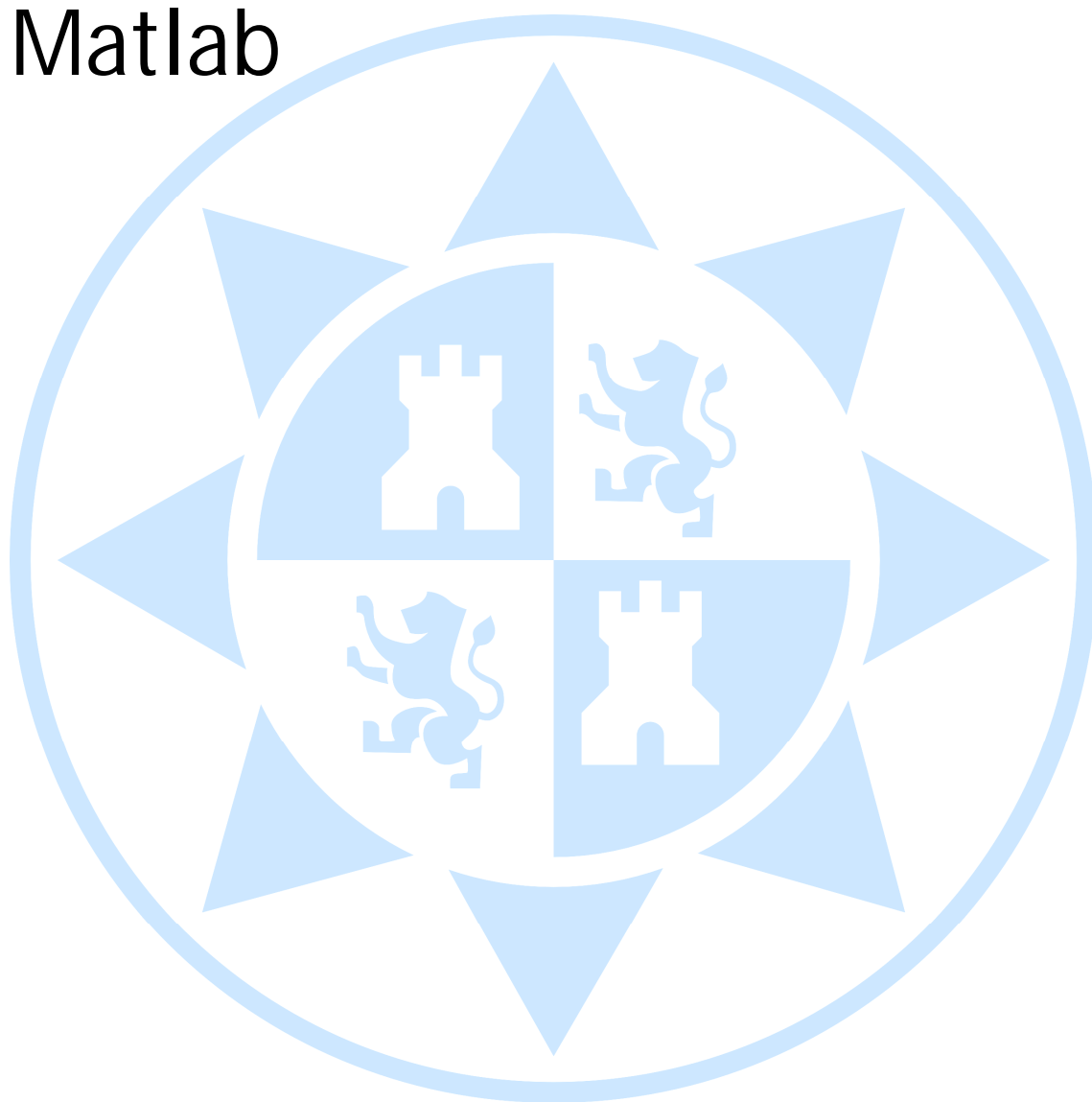


Figura 3.2.4.2: Representación del tiempo de detección del método SFS frente a la ganancia de la realimentación positiva

3.2.5.- Conclusión

Este estudio ha revelado las características de la interacción entre los controles de la interfase de los inversores y el método anti-isla SFS. Se ha apreciado que el regulador de potencia del inversor puede degradar el control de la realimentación positiva. Como conclusión, podemos destacar que es mucho más eficiente el inversor con controlador de corriente constante que el de controlador de potencia constante.

Capítulo 6: Simulación en Matlab



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en
sistemas con alta penetración de GD"

Una vez analizado el algoritmo “ideal”, el siguiente paso es la implementación del mismo en un software y la comprobación de su validez. En este capítulo implementaremos el algoritmo seleccionado (SVS+SFS) en el software Matlab/Simulink y comprobaremos los resultados obtenidos frente a perturbaciones, centrándonos en cortocircuitos; de forma que se demuestre la eficacia del algoritmo frente a la detección de “islas”.

1.- Descripción del Software utilizado para la simulación

Como ya se comentó con anterioridad, el algoritmo sobre el que íbamos a trabajar era una combinación de los algoritmos Sandia Voltage Shift (SVS) y Sandia Frequency Shift (SFS), esta combinación de ambos algoritmos fue seleccionada entre otras razones por su gran efectividad en la protección anti-isla. El paso posterior a esta selección es comprobar el funcionamiento de este algoritmo mediante la simulación por ordenador. El software utilizado para realizar la simulación es Matlab, el software de ingeniería por excelencia. Más en concreto hemos utilizado el bloque “*SimPowerSystems*TM”, integrado en Matlab – Simulink®. La versión de Matlab con la que hemos trabajado es la versión MATLAB 7.6.0 (R2008a). A continuación se presenta un breve resumen de la herramienta utilizada.

*SimPowerSystems*TM es una extensión de Simulink® con herramientas para la modelización y simulación de la generación, transmisión, distribución y consumo de la potencia eléctrica. Este bloque contiene modelos de muchos de los elementos usados en estos sistemas, como máquinas de trifásica, motores eléctricos y modelos de aplicaciones más específicas como Sistemas Flexibles de Transmisión de AC o FACTS (viene del inglés “*Flexible AC Transmission Systems*”) o sistemas de generación de energía eólica. El bloque *SimPowerSystems*TM lleva también implementadas herramientas para el análisis de armónicos, cálculo de la distorsión armónica total o THD (procedente del inglés *Total Harmonic Distortion*), flujos de carga y otros conceptos relacionados con los sistemas de potencia y energía. Además, los modelos de *SimPowerSystems*TM se pueden discretizar para acelerar las simulaciones.

*SimPowerSystems*TM permite el desarrollo de sistemas de potencia complejos como los que se usan en automóviles, industria aeroespacial, plantas de fabricación o aplicaciones de potencia de la red eléctrica. Además se puede combinar el uso de *SimPowerSystems*TM con otros modelos físicos de MathWorks para simular situaciones complejas en modelos multidisciplinares. Todos los elementos de *SimPowerSystems*TM han sido desarrollados por HydroQuébec (Montreal).

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti- isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

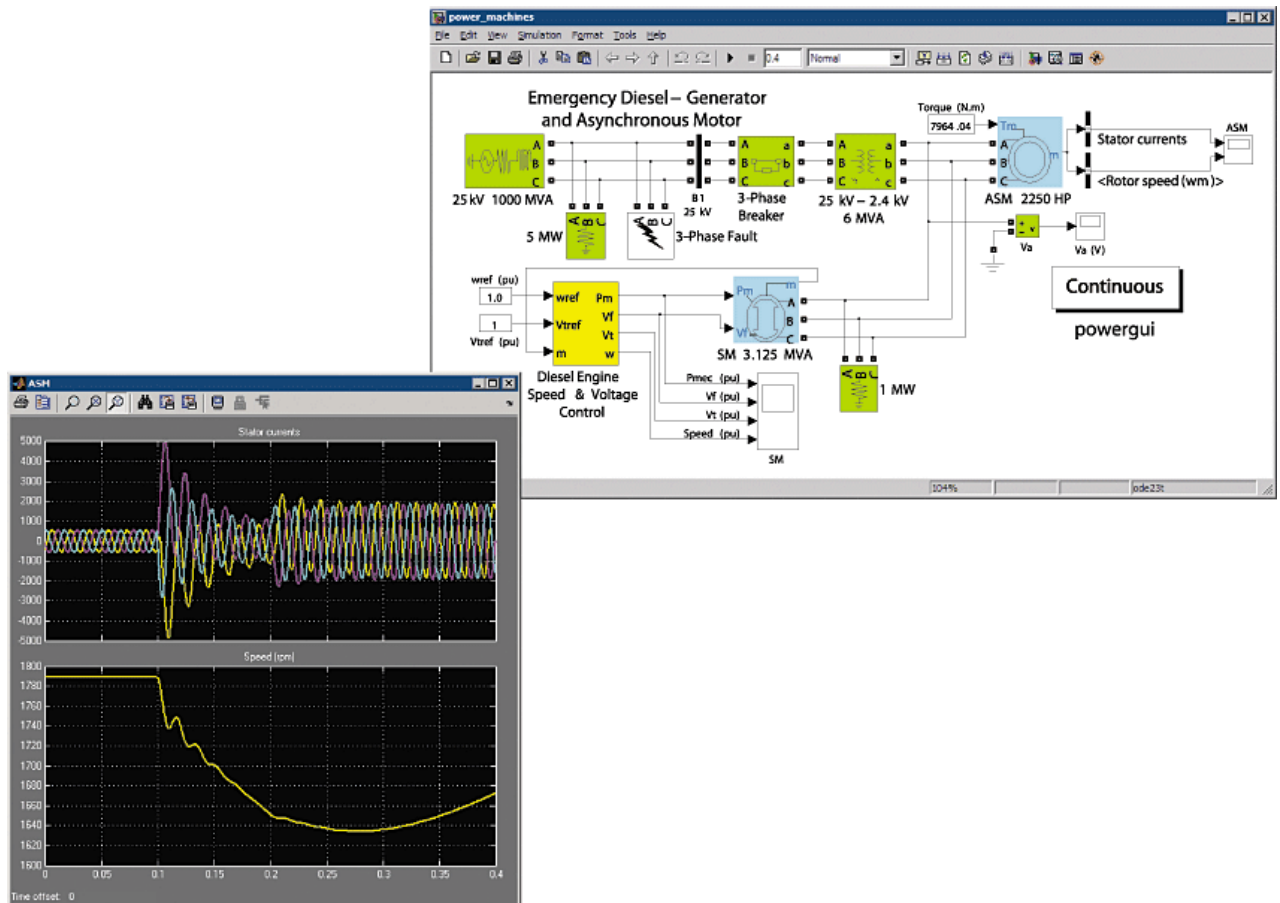


Figura 1.1: Modelo de SymPowerSystems™ de un motor asíncrono y un generador diesel de potencia. La ventana de resultados muestra la corriente del estator y la velocidad de la máquina asíncrona

A continuación se muestra un resumen de las principales herramientas que presenta SymPowerSystems™:

- Modelado de escenarios para la construcción de sistemas de potencia eléctrica tanto para corriente continua (DC), alterna (AC) o combinaciones de las dos.
- Modelos de aplicaciones específicas como modelos de motores eléctricos AC y DC, Sistemas Flexibles de Transmisión de AC (FACTS) o generación de energía eólica.
- Modos de discretización y fasoriales para una ejecución más rápida de la simulación
- Algoritmos de interruptores ideales que permiten una simulación más rápida y exacta de dispositivos electrónicos de potencia.
- Métodos de análisis para obtener representaciones espacio-tiempo de circuitos y flujos de carga para máquinas.
- Modelos de demostración de tecnología eléctrica.

Por todas las características anteriores, además de la gran versatilidad y adaptación de Matlab, se decidió utilizar SymPowerSystems™.

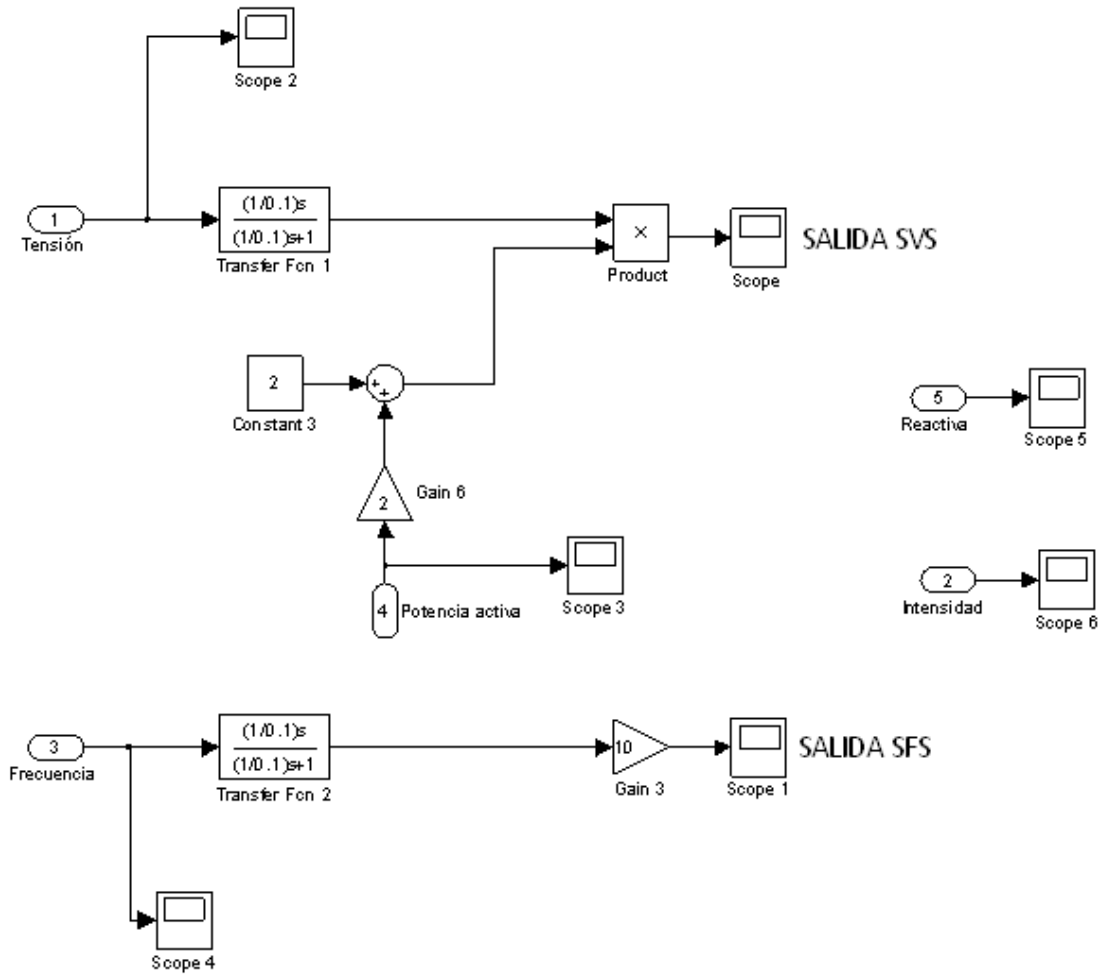


Figura 2.5: Esquema del algoritmo en Matlab

Se analizó la posibilidad de incorporar un filtro a la entrada de la señal de la frecuencia, aunque el efecto del mismo no mejoraba excesivamente los resultados, por lo que se descartó (demostraremos esta afirmación mediante los resultados de las simulaciones, (Figura 3.2.1.8 y Figura 3.2.1.9))

3.- Simulación en Matlab

3.1.- Esquema base de estudio de cortocircuitos

El esquema que utilizaremos para la generación de cortocircuitos representa el inicio de una de las líneas eléctricas de Cartagena, más concretamente la que comienza en la subestación de San Antón. Usamos un esquema poco complejo, ya que nuestra intención es obtener los datos necesarios que nos permitirán probar nuestro algoritmo. A continuación mostramos dicho esquema:

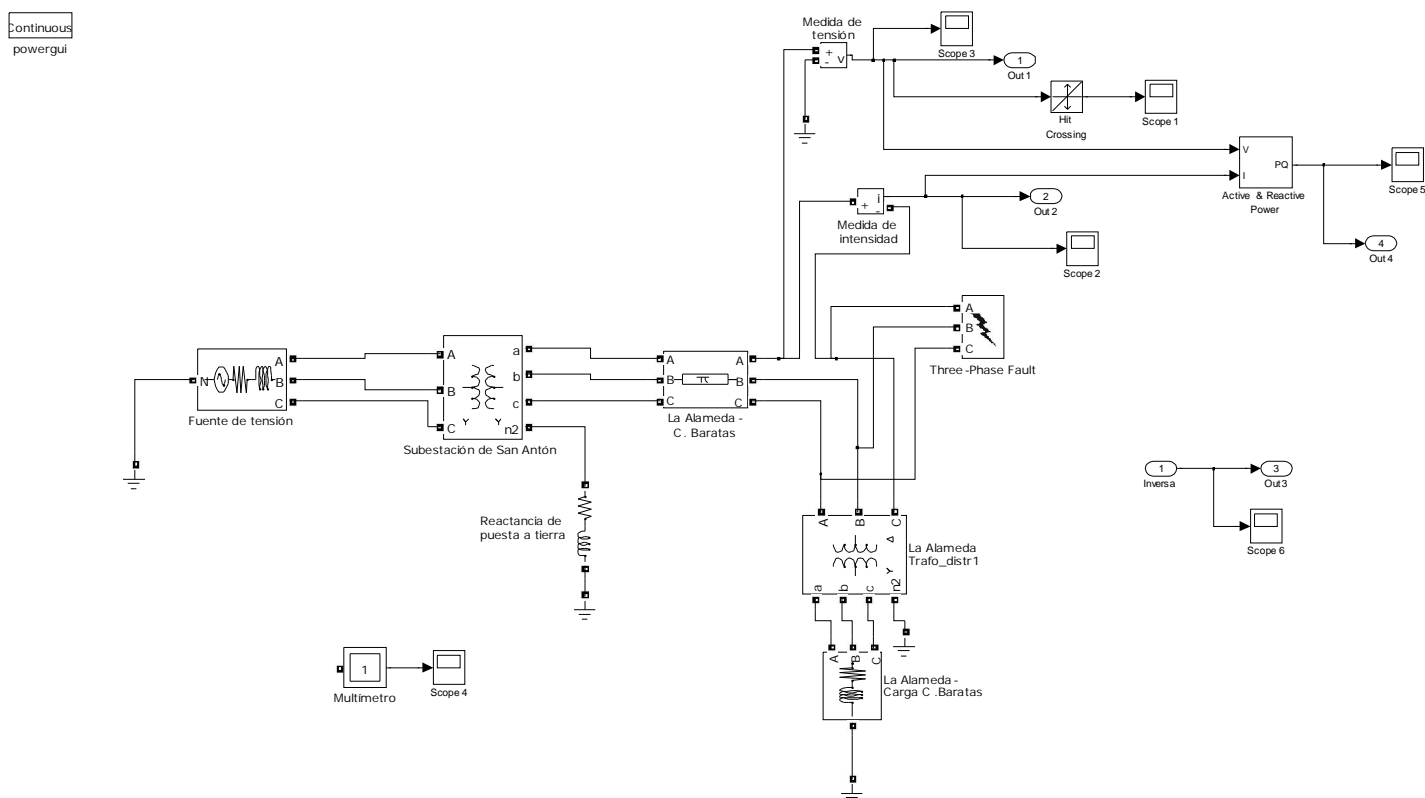


Figura 3.1.1: Esquema para generación de cortocircuitos

Para una apreciación mejor del esquema se puede consultar el archivo *esquema_generacion_cortocircuitos.mdl* que se encuentra en el soporte informático adjunto. A continuación analizamos los cinco elementos básicos presentes en nuestro esquema:

a) En el esquema encontramos en primer lugar la representación de la red aguas arriba de nuestra subestación, dicha representación la realizamos mediante una fuente de tensión. Los datos necesarios para modelizar esta fuente, al igual que el resto de datos, fueron aportados por Iberdrola, y son los siguientes:

- Tensión fase-fase (rms) = 132 kV.
- Frecuencia = 50 Hz.

- Potencia de cortocircuito = 3071 MVA.
- Relación X/R = 8,2522.

b) Posteriormente aparece el transformador de la subestación de San Antón, los datos de dicho transformador son los siguientes:

- Potencia = 40 MVA
- Tensión primario (U_1) = 132 kV
- Tensión secundario (U_2) = 21,5 kV
- Tensión de cortocircuito (U_{cc} %) = 13,5 %
- Pérdidas en el cobre (P_{Cu}) = 0,158 MW

Los cálculos necesarios para simular dicho transformador son los siguientes:

$$Z_{cc} = \frac{U_{cc} (V)^2}{100 S_n} = \frac{13,5 \cdot (132 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 58,806 \Omega \quad (1)$$

$$P_{cc} = 3R_{cc}I_{1n}^2 \quad (2)$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{1n}I_{1n} \quad (3)$$

$$I_{1n} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 174,9546 \text{ A} \quad (4)$$

$$R_{cc} = \frac{0,158 \cdot 10^6}{3 \cdot 174,9546^2} = 1,72 \Omega \quad (5)$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \quad (6)$$

$$X_{cc} = \sqrt{58,806^2 + 1,72^2} = 58,78 \Omega \quad (7)$$

$$R_1 = R_2 = \frac{R_{cc}}{2} = 0,86 \Omega \quad (8)$$

$$X_1 = X_2 = \frac{X_{cc}}{2} = 29,39 \Omega \quad (9)$$

Las resistencias y las impedancias del primario y del secundario son vistas desde el primario. El siguiente paso es expresar la resistencia y la impedancia del secundario en términos referidos al secundario. Por último sólo quedaría expresar las impedancias y resistencias en por unidad (p.u.)

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

$$r_t = \frac{V_1}{V_2} = \frac{132 \cdot 10^3}{21,5 \cdot 10^3} = 6,1395 \quad (10)$$

$$X_2 = \frac{X'_2}{r_t^2} = \frac{29,39}{6,1395^2} = 0,7797 \Omega \quad (11)$$

$$R_2 = \frac{R'_2}{r_t^2} = \frac{0,86}{6,1395^2} = 0,028 \Omega \quad (12)$$

Expresándolo en por unidad (p.u.) tenemos:

$$R_{base} = \frac{(132 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 435,6 \Omega \quad (13)$$

$$L_{base} = \frac{R_{base}}{2\pi \cdot 50} = 1,3846 H \quad (14)$$

$$R_1(p.u.) = \frac{0,86}{435,6} = 0,00197 p.u. \quad (15)$$

$$X_1(p.u.) = \frac{29,39}{435,6} = 0,0647 p.u. \quad (16)$$

$$L_1(p.u.) = \frac{X_1}{L_{base}} = \frac{0,0647}{1,3846} = 0,0488 p.u. \quad (17)$$

Se observa que este transformador es conectado a tierra mediante una reactancia de puesta a tierra, cuyos valores son:

- Resistencia = 0.54133 Ω
- Inductancia = 0.07751 H

c) El siguiente elemento de nuestro esquema es el encargado de simular el tramo de línea que estamos tratando, en nuestro caso estamos usando el modelo en pi (Π), los datos de este tramo de línea para realizar la implementación son:

- $R_1 = 0,331 \Omega/\text{km}$
- $R_0 = 3,984 \Omega/\text{km}$
- $L_1 = 34,243 H/\text{km}$
- $L_0 = 50,579 H/\text{km}$
- $C_1 = 0,26 \cdot 10^{-6} F/\text{km}$
- $C_0 = 0,78 \cdot 10^{-6} F/\text{km}$

- Longitud de la línea = 0,165 km

d) A continuación nos encontramos con el transformador de un centro de transformación de distribución (que corresponde con uno de los 6 que están presentes en realidad en la línea), el cálculo de los parámetros del mismo se realiza de la misma manera que en el transformador anterior, obtenemos los siguientes datos para la implementación de dicho transformador:

- Potencia = 800 kVA
- Tensión primario (U_1) = 21,5 kV
- $R_1 = 0,0051$ p.u.
- $L_1 = 0,0105$ p.u.
- Tensión secundario (U_2) = 400 V
- $R_2 = 0,0051$ p.u.
- $L_2 = 0,0105$ p.u.
- Resistencia de magnetización (R_m) = 500 p.u.
- Reactancia de magnetización (L_m) = ∞ p.u.

e) El último elemento presente en nuestro esquema es la carga, cuyos datos son los siguientes:

- Tensión nominal (U_n) = 400 V
- Potencia activa (P) = 520 kW
- Potencia reactiva inductiva (Q_L) = 390 kVar
- Potencia reactiva capacitiva (Q_c) = 0 kVar

3.2.- Simulaciones de cortocircuitos

Una vez presentados los diferentes elementos que aparecen en nuestro circuito, pasamos a mostrar los diferentes resultados de las simulaciones realizadas. El esquema para todas las simulaciones es el presentado en el apartado anterior, aunque en función del tipo de corto podrán variar las condiciones de la simulación. El método de simulación utilizado en todo momento es el método *ode23t* (*Mod. Stiff/Trapezoidal*), ya que dicho método es el más adecuado para nuestro tipo de simulación.

El *procedimiento de simulación* es siempre el mismo:

- En primer lugar ejecutamos el esquema anterior y obtenemos unos resultados de tensión, intensidad y potencia. Pero aún no tenemos los resultados de la frecuencia que también necesitábamos para entrar en nuestro algoritmo.

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti- isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- Para conseguir estos datos de la frecuencia usamos la herramienta de Matlab, llamada *Hit Crossing*, mediante esta herramienta conseguimos detectar todos los pasos por cero que se producen en nuestra señal de tensión.
- Una vez detectados los pasos por cero, ejecutamos un código que hemos desarrollado cuya finalidad es calcular los períodos de nuestros pasos por cero y a partir de estos calcular la frecuencia aplicando la inversa. Dicho código se encuentra almacenado en el archivo *calculo_frecuencia.m* y su contenido es el siguiente:

Cálculo_frecuencia.m

```
longitud=length(pasoporzero)
j = 1;

for i=1:longitud

    if pasoporzero(i,2)==1

        periodos(j)=pasoporzero(i,1);
        j=j+1;

    end
end

longitud2 = length(periodos)

for i=1:(longitud2-1)

    diferencias(i)=periodos(i+1)-periodos(i);

end

for i=1:(longitud2-1)

    periodos2(i)=periodos(i+1);

end

for i=1:(longitud2-1)

    inversa(i)=1/(2*diferencias(i));

end

plot([1])
figure(1)
plot(periodos2,inversa)
longitud3=length(u)

periodos3=periodos2';
inversa2=inversa';
```

- Con estos datos de la frecuencia volvemos a ejecutar el esquema inicial y ya disponemos de todos los datos necesarios para la aplicación del esquema de nuestro algoritmo (presentado en la Figura 2.5) A la salida del algoritmo obtenemos dos resultados, uno correspondiente al lado de SVS (que se obtiene a partir de la tensión y la potencia activa) y otro correspondiente al lado SFS (obtenido a partir de la frecuencia).

Los casos a estudio consistirán en valorar el comportamiento de nuestro algoritmo frente a las señales generadas como consecuencia de los siguientes cortocircuitos:

- Cortocircuito monofásico a tierra (realizado en la fase A)
- Cortocircuito bifásico a tierra (realizado en las fases A y B)
- Cortocircuito trifásico a tierra

Antes de mostrar los resultados de las simulaciones vamos a comentar brevemente el bloque de Matlab utilizado para la realización de los cortocircuitos, dicho bloque es conocido con el nombre de *Three-Phase Fault*, y que mostramos a continuación:

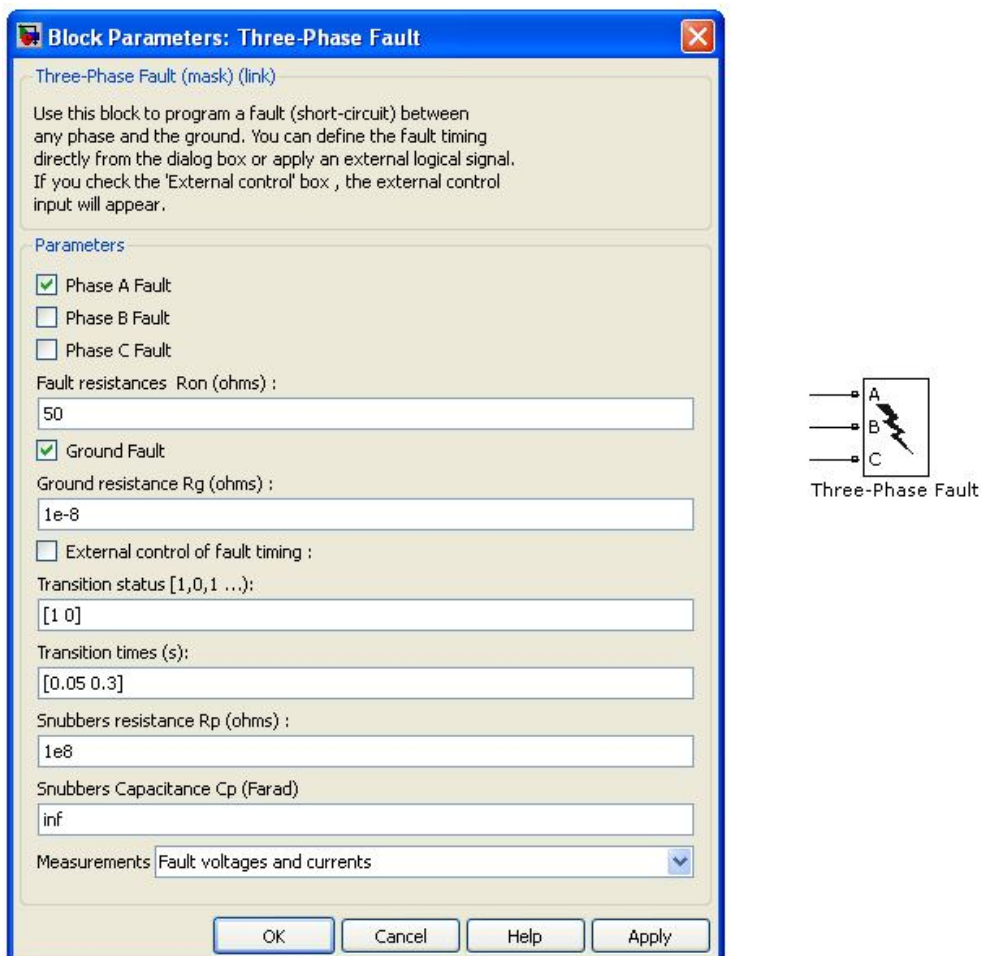


Figura 3.2.1: Bloque de SimPowerSystems “Three-Phase Fault”

Gracias a dicho bloque podemos simular todos los tipos de cortocircuitos que deseemos, fijando los diversos parámetros que aparecen en el cuadro de diálogo. En dicho cuadro podemos observar que al comienzo del mismo podemos seleccionar las fases afectadas por el corto, así como la inclusión o no de la tierra y la definición de los valores de la resistencia del fallo (en nuestro caso 50Ω) y la resistencia de la puesta a tierra (a la que le asignamos un valor infinitesimal, en este caso $1 \cdot 10^{-8} \Omega$). A continuación de dichos valores podemos modificar el estado del interruptor del fallo (cuyo valor es 1 cuando está cerrado y 0 cuando está abierto) Podemos también modificar los tiempos de transición del corto, en nuestro caso el cortocircuito se producirá a los 0,05 segundos y finalizará a los 0,3 segundos. En la última pestaña del cuadro podemos definir las medidas que permite realizar nuestro bloque, en este caso, las tensiones y las intensidades de fallo.

Comentar también que el tiempo de simulación de los tres cortocircuitos será de 0,8 segundos, a continuación mostrarnos los resultados de las diferentes simulaciones.

3.2.1- Cortocircuito monofásico a tierra (fase A)

Los resultados de tensión, potencia y frecuencia obtenidos son los que aparecen en las siguientes figuras:

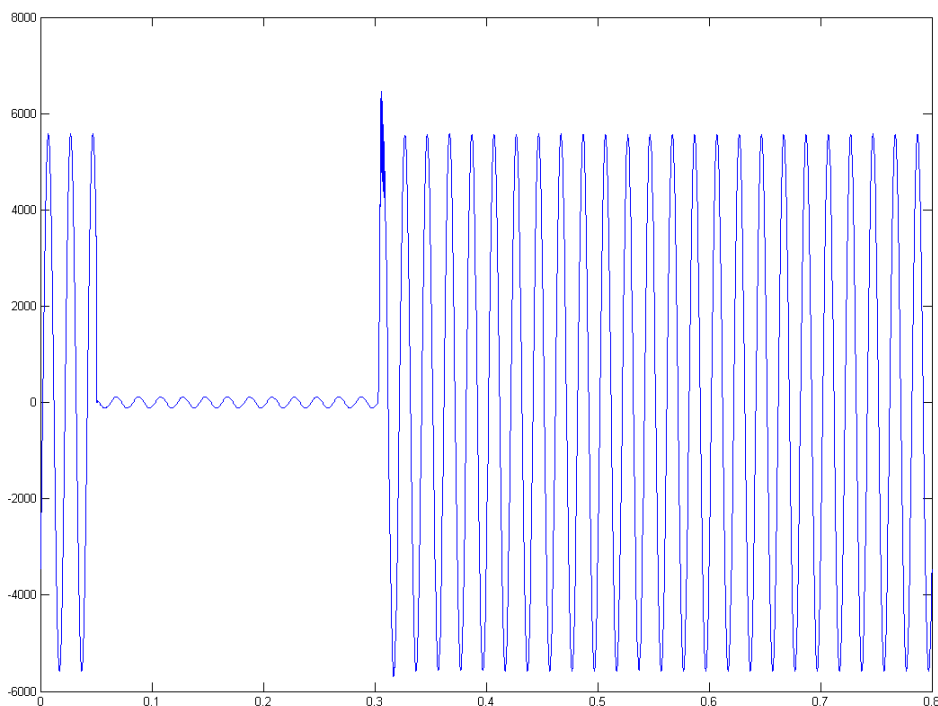


Figura 3.2.1.1: Tensión (cortocircuito monofásico a tierra)

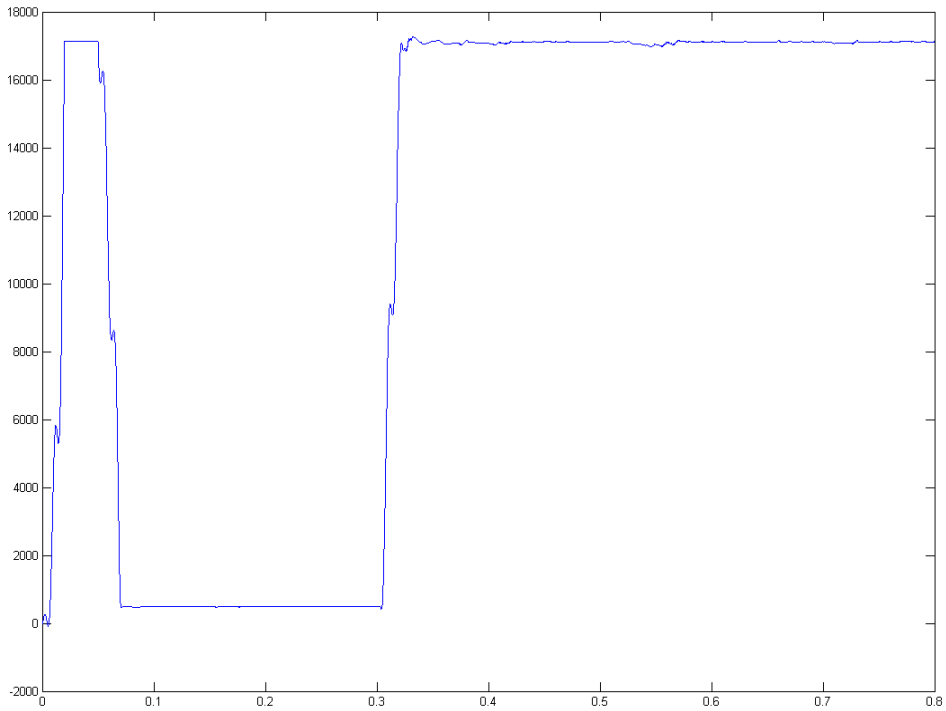


Figura 3.2.1.2: Potencia activa (cortocircuito monofásico a tierra)

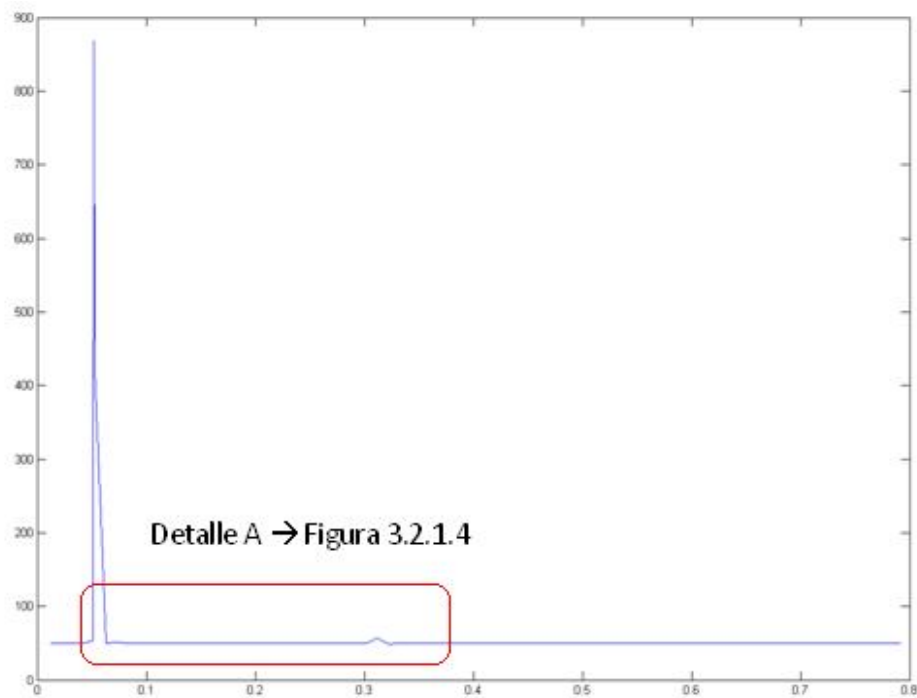


Figura 3.2.1.3: Frecuencia (cortocircuito monofásico a tierra)

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti- isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

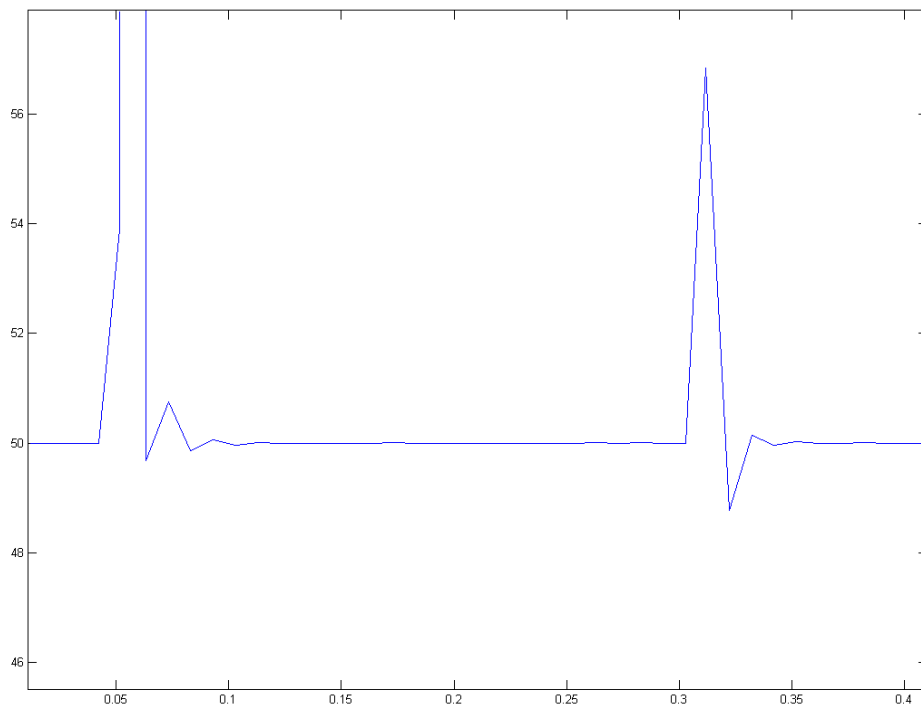


Figura 3.2.1.4: Detalle A de la frecuencia (cortocircuito monofásico a tierra)

Observamos que el valor de la frecuencia se mantiene en torno a los 50 Hz, que es lo que debía ocurrir, existiendo algo más de variación en los momentos del corto.

Con estos datos entramos en nuestro algoritmo, con la tensión y la potencia entramos en la parte de Sandia Voltage Shift (SVS) y con la frecuencia en la parte de Sandia Frequency Shift (SFS).

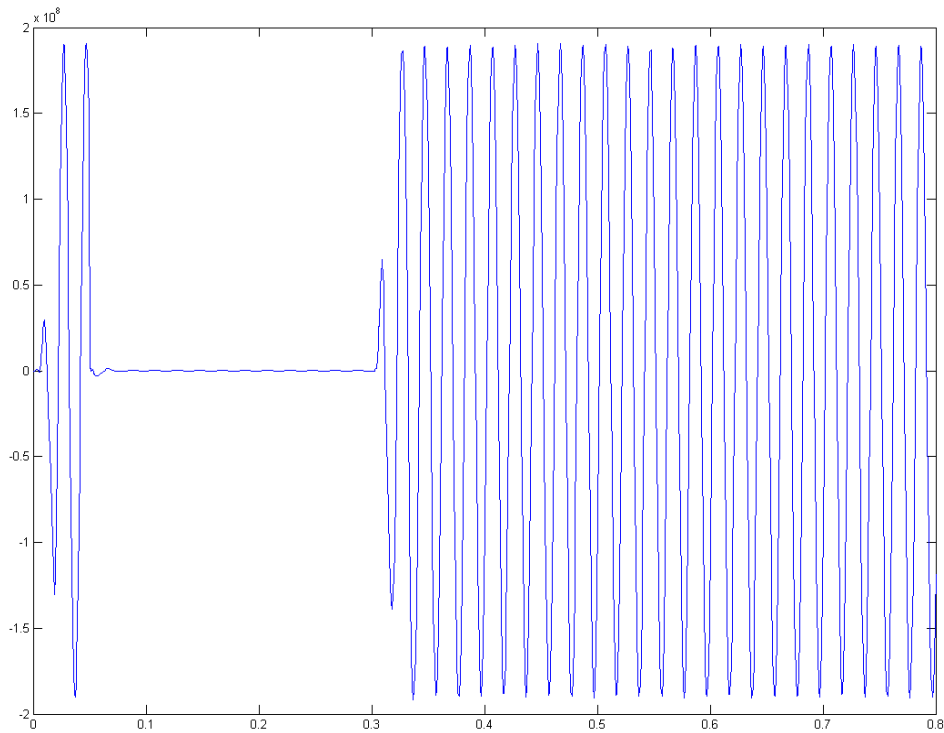


Figura 3.2.1.5: Salida de la zona SVS del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)

Observamos que el resultado a la salida de la zona SVS de nuestro algoritmo es precisamente el buscado, el perfil se corresponde con el de la tensión pero amplificado mediante la influencia de la potencia activa, de esta forma, al amplificar los valores, la “isla” es más fácilmente detectada y podemos actuar frente a ella.

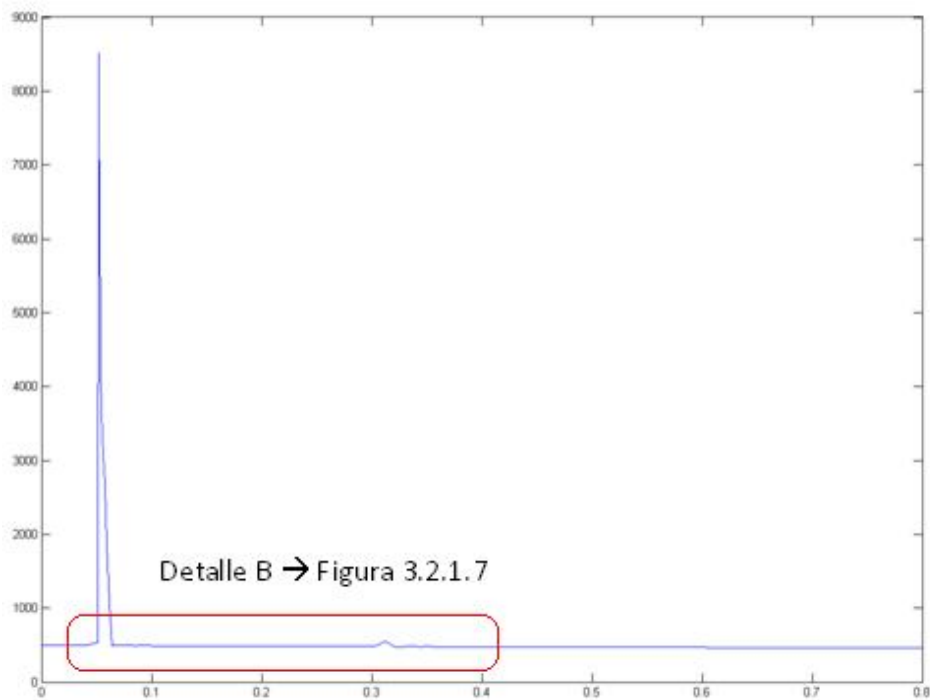


Figura 3.2.1.6: Salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

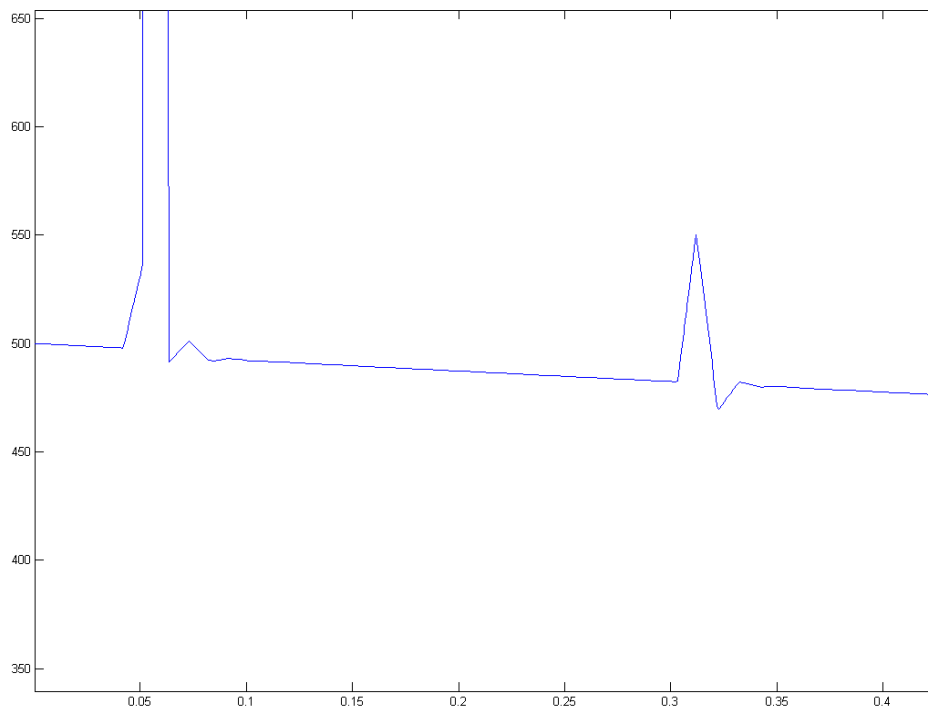


Figura 3.2.1.7: Detalle B de la salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)

Por su parte, la salida de la zona SFS de nuestro algoritmo, también responde como se esperaba, de nuevo se amplifica la señal de entrada (que en este caso era la frecuencia), permitiendo una detección más rápida de la “isla”, con las ventajas que ello conlleva.

A continuación mostramos la salida de la zona SFS tras aplicar a la frecuencia el filtro que comentamos anteriormente, los resultados obtenidos son los siguientes (los mostrados en la Figura 3.2.1.8 y en la Figura 3.2.1.9):

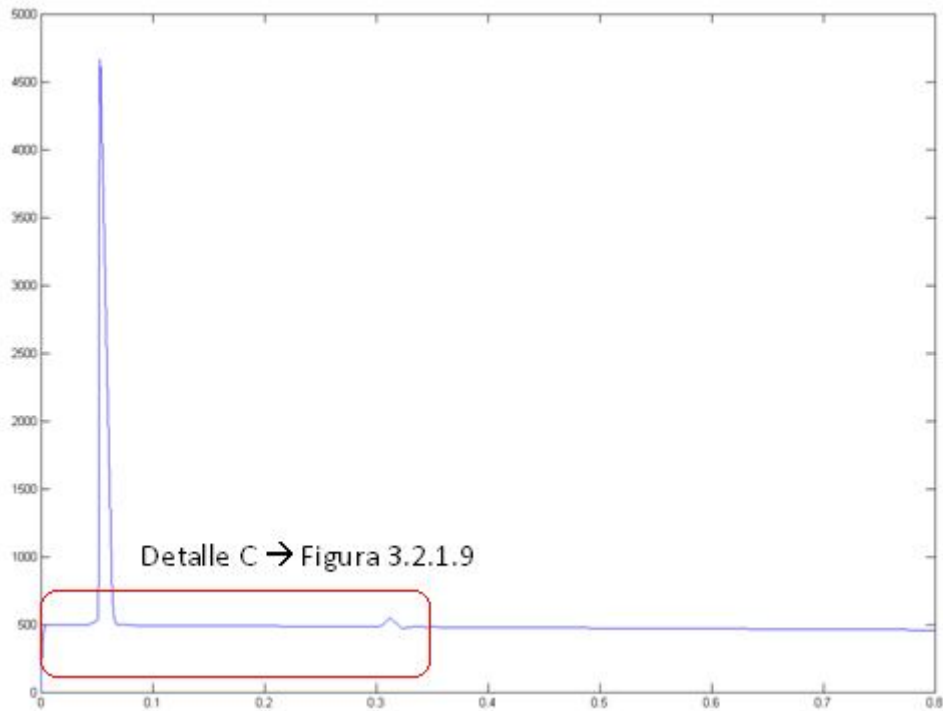


Figura 3.2.1.8: Salida de la zona SFS con filtro del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)

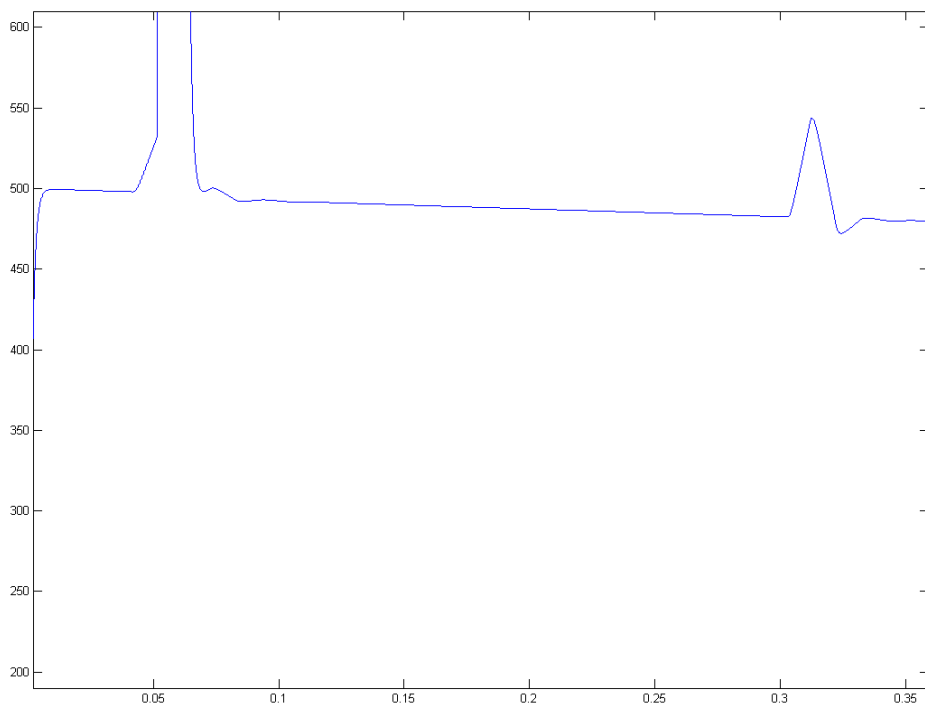


Figura 3.2.1.9: Detalle C de la salida de la zona SFS con filtro del algoritmo (cortocircuito monofásico a tierra)

Podemos claramente observar que lo único que conseguimos con el filtro es reducir un poco el pico de la frecuencia y redondear un poco los picos más pequeños pero no tenemos un efecto realmente positivo, y por ello decidimos no utilizarlo,

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

además la presencia del filtro hace que la salida de la parte SFS no comience en el valor de referencia (en este caso 500), sino que se produzca una subida desde cero hasta dicho valor de referencia. En las siguientes simulaciones ya no usaremos el filtro.

3.2.2- Cortocircuito bifásico a tierra (fases A y B)

Los resultados de tensión, potencia y frecuencia obtenidos son los que aparecen a continuación:

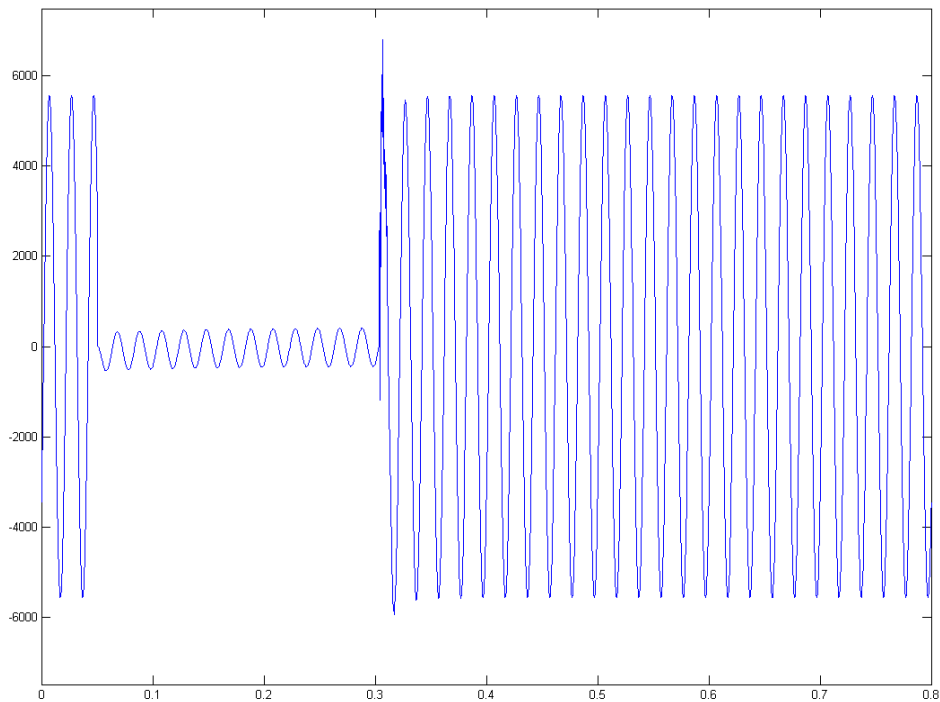


Figura 3.2.2.1: Tensión (cortocircuito bifásico a tierra)

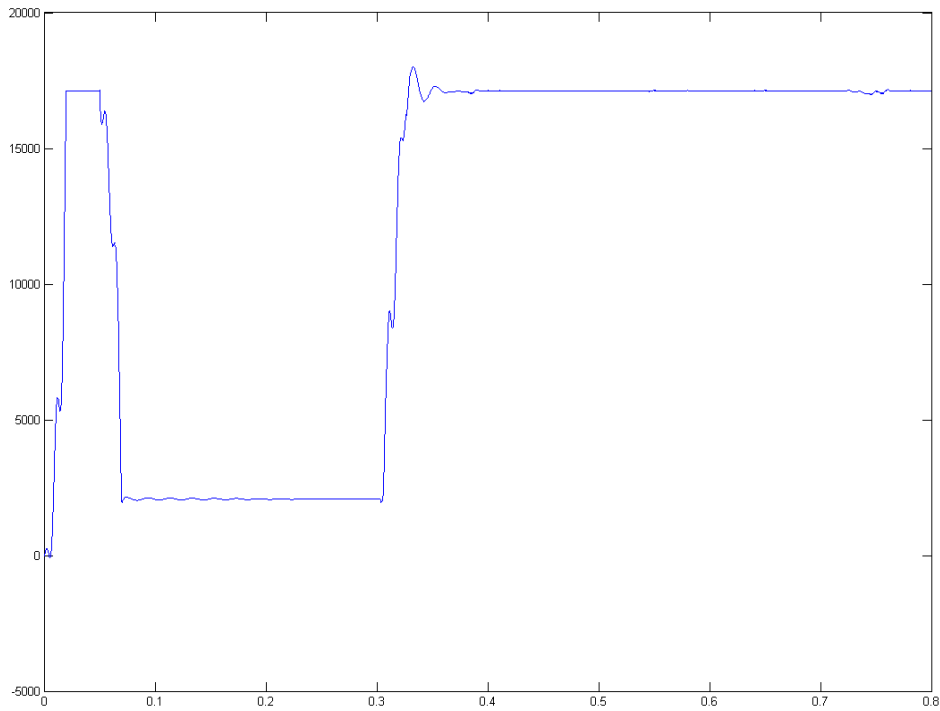


Figura 3.2.2.2: Potencia activa (cortocircuito bifásico a tierra)

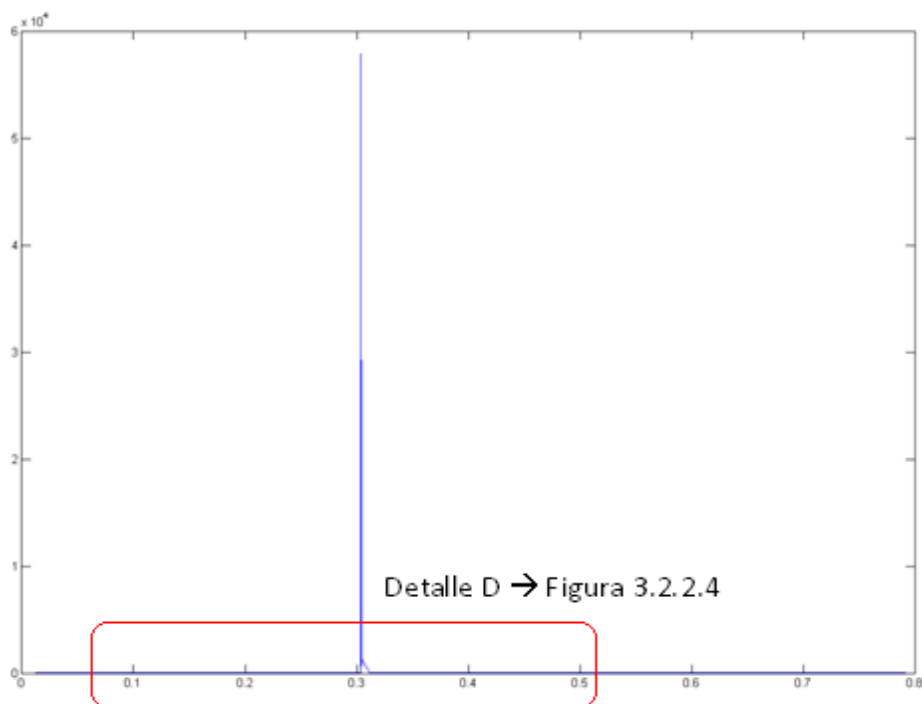


Figura 3.2.2.3: Frecuencia (cortocircuito bifásico a tierra)

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

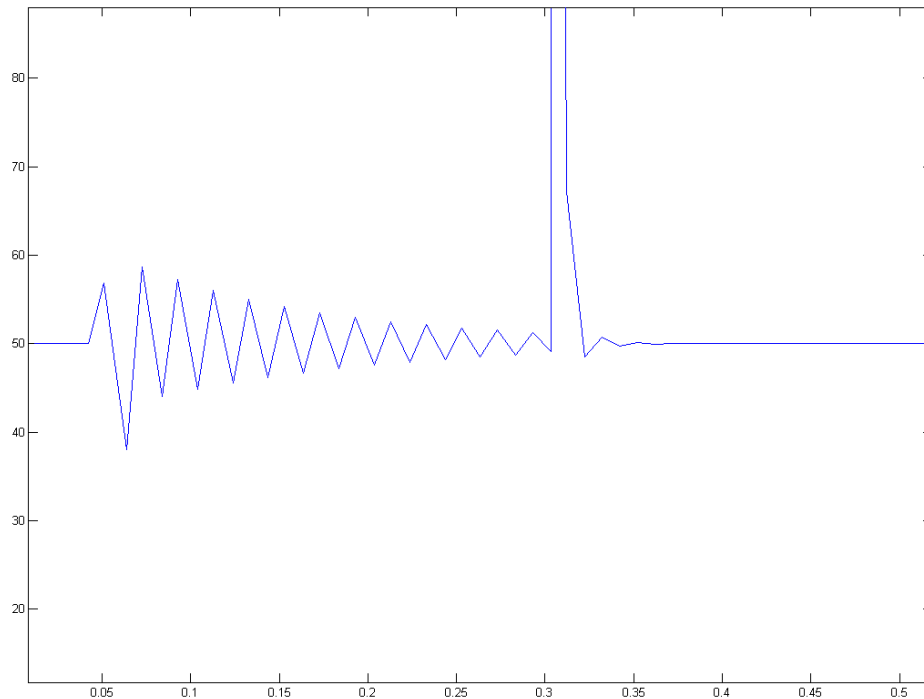


Figura 3.2.2.4: Detalle D de la frecuencia (cortocircuito bifásico a tierra)

El siguiente paso es entrar en el algoritmo, con la tensión y la potencia entramos en la parte de Sandia Voltage Shift (SVS) y con la frecuencia en la parte de Sandia Frequency Shift (SFS).

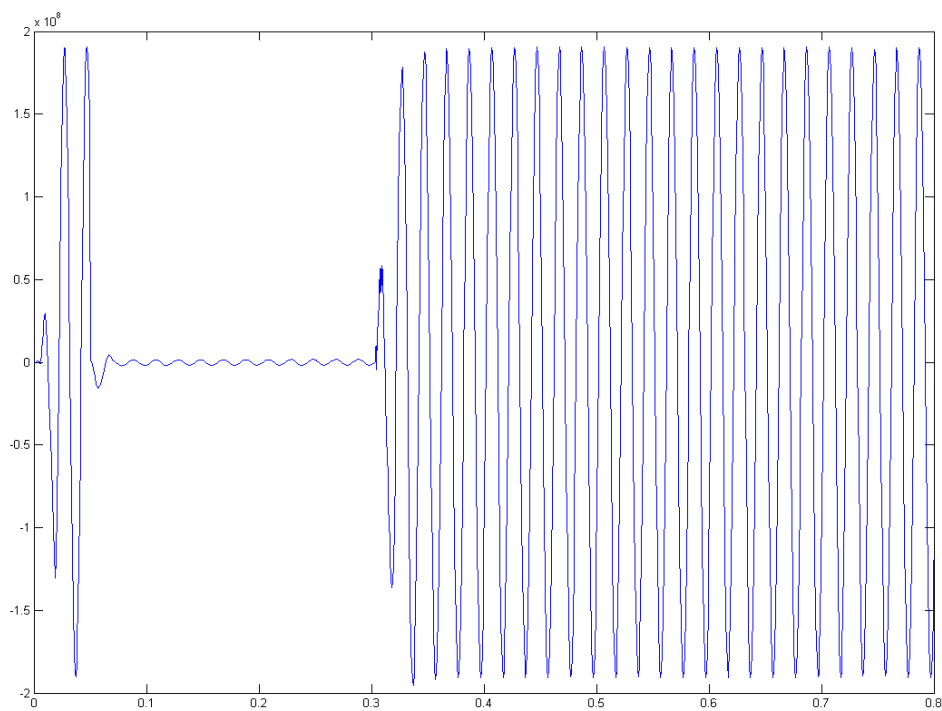


Figura 3.2.2.5: Salida de la zona SVS del algoritmo (cortocircuito bifásico a tierra)

Otra vez el resultado a la salida de la zona SVS es el buscado, el perfil de la tensión se amplifica gracias a la potencia activa, de esta forma, al amplificar los valores, la “isla” es más fácilmente detectada y permite actuar frente a ella.

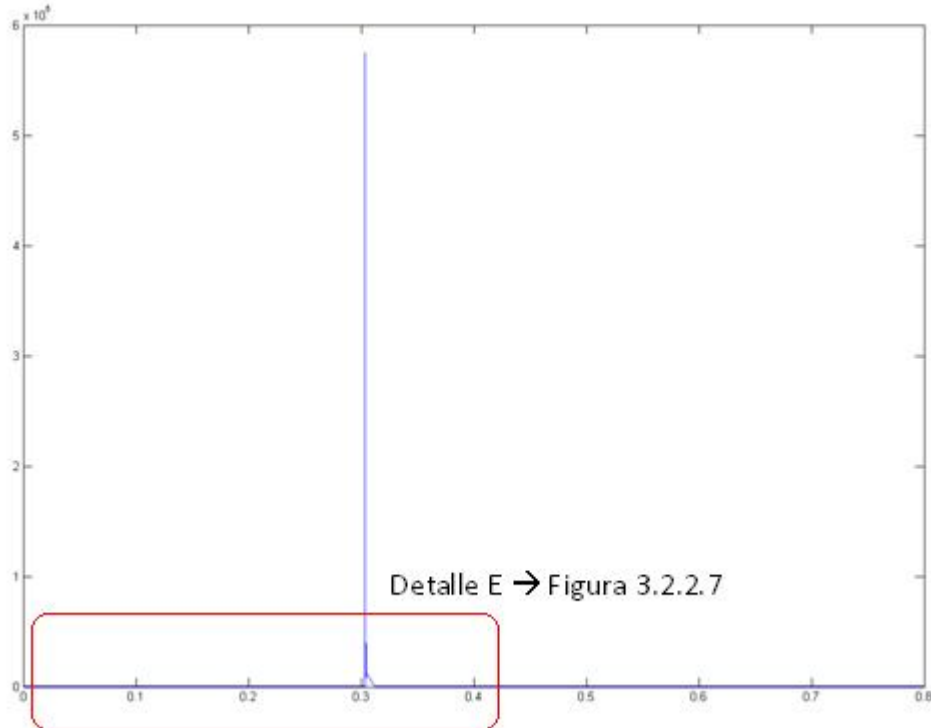


Figura 3.2.2.6: Salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito bifásico a tierra)

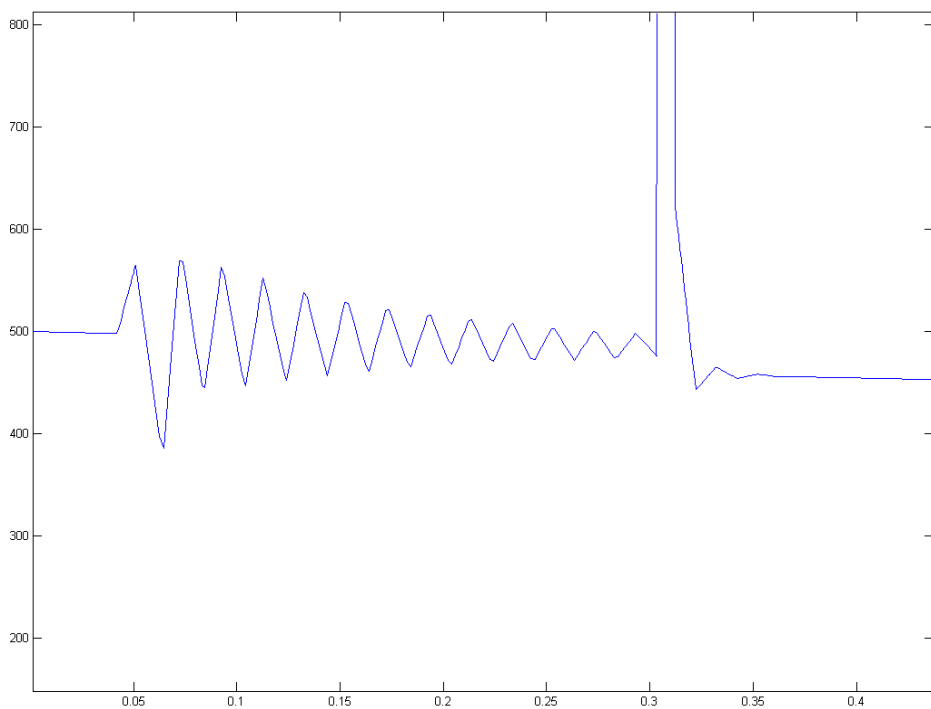


Figura 3.2.2.7: Detalle E de la salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito bifásico a tierra)

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

La salida de la zona SFS de nuestro algoritmo también responde como se esperaba, se amplifica la señal de entrada y permite detectar más rápidamente la “isla” y beneficiarnos de ello.

3.2.3- Cortocircuito trifásico a tierra

Los resultados de tensión, potencia y frecuencia obtenidos son los que aparecen en las siguientes figuras:

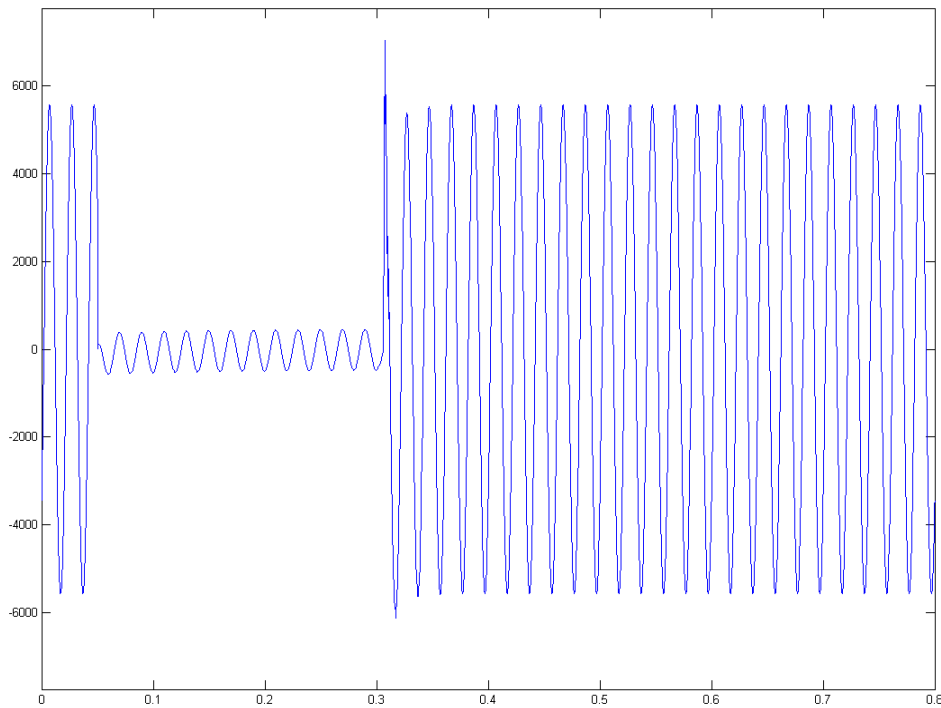


Figura 3.2.3.1: Tensión (cortocircuito trifásico a tierra)

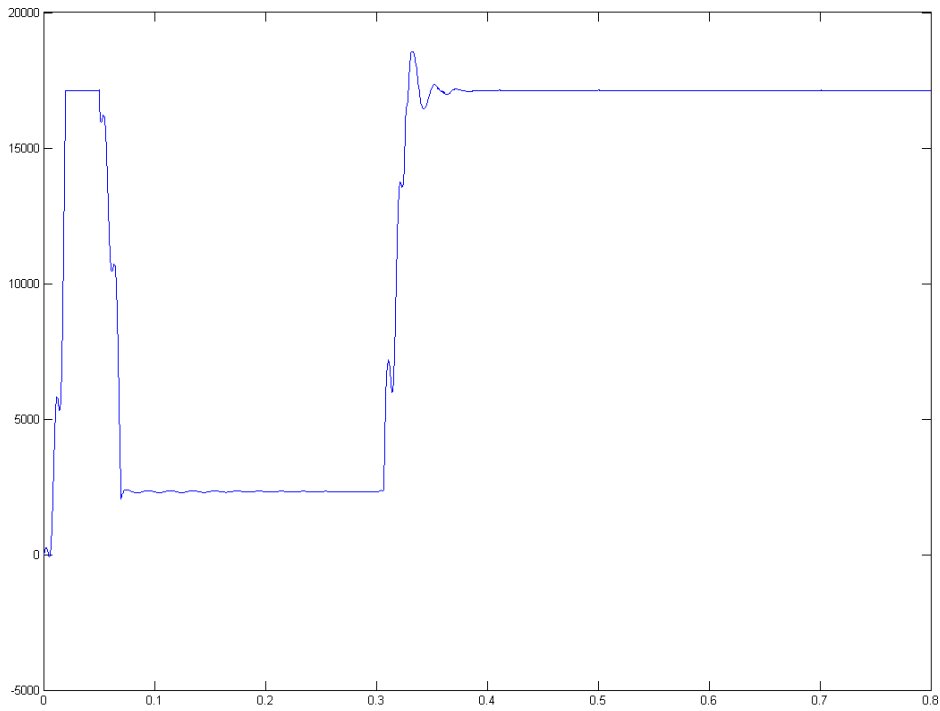


Figura 3.2.3.2: Potencia activa (cortocircuito trifásico a tierra)

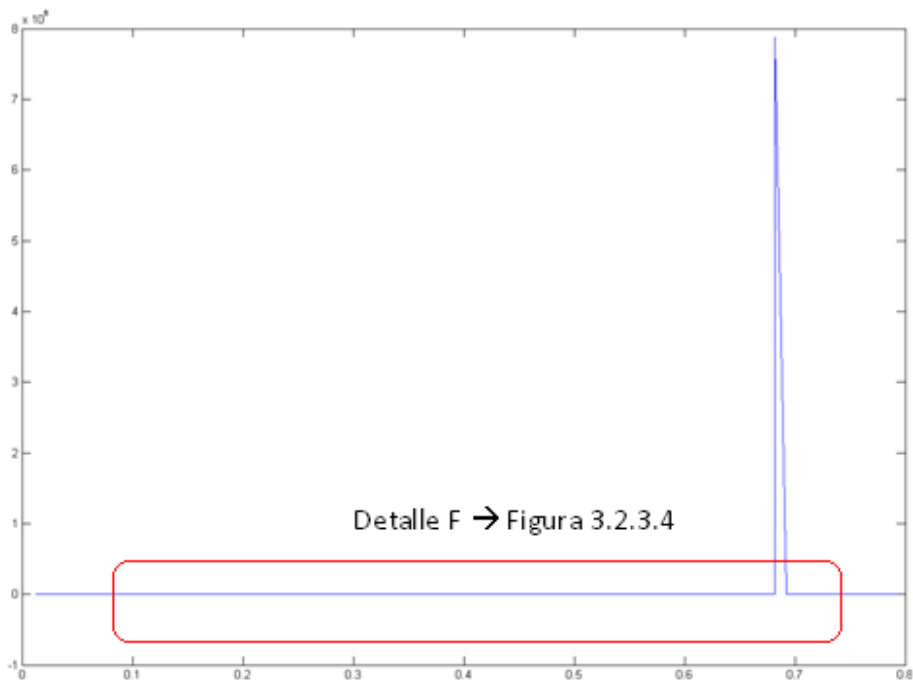


Figura 3.2.3.3: Frecuencia (cortocircuito trifásico a tierra)

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

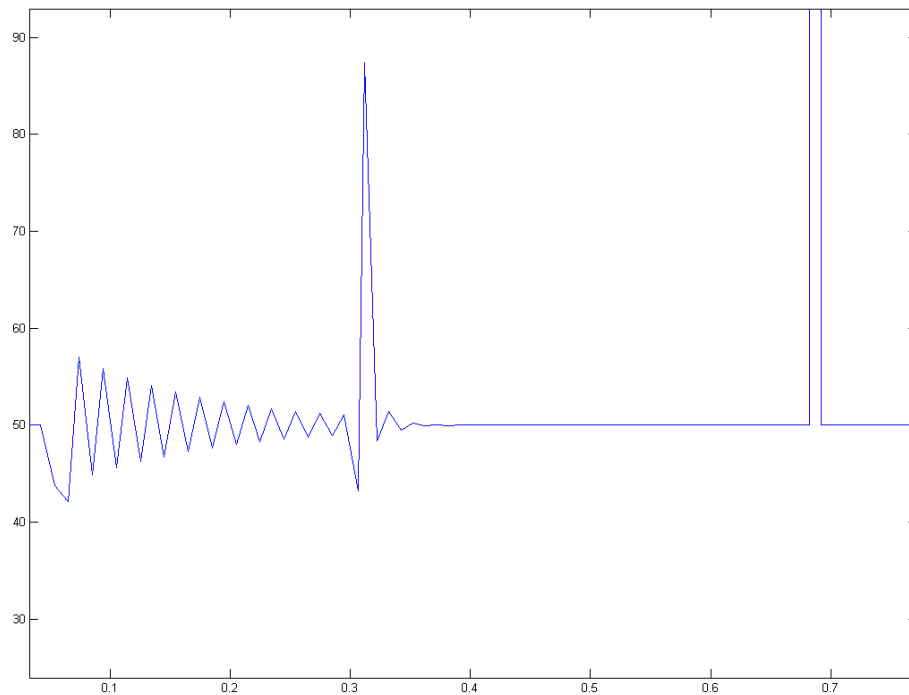


Figura 3.2.3.4: Detalle F de la frecuencia (cortocircuito trifásico a tierra)

A continuación entramos en el algoritmo, con la tensión y la potencia entramos en la parte de Sandia Voltage Shift (SVS) y con la frecuencia en la parte de Sandia Frequency Shift (SFS).

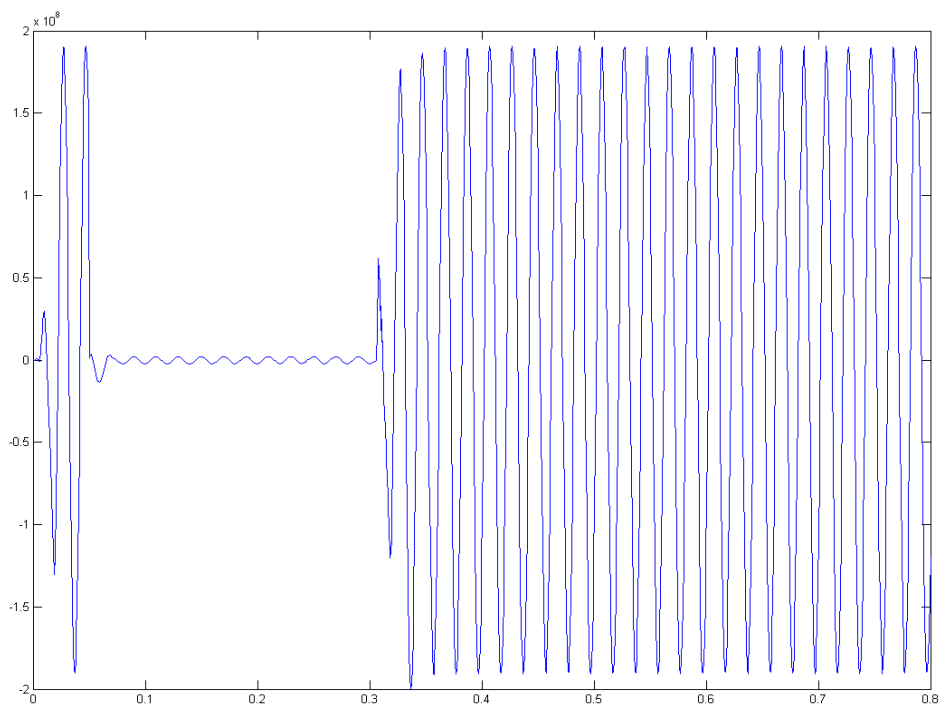


Figura 3.2.3.5: Salida de la zona SVS del algoritmo (cortocircuito trifásico a tierra)

Observamos de nuevo que el resultado a la salida de la zona SVS es el buscado, el perfil de la tensión se amplifica gracias a la potencia activa, de esta forma, al amplificar los valores, la “isla” es más fácilmente detectada y podemos actuar frente a ella.

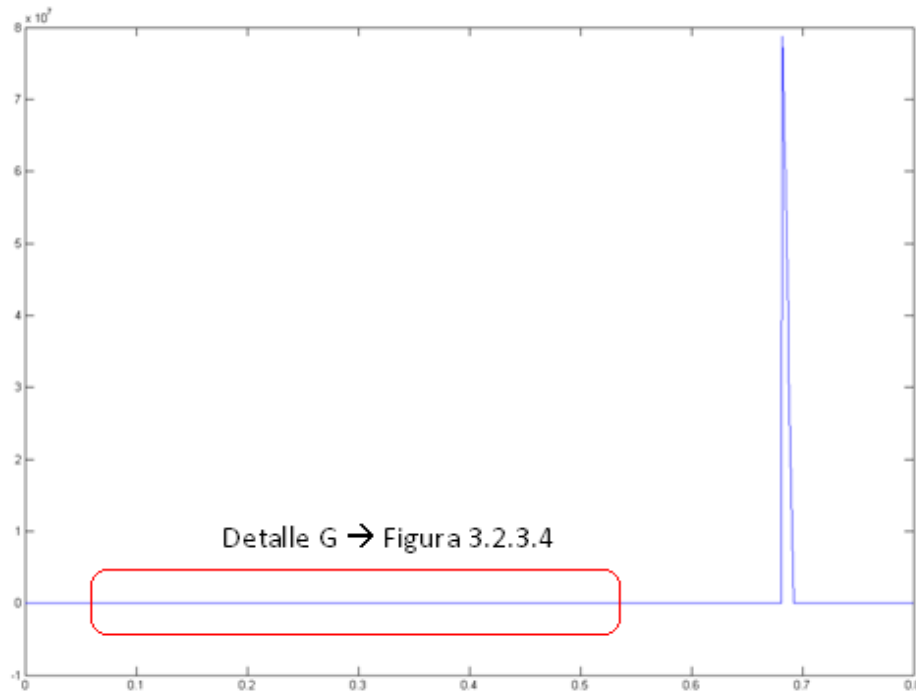


Figura 3.2.3.6: Salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito trifásico a tierra)

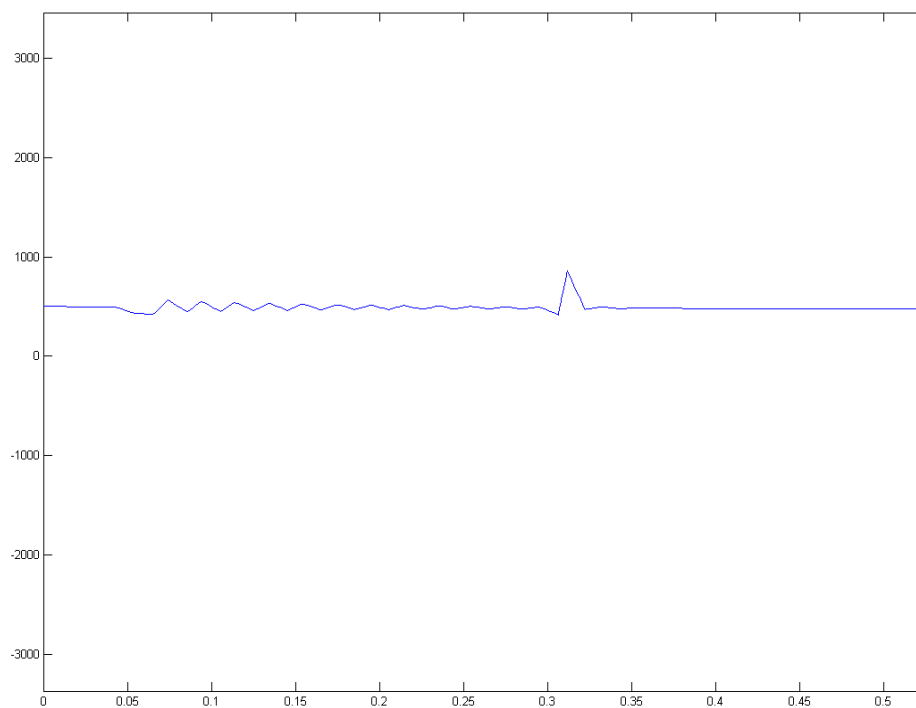


Figura 3.2.3.7: Detalle G de la salida de la zona SFS del algoritmo (cortocircuito trifásico a tierra)

Capítulo 6: Simulación en Matlab

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

De nuevo a la salida de la zona SFS de nuestro algoritmo se amplifica la señal de entrada y permite detectar de una forma más rápida la “isla”, que es lo que buscábamos.

Tras realizar estas simulaciones, el siguiente paso sería la comprobación de la efectividad del algoritmo con datos reales de tensiones de la red eléctrica de Cartagena, lo que nos daría una visión mucho más real de la actuación del algoritmo.

Capítulo 7: Conclusiones y líneas futuras de actuación



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD"

1.- Conclusiones

Mediante la realización de este proyecto hemos conseguido una visión detallada de una de las problemáticas asociadas a uno de los temas más actuales en el ámbito de la investigación orientada a la búsqueda de nuevas fuentes de generación de energía, ese tema no es otro que los problemas de la configuración y el funcionamiento de las protecciones en presencia de la Generación Distribuida (GD), así como la problemática de la implantación de la misma y sobre todo la protección frente al funcionamiento en “isla”.

Después de la realización de dicho estudio hemos obtenido una serie de conclusiones que resumimos a continuación.

- Hemos podido conocer las diferentes tecnologías aplicables a la GD, destacando la gran implantación de la energía eólica y la creciente importancia de la fotovoltaica.
- También hemos percibido la falta de legislación actual referida a la protección anti-isla, ya que pese a la existencia de algunas normas estatales, la única norma de relevancia mundial es el estándar IEEE 1547 2003 “*Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*”, y que además está más centrado en los problemas de la interconexión GD-Red que en la protección anti-isla.
- Hemos comprobado que los dos parámetros que se usan como referencia en el estudio de los algoritmos anti-isla son la zona de no detección (ZND) y el tiempo de detección de la isla (t_d). Estos dos parámetros son los dos indicadores más comunes de la efectividad de dichos algoritmos.
- Hemos determinado que el algoritmo que mejor comportamiento presenta se basa en la combinación de los dos algoritmos desarrollados por los “*Sandia National Laboratories*” (USA), el Sandia Voltage Shift (SVS) y el Sandia Frequency Shift (SFS). Consideramos que esta combinación es la solución más adecuada porque permite un control simultáneo de la tensión (mediante el SVS) y la frecuencia (mediante el SFS) a la vez que ofrece la zona de no detección más pequeña de todos los algoritmos actuales y un tiempo de detección de la “isla” también óptimo, además de ofrecer un gran compromiso entre la calidad y la efectividad de la potencia (ya que los problemas de transitorios, ruidos o armónicos no son relevantes para este algoritmo) Debemos destacar que los resultados obtenidos en los experimentos llevados a cabo con la combinación de estos dos algoritmos son los mejores con diferencia de los realizados en los últimos 18 meses en los “*Sandia National Laboratories*” con diferentes tipos de inversores. Además, dicho estudio se ha llevado a cabo con el apoyo consensuado de todos los fabricantes de inversores de USA. Sin embargo, no se garantiza que los resultados de este estudio cambien las normas anti-isla de los Estados

Capítulo 7: Conclusiones y líneas futuras de actuación

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

Unidos. Lo que se pretende es que mediante la puesta en común de dichos resultados, se consideren métodos similares en la comunidad internacional.

- También hemos estudiado dos posibles mejoras aplicables a dicho algoritmo, de forma que lo conviertan en un algoritmo aún más efectivo. Estas mejoras siguen dos caminos diferentes pero complementarios, el primero de ellos conduce a una reducción e incluso anulación de la ZND, lo que implicaría una efectividad aún mayor; y el segundo se basa en el uso de inversores con regulador de corriente constante, más efectivos que los de regulador de potencia constante.
- Por último hemos observado que el comportamiento del algoritmo seleccionado, al implementarlo en el software Matlab/Simulink basándonos en esquemas de la red eléctrica de Cartagena, es el esperado y permite, por tanto, una detección adecuada de la “isla”.

Además de todos estos objetivos logrados, las líneas futuras de trabajo, que definimos a continuación, nos permitirán comprobar la validez del algoritmo con datos reales y la implementación de las mejoras comentadas anteriormente.

2.- Líneas futuras de actuación

Las líneas futuras de actuación las podemos dividir en varios frentes, que describimos a continuación:

- En primer lugar, se debería probar la efectividad del algoritmo frente a datos reales de la red de Cartagena (de los que ya disponemos), ya que hasta ahora se ha comprobado su funcionamiento con datos simulados y aplicados a una simplificación de la red definida. Se deberá valorar sobre la red global definida (sin simplificaciones) los diferentes factores que pueden influir en el comportamiento del algoritmo, algunos de esas actuaciones serían:
 - La comprobación de en qué medida afecta la penetración de la GD al funcionamiento del algoritmo, es decir, en función de si la presencia de la GD es mayor o menor, el algoritmo responde mejor o peor.
 - En qué medida la localización del punto de situación de la GD en nuestra red afecta al funcionamiento del algoritmo, ya que si la GD se coloca en lugares diferentes la respuesta del algoritmo podría ser también diferente.
 - Determinar la influencia que tiene la tasa armónica de nuestra señal en la respuesta del algoritmo. Lógicamente, a mayor tasa armónica, mayores dificultades tendrá el algoritmo a la hora de detectar la “isla”.
- Otra línea de actuación posible es la aplicación de las mejoras comentadas al algoritmo actual, recordemos que definimos dos mejoras: la primera de ella

Capítulo 7: Conclusiones y líneas futuras de actuación

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

consistía en elegir los parámetros del algoritmo de forma que hiciéramos nula la zona de no detección (ZND), mientras que la segunda consistía en el uso de un inversor con regulador de corriente constante, que tiene una mayor efectividad que un regulador de potencia constante. Tras la aplicación de estas dos mejoras deberíamos comprobar que la respuesta del algoritmo es mejor, tanto con los datos simulados como con los reales y trabajando primero en esquemas simplificados de la red y posteriormente en la red completa definida. Además se debería comprobar también la efectividad de dichas mejoras bajo las situaciones definidas anteriormente, es decir, penetración de la GD, situación de la GD en la red e influencia de la tasa armónica.

- Por último, otra futura línea de trabajo sería la elaboración de un código de programación que permitiera implementar nuestro algoritmo en el banco de pruebas del que disponemos, y cuyas imágenes se muestran a continuación. La comprobación del funcionamiento del algoritmo en el banco de pruebas representa una aproximación bastante exacta del comportamiento real del algoritmo, ya que el banco de pruebas representa un entorno de trabajo cuasi-real; en nuestro caso, la GD que simularemos con el banco de pruebas equivaldría a un sistema fotovoltaico (que es en el que hemos basado nuestro estudio)

Hemos de matizar que en las fotografías mostradas no aparece el inversor necesario para las simulaciones, dicho inversor está ya adquirido pero aún no ha sido recibido en el laboratorio, aunque se espera que en breve dispongamos del mismo.

Capítulo 7: Conclusiones y líneas futuras de actuación

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López



Figura 2.1: Banco de pruebas del laboratorio de la UPCT

Capítulo 8: Bibliografía



Manuel Martínez-Tafalla López
"Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en
sistemas con alta penetración de GD"

1.- Bibliografía

- H. H. Zeineldin, S. Kennedy, “*Sandia Frequency-Shift Parameter Selection to Eliminate Nondetection Zones*”, January 2009
- S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, P. A. Crossley, “*Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generators: A comprehensive survey*”, December 2008
- J. Yin, L. Chang, C. Diduch, “*A New Hybrid Anti-Islanding Algorithm in Grid Connected Three-Phase Inverter System*”, November 2008
- S. Kim, J. Jeon, C. Cho, E. Kim, J. Ahn, “*Modeling and simulation of a grid-connected PV generation system for electromagnetic transient analysis*”, October 2008
- V. Salas, E. Olías, “*Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 kW*”, October 2008
- X. Wang, W. Freitas, “*Impact of Positive-Feedback Anti-Islanding Methods on Small-Signal Stability of Inverter-Based Distributed Generation*”, September 2008
- D. Ramirez, L. F. Beites, F. Blazquez, J. C. Ballesteros, “*Distributed generation system with PEM fuel cell for electrical power quality improvement*”, June 2008
- V. Salas, E. Olías, “*An analysis of the technical exigencies and CE marking relative to low voltage (less than 5 kW) photovoltaic inverters marketed in Spain*”, April 2008
- A. Foss, “*Anti-Islanding Protection for Small Generation in Ontario*”, February 2008
- C. Dai, “*A study of voltage regulation and islanding associated with distributed generation*”, December 2007
- N. Hamrouni, M. Jraidi, A. Chérif, “*New control strategy for 2-stage grid-connected photovoltaic power system*”, December 2007
- X. Wang, W. Freitas, W. Xu, V. Dinavahi, “*Impact of DG Interface Controls on the Sandia Frequency Shift Anti-Islanding Method*”, September 2007
- C. B. Salah, M. Chaabene, M. B. Ammar, “*Multi-criteria fuzzy algorithm for energy management of a domestic photovoltaic panel*”, May 2007
- B. Renders, W.R. Ryckaert, K. D. Gussemé, K. Stockman, L. VandeVelde, “*Improving the voltage dip immunity of converter-connected distributed generation units*”, May 2007
- A. Helmzadeh, J. Sadeh, O.A. Musavi, “*Anti-Islanding Protection of Distributed Generation Resources Using Negative Sequence Component of Voltage*”, April 2007

Capítulo 8: Bibliografía

Estudio y evaluación de algoritmos anti-isla, en sistemas con alta penetración de GD

Manuel Martínez-Tafalla López

- F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila, A. Pigazo, "Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part I: Passive Methods", IEEE, pp. 1878-1883, 2006
- F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila, A. Pigazo, "Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part II: Active Methods", IEEE, pp. 1878-1883, 2006
- D. Trebolle, "La generación distribuida en España", Tesis ICAI, 2006
- H. Beltran, F. Gimeno, S. Seguí-Chilet, J.M. Torrelo, "Review of the Islanding Phenomenon Problem for Connection of Renewable Energy Systems", 2006
- L. Ding, Z. Pan, W. Cong, J. Pang, "An Integrated Automatic Control System for Distributed Generation Hierarchical Islanding", 2006
- S. Islam, A. Woyte, R. Belmans, P.J.M. Heskes, P.M. Rooij, "Investigating performance, reliability and safety parameters of photovoltaic module inverter: Test results and compliances with the standards", June 2005
- Z. Ye, M. Dame, "Grid-Connected Inverter Anti-Islanding Test Results for General Electric Inverter-Based Interconnection Technology", January 2005
- M. Pietzsch, "Convertidores CC/CA para la conexión directa a la red de sistemas fotovoltaicos", Universidad Politécnica de Catalunya, 2005
- V. John, Z. Ye, A. Kolwalkar, "Investigation of Anti-Islanding Protection of Power Converter Based Distributed Generators Using Frequency Domain Analysis", IEEE, pp. 1177-1183, September 2004
- T.S. Basso, R. DeBlasio, "IEEE 1547 Series of Standards: Interconnection Issues", September 2004
- C. Jeraputra, P. N. Enjeti, "Development of a Robust Anti-Islanding Algorithm for Utility Interconnection of Distributed Fuel Cell Powered Generation", September 2004
- Z. Ye, A. Kolwalkar, Y. Zhang, P. Du, R. Walling, "Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept", September 2004
- Z. Ye, R. Walling, L. Garces, R. Zhou, L. Li, T. Wang, "Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters", May 2004
- M. Xu, R. V. N. Melnik, U. Borup, "Modeling anti-islanding protection devices for photovoltaic systems", April 2004
- GE Corporate Research and Development Niskayuna, New York, "DG Power Quality, Protection and Reliability Case Studies Report", August 2003
- GE Corporate Research and Development Niskayuna, New York, "Reliable, Low Cost Distributed Generator/Utility System Interconnect 2001 Annual Report", August 2003
- A. Woyte, R. Belmans, J. Nijs, "Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters", March 2003

- IEEE 1547 2003, “*Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*”, 2003
- W. Bower, M. Roop, “*Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems*”, November 2002
- W. Bower, M. Ropp, “*Evaluation of Islanding Detection Methods for PV Utility-interactive Power Systems*”, January 2002
- R. DeBlasio, “*IEEE P1547 – Electric Power Resources Interconnected with the Electric Power System*”, January 2002
- R. M. Hudson, T. Thome, F. Mekanik, M. R. Behnke, S. Gonzalez, J. Ginn, “*Implementation and Testing of Anti-islanding Algorithms for IEEE 929-2000 Compliance of Single Phase Photovoltaic Inverters*”, 2002
- J. Stevens, R. Bonn, J. Ginn, S. González, G. Kern, “*Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility Interconnected Photovoltaic Systems*”, August 2000
- J. Stevens, “*IEEE Std. 929-2000 – Background, Implications and Requirements*”, April 2000
- IEEE 929, “*IEEE recommended practice for grid interface of photovoltaic (PV) systems*”, New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers, April 2000
- Schneider Electric, “*Cuaderno Técnico n° 018: Análisis de las redes trifásicas en régimen perturbado con la ayuda de las componentes simétricas*”, Marzo 2000
- “*REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (BT)*”, 2000
- Arthur D. Little White Paper, “*Distributed Generation System Interfaces*”, 1999
- G. A. Kern, R. H. Bonn, J. Ginn, S. Gonzalez, “*Results of Sandia National Laboratories Grid-Tied Inverter Testing*”, July 1998
- UNE-EN 50160. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- “*SimPowerSystems™ 5 User’s Guide*”, Hydro-Québec

