

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Generador de Inducción Doblemente Alimentado trabajando en Isla

Autor: Leonardo Enrique Hernández Amador

Tutora: Dra. Lesyani Teresa León Viltre

Santa Clara, Junio, 2018.
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

PENSAMIENTO

Winston Churchill definió el éxito como: “la capacidad de ir de fracaso en fracaso, sin perder el entusiasmo”.

DEDICATORIA

A mis abuelos Mirna y Leonardo y a mi familia.

AGRADECIMIENTOS

A mi tutora Dra. Lesyani T. León Viltre, por todo su apoyo durante la confección de este trabajo.

A mis compañeros de estudio Jose y Aldo, que sin ellos hubiera sido mucho más difícil llegar hasta aquí.

A todos mis profesores, que han sido fuente de conocimientos inagotables.

A todos mis amigos y amigas, con los que he compartido tantas buenas experiencias en estos cinco años.

A todas esas personas, que me ayudaron en los tiempos más difíciles, cuando el camino se llenaba de obstáculos.

A mi madre y a mi padre, que a pesar de la distancia, siempre se sintieron cerca.

A mis abuelos, por su incansable actitud en mi formación profesional.

A toda mi familia, por su incondicional apoyo en todo momento.

RESUMEN

La necesidad de reducir la emisiones de gases de efecto invernadero, que provocan el calentamiento global y contaminan la atmósfera, ha llevado a los investigadores a buscar nuevas formas no contaminantes para la generación de energía, como por ejemplo la energía eólica. Dentro de esta rama de generación, uno de los generadores más utilizados es el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés), que tiene la capacidad de seguir generando cuando es desconectado de la red eléctrica principal entendiéndose como: trabajando en isla. Esto permite que ante la ocurrencia de desastres naturales o de averías en la red, las zonas que queden aisladas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puedan seguir siendo alimentadas por estos generadores. Para ello, es necesario la implementación de métodos que permitan un control efectivo sobre la máquina, durante este modo de operación. En este documento se analizan diferentes métodos para la detección del modo de operación en isla, así como los métodos de control para el funcionamiento de la máquina bajo estas condiciones. Se presenta la simulación de dos métodos de detección de islas (MDI), uno activo que mide la variación de la distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés) de las corrientes de fase del generador y uno pasivo que mide el cambio del rango de la frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés). Como resultado de la simulación se pudo demostrar que el método que mide la variación de la frecuencia y utiliza el relé ROCOF, fue el de más rápida conmutación y por lo tanto el método elegido como el más óptimo, aunque en los dos se obtiene una correcta detección del modo de operación de la máquina.

Palabras Clave: generador de inducción doblemente alimentado, modo de operación en isla, MDI, THD, ROCOF.

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN.....	iv
ÍNDICE	v
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO TRABAJANDO EN MODO UNIVERSAL Y EN MODO ISLA	5
1.1 Tecnología de los aerogeneradores más utilizados en la actualidad	5
1.2 Características de los sistemas de velocidad variable	6
1.3 Generadores de inducción.....	6
1.3.1 Modelo dinámico del generador de inducción	7
1.3.2 Generador de inducción doblemente alimentado	8
1.3.3 Estrategias de control de los convertidores.....	10
1.3.4 Turbina eólica del DFIG.....	12
1.4 Sistema de control del generador de inducción doblemente alimentado	13
1.4.1 Control del convertidor del lado de la red	13
1.4.2 Control del convertidor del lado del rotor.....	16
1.5 Generalidades de los Sistemas de Generación Distribuida trabajando en isla	19
1.5.1 Principios del funcionamiento del DFIG en isla	20
1.6 Conclusiones Parciales.....	22
CAPÍTULO 2. Métodos de control para el DFIG en isla. Implementación en Simulink... 23	
2.1 Métodos de detección de islas (MDIs)	23
2.1.1 Método de detección de islas con relé ROCOF.....	27
2.1.2 Método de detección de islas mediante la detección de la distorsión armónica total (THD) de las corrientes de fase de la turbina eólica.....	28

2.1.3	Método de detección de islas basado en la componente de secuencia positiva del voltaje y la corriente.....	29
2.2	Métodos de funcionamiento en isla del DFIG	32
2.2.1	Método del funcionamiento en isla del DFIG, basado en el control de frecuencia autónoma.....	32
2.2.2	Método de Optimización de la Trayectoria de Transferencia en puntos de operación en Sistemas Eléctricos en isla con DFIG	41
2.3	Implementación en Simulink.....	49
2.4	Conclusiones Parciales.....	50
CAPÍTULO 3. ANALÍISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....		51
3.1	Simulación del MDI basado en el relé ROCOF.....	51
3.2	Simulación del MDI basado en el algoritmo de cálculo del THD de la corrientes de fase del generador.	54
CONCLUSIONES.....		57
RECOMENDACIONES.....		58
BIBLIOGRAFÍA.....		59

INTRODUCCIÓN

La contaminación es uno de los problemas ambientales más importantes que afectan al planeta y surge cuando se produce un desequilibrio como resultado de la adición de cualquier sustancia al medio ambiente, en cantidad tal, que cause efectos adversos en el hombre, en los animales, vegetales o materiales expuestos a dosis que sobrepasen los niveles aceptables en la naturaleza.

En la actualidad, la generación eléctrica está basada principalmente en la combustión de fósiles, es decir: petróleo, gas natural, etc. Esto aumenta la contaminación del medio ambiente, emitiendo gases de efecto invernadero que aumentan la temperatura en el planeta. Por ello, se buscan alternativas para disminuir la contaminación ambiental durante la generación de energía. Una alternativa de generación no contaminante es la energía eólica.

La energía eólica pertenece al conjunto de las energías renovables o también denominadas energías alternativas. Es el tipo de energía renovable más extendida a nivel internacional por potencia instalada y por energía generada. La utilización del viento como fuente para la generación de energía es muy ventajoso y mucho más económico que las energías convencionales, pero la limitante de su uso está en poder usarlo sólo en zonas que tengan una velocidad de viento aproximadamente superior a los 4 m/s, que es la velocidad de corte inferior de la mayoría de las turbinas.

Existen diferentes configuraciones de las turbinas eólicas que permiten aprovechar al máximo la velocidad del viento, así como diferentes controles para disminuir el ángulo de impacto con las aspas de la turbina cuando la velocidad del viento supera los valores máximos permisibles. Además, existe una gran variedad en cuanto a los aerogeneradores utilizados en este tipo de turbinas, los cuales están divididos en dos grupos: velocidad fija y velocidad variable. Algunos de estos aerogeneradores son: generador de inducción de jaula de ardilla, generador de inducción doblemente alimentado, generador sincrónico multipolos, generador sincrónico de imanes permanentes, entre otros.

El aerogenerador que más se utiliza en la actualidad es el Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés). La máquina DFIG es una máquina de inducción que posee un rotor bobinado con su circuito de rotor conectado a la red a través de un sistema de convertidores de electrónica de potencia, mientras que el estator es conectado directamente a la red. Por sus características constructivas y por los elementos que la componen, como el caso de los convertidores, se han venido realizando estudios por la alta capacidad para la operación de este tipo de máquinas en condiciones de isla.

La condición de isla ocurre cuando un sistema de generación distribuida (en este caso un parque eólico) queda aislado de la red principal. Pueden ocurrir dos situaciones de isla: la intencional y la no intencional. La formación de islas de forma no intencional puede ser bastante peligrosa, sin embargo si se hace de manera intencional, puede ser posible la alimentación de pequeñas cargas que quedaron aisladas de la red principal.

El desafío para las DFIG durante la operación de isla es la pérdida de referencia de frecuencia de la red eléctrica principal que causa un desbalance en la potencia generada por la turbina eólica. Existen publicaciones sobre la integración de generadores independientes de turbina eólica para la operación en isla de parques eólicos [1-3] pero su funcionamiento depende de una fuente de frecuencia primaria en la isla, como los generadores síncronos que son utilizados por las DFIG como referencia de frecuencia. Si se produce un error en la fuente de frecuencia primaria, toda la isla se enfrentará a una situación de colapso. En [4] se presentan dos propuestas: la primera, el PLL (del inglés Phase-Locked Loop) que ya es un bloque funcional de control P-Q desacoplado, rastrea el promedio de las frecuencias de las señales en su punto de conexión; la segunda, cada DFIG individual en el seguimiento del promedio de las frecuencias de las otras DFIG en el parque eólico converge a una sola frecuencia común.

Los estándares como IEEE 15472003 [5], asignan un período máximo de 2 segundos para la detección del funcionamiento en isla y la desconexión de la unidad de generación para garantizar la seguridad del personal y prevenir el cierre fuera de fase. Esta no es una opción económicamente viable ya que el sistema DFIG con el control apropiado puede continuar suministrando energía a las cargas locales y por lo tanto operar como una microred aislada. Sin embargo, la operación en isla disminuye el intervalo de tiempo dentro de los relés de detección de isla (IDR, por sus siglas en inglés) que deben operar para activar los controladores asociados. El tiempo máximo dentro del cual el relé debe dispararse para detectar una isla, ha sido actualizado a 500 ms [6].

Los IDR, propuestos o implementados, pueden clasificarse ampliamente como métodos pasivos, activos y basados en la comunicación. El relé de velocidad de cambio de frecuencia (ROCOF) [7] es un método pasivo y, por lo tanto, tiene limitaciones características para estos relés, es decir, tiene una zona de no detección (NDZ) cerca de cero en la desigualdad de generación de carga. Si el relé se vuelve demasiado sensible al cambiar su configuración para superar el NDZ, puede identificar falsamente la variación de carga o falla en los alimentadores adyacentes como un caso de formación de isla. En los últimos años, se ha llevado a cabo un trabajo de investigación para la formación de islas alimentadas por DFIG para mejorar la característica operativa de ROCOF. Las limitaciones de sonido se han superado hasta cierto punto al agregar otros estados del sistema como función de interbloqueo [8, 9], introducir perturbaciones activas a través de los convertidores de DFIG o perturbar el relé cerca de su NDZ [10, 11].

Teniendo en cuenta lo anterior, en este trabajo se pretende dar respuesta a la siguiente **interrogante científica:**

¿Cómo contribuir en la detección del trabajo en isla del DFIG para que este pueda continuar suministrando energía a las cargas locales cuando pasa a funcionamiento en isla?

A partir de la definición del problema, se plantea como **objetivo general** de esta investigación:

Simular una estrategia de control para el DFIG para la detección del funcionamiento en isla.

Para dar cumplimiento al objetivo general se precisan como **objetivos específicos**:

- 1) Describir el comportamiento de los generadores de inducción doblemente alimentados en operación normal y en isla.
- 2) Analizar críticamente y seleccionar una propuesta de control para la detección del funcionamiento en isla de los generadores de inducción doblemente alimentados.
- 3) Implementar una estrategia de control para el generador de inducción doblemente alimentado que detecte el modo de operación requerido, basado en las condiciones de operación del sistema y los requisitos impuestos por los códigos de red.
- 4) Evaluar la propuesta de solución utilizando el Simulink del MatLab

Tareas Técnicas

- 1) El análisis de la literatura actual existente sobre el comportamiento de los generadores de inducción doblemente alimentado trabajando en isla y en operación normal.
- 2) La implementación en el Simulink de la estrategia de control seleccionada para detectar el modo de operación en isla del DFIG.
- 3) La evaluación de la estrategia de control implementada.

Posibles resultados

En este trabajo se analizan los diferentes modos de operación del DFIG, con un enfoque particular para el modo de operación en isla. Los posibles resultados son: lograr un control efectivo para la detección del modo isla de un generador de inducción doblemente alimentado.

Estructura del trabajo

Este trabajo está dividido en tres capítulos:

Capítulo 1: Generador de inducción doblemente alimentado trabajando en modo universal y en isla.

En este capítulo se analiza el funcionamiento del generador de inducción doblemente alimentado en operación normal y en operación en isla.

Capítulo 2: Métodos de control para el DFIG en isla. Implementación en Simulink.

En este capítulo se hace una revisión de diferentes estrategias de control que existen en la actualidad para la detección de islas y para mantener la operación ininterrumpida de los DFIG operando en isla. Además se selecciona uno de estos métodos, y se implementa en el Simulink.

Capítulo 3: Análisis de los resultados.

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas.

CAPÍTULO 1. GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO TRABAJANDO EN MODO UNIVERSAL Y EN MODO ISLA

Este capítulo presenta una revisión de los sistemas de generación eólica más comunes en la actualidad, haciendo énfasis en el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés), donde se hace un análisis detallado de sus principios de funcionamiento, así como de los mecanismos de control que actúan sobre el mismo. Además, se muestran algunas de las generalidades que presentan los sistemas de generación distribuida trabajando en isla, haciendo énfasis también en la máquina DFIG.

El capítulo está estructurado de la siguiente forma: primero se analizan las tecnologías de los aerogeneradores más utilizados en la actualidad. Luego se analizan los sistemas de velocidad variable, haciendo énfasis en los generadores de inducción y en específico en el generador de inducción doblemente alimentado donde se resaltan sus características, y se hace un análisis sobre el control de los convertidores que están acoplados al circuito del generador. Además, se presentan las generalidades de los sistemas de generación distribuida trabajando en isla, resaltando la operación en isla de los generadores de inducción doblemente alimentados.

1.1 Tecnología de los aerogeneradores más utilizados en la actualidad

Los aerogeneradores utilizados en los sistemas eléctricos de potencia pueden ser divididos en dos grandes grupos: de velocidad fija y de velocidad variable [12, 13].

Aerogeneradores de velocidad fija: Muchos fabricantes utilizan generadores de inducción de jaula de ardilla conectados a la red. Debido a que la frecuencia de la red es fija, la velocidad de la turbina se regula con la relación de la caja de cambios y el número de polos del generador. Para incrementar la generación de potencia, algunos aerogeneradores de velocidad fija están equipados con un generador que contiene devanados múltiples.

Las desventajas de este tipo de aerogeneradores son la pulsación de la potencia provocada por el gradiente de velocidad del viento, los efectos de la sombra de la torre, la operación fuera de la condición de máxima captura energética del viento y el consumo de potencia reactiva del generador de inducción. Para compensar el consumo de potencia reactiva se usan bancos de capacitores.

Aerogeneradores de velocidad variable: Durante los últimos años, la potencia que se instala con este tipo de tecnología ha tenido el dominio sobre los de velocidad fija. Estos aerogeneradores están diseñados para obtener la máxima eficiencia aerodinámica dentro de la zona de control. La solución más adecuada para la operación a velocidad variable de las turbinas eólicas consiste en el empleo de un cambiador de frecuencia entre el generador eléctrico y la red. Los fabricantes utilizan generadores de inducción doblemente alimentados

y sistemas con generadores sincrónicos (con excitación eléctrica o con imanes permanentes) y convertidor electrónico.

El funcionamiento a velocidad variable de un aerogenerador puede ser en un rango amplio o limitado. Actualmente, el arreglo más común en un rango de velocidad limitado es con resistencias del rotor controlables. Se han producido aerogeneradores donde el deslizamiento del generador de inducción y, por consiguiente, la velocidad del rotor puede variar entre 1 y 10%. La posibilidad de reducir las fluctuaciones de potencia que provienen de la sombra de la torre es una de las ventajas de este tipo de sistema. Uno de sus inconvenientes es el consumo de potencia reactiva.

Los sistemas de velocidad variable de rango amplio están provistos con un convertidor de frecuencia. Los dos tipos de inversores más comunes son el de conmutación natural o de línea y el de conmutación forzada. Estos inversores producen armónicos de diferente orden y, por lo tanto, necesitan diferentes tipos de filtros. El inversor con conmutación natural está compuesto por tiristores. Los mayores inconvenientes del inversor con conmutación natural son: bajo factor de potencia y alto contenido de corriente armónica.

El inversor de conmutación forzada está normalmente compuesto por transistores bipolares de puerta aislada (IGBT, por sus siglas en inglés) y en él es posible especificar el factor de potencia deseado. Utilizando la técnica de modulación por ancho de pulsos (PWM, por sus siglas en inglés) se elimina la armónica de baja frecuencia y el primer armónico tendrá entonces una frecuencia próxima a la frecuencia de conmutación del inversor. Por lo tanto, será necesario utilizar un pequeño filtro de red debido a la alta frecuencia de conmutación.

1.2 Características de los sistemas de velocidad variable

Los sistemas de velocidad variables presentan la posibilidad de reducir las cargas sobre el sistema mecánico de la transmisión, pala y torre. Durante los procesos de aceleración del rotor eólico, parte de la energía mecánica desarrollada por la turbina se transforma en energía cinética de rotación, de tal forma, que el rotor eólico se comporta como un volante de inercia. Un sistema con estas características permite filtrar las variaciones de par producidas por la variabilidad del viento, reduciendo así las cargas sobre los elementos mecánicos y mejorando la calidad de la potencia eléctrica generada. Además, los sistemas de velocidad variable permiten maximizar la captura energética durante la operación a carga parcial.

Otra ventaja adicional es que se produce un menor ruido a bajos vientos, lo que supone una mejora del impacto medioambiental.

En cuanto a los inconvenientes cabe resaltar que los sistemas de velocidad variable son más complejos que los sistemas de velocidad fija, por lo que algunos fabricantes los consideran menos fiable [14-16].

Uno de los aerogeneradores de velocidad variable más utilizados en la actualidad es el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG).

1.3 Generadores de inducción

La elección de la máquina de inducción para el generador se debe a su sencillez y robustez mecánica, su bajo costo de mantenimiento y bajo costo inicial en comparación con la

máquina sincrónica. Además, es menos propenso a perturbaciones bruscas en torque a diferencia de la máquina sincrónica. Su desventaja principal es que su flujo magnético no es controlado desde una fuente externa de corriente de magnetización y por tanto es muy sensible a las perturbaciones de la red, principalmente al hueco de tensión.

Con el crecimiento de la generación eólica, se ha hecho más frecuente la conexión a la red de generadores de inducción, tanto jaula de ardilla como de rotor bobinado. Estos generadores pueden usarse tanto en turbinas de velocidad fija, como de velocidad variable. En [17] se revisan varias configuraciones basadas en generadores de inducción y sus usos.

1.3.1 Modelo dinámico del generador de inducción

Krause, Wasynczuk y Sodhoff hacen un estudio detallado de las transformaciones matemáticas aplicadas a las máquinas eléctricas y a los sistemas eléctricos [18].

Para simplificar el sistema, se refieren todas las variables al estator y a un sistema de referencia en ejes dq girando a la velocidad de sincronismo y orientado al fasor de tensión mediante la transformación de Park. Para obtener el ángulo θ del sistema giratorio bastará con integrar la velocidad de sincronismo, esto es [18, 19]:

$$\theta = \int \omega_s = \int 2 \cdot \pi \cdot f_s \quad (1.1)$$

donde f_s es la frecuencia de la tensión de la red, 60 Hz.

La tensión en los terminales de la máquina referida al estator es:

$$v_s^{\alpha\beta} = R_s i_s + \frac{d\Psi_s}{dt} \quad (1.2)$$

donde: R_s es la resistencia del estator, i_s es la corriente del estator y Ψ_s el flujo del estator.

Esta ecuación, al referirse a los ejes dq girando a la velocidad sincrónica, se debe multiplicar por, $e^{-j\theta}$, resultando:

$$v_s^{\alpha\beta} \cdot e^{-j\theta} = V_s^{dq} = R_s i_s + \frac{d\Psi_s}{dt} + j\omega_s \Psi_s \quad (1.3)$$

donde ω_s es la velocidad de giro del sistema de referencia sincrónico.

Haciendo lo mismo con la tensión en los terminales del rotor, se obtiene:

$$v_r^{dq} = R_r i_r + \frac{d\Psi_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_r) \Psi_r \quad (1.4)$$

donde: R_r es la resistencia del rotor, i_r es la corriente del rotor, Ψ_r el flujo del rotor, ω_r representa la velocidad del rotor de la máquina y $(\omega_s - \omega_r)$ la diferencia entre la velocidad del sistema de referencia sincrónico y la del rotor. En este caso, el factor para referir a ejes dq es $e^{-j(\theta - \varepsilon)}$, , siendo ε es el ángulo que forma el eje del rotor con el flujo del estator.

Si se supone que la máquina trabaje sin saturarse, el flujo del estator será la suma del flujo producido por la corriente circulante por él mismo, más una parte del producido por las

corrientes del rotor. Lo mismo se cumple con el flujo del rotor. Esto queda reflejado en las siguientes ecuaciones:

$$\Psi_s = L_s i_s + L_m i_r \quad (1.5)$$

$$\Psi_r = L_r i_r + L_m i_s \quad (1.6)$$

donde L representa la inductancia, el subíndice s indica que son parámetros del estator, el subíndice r que son parámetros del rotor y m parámetros mutuos.

A partir de esto solo queda definir las ecuaciones que ligan el momento mecánico desarrollado por la máquina con las variables y la relación entre el momento de la carga T_l y el momento electromagnético T_{em} [20]:

$$T_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot L_m \cdot I_m (i_s \cdot i_r^*) \quad (1.7)$$

$$T_{em} - T_l = J \cdot \frac{d}{dt} \Omega \quad (1.8)$$

donde: p es el número de pares de polos, L_m es la inductancia magnetizante, J es el momento de inercia del generador y $\Omega = \frac{\omega_r}{p}$. I_m indica la parte imaginaria de un número complejo y $*$ representa el complejo conjugado.

Con las ecuaciones de la (1.2) a la (1.8) es posible implementar el modelo dinámico del generador de inducción. En caso de que se trate de un generador jaula de ardilla, basta con hacer V_r nula en la ecuación (1.4). Si se trata de un generador doblemente alimentado V_r tomará el valor que el sistema de control imponga.

1.3.2 Generador de inducción doblemente alimentado

La máquina DFIG es una máquina de inducción de rotor bobinado con su circuito de rotor conectado a la red a través del sistema de convertidores de electrónica de potencia, mientras que el estator es conectado directamente a la red según se observa en la Figura 1.1.

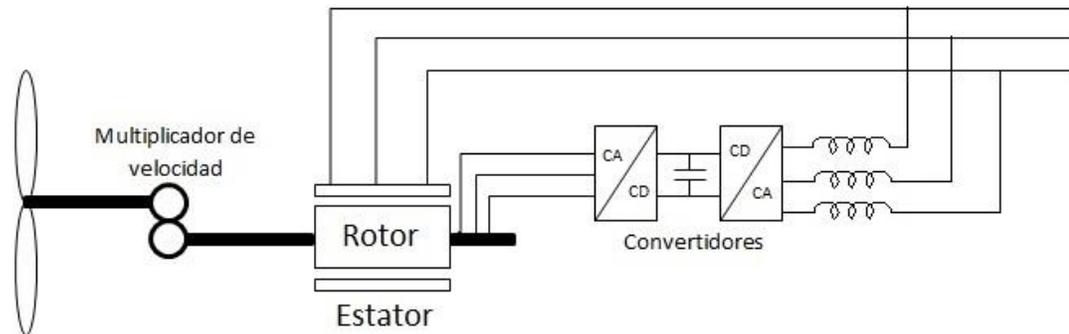


Figura 1.1 Turbina con generador de inducción doblemente alimentado.

El rotor del generador de inducción de rotor bobinado es alimentado por el convertidor trifásico del lado de la máquina, que aplica un sistema trifásico de tensiones de frecuencia variable. La modificación de la amplitud y frecuencia de las corrientes del rotor, resulta en una modificación del par y, consecuentemente, de la velocidad de giro del rotor, cuyo objetivo es que la turbina eólica trabaje en el punto de máximo rendimiento cuando cambia la velocidad del viento [21].

La principal ventaja del esquema de conversión de energía basado en el generador asincrónico doblemente alimentado es que la potencia que debe ser tratada por los convertidores electrónicos es solo una pequeña parte de la potencia total de la máquina [22, 23].

El control del convertidor del lado de la red es el encargado de mantener la tensión nominal en el bus DC y se encarga de regular el intercambio de la potencia activa y reactiva con la red.

Si se considera que v_a, v_b y v_c son las tensiones de fase del sistema trifásico y que i_a, i_b y i_c son las corrientes de fase de entrada, la potencia desarrollada por el circuito es:

$$P = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (1.9)$$

Si la componente de secuencia cero es nula, las potencias activa y reactiva instantáneas [24, 25] pueden ser escritas usando la tensión y la corriente en los ejes de referencia dq como [26-28]:

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) \quad (1.10)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \quad (1.11)$$

La potencia instantánea desarrollada en los circuitos del rotor y el estator de la máquina de inducción es:

$$P = \frac{3}{2} \text{Re}\{V_s \cdot i_s^*\} + \frac{3}{2} \text{Re}\{V_r \cdot i_r^*\} \quad (1.12)$$

donde: Re indica la parte real de un número complejo y * representa el complejo conjugado.

Al sustituir las ecuaciones de la máquina en la ecuación anterior (1.12):

$$P = \frac{3}{2} \{R_s |i_s|^2 + R_r |i_r|^2\} + \frac{3}{2} \frac{d}{dt} \left\{ \frac{L_{ls}}{2} |i_s|^2 + \frac{L_{lr}}{2} |i_r|^2 + L_m |i_s + i_r|^2 \right\} + \frac{3}{2} W_r \frac{L_m}{L_e} \text{Im} \{ \psi_s i_r^* \} \quad (1.13)$$

donde L_{ls} y L_{lr} son las inductancias del estator y el rotor respectivamente.

El primer término de la ecuación (1.13) tiene en cuentas las pérdidas de cobre, el segundo término la variación de la energía magnética almacenada en las inductancias de la máquina y el tercer término corresponde a la conversión de energía eléctrica a partir de la forma mecánica. En estado estable el segundo término de la ecuación (1.13) es cero y por tanto la potencia activa total en estado estable es:

$$P = \frac{3}{2}\{R_s|i_s|^2 + R_r|i_r|^2\} + \frac{3}{2}W_r \frac{L_m}{L_e} \text{Im}\{\psi_s i_r^*\} \quad (1.14)$$

La potencia reactiva total absorbida por la máquina puede determinarse de:

$$Q = Q_s + Q_r = \frac{3}{2} \text{Im}\{V_s \cdot i_s^*\} + \frac{3}{2} \text{Im}\{V_r \cdot i_r^*\} \quad (1.15)$$

Al sustituir las ecuaciones vectoriales de la máquina (1.3) y (1.4) en la ecuación (1.15) se obtiene [28]:

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{w}{L_s} [|\psi_s|^2 - L_m \text{Re}\{\psi_s i_r^*\}] \quad (1.16)$$

$$Q_r = (w - w_r) \left[\frac{3}{2} \sigma L_r |i_r|^2 + \frac{3}{2} \text{Re}\{\psi_s i_r^*\} \right] \quad (1.17)$$

donde:

$$\sigma = \frac{1-L_m^2}{L_s L_r} \text{ y el superíndice * indica complejo conjugado.}$$

Como se ha podido apreciar, las ecuaciones (1.12) y (1.15) permiten determinar de forma general la potencia instantánea desarrollada y la potencia reactiva total consumida por la máquina. Las ecuaciones (1.16) y (1.17), describen la potencia reactiva consumida por el estator y el rotor, respectivamente, cuando las ecuaciones vectoriales (1.3) y (1.4) son sustituidas en la ecuación (1.15). Por su parte, (1.13) permite describir la potencia desarrollada, teniendo en cuenta las pérdidas de cobre, la variación de la energía magnética almacenada y la conversión de energía eléctrica a partir de la energía mecánica, mientras que la ecuación (1.14) representa la potencia activa total en estado estable.

1.3.3 Estrategias de control de los convertidores

La flexibilidad de control proporcionada por los convertidores electrónicos asociados a este tipo de aerogenerador, está conduciendo al DFIG a operar de forma semejante a las unidades sincrónicas convencionales, ofreciendo la capacidad de controlar tanto la potencia activa y reactiva como también la tensión y la frecuencia.

Es posible verificar que un número elevado de parques eólicos con generadores doblemente alimentados se encuentran en operación en la actualidad. Debido al progresivo aumento de este tipo de aerogenerador en las redes de todo el mundo existe la necesidad de validar la interacción entre esta tecnología y el sistema eléctrico, por lo que resulta esencial el desarrollo de modelos matemáticos que describan el comportamiento dinámico y estacionario del aerogenerador (turbina y generador eléctrico), así como de sus controles y circuitos de protección asociados.

Modelos del generador eléctrico del DFIG, se encuentran bastante divulgados en la literatura especializada [29, 30], y permiten la inclusión de modelos de los dispositivos de electrónica de potencia. Para incluir las estrategias de control que serán utilizadas en el aerogenerador se utilizan modelos simplificados para los convertidores, siendo usual utilizar modelos de tipo fuente de tensión o fuentes de corrientes controlados.

Las estrategias de control que predominan en las investigaciones actuales adoptan controladores de tipo proporcional integral (PI) para el control de los convertidores. A partir de esta filosofía, el convertidor conectado al rotor puede tanto controlar la tensión terminal de la máquina, y consecuentemente, la potencia reactiva, como también la velocidad angular y por consiguiente, la potencia activa producida. Por otro lado, el convertidor conectado a la red controla solamente la tensión del bus de continua, (bus de CD) pudiendo ser utilizado para compensar potencia reactiva.

En el ámbito del control de los aerogeneradores doblemente alimentados, se presenta a continuación una descripción de la propuesta de control, utilizadas por los investigadores en los últimos años.

En [19, 28, 31], los autores modelan el DFIG en coordenadas dq , asumiendo que el eje d se encuentra alineado al vector del flujo magnético del estator de la máquina de inducción. Esta concepción, denominada control orientado al flujo del estator, es utilizada por la mayoría de los investigadores en la actualidad, debido a que proporciona un relativo desacoplamiento entre los lazos de control. Orientando el eje d según el flujo del estator la tensión queda adelantada 90° , por lo que su componente V_{sd} es aproximadamente nula, según se muestra en la siguiente figura:

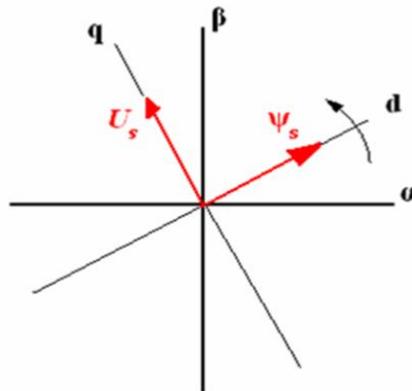


Figura 1.2 Orientación de los ejes d y q y su consecuencia para la tensión del estator.

Para el control del convertidor del lado de la red, numerosos controladores avanzados han sido presentados en la literatura técnica para garantizar un comportamiento óptimo de convertidores conectados a la red. Así, por ejemplo, Dell'Aquila, Liserre, Ceccati, y Ometto proponen en [32, 33] un controlador de un rectificador PWM (modulación del ancho de pulso, por sus siglas en inglés) mediante técnicas de lógica borrosa. En uno de sus trabajos [32] la referencia de la corriente de red se obtiene en función de la carga/descarga del condensador del bus de CD y del error de la tensión del bus de CD. En otro artículo [33] un modulador basado en lógica borrosa calcula los patrones de conmutación y los ciclos de trabajo usando las señales de referencia generadas por un controlador "feedforward" basado en lógica borrosa que requiere únicamente la medida de la tensión del bus de CD.

En [34, 35] se presentan varios controladores de corrientes utilizados en convertidores conectados a la red, de esos, en este trabajo se emplea el controlador lineal vectorial sincrónico, basado en dos PIs que trabajan en los ejes de referencia rotatorios dq . Una ventaja fundamental de esta estructura de control es que permite un control desacoplado de

las potencias activa y reactiva que se comparten con la red eléctrica. Por otro lado, algunas de las desventajas son la sobrecarga computacional debido a las transformaciones, la presencia de términos de acoplamiento cruzado entre las corrientes de los ejes d y q y la necesidad de conocer exactamente los valores de los parámetros del filtro para implementar de forma óptima el desacoplamiento de ejes. A pesar de esto, los controladores vectoriales en los ejes de referencia rotatorios son los más empleados hoy en día en los sistemas bajo estudio, y se siguen presentando numerosos trabajos de investigación relacionados con este controlador. Con la componente del eje d se puede controlar la tensión del bus de corriente directa, mientras que con la componente del eje q se puede controlar la potencia reactiva.

1.3.4 Turbina eólica del DFIG

La turbina eólica es una parte integral de un sistema de generación eólica pues se responsabiliza de interceptar el viento y convertir la energía cinética captada, en un torque mecánico que mueve al generador con la mayor eficiencia posible. Es un dispositivo cuyo funcionamiento está basado en los principios de generar la fuerza de sustentación por perfiles aerodinámicos.

Los principios de conservación dictan que será imposible extraer toda la energía del viento interceptado y la eficiencia con que una turbina de diseño específico lo hace depende del coeficiente de potencia, C_p . Este coeficiente tiene un valor máximo teórico de 0.593 y se conoce como el límite de Betz-Lancaster [15, 36, 37]. C_p es una función compleja de la distribución del flujo de aire sobre la superficie de las palas, y a su vez se relaciona con el ángulo de inclinación de la pala y la relación conocida como razón de velocidad del punto de pala y cuyo símbolo es λ . La función que describe el coeficiente de potencia es una superficie bicúbica y se muestra en la Figura 1.3.

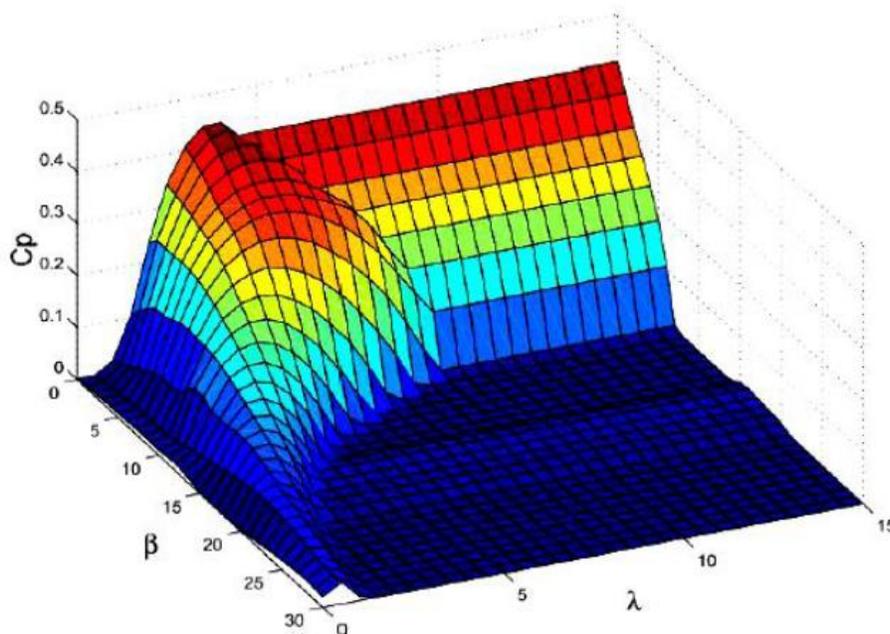


Figura 1.3 Superficie bicúbica que representa al coeficiente de potencia C_p .

Según [36, 38], C_p puede representarse empíricamente por:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left[\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right] e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (1.18)$$

donde β es el ángulo de paso (pitch). El coeficiente λ_i se determina por:

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (1.19)$$

y λ se determina mediante:

$$\lambda = \frac{R_{tur} W_{tur}}{V_w} \quad (1.20)$$

donde: R_{tur} es el radio de la turbina, V_w es la velocidad del viento y W_{tur} es la velocidad de la turbina.

De esta forma, la potencia que se extrae por la turbina del viento está dada por el coeficiente de potencia, C_p , la velocidad del viento, el radio del rotor y la densidad del aire, lo que es esencialmente una ley cúbica representado en la ecuación (1.21):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho R^2 V^3 C_p \quad (1.21)$$

El torque desarrollado se expresa como:

$$T_m = \frac{P_m}{W_{tur}} \quad (1.22)$$

Cuando una turbina es de paso variable significa que es capaz de variar su ángulo de inclinación en función de la velocidad del viento para conseguir el máximo valor del coeficiente de potencia. En una turbina de paso variable este ajuste se realiza por el sistema de control para velocidades de viento por debajo de la nominal y, se dice que el rotor funciona a máxima eficiencia. Al superar el umbral de velocidad nominal, el ángulo de inclinación se ajusta adquiriendo valores positivos cada vez mayores según aumenta la velocidad del viento, hasta llegar al valor máximo de paso (pitch), correspondiendo a la velocidad de salida, cuando las palas se habrían puesto en la posición de bandera.

1.4 Sistema de control del generador de inducción doblemente alimentado

El modelo del DFIG utilizado en este trabajo está descrito en el epígrafe 1.3.1. El modelo de la máquina está conformado por las ecuaciones de la (1.2) a la (1.8) y está implementado en los ejes fijos α y β .

1.4.1 Control del convertidor del lado de la red

Como se explicó anteriormente, de los controladores de corriente mostrados por Kazmierkowski y Malesani [35] en este trabajo se emplea el controlador lineal vectorial sincrónico, basado en dos PIs que trabajan en los ejes de referencia rotatorios dq , como se muestra en la Figura 1.4.

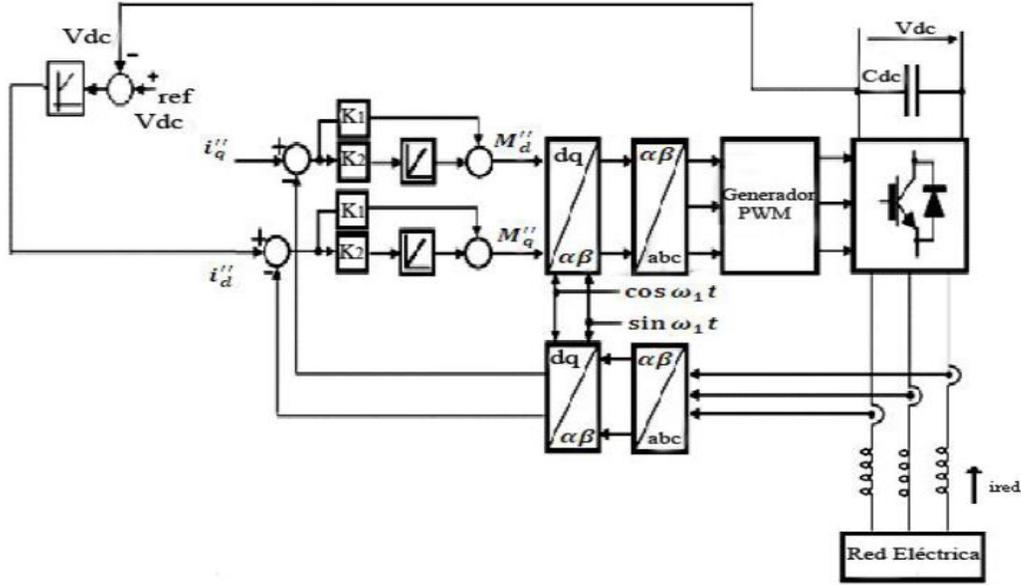


Figura 1.4 Control del convertidor del lado de la red.

Las tres ecuaciones escalares que describen el comportamiento de la figura anterior son:

$$v_a(t) = R_1 i_a(t) + L_1 \frac{di_a(t)}{dt} + e_a(t) \quad (1.23)$$

$$v_b(t) = R_1 i_b(t) + L_1 \frac{di_b(t)}{dt} + e_b(t) \quad (1.24)$$

$$v_c(t) = R_1 i_c(t) + L_1 \frac{di_c(t)}{dt} + e_c(t) \quad (1.25)$$

donde: $v_a(t)$, $v_b(t)$ y $v_c(t)$ son las tensiones de salida de cada rama del convertidor, L_1 es el valor de la inductancia del filtro de salida del convertidor, R_1 es la resistencia del filtro de salida, $i_a(t)$, $i_b(t)$ e $i_c(t)$ son las corrientes de cada fase del convertidor y e_a , e_b y e_c son las tensiones de cada fase de la red eléctrica.

Las expresiones (1.23), (1.24) y (1.25) se pueden expresar en forma vectorial en los ejes $\alpha\beta$ como:

$$v_{\alpha\beta}(t) = R_1 i_{\alpha\beta}(t) + L_1 \frac{di_{\alpha\beta}(t)}{dt} + e_{\alpha\beta}(t) \quad (1.26)$$

$$v_\alpha(t) = R_1 i_\alpha(t) + L_1 \frac{di_\alpha(t)}{dt} + e_\alpha(t) \quad (1.27)$$

$$v_\beta(t) = R_1 i_\beta(t) + L_1 \frac{di_\beta(t)}{dt} + e_\beta(t) \quad (1.28)$$

Las expresiones (1.26), (1.27) y (1.28) se transforman a los ejes de referencias dq :

$$v(t) = R_1 i_g(t) + L_1 \frac{di_g(t)}{dt} + jw_1 L_1 i_1(t) + e_g(t) \quad (1.29)$$

$$v_q(t) = R_1 i_q(t) + L_1 \frac{di_q(t)}{dt} + w_1 L_1 i_d(t) + e_q(t) \quad (1.30)$$

$$v_d(t) = R_1 i_d(t) + L_1 \frac{di_d(t)}{dt} - w_1 L_1 i_q(t) + e_d(t) \quad (1.31)$$

Las potencias activa y reactiva fluyen del sistema al convertidor y pueden ser escritas como:

$$P = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}\vec{i}^*\} = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \quad (1.32)$$

$$Q = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}\vec{i}^*\} = \frac{3}{2} (v_q i_d - v_d i_q) \quad (1.33)$$

Si el vector tensión del sistema de potencia se usa orientado de acuerdo a la posición del sistema dq , entonces el vector tensión puede ser alineado con el eje d . Entonces las potencias activa y reactiva se convierten en:

$$P = \frac{3}{2} v_d i_d \quad (1.34)$$

$$Q = -\frac{3}{2} v_d i_q \quad (1.35)$$

Además, despreciando las pérdidas del convertidor, la diferencia entre la potencia activa entregada al convertidor del lado de red, por el sistema de potencia, y la potencia activa absorbida por el rotor de la máquina de inducción desde el convertidor, del lado de la máquina, debe ser absorbida por el capacitor intermedio. Si en el bus de CD la tensión se mantiene constante, toda la potencia activa que está fluyendo a través de los terminales del rotor de la máquina va o viene del sistema de potencia. El convertidor del lado de la red es el que controla y mantiene constante la tensión de continua. Como se puede observar en (1.34), esto se puede hacer mediante la imposición de la componente de corriente de eje d de entrada al convertidor. Para el control de la corriente, se implementa un lazo de control interno. Sin embargo, durante el proceso de inicialización, mientras que la tensión del bus de corriente directa (CD) es todavía bajo, la magnitud del vector tensión del lado del convertidor es menor que la magnitud del vector tensión del sistema de potencia. Por lo tanto, la corriente a través de los inductores de entrada no puede ser forzada por la tensión del convertidor. Sólo cuando la tensión del bus de corriente directa se hace más grande que la magnitud de la tensión del estator, se garantiza el control de la corriente. Esto no resulta un inconveniente ya que el propio vector de tensión del sistema tiende a elevar la tensión del circuito intermedio de corriente directa.

El control de la tensión del bus (CD) en el convertidor del lado de red se presenta en el diagrama de bloques mostrado en la Figura 1.4.

Con el fin de obligar a toda la potencia reactiva generada a fluir sólo a través del estator de la máquina de inducción, la componente de corriente de eje q de entrada al convertidor debe ser igual a cero. Este control de potencia reactiva también se representa en el diagrama de bloques de la Figura 1.4.

Debe señalarse que si se usa la estrategia de máxima generación de potencia, pueden ocurrir fluctuaciones de la tensión o problemas de estabilidad debido a las variaciones típicas de la velocidad del viento. Es recomendable que la referencia de potencia activa tenga esto en cuenta.

Para el diseño de los controladores de corrientes es necesario eliminar el acoplamiento cruzado entre los ejes d y q , debido al término jw_1L_1 . Un método para eliminar este acoplamiento consiste en añadir un lazo de realimentación negativa interno con una ganancia $-jw_1L_1$.

Además, es necesario cancelar el efecto de la tensión de red e_g sobre el controlador, lo que se logra mediante una compensación "feedforward". Esto puede realizarse porque la dinámica de e_g es muy lenta comparada con la corriente de red y , por tanto, puede ser tratada como una perturbación en el sistema de control.

Como se ha podido apreciar las ecuaciones (1.23)-(1.25), describen el comportamiento de las tensiones de salida de cada rama del convertidor. Estas se pueden expresar de forma vectorial en los ejes $\alpha\beta$ y son definidas por las ecuaciones (1.26)-(1.28), y transformadas a los ejes de referencias dq como se puede observar de (1.29)-(1.31). Por otro lado, las ecuaciones (1.32) y (1.33), describen las potencias activa y reactiva que fluyen del sistema al convertidor, que pueden ser aproximadas por (1.34) y (1.35) cuando el vector tensión es alineado con el eje d .

1.4.2 Control del convertidor del lado del rotor

Para realizar el control vectorial del convertidor del lado del rotor se ha elegido una orientación de los ejes dq con el eje d siguiendo el flujo del estator. La potencia mecánica que se convierte en eléctrica en la turbina eólica responde a la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p V^3 \quad (1.36)$$

donde: ρ es la densidad del aire, V es la velocidad del viento, A es el área de la turbina del rotor, C_p es el coeficiente de potencia, este último es una función compleja de la distribución del flujo de aire sobre la superficie de las palas y, a su vez, se relaciona con el ángulo de inclinación de la pala (β) y con la razón de velocidad de la punta de la pala (λ). Esta última responde a la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{W_r R}{V} \quad (1.37)$$

siendo $W_r R$ la velocidad de la punta de la pala.

Para cada velocidad del viento existe una velocidad angular del rotor que consigue extraer la máxima potencia. Teniendo esto en cuenta se utilizan las curvas de C_p vs λ para determinar el valor óptimo de λ para la velocidad del viento medida y de esta forma calcular la velocidad óptima del rotor [21].

$$W_r^{OPT} = \frac{\lambda^{OPT} V}{R} \quad (1.38)$$

El control de velocidad debe ser usado para imponer la velocidad óptima del rotor para extraer la máxima potencia.

Orientando el eje d según el flujo del estator, su componente ψ_{sq} es nula, y [19]:

$$\psi_{sd} = |\vec{\psi}_s| = \psi_s$$

Al escribir la ecuación (1.16) en un sistema de referencia orientado al flujo del estator, la potencia reactiva absorbida por el generador es:

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{w}{L_s} [\psi_s^2 - L_m \psi_s i_{rd}] \quad (1.39)$$

Teniendo en cuenta la expresión anterior se puede controlar la potencia reactiva absorbida con la componente d de la corriente del rotor.

En la Figura 1.5 se observa el diagrama de bloques del esquema de control utilizado en el convertidor del lado de la máquina.

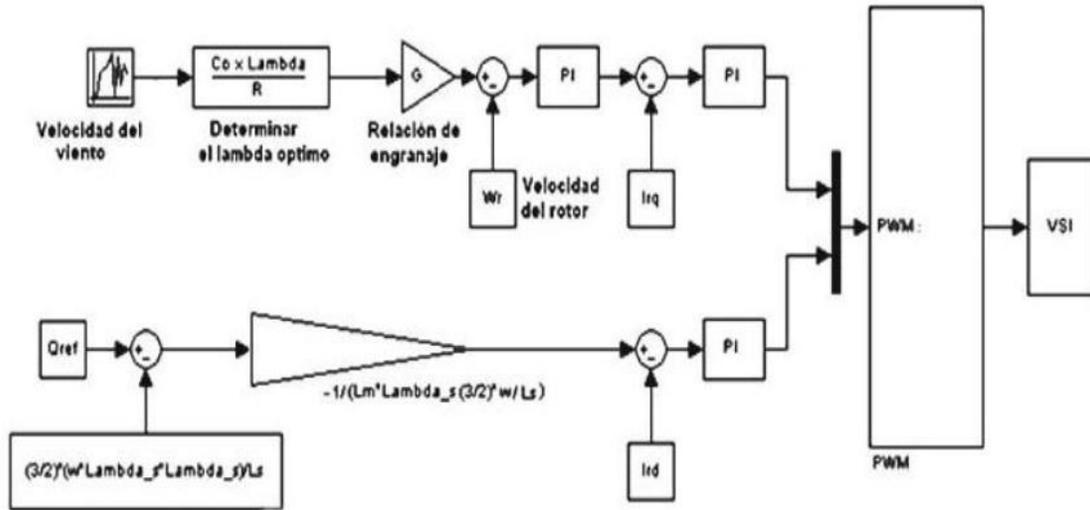


Figura 1.5 Diagrama de bloques del control del convertidor del lado de la máquina.

La ecuación del rotor de la máquina separada en sus dos componentes d y q es [39]:

$$V_{rd} = R_r i_{rd} - (w_s - w_r) \psi_{rq} + \frac{d}{dt} \psi_{rd} \quad (1.40)$$

$$V_{rq} = R_r i_{rq} - (w_s - w_r) \psi_{rd} + \frac{d}{dt} \psi_{rq} \quad (1.41)$$

A la diferencia entre la velocidad de sincronismo y la velocidad del rotor de la máquina ($w_s - w_r$) se le denomina de ahora en adelante w_{slip} .

Al suponer que la máquina trabaje sin saturarse, el flujo del estator será la suma del flujo producido por la corriente circulante por él mismo, más una parte del producido por las corrientes del rotor [18]. Lo mismo se cumple con el flujo del rotor. Esto queda reflejado en las ecuaciones (1.5) y (1.6).

Al despejar i_s en (1.5) y (1.6), igualando y operando, se obtiene la relación entre ψ_s y ψ_r :

$$\psi_r = L_r - \frac{L_m^2}{L_s} i_r + \psi_s \frac{L_m}{L_s} \quad (1.42)$$

que puede fácilmente ser separada en sus dos componentes d y q, teniendo en cuenta que el flujo del estator en el eje q es nulo por la orientación utilizada.

Definiendo $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$ se puede simplificar la ecuación anterior y obtener:

$$L_r - \frac{L_m^2}{L_s} = \sigma L_r \quad (1.43)$$

Al introducir la ecuación (1.43) en (1.40) y (1.41):

$$V_{rd} = R_r i_{rd} - w_{slip} \sigma L_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \psi_{sd} \quad (1.44)$$

$$V_{rq} = R_r i_{rq} + w_{slip} \sigma L_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq} + w_{slip} \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} \quad (1.45)$$

En la ecuación de la tensión del rotor en el eje d, existen dos sumandos que dependen directamente de i_{rd} . Lo mismo ocurre en la segunda ecuación en el eje q. La misión del regulador PI será ajustar la salida para que estos dos sumandos obtengan el valor que deban. El resto de sumandos, a excepción de la derivada del flujo en la primera ecuación que es nula en régimen permanente, se denominan términos de compensación, o términos cruzados, pues dependen cada uno de la corriente obtenida en la otra ecuación.

En la Figura 1.6 se representa el diagrama de bloques de los controles implementados en los dos convertidores que forman parte del DFIG.

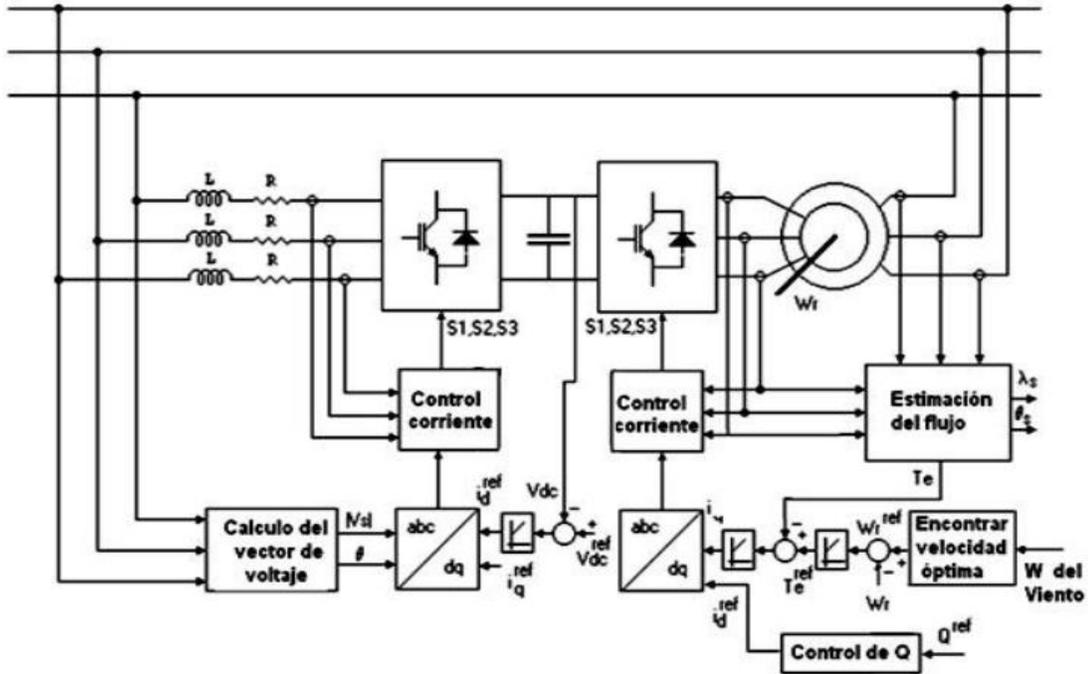


Figura 1.6 Diagrama de bloques general del esquema de control propuesto.

Con las ecuaciones (1.36) y (1.37) se pueden obtener la potencia mecánica convertida en potencia eléctrica y la velocidad de la punta de la pala, respectivamente. Mientras que con (1.39) se puede regular la potencia reactiva mediante la corriente del eje d del rotor. Por otro lado (1.40) y (1.41) describen el comportamiento del rotor de la máquina separados en sus ejes d y q, al igual que (1.44) y (1.45), lo que estas últimas suponen que la máquina está trabajando sin saturarse, y que por la orientación del eje d utilizada el flujo del estator del eje q es nulo. Esto permite que el regulador PI tenga la posibilidad de ajustar los valores que dependen de i_{rd} e i_{rq} en cada ecuación, respectivamente, para que estos sean los adecuados.

1.5 Generalidades de los Sistemas de Generación Distribuida trabajando en isla

Una de las formas en que la GD (Generación Distribuida) puede mejorar la confiabilidad y la fiabilidad del SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), es siendo capaz de proporcionar suministro eléctrico en situación de isla. Para que esto sea efectivo se requiere unidades de GD confiables y una coordinación cuidadosa con el equipamiento de protección y de apertura del SEP.

La transición a isla puede ser el resultado de eventos programados o no programados. Las transiciones programadas son situaciones planificadas para las que el tiempo y la duración prevista de la isla están acordadas por todas las partes involucradas. Las transiciones no programadas son eventos accidentales que normalmente se inician por la pérdida del SEP o fallas en los equipos; el sistema en isla con GD es seccionado de forma automática por equipos de protección [40].

El conocimiento de las condiciones de operación del sistema antes del funcionamiento en isla y el control de esas condiciones sirven para facilitar la transferencia fluida a una isla intencional, particularmente en respuesta a eventos anormales y cuando una parte del SEP esta incluida en la isla.

Durante la transición a la isla deben haber suficientes generadores distribuidos, que tengan r disponibles las características necesarias según fueron planificados, diseñados e instalados, de forma tal que controlen la tensión y frecuencia durante la perturbación de la red, hasta tanto los relés de protecciones y los interruptores operen para lograr una transición exitosa.

Si no hay suficientes generadores distribuidos o los que hay no controlan tensión y frecuencia durante la perturbación, entonces debería existir capacidad de arranque en negro si se necesita formar la isla luego que el circuito queda desenergizado.

Un sistema de isla con GD debe diseñarse para proporcionar los requisitos de potencia activa y reactiva de las cargas dentro de la isla y funcionar en toda la gama de condiciones de operación de la carga.

Debe ser capaz de regular activamente la tensión y la frecuencia dentro de los rangos acordados, por lo que debe haber un margen de reserva adecuada que es una función del factor de carga, la magnitud, la curva de carga y los requisitos de fiabilidad de la carga, y de la disponibilidad de GD. Para equilibrar la carga y la generación dentro de la isla se pueden usar diversas técnicas, por ejemplo, seguimiento de carga (un esquema de funcionamiento que ajusta automáticamente la potencia eléctrica de la generación para que coincida con la demanda eléctrica), gestión de la carga (equilibrar el suministro de electricidad con la carga eléctrica mediante el ajuste o el control de la carga) y disparo de carga.

Hay una necesidad de proporcionar una respuesta dinámica de los generadores distribuidos que puede no necesitarse en funcionamiento paralelo normal.

Por ejemplo, si un arranque de motor requiere una cantidad grande de potencia reactiva y no hay suficiente capacidad de potencia reactiva para mantener correctamente tensión y estabilidad de la frecuencia, puede ser necesario limitar la corriente.

La coordinación de los dispositivos de protección debe mantenerse cuando se encuentra conectado al SEP y también en condición de isla.

Todas las posibles fallas que se pueden detectar y subsanar en el modo paralelo normal, debe ser posible que también se detecten y subsanen en el modo de funcionamiento en isla. Debe haber un monitoreo y control suficiente para entender y operar el estado de la isla. Si hay múltiples unidades de GD en el sistema, su funcionamiento debe ser gestionado y coordinado para responder eficazmente a las necesidades de la isla.

1.5.1 Principios del funcionamiento del DFIG en isla

La operación en isla es un modo de operación significativo de la turbina eólica y este puede ampliar el rango de aplicación de la misma [41]. Este modo de operación puede mejorar la capacidad de servicio y reducir el costo del suministro de energía en algunas regiones remotas o islas [42, 43]. Por otro lado, las pérdidas económicas causadas por el fallo de la red eléctrica en algunas zonas que carecen de un suministro de energía de emergencia,

pueden ser reducidas cuando las cargas locales importantes son alimentadas por la turbina eólica [44, 45].

En [46], el sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) está conectado en paralelo con el eslabón de DC del inversor del DFIG, y el sistema híbrido puede funcionar en modos diferentes y tiene la capacidad de suministrar energía para la carga independientemente. En [47, 48], se proponen estrategias de control coordinadas de las turbinas eólicas y los sistemas de almacenamiento de energía para estabilizar la red eléctrica en isla.

Por otra parte, en [4, 49, 50], con la introducción de la estrategia de control de las variaciones producidas, el DFIG puede responder a los cambios de frecuencia y voltaje de la red eléctrica aislada y mantener su voltaje y frecuencia en niveles estables, por lo que el DFIG puede seguir suministrando energía a la carga en caso que ocurra una desconexión de la red principal. Mediante la aplicación de las estrategias de control propuestas en [4, 46-50], el DFIG tiene la capacidad de funcionar en el modo isla. Sin embargo, estas estrategias sólo hacen que el DFIG sea esencialmente similar a una fuente de corriente, de modo que una fuente de alimentación grande sea necesaria para mantener el voltaje de la red eléctrica en isla.

Además, en [51, 52], se presenta una estrategia llamada control de orientación indirecta al flujo del estator (*indirect stator-flux orientation*) (ISFO, por sus siglas en inglés) que es conveniente para el DFIG. Esto permite que el generador de inducción doblemente alimentado con características de fuente de voltaje pueda controlar independientemente la frecuencia y la amplitud de su voltaje de estator.

Aunque el DFIG puede obtener la capacidad de suministrar energía a la carga independientemente de la aplicación de la estrategia de control de ISFO [1, 53]. Funcionando en el modo isla, el ajuste frecuente de la velocidad de rotación y del ángulo pitch puede producir fatiga mecánica en el DFIG y afectar seriamente su vida de servicio [54].

Otro inconveniente para la operación en isla, es que este tipo de sistemas a veces presentan problemas en 2 áreas diferentes: sobregeneración o subgeneración.

Según [55], el DFIG con sistema de almacenamiento puede ser asumido como dos fuentes de energía: una es el DFIG con el convertidor en el lado del rotor y otra es el almacenamiento en el lado de carga.

El control del convertidor lado del rotor permitirá capturar la máxima potencia del viento, mediante el control del torque de la máquina de acuerdo a las características del rastreo de potencia de la turbina eólica. La combinación del generador de inducción y el convertidor lado del rotor es capaz de controlar la potencia activa y reactiva independientemente. Por otro lado, el convertidor de lado de la carga con almacenamiento se comporta como un inversor basado en generación distribuida. En el caso de la operación en isla, el sistema de almacenamiento puede proveer estabilidad al sistema y podrá regular la frecuencia y el voltaje del sistema.

De acuerdo a la desviación de la frecuencia y el voltaje del sistema debido a la demanda de la carga y la variación del viento, el control del almacenamiento continuamente ajustará la

salida de potencia activa y reactiva en orden de mantener el balance de energía y también a la frecuencia y el voltaje cerca de sus valores nominales.

En una situación de sobregeneración, el controlador sustrae energía hasta el sistema de almacenamiento, hasta el límite máximo de carga. En una situación de subgeneración, cuando la carga demandada es mayor que la generación, debido que la velocidad del viento es insuficiente para generar la energía requerida y contrarrestar la demanda, el controlador del sistema aplica la política de desprendimiento de carga [55].

1.6 Conclusiones Parciales

En este capítulo se han mostrado características de las turbinas de viento para la generación eléctrica, especialmente del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG). Este tipo de generador nos permite la posibilidad de generación, cuando la red se encuentra aislada del sistema principal o en isla, permitiendo así la alimentación de pequeñas cargas locales, mientras dure la interrupción del servicio.

Para ello es necesario un control riguroso sobre los elementos que lo componen, puesto que lo más importante es cumplir con los parámetros de calidad al suministrar energía; dígame: frecuencia, nivel de voltaje, así como la potencia activa y reactiva entregada al sistema.

También se pudo observar el sistema principal de control de los convertidores del DFIG, tanto del lado del rotor como del lado de la red, que son los controladores del tipo proporcional integral (PI), que a partir de ellos, en el lado del rotor, se puede controlar la tensión terminal de la máquina, así como su potencia reactiva, su velocidad angular y por tanto su potencia activa producida. Por otra parte, se pudo observar además que el convertidor conectado a la red que controla la tensión del bus de CD puede ser utilizado para compensar la potencia reactiva.

Por otro lado, fue presentado un resumen de las generalidades de los sistemas de generación distribuida trabajando en isla, centrándose en la generación con DFIG en este modo de operación. Aunque tiene sus desventajas, puesto que la creación de islas de forma no intencional puede causar accidentes a los trabajadores que dan mantenimiento a las líneas y a los sistemas eléctricos al no saber que siguen energizados, o si la generación no cumple con los parámetros de calidad puede dañar equipos de los consumidores, los sistemas en isla creados de forma intencional pueden suplir la demanda de cargas locales luego de catástrofes naturales o en caso de desconexiones parciales al SEN, para así minimizar la afectación del servicio eléctrico a los clientes y/o para suplir cargas locales importantes como los centros de salud.

CAPÍTULO 2. Métodos de control para el DFIG en isla. Implementación en Simulink.

La operación en isla, cuando no es de forma intencional es uno de los problemas más serios de la Generación Distribuida (GD). Esto puede ocasionar que aunque una zona determinada esté desconectada de la red eléctrica principal, algunas de sus líneas puedan quedar energizadas al estar conectadas también a un sistema de GD.

Hasta la actualidad, diferentes métodos de detección de islas (MDIs) han sido desarrollados por los investigadores para detectar los fenómenos de isla.

Por otra parte, cuando la operación en isla ocurre de forma intencional, esta necesita de métodos de control para la correcta operación de estos sistemas, puesto que es muy importante mantener los niveles de frecuencia y voltaje en niveles aceptables y que no degraden la calidad de la energía suministrada a la red, así como un control importante sobre la potencia activa y reactiva exportada, teniendo en cuenta la demanda del circuito y la capacidad de generación, que depende directamente de la fluctuaciones de la velocidad del viento.

En este capítulo se presenta una revisión de los principales métodos de detección de islas y de los principales métodos para la operación del DFIG en isla. Además se presenta la implementación de un método de detección de islas en el Simulink.

El objetivo principal del capítulo es analizar los diferentes métodos de detección de islas así como diferentes métodos para el funcionamiento correcto del DFIG trabajando en isla.

Este capítulo está estructurado de la siguiente forma, primero se analizan los métodos de detección de islas, luego los métodos para el funcionamiento del DFIG en isla y finalmente se hace una simulación en Simulink de dos MDI, para compararlos entre ellos.

2.1 Métodos de detección de islas (MDIs)

Los MDIs puede ser clasificados principalmente en dos grupos: local y remoto. Los MDIs de comunicación o remotos están basados en la comunicación entre la red principal y la generación distribuida [56]. Los MDIs remotos siguen el esquema de la señal de aviso y el esquema de potencia de línea señalado, etc. Los MDIs locales están basados en los parámetros del sistema como voltaje, frecuencia, entre otras en el lado de la GD.

Los MDIs locales están divididos en métodos activos, pasivos y híbridos. Los MDIs pasivos supervisan continuamente el voltaje, la frecuencia, el ángulo de fase y la distorsión armónica etc. al final de la GD para identificar los fenómenos de isla. En el método activo se introduce una perturbación externa al sistema que rastrea los cambios en los parámetros que se definan. Los métodos híbridos son la combinación de ambos.

A continuación se presentan algunos de los métodos de detección de islas más utilizados en la actualidad:

Bajo/sobre voltaje

Todos los inversores que interactúan con la red necesitan de un circuito para detectar los cambios de voltaje durante la interrupción de la red principal. Para esto, el circuito se mantiene un nivel de umbral evitando falsas desconexiones.

Baja/sobre frecuencia

Cuando una microred no está conectada a la red principal, la frecuencia de la potencia que está siendo suministrada al circuito cambia, este cambio se utiliza para detectar fenómenos de isla.

Detección del salto del voltaje de fase (PJD)

Si la salida de una unidad GD está balanceada con las cargas locales, generalmente los cambios de voltaje y frecuencia no son suficientes para la detección de la isla. El método PJD puede identificar un cambio en la diferencia de fase (desfasaje) entre el voltaje y la corriente durante la interrupción de la red principal.

Rango de cambio de la frecuencia (ROCOF)

El ROCOF es también usado como un método de detección de isla. El rango de cambio de la frecuencia es expresado como:

$$\frac{df}{dt} = ROCOF = \frac{\Delta P f}{2GH} \quad (2.1)$$

donde f es la frecuencia del sistema, t el tiempo, ΔP es la variación de la potencia ($P_m - P_e$), G es la capacidad del sistema, y H la constante de inercia del sistema. Si el valor de $ROCOF$ es más alto que un cierto valor, el sistema de generación en estudio será desconectado de la red [6].

Detección de Armónicos(HD)

Durante la isla, la distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés) en los terminales de la GD aumenta, y esta puede ser medida para detectar el fenómeno de isla.

En el método activo, pequeñas señales de perturbaciones son intencionalmente introducidas en los terminales de la GD para detectar la isla, midiendo el efecto de las perturbaciones en el voltaje, la frecuencia, y las impedancias.

Método de inyección de corrientes de secuencia negativa.

Este método puede descubrir un incidente de isla dentro de casi 60 ms. (3.5 ciclos)[57].

Medición de la impedancia (IM).

En este método, se aplica de manera forzada una pequeña corriente al circuito para medir la impedancia total del circuito que es alimentado por el inversor. Normalmente no habrá ningún cambio del voltaje medido, pero durante la desconexión, es obvio que ocurra un cambio del voltaje.

Medición de la impedancia a una frecuencia específica o salto de amplitud armónica.

Similar a la medición de la impedancia, aquí también el inversor inyecta armónicos al sistema a una frecuencia específica y espera a la señal que viene de la red.

Cambio de frecuencia en modo de resbalamiento (SMS)

En este método, la fase de salida del inversor se hace ligeramente y de forma forzada mal alineada con la señal de la red. La red ajustará automáticamente esta señal en su circuito interno. En ausencia de la red, inmediatamente el sistema cambiará lejos de la frecuencia asignada, causando la desconexión del inversor [58].

Afectación de la frecuencia.

En este método se inyecta una leve señal fuera de frecuencia a la red, pero "la para" volviendo atrás en el fin de cada ciclo, en una fase cuándo la señal de voltaje pasa por el cero.

Desequilibrio de voltaje y punto ajustado (set point) de frecuencia.

En este método, caídas cortas de ambos métodos son eliminadas cuando estos son aplicados simultáneamente. Cuando el desequilibrio de voltaje (VU, por sus siglas en inglés) es mucho más sensible para reaccionar con la perturbación que el THD, este método puede distinguir eficazmente entre la isla y el cambio de las condiciones de carga.

Técnica basada en el cambio del voltaje y potencia activa.

Aquí un promedio del rango de cambio del voltaje (método pasivo) y del cambio de la potencia activa (método activo) es combinado para conseguir un método mejorado para la detección de islas.

Inyección de fluctuación de voltaje

Este método es una combinación del rango de cambio de la frecuencia (ROCOF), del rango de cambio de voltaje (ROCOV), y del factor de corrección de detección de isla (CF) para identificar la condición en isla.

Técnicas basadas en la transformada de pequeñas ondas (WTT).

Este método usa las señales de voltaje transiente o la componente de secuencia negativa de la señal de voltaje o los cambios espectrales de la componente de frecuencia más alta producida en el PCC durante el transcurso de los fenómenos de isla. Este método proporciona una zona de no detección (NDZ, por sus siglas en inglés) casi cero [59-62].

Rendimiento de los MDIs

El análisis correcto del rendimiento de los MDIs depende de varios factores. Este análisis permite que la elección del método de detección de islas sea la adecuada en dependencia de diferentes parámetros, tales como:

Zona de no detección (NDZ).

Esta es el área o la zona de los parámetros de la carga o el desbalance de potencia, donde la detección de la isla no es posible. Los métodos pasivos proporcionan una NDZ grande. Aumentando la sensibilidad del relé, la NDZ puede ser reducida. Los métodos activos proporcionan una NDZ más pequeño comparado a los métodos pasivos [63].

Tiempo de respuesta.

El tiempo de detección para la zona que se encuentra en isla es un factor muy importante y debería ser el mínimo posible, ya que este modo de operación es demasiado peligroso para la red de consumidores, trabajadores, equipos y cargas. En el método pasivo, el tiempo de respuesta depende de los ajustes del relé que se utiliza en los dispositivos protectores, mientras que en el método activo es el tiempo total requerido para proporcionar la señal externa y descubrir las modificaciones en los parámetros debido a esta señal.

Costo de Implementación.

El costo de implementación desempeña un papel importante para seleccionar el MDI apropiado. El coste adicional de los circuitos del hardware que suplementan el método activo aumenta el coste y la complejidad del mismo en comparación con los métodos pasivos.

Degradación de la calidad de energía.

La generación de energía aumenta con la incorporación de la GD, además mejora la calidad de la misma. Durante los MDIs activos, los problemas de calidad de energía aumentan significativamente. Pero de acuerdo a los estándares internacionales cualquier red conectada a un inversor debería producir menos de 5 % THD de su corriente calculada.

Fiabilidad.

Cualquier MDI debe ser confiable es decir, no debe haber ninguna señal de aviso falsa, ninguna falla en el componente, y que sea capaz de identificar la condición de sobrecarga o la de isla. Los ajustes de los dispositivos anti-islas deberían ser seleccionados correctamente para evitar la falsa operación debido a cambios de carga repentinos. Resulta una tarea también difícil la selección de los parámetros de umbral de la señal de aviso.

Existen también otros métodos como los presentados en [64] y [65], que utilizan algoritmos mucho más complejos. En [64] se utiliza un algoritmo basado en un árbol de decisiones para clasificar casos de detección de islas, combinado con una técnica llamada AdaBoost (Adaptative Boosting) que permite reducir el rango de error de este método. Por otro lado, en [65] se utiliza una técnica de detección de islas basada en el algoritmo ELM (Extreme Learning Machine), para la generación distribuida equipada con DFIG. Aunque estos métodos, muchas veces reducen el tiempo de detección, el coste de su implementación es alto, pues se necesitan hardwares externos para el cómputo de los algoritmos previamente mencionados.

En esta investigación se profundiza en un tres métodos de detección de islas, uno pasivo basado en la variación de la frecuencia, uno activo basado en la medición de la distorsión armónica total de las corrientes de fase del generador y otro método que combina dos métodos pasivos basados en la variación del voltaje y la corriente, que por su poco nivel de

complejidad y rápido poder de detección, nos permite que la detección de isla sea efectiva de acuerdo al estándar 1547 de la IEEE, donde la isla debe ser detectada antes de los 2 s [5].

2.1.1 Método de detección de islas con relé ROCOF.

Los relé ROCOF dan lugar a que cuando una isla ocurre, exista siempre un desequilibrio entre la generación y la carga en la isla formada [66]. Al instante de entrar en modo isla, el desbalance de la potencia hace que la frecuencia cambie dinámicamente, esta puede ser aproximada por la ecuación (2.1).

El rango del cambio de la frecuencia es calculado usando una ventana de medición de unos pocos ciclos de la forma de onda del voltaje. La señal resultante es filtrada por la función de transferencia de primer orden $1/(TaS+1)$, que representa un filtro de paso bajo usado para eliminar la transiente de alta frecuencia, donde Ta representa la constante de tiempo del filtro y la ventana de medición adoptada. Si el valor del rango de cambio de la frecuencia es más alto que el valor umbral β , una señal de aviso es enviada al interruptor del circuito del generador. K es el rango del cambio de la frecuencia medido después del proceso de filtración.

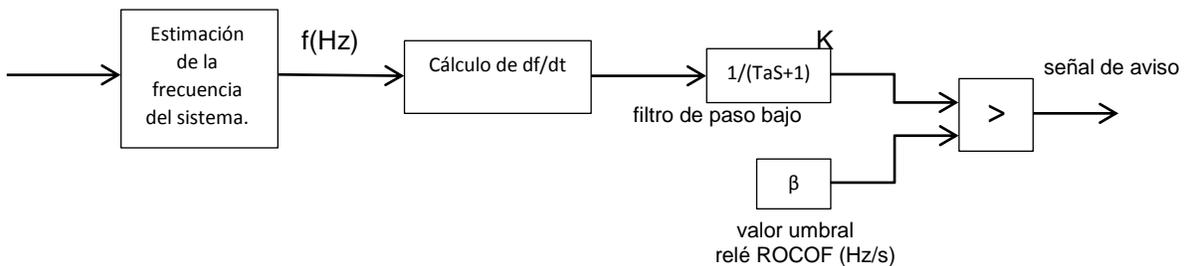


Figura 2.1 Diagrama esquemático simplificado del principio de operación del relé ROCOF.

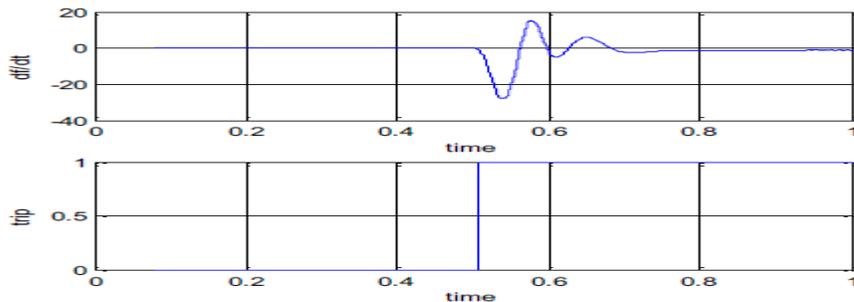


Figura 2.2 Ejemplo de medición del rango de cambio de la frecuencia y la señal de aviso usando el método FFT [8].

La ecuación (2.1), permite determinar la variación de la frecuencia con respecto al tiempo, este valor es el más importante en este método pues es el que permite, junto con el valor umbral del relé, la correcta detección de la isla.

2.1.2 Método de detección de islas mediante la detección de la distorsión armónica total (THD) de las corrientes de fase de la turbina eólica.

Las pequeñas perturbaciones en las corrientes de fase pueden ser detectadas cuando las turbinas eólicas son desconectadas de la red eléctrica principal y se encuentran trabajando en isla. Por lo tanto, el muestreo de la distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés) de las corrientes de fase de las turbinas eólicas puede ser usado para detectar el funcionamiento en isla de las mismas.

Los cambios en la carga para la GD debido a la pérdida de la fuente de alimentación principal, causan variaciones en los armónicos de la corriente. De este modo, se propone la THD de la corriente como una de las corrientes en los parámetros de monitoreo [67, 68]. La distorsión armónica total de la corriente en el tiempo es definida como:

$$THD_t = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H I_h^2}}{I_1} \quad (2.2)$$

Donde:

I_1 : Valor rms de la componente fundamental de la señal.

I_h : Valor rms de la componente h^{th} de la señal.

H : Número de armónicos.

Durante cada ciclo con la prueba de N , el promedio de THD será obtenido por la ecuación (2.3).

$$THD_{avg_t} = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} THD_{t-i} \quad (2.3)$$

N : número de pruebas en cada ciclo.

THD_{avg_t} : promedio de un ciclo de THD.

Durante la operación normal, la diferencia entre THD_t y THD_{avg_t} es pequeña y varía alrededor de pequeños valores, pero cuando las turbinas eólicas son desconectadas de la red de distribución es esperado que la diferencia será lo bastante alta como para distinguir la red en isla.

Por lo tanto, es definido un parámetro normalizado basado en la diferencia de THD_t y THD_{avg_t} .

$$\Delta THD_t = \frac{THD_{avg_s} - THD_{avg_t}}{THD_{avg_s}} \cdot 100 \quad (2.4)$$

donde THD_{avg_s} es el valor de referencia de THD para el estado estable y condiciones normales de carga.

Si el ΔTHD_t es más alto que el valor umbral dado entonces la isla se ha detectado. Por lo tanto, la detección de islas de las turbinas eólicas estarán basadas en el valor de la expresión (2.4) y su valor umbral.

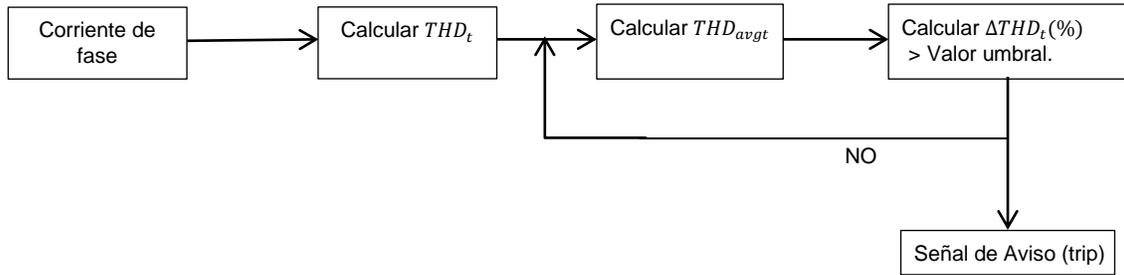


Figura 2.3 Esquema del MDI basado en el THD.

El algoritmo comienza probando las corrientes de las tres fases y calcula su THD. Cuando la red eléctrica de distribución trabaja en una condición balanceada es suficiente la prueba de una sola fase, si esto no ocurre, es necesaria la prueba de las tres corrientes de fase.[8]

Las ecuación (2.2) permite el cálculo de la distorsión armónica total, tanto de la corriente que es muestreada en el tiempo como la de la corriente que es tomada como referencia (estado estable y condiciones normales de carga). La ecuación (2.3) por su parte, calcula el promedio del THD de la corriente muestreada y mientras no ocurra un cambio significativo en el sistema, este va a tender al valor de THD previamente calculado. Por último la ecuación (2.4), calcula la variación del THD en porcentaje, lo que permite observar el cambio que ha ocurrido, cuando es comparado con el valor umbral.

2.1.3 Método de detección de islas basado en la componente de secuencia positiva del voltaje y la corriente

De acuerdo a la Figura 2.4, que muestra el diagrama esquemático del proceso de detección, la corriente y el voltaje son medidas en el punto de acoplamiento común (PCC, por sus siglas en inglés).

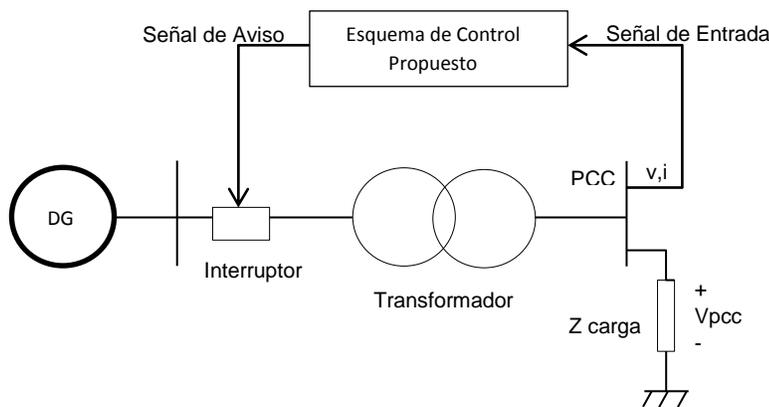


Figura 2.4 Diagrama esquemático del proceso de detección.

Entonces, el valor de los fasores de la corriente y el voltaje se convierten en las componentes de secuencia positiva. De esta manera, se calculan: el rango de cambio de la secuencia positiva del voltaje (RCPSV, por sus siglas en inglés) y el rango de cambio de la secuencia positiva de las corrientes (RCPSC, por sus siglas en inglés). Cuando es detectado que $RCPSC \neq 0$ y $RCPSV \neq 0$, los valores de RCPSC Y RCPSV son comparados continuamente con sus valores umbral predeterminados de *Valor predeterminado 1* y *Valor predeterminado 2*, respectivamente [69].

La isla se detecta cuando ambos valores de RCPSC y RCPSV son mayores que sus valores predeterminados. Por otra parte, si cada valor de muestra del RCPSC o el RCPSV es menor que los valores predeterminados, se considera que la isla no ha ocurrido. Los valores de umbral: *Valor predeterminado 1* y *Valor predeterminado 2* son ajustados a 0.2 p.u./sec.

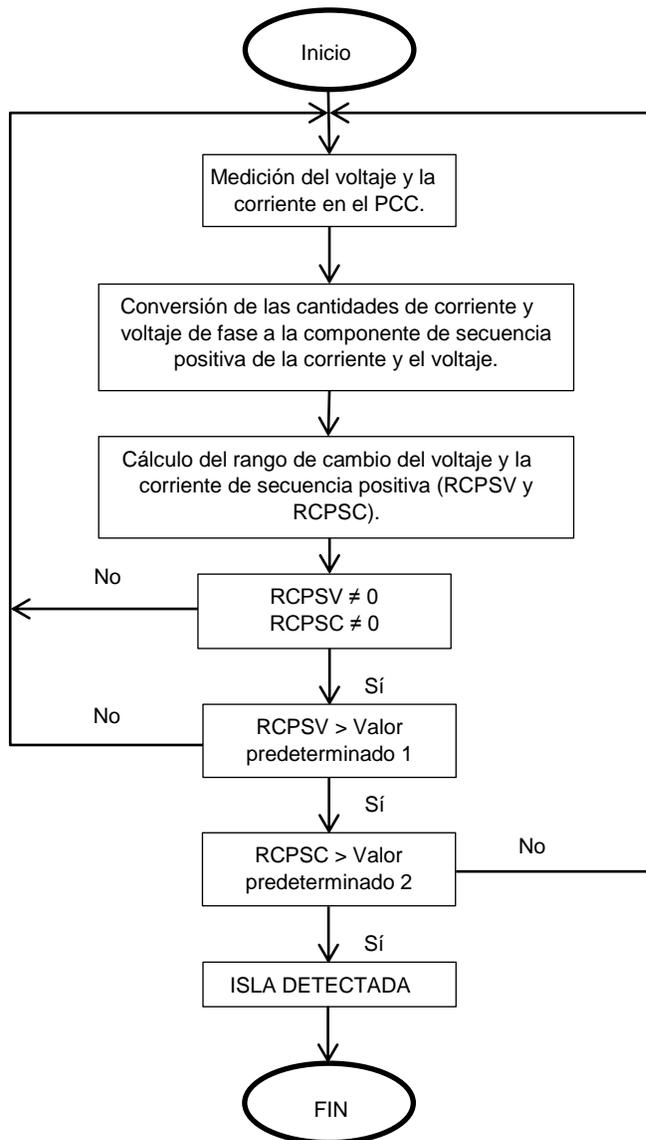


Figura 2.5 Esquema del método de detección basado en el RCPSV y RCPSC.

Las componentes de secuencia positiva están dados por (2.5) y (2.6).

$$I_+ = \frac{1}{3} \cdot (I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (2.5)$$

$$V_+ = \frac{1}{3} \cdot (V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (2.6)$$

donde I_a, I_b e I_c son las corrientes de fase a, b y c respectivamente. Además, V_a, V_b y V_c son los voltajes de fase a, b y c, respectivamente. El operador complejo es $a = 1 \angle 120^\circ$.

En el PCC, el voltaje es V_{PCC} antes de que ocurra la isla. Sin embargo, después que ocurre la isla el voltaje en PCC cambia a $V_{PCC}(1 + \Delta V)$. De acuerdo a la Figura 2.4, antes de la isla la corriente de carga está dada por (2.7)

$$I_L = \frac{V_{PCC}}{Z_L} \quad (2.7)$$

donde Z_L es el valor de la impedancia de la carga.

Después de la detección de la isla, la corriente de carga es expresada por (2.8)

$$I'_L = \frac{V_{PCC}(1+\Delta V)}{Z_L} \quad (2.8)$$

Como resultado, después de entrar en isla, las corrientes de fase I_a, I_b e I_c cambian a $I_a + \Delta I_a, I_b + \Delta I_b$ e $I_c + \Delta I_c$, respectivamente. También, los voltajes de fase V_a, V_b y V_c , cambian a $V_a + \Delta V_a, V_b + \Delta V_b$ y $V_c + \Delta V_c$, respectivamente. Por lo tanto, los valores de voltaje y corriente de secuencia positiva, después que ocurra la isla están expresados en (2.9) y (2.10).

$$I'_+ = \frac{1}{3} \cdot [(I_a + \Delta I_a) + a(I_b + \Delta I_b) + a^2(I_c + \Delta I_c)] \quad (2.9)$$

$$V'_+ = \frac{1}{3} \cdot [(V_a + \Delta V_a) + a(V_b + \Delta V_b) + a^2(V_c + \Delta V_c)] \quad (2.10)$$

El valor $\frac{dv_+}{dt}$ y $\frac{dc_+}{dt}$ durante la condición de isla son dados en (2.11) y (2.12).

$$\frac{dv_+}{dt} = \frac{\Delta V_a + a\Delta V_b + a^2\Delta V_c}{\Delta t} \quad (2.11)$$

$$\frac{dI_+}{dt} = \frac{\Delta I_a + a\Delta I_b + a^2\Delta I_c}{\Delta t} \quad (2.12)$$

Según (2.13) y (2.14), el RCPSV y RCPSC son la muestra máxima de la componente de secuencia positiva del voltaje y la componente de secuencia positiva de la corriente, respectivamente.

$$RCPSV = \max\{(RCPSV)_1, (RCPSV)_2, \dots, (RCPSV)_n\} \quad (2.13)$$

$$RCPSC = \max\{(RCPSC)_1, (RCPSC)_2, \dots, (RCPSC)_n\} \quad (2.14)$$

donde n es el número de la prueba durante el tiempo de monitoreo.

Las ecuaciones (2.5) y (2.6) permiten obtener los valores de la componente de secuencia positiva del voltaje y la corriente. Por su parte, (2.7) y (2.8) se utilizan para el cálculo de la corriente de carga antes y después que ocurra la condición de isla, respectivamente. Cuando ocurre la isla, los valores del voltaje y la corriente de la componente de secuencia positiva son descritos por (2.9) y (2.10). Luego la derivada de este voltaje y esta corriente con respecto al tiempo, se pueden obtener mediante (2.11) y (2.12). Por último, (2.13) y (2.14) permiten obtener el máximo valor del RCPSV y RCPSC, respectivamente, los cuales son comparados con sus valores predeterminados de umbral, con el propósito de detectar la condición de isla.

2.2 Métodos de funcionamiento en isla del DFIG

El desarrollo de métodos para el control del funcionamiento del DFIG en isla es muy importante en la actualidad, cuando se requiere alimentar pequeñas cargas locales y el sistema de generación distribuida está desconectado de la red principal. Hasta la fecha muchos son los métodos que han sido desarrollados por los investigadores.

En [70], se muestra un control de velocidad variable que permite a la turbina eólica equipada con DFIG, generar voltaje y frecuencia de manera estable cuando se encuentra trabajando en operación independiente, y a su vez suministrar la potencia activa y reactiva demandada por la carga. Se utiliza además un sistema para el desprendimiento de carga, cuando la potencia demandada es mayor que la generada. Por otro lado, en [71] y en [54], se utiliza un control de frecuencia autónoma y un control para optimizar la trayectoria de transferencia de diferentes puntos de operación del DFIG, respectivamente. Estos dos últimos métodos previamente mencionados se revisan a continuación, por su alta capacidad de mantener al DFIG operando cuando este se encuentra generando en isla.

2.2.1 Método del funcionamiento en isla del DFIG, basado en el control de frecuencia autónoma

Control de frecuencia autónoma para el DFIG bajo control desacoplado P-Q. .

Un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) posee voltaje de CA autónomo que proviene del voltaje CD a través del capacitor en medio del convertidor de fuente de voltaje (VSCs, por sus siglas en inglés). Del voltaje CD, el VSC del lado del rotor inyecta voltajes CA controlados a los devanados del rotor en el control desacoplado P-Q. A continuación se presenta una breve revisión del control desacoplado P-Q, el cual es descrito en [72], sólo que se le adiciona el bloque de *Operación Independiente (Standalone Operation)*.

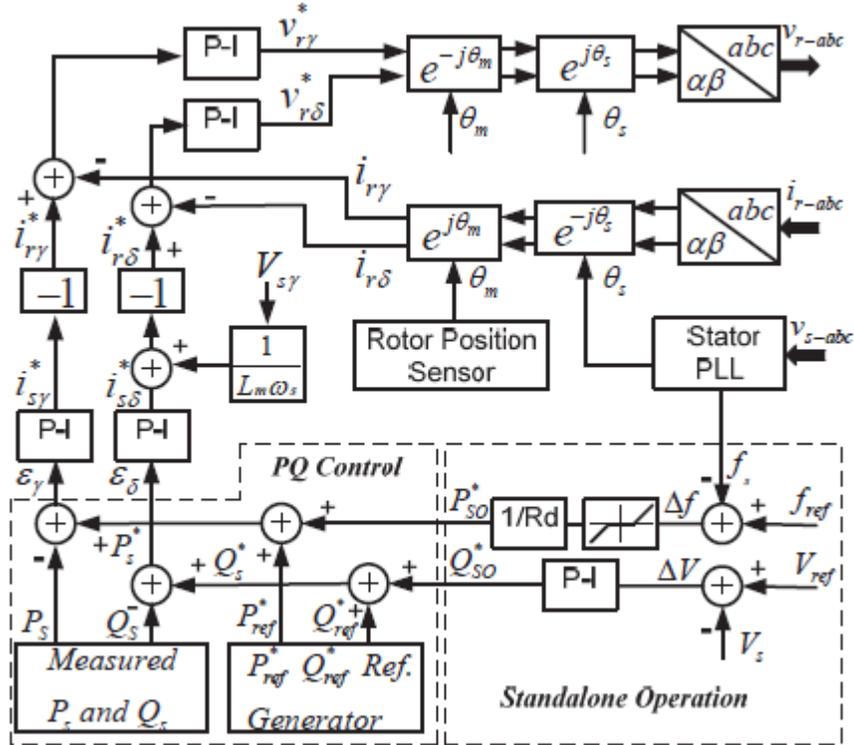


Figura 2.5 Diagrama de Bloques del VSC del lado del rotor del DFIG [71].

Del ángulo de fase $\theta = \omega_s t + \Delta\theta_s$ de la red, medida por el bloque *Stator PLL* en la Figura 2.5, el VSC del lado del rotor inyecta voltajes trifásicos en la frecuencia de deslizamiento a través de los anillos de deslizamiento de la máquina de inducción de rotor bobinado. Las corrientes de la frecuencia de deslizamiento producen un flujo magnético que gira en la velocidad $(\omega_s - \omega_m)$ con respecto al eje del rotor. Desde que el eje del rotor está girando a la velocidad ω_m , el flujo del rotor es arrastrado e induce un voltaje en el estator a la frecuencia $(\omega_s - \omega_m)\omega_m = \omega_s$. Este voltaje de estator es similar al voltaje detrás de la reactancia de un generador sincrónico, excepto que el ángulo de fase (ς), en el ángulo de voltaje $\theta_{DFIG} = \omega_s t + \Delta\theta + \varsigma$, no es determinado por la posición física del rotor como en caso del generador sincrónico. Sin embargo, como en el generador sincrónico, controlando la magnitud del flujo de rotor y el ángulo ς electrónicamente, el DFIG tiene el control sobre la potencia compleja P y Q.

Canal de Información en la implementación del control desacoplado P-Q.

El control sobre P y Q es por las referencias P_{ref}^* y Q_{ref}^* de la Figura 2.5, quienes están en el marco de referencia $\gamma - \delta$ (marco de referencia d-q para otros autores). La súper escritura * designa una variable para ser una variable de control. La transformación del marco de transferencia (desde el marco de referencia invariable en el tiempo $\gamma - \delta$) es realizada por los bloques más altos $[e^{-j\theta_m}]$ y $[e^{j\theta_s}]$. El bloque $[e^{-j\theta_m}]$ es del sensor de posición del rotor que adquiere $\theta_m = \omega_m t + \Delta\theta_m$ (los sensores de posición del rotor pueden ser codificadores de posición mecánicos o “medios sin sensores” electrónicos.) El bloque $[e^{j\theta_s}]$ presenta el ángulo de fase del estator $\theta_s = \omega_s t + \Delta\theta_s$ tomado por el PLL. Después de las

transformaciones, las referencias de entrada, P_{ref}^* y Q_{ref}^* controlan los voltajes de salida del rotor V_{r-abc} en la esquina superior derecha que están en la frecuencia de deslizamiento $(\omega_s - \omega_m)$.

Control del Ángulo de Fase por P_{ref}^* y Q_{ref}^* .

A groso modo, se observa que P_{ref}^* y Q_{ref}^* controlan directamente $[V_{r\gamma}^*, V_{r\delta}^*]$ en la Figura 2.5 y, por su parte, la magnitud y ángulo de fase η de la relación

$$\begin{bmatrix} V_{r\gamma}^* \\ V_{r\delta}^* \end{bmatrix} = \sqrt{(V_{r\gamma}^*)^2 + (V_{r\delta}^*)^2} \begin{bmatrix} \cos \eta \\ \sin \eta \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

donde

$$\eta = \arctan \left[\frac{V_{r\gamma}^*}{V_{r\delta}^*} \right] \quad (2.16)$$

El ángulo η es añadido a la salida $-(\omega_m t + \Delta\theta_m)$ del bloque $[e^{-j\theta_m}]$ (del sensor de posición del rotor) y a la salida del bloque $[e^{j\theta_s}]$ (del PLL del estator), de modo que el ángulo de los voltajes de la frecuencia de deslizamiento, V_{r-abc} , es $\theta_{r-abc} = \omega_s t + \Delta\theta_s + \eta - (\omega_m t + \Delta\theta_m)$.

El flujo magnético del rotor es llevado a lo largo por el eje del rotor que esta girando a ω_m eléctrica r/s y ángulo $(\omega_m + \Delta\theta_M)$. El ángulo de fase del voltaje inducido en el estator es $\theta_{s-abc} = \omega_s t + \Delta\theta_s + \eta - (\omega_m t + \Delta\theta_m) + (\omega_m + \Delta\theta_M) = \omega_s t + \Delta\theta_s + \zeta$, donde $\zeta = \eta - \Delta\theta_m + \Delta\theta_M$.

Para resumir, del ángulo de fase de la red, medido por el PLL del estator

$$\theta_{red} = \omega_s t + \Delta\theta_s \quad (2.17)$$

P_{ref}^* y Q_{ref}^* controlando la magnitud en

$$[V_{s-abc}] \propto \sqrt{(V_{r\gamma}^*)^2 + (V_{r\delta}^*)^2} \quad (2.18)$$

y el ángulo η en (2.16) el ángulo de voltaje del estator

$$\theta_{s-abc} = \omega_s t + \Delta\theta_s + (\eta - \Delta\theta_m + \Delta\theta_M) \quad (2.19)$$

que permiten al DFIG tener el mismo control P-Q que un generador sincrónico.

Canal del ángulo de fase del DFIG en isla.

Cuando el parque eólico está operando en isla, el PLL de cada DFIG mide el ángulo de fase generado por el terminal de su estator. Es necesario examinar los fundamentos del PLL para saber como el DFIG puede ser controlado, para que él mismo genere voltajes sostenidos en la frecuencia controlable.

-Revisión y análisis del PLL.

La función del PLL, como se muestra en la Figura 2.6, es hacer que su ángulo de salida θ_v rastree el argumento θ_s de los voltajes del estator del DFIG $[V_\alpha, V_\beta]^T = [V_s \cos \theta_s, V_s \text{sen } \theta_s]^T$ (que son las 2 fases $\alpha - \beta$ de los voltajes de referencia). Antes de la isla, θ_s es el argumento de la red de utilidad. El rastreo es por la retroalimentación negativa con el error formado, como se muestra en al Figura 2.6.

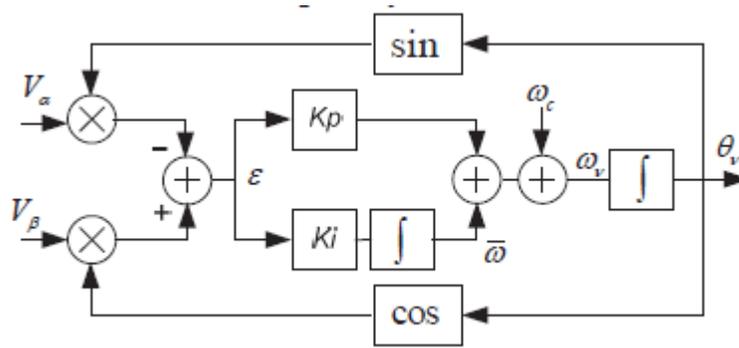


Figura 2.6 Esquema del PLL trifásico.[71]

$$\varepsilon = -V_\alpha \text{sen} \theta_v + V_\beta \cos \theta_v = -V_s \text{sen}(\theta_s - \theta_v) \quad (2.20)$$

El diferencial de la salida θ_v del PLL

$$\frac{d\theta_v}{dt} = \omega_v \quad (2.21)$$

De la Figura 2.6 en el lado izquierdo del integrador

$$\omega_v = \varpi + K_p V_s \text{sen}(\theta_s - \theta_v) + \omega_c \quad (2.22)$$

De la integral del bloque K_i

$$\frac{d\varpi}{dt} = K_i V_s \text{sen}(\theta_s - \theta_v) \quad (2.23)$$

Substituyendo (2.22) en (2.21)

$$\frac{d\theta_v}{dt} = \varpi + K_p V_s \text{sen}(\theta_s - \theta_v) + \omega_c \quad (2.24)$$

La solución consiste en resolver θ_v de las ecuaciones diferenciales (2.23) y (2.24), simultáneamente.

DFIG independiente (Standalone DFIG).

Del ángulo de fase θ_v del PLL, el DFIG independiente da como salida el ángulo θ_s que es la suma de θ_v y junto con el cambio de fase $\Delta\theta_v$, esto es:

$$\theta_s = \theta_v + \Delta\theta_v \quad (2.25)$$

donde desde (2.19)

$$\Delta\theta_v = \eta - \Delta\theta_m + \Delta\theta_M \quad (2.26)$$

Substituyendo (2.25) en (2.23) y (2.24), la frecuencia angular en (2.22) es:

$$\omega_v = \left[\int_{-\infty}^t K_i V_s \text{sen}(\Delta\theta_v) d\tau \right] + K_p V_s \text{sen}(\Delta\theta_v) + \omega_c \quad (2.27)$$

El término dominante en (2.27) es el signo del $\text{sen} \Delta\theta_v \approx \theta_v$ (para una θ_v pequeña) en la integral de (2.27). Así la frecuencia del PLL sigue aumentando, sigue disminuyendo o permanece constante, haciendo el $\text{sen} \Delta\theta_v$ positivo, negativo o cero, respectivamente. En (2.26), el signo de $\Delta\theta_v$ puede ser determinado por η , quien desde (2.16) es controlado por $V_{r\gamma}^*$ y $V_{r\delta}^*$ (por último por P_{ref}^* y Q_{ref}^*). Basado en el entendimiento de como se comporta el PLL del estator bajo frecuencia de operación auto-generada, el bloque de “Operación Independiente” es añadido al control P-Q de la Figura 2.5.

Frecuencia de DFIGs en isla.

Antes de la isla, el DFIG entrega la potencia del viento a la carga local y a la red. En isla, el DFIG debería seguir entregando a la carga local, independientemente de la cantidad de potencia que este ha estado enviando a la red.

Es necesario indicar que el bloque de Operación Independiente de la Figura 2.5 pone en práctica la ecuación de variación de frecuencia:

$$P_s = P_{ref}^* - \frac{1}{R_d} (f_s - f_{ref}) \quad (2.28)$$

Donde P_s es la potencia activa del estator medida. El equilibrio es alcanzado cuando $\varepsilon_\gamma = P_s^* - P_s = (P_{ref}^* - P_{s0}^*) - P_s = 0.00$, P_{ref}^* es el control de la potencia de referencia del estator, f_{ref} es la frecuencia de referencia, f_s es la frecuencia del estator del DFIG y R_d es la constante de inclinación.

Se debe recordar que P_s es sólo la potencia del estator del DFIG. La potencia total generada por el DFIG debe incluir la potencia de resbalamiento del rotor. Es bien conocido que la potencia activa total de un solo DFIG a la velocidad del rotor ω_s es:

$$P_{DFIG} = \frac{\omega_m}{\omega_0} P_s \quad (2.29)$$

Resolviendo (2.28) y (2.29), la frecuencia de la isla f_s es:

$$f_s = \left[\left(P_{ref}^* + \frac{f_{ref}}{R_d} \right) \frac{\omega_m}{\omega_0} - P_{DFIG} \right] R_d \quad (2.30)$$

Después de entrar en isla, f_s es la frecuencia común a la cual los generadores eólicos convergen como se ilustra en la Figura 2.8. Cuando cada DFIG funciona desde el bloque

“Operación Independiente” de la Figura 2.5, la ecuación de variación de frecuencia (2.28) es válida. Para tener el control individual en cuenta, un subíndice adicional n es añadido como en $R_{d,n}$, $f_{ref,n}$, $P_{ref,n}^*$, $P_{s,n}$ y $\omega_{m,n}$ a los parámetros de (2.28) y (2.29) para el DFIG n -ésimo. La suma de la potencia activa de N unidades de DFIGs en el parque eólico es la carga del parque eólico P_{load} .

$$P_{load} = \left[\sum_{n=1}^N \frac{\omega_{m,n} P_{s,n}}{\omega_0} \right] \quad (2.31)$$

Substituyendo (2.28) en (2.31)

$$P_{load} = \left[\sum_{n=1}^N \frac{P_{ref,n}^* \frac{1}{R_{d,n}} (f_s - f_{ref})}{\omega_0} \omega_{m,n} \right] \quad (2.32)$$

La solución de f_s en (2.32) es:

$$f_s = \frac{\sum_{n=1}^N \left[\left(P_{ref,n}^* + \frac{f_{ref,n}}{R_{d,n}} \right) \frac{\omega_{m,n}}{\omega_0} \right] - P_{load}}{\sum_{n=1}^N \frac{\omega_{m,n}}{R_{d,n} \omega_0}} \quad (2.33)$$

La frecuencia común del parque eólico f_s es alcanzada automáticamente por el control de retroalimentación negativa. Cuando la carga del parque eólico P_{load} es baja, la frecuencia común f_s del parque aumenta y esta información es comunicada a cada DFIG en el parque eólico y comparten la carga por la variación de frecuencia.

Prueba de Capacidad del Control de Frecuencia Autónoma.

En todas las pruebas de esta revisión, el DFIG funciona bajo el control de los convertidores de fuente de voltaje back-to-back. El VSC del lado de la red mantiene el capacitor CD cargado al Voltaje CD regulado. El ruido en las formas de onda simuladas viene de la conmutación de SPWM de los IGBTs.

Como prueba del Control de Frecuencia Autónomo, un DFIG, hecho funcionar en condición de operación independiente es controlado por la frecuencia de referencia f_{ref} en la Figura 2.7. Los cambios de paso, las rampas y las sinusoides parciales son incorporados a la señal de prueba de la Figura 2.7 (a) para evaluar la capacidad de control de rastrear cambios de frecuencia rápidos. La frecuencia medida por el PLL del estator en la Figura 2.7 (b), muestra que la salida de frecuencia autónoma rastrea la referencia.

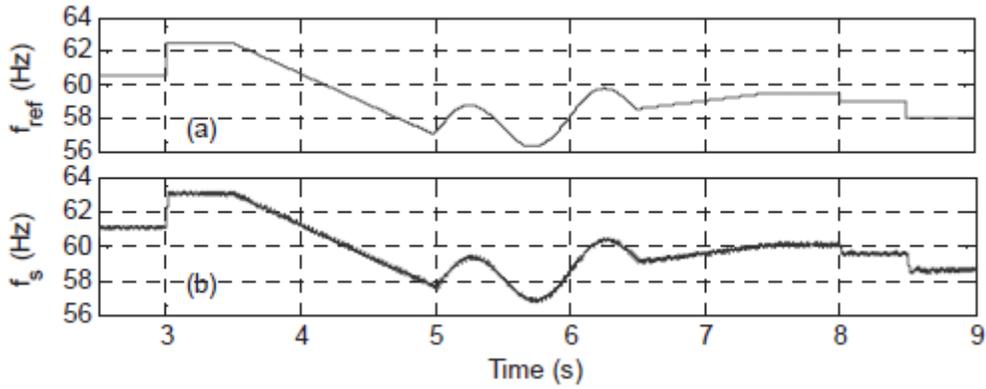


Fig.2.7 Simulación mostrando el Control de Frecuencia Autónomo

 a) $f_{ref} - v_s - t$ b) $f_s - v_s - t$ [71].

Sincronización mutua de múltiples DFIGs con Frecuencia Autónoma.

Al observar que el DFIG en forma individual sigue funcionando en la condición de operación independiente, es necesario mostrar que múltiples DFIGs independientes sincronizan mutuamente para formar una red en el parque eólico.

A través de la retroalimentación de los PLLs del estator de la Figura 2.6, N unidades de DFIGs independientes en un parque eólico en isla pueden inicialmente generar voltajes con frecuencia angular $\omega_1, \omega_2 \dots \omega_n$. Como los DFIGs sólo habían sido sincronizados a la red, las frecuencias son similares. La primera parte de la prueba debe mostrar que el control del DFIG n ésimo rastrea el promedio de los ángulos de fase de los voltajes en sus terminales.

Las entradas (V_α, V_β) del DFIG n ésimo en la Figura 2.6 son voltajes trifásicos medidos por el PLL transformado al marco $\alpha - \beta$. Estos son la superposición de los voltajes de todos los N DFIG incluyéndose él mismo.

$$V_\alpha = [\sum_{n=1}^N V_n \cos \theta_n] \quad (2.34)$$

$$V_\beta = [\sum_{n=1}^N V_n \sen \theta_n] \quad (2.35)$$

El detector que estima el error ε usa la ecuación (2.20).

Substituyendo (2.34) y (2.35) en (2.20)

$$\varepsilon = [\sum_{n=1}^N V_n \sen(\theta_n - \theta_v)] \quad (2.36)$$

Como los DFIGs han sido desconectados de la red, uno puede asumir que las frecuencias y los ángulos están tiene valores muy cercanos y la aproximación $\sen(\theta_n - \theta_v) \cong (\theta_n - \theta_v)$, para $n= 1,2,\dots,N$.

Por lo tanto (2.36) se aproxima a:

$$\varepsilon = [\sum_{n=1}^N V_n (\theta_n - \theta_v)] \quad (2.37)$$

El oscilador de voltaje controlado VCO cambia θ_v en la retroalimentación negativa hasta $\varepsilon = 0.00$, en este punto

$$\theta_v = \frac{\sum_{n=1}^N V_n \theta_n}{\sum_{n=1}^N V_n} \quad (2.38)$$

Como todos los DFIGs usan el control Q para mantener la magnitud del voltaje regulado y porque las longitudes de líneas son cortas, (2.38) puede ser aproximarse como

$$\theta_v = \frac{\sum_{n=1}^N V_n \theta_n}{N} \quad (2.39)$$

Por lo tanto, la frecuencia y el ángulo de cada DFIG convergen al promedio de todos los DFIGs del parque eólico.

Prueba de simulación para la Sincronización Mutua

La Figura 2.8 muestra el resultado de la simulación de la prueba de 3 DFIGs que han sido artificialmente puestos a funcionar con frecuencias iniciales diferentes. (Cada DFIG es modelado al mismo detalle que en las pruebas anteriores sobre el DFIG individual.) Sus frecuencias convergen a una frecuencia común.

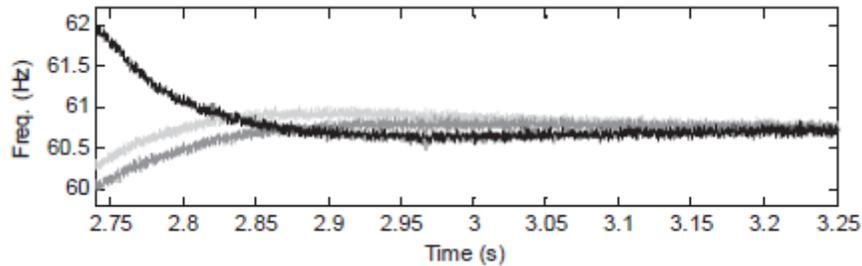


Fig.2.8 La frecuencia de los 3 DFIGs convergen a una frecuencia común.[71]

Incorporando velocidad del viento y control del ángulo pitch de la turbina.

Cuando el parque eólico esta en isla, por lo general las turbinas de viento tienen una tendencia de acelerar porque la carga de la red es desconectada de modo que el frenado que genera el contra-torque sea bajado. Para impedir el sobre exceso de velocidad, el ángulo pitch de las aspas de la turbina debería abrirse lo más rápido posible para desperdiciar el viento.

Características del pitch de las aspas de las turbinas en turbinas de viento controladas.

La dinámica de la velocidad de rotor ω_m es gobernada por la Ley de Newton del Movimiento en el marco rotatorio:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e = \Delta T \quad (2.40)$$

donde J es el equivalente al momento de inercia, T_m es el torque de la turbina eólica y T_e es el contra-torque del DFIG. El torque de la turbina eólica es

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_m} = \frac{C_p \cdot P_{wind}}{\omega_m} = \frac{C_p \cdot \rho_{air} \pi R^2 V_{wind}^3}{\omega_m} \quad (2.41)$$

donde C_p es el coeficiente de potencia de la turbina. R es el radio de la turbina (m), ρ_{air} es la densidad del aire y V_{wind} es la velocidad del viento (m/s). C_p es brindada por los fabricantes en forma de curvas C_p -vs- λ , donde λ es la proporción dada por la fórmula

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V_{wind}} \quad (2.42)$$

Los datos del fabricante dados en C_p -vs- λ pueden ser convertidos a una característica T_m -vs- ω_m para cualquier velocidad del viento. La Figura 2.9 muestra un ejemplo para $V_{wind} = 12$ (m/s) y se puede apreciar que T_m cambia con el movimiento del ángulo β .

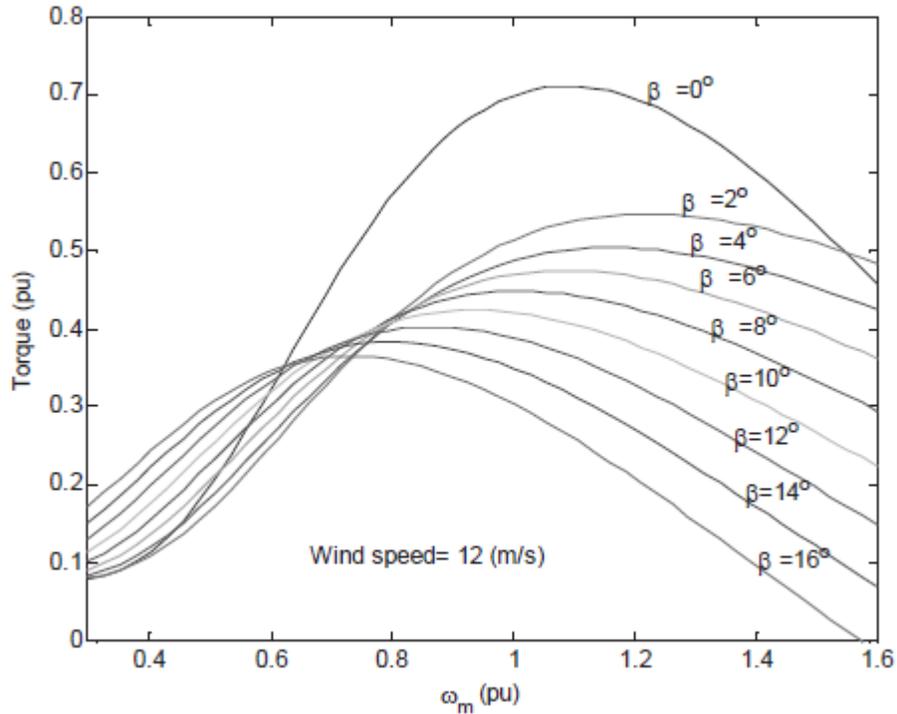


Figura 2.9 Torque del viento T_m vs velocidad del rotor ω_m a la velocidad del viento $V_{wind} = 12$ (m/s) para diferentes ángulos de pitch (β).[71]

Control del ángulo pitch en Operación Independiente.

De (2.40), $\frac{d\omega_m}{dt} = a_m$ es la aceleración de la turbina de viento. La señal a_m es aplicada para controlar β , el ángulo pitch de las palas de la turbina. Añadiendo el control del ángulo pitch,

el parque eólico con DFIG independiente puede seguir energizando la carga local y manteniendo la velocidad del eje del generador dentro de los límites de seguridad.

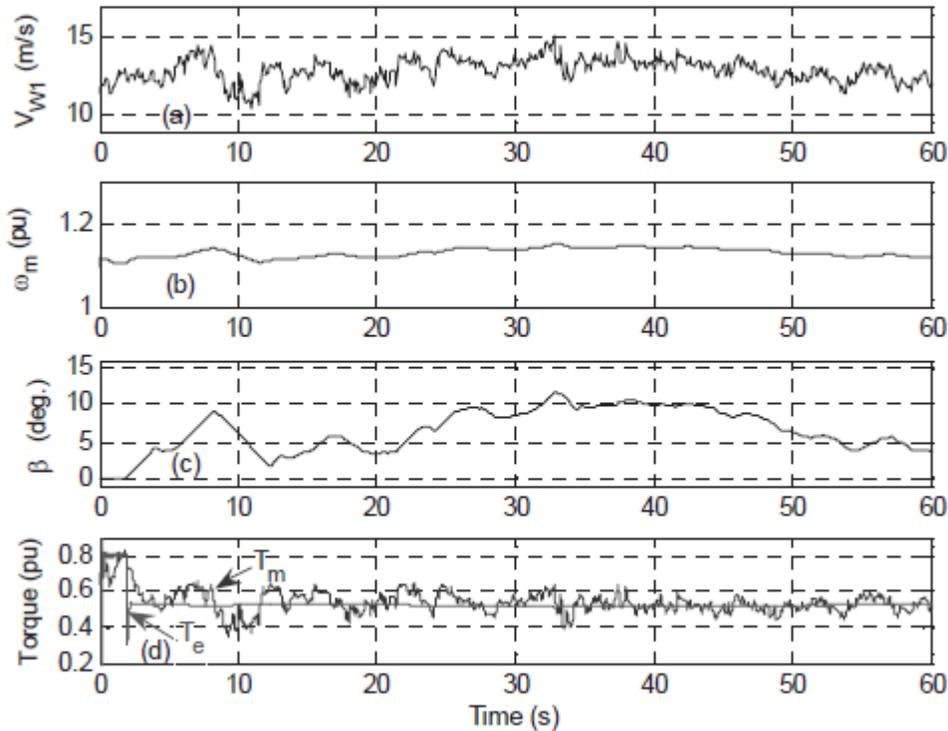


Figura 2.10 Resultados de la simulación del DFIG: a) velocidad del viento V_{w1} b) velocidad del rotor ω_m , c) ángulo pitch β , d) torque de la turbina eólica y contra-torque del DFIG, todos los valores en pu.[71]

La Figura 2.10 muestra la simulación del DFIG a una velocidad de viento dada en la Figura 2.10 (a), cuando el ángulo de pitch fue controlado y se comportó como se muestra en (c) con la lógica diseñada. T_m es reducido significativamente como se muestra en (d). Como hay poca aceleración del torque ΔT en (2.40), la velocidad de la turbina se mantiene en los valores seguros permitidos[71].

2.2.2 Método de Optimización de la Trayectoria de Transferencia en puntos de operación en Sistemas Eléctricos en isla con DFIG

Optimización de la Trayectoria de Transferencia de Puntos de Operación del DFIG.

Modelo matemático del DFIG.

La potencia aerodinámica capturada por la turbina es:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) V_W^3 = T_a \omega_r \quad (2.43)$$

donde P_a es la potencia aerodinámica, ρ es la densidad del aire, R es el radio del rotor, C_p es el coeficiente del comportamiento de la potencia aerodinámica que es la función de proporción de la velocidad punta λ y el ángulo *pitch*, V_w es la velocidad del viento, T_a es el torque aerodinámico, y ω_r es la velocidad de rotación de la turbina.

$$\begin{aligned}
 C_p &= c_1 \left(c_6 \lambda + \frac{(-c_4 - c_3 a_1 + c_2 a_2)}{\exp(c_5 a_2)} \right), \\
 \lambda &= \frac{\omega_r R}{V_w}, \\
 a_1 &= 2.5 + \beta_1, \\
 a_2 &= \frac{1}{(\lambda + c_7 a_1)} - \frac{c_8}{(1 + a_1^3)},
 \end{aligned} \tag{2.44}$$

donde c_1 - c_8 son constantes relacionadas a las características aerodinámicas del canal de viento.

El comportamiento dinámico del tren mecánico puede ser descrito con un modelo de dos masas [73]:

$$\begin{aligned}
 J_t \dot{\omega}_r &= T_a - D_m \left(\omega_r - \frac{\omega_g}{n} \right) - K_m \theta, \\
 J_g \dot{\omega}_g &= \frac{1}{n} \left[D_m \left(\omega_r - \frac{\omega_g}{n} \right) + K_m \theta \right] - F_g \omega_g - T_e, \\
 \theta &= \omega_r - \frac{\omega_g}{n},
 \end{aligned} \tag{2.45}$$

donde J_t y J_g son las inercias de la turbina y el generador, respectivamente, D_m es el coeficiente de humedad, K_m es el coeficiente elástico del eje, F_g es el coeficiente de fricción del generador, T_e es el torque electromagnético del generador, ω_g es la velocidad del generador, n es la proporción de la caja de cambios de velocidad, y θ es el ángulo de deformación del eje.

Las ecuaciones del generador de inducción doblemente alimentado escritas en el marco de referencia d - q a velocidad sincrónica son expresadas como sigue [51]:

$$\begin{aligned}
 u_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d}{dt} \psi_{sq} - \omega_1 \psi_{sq}, \\
 u_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_1 \psi_{sd}, \\
 u_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - (\omega_1 - \omega_r) \psi_{rq}, \\
 u_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + (\omega_1 - \omega_r) \psi_{rd}, \\
 \psi_{sd} &= L_s i_{sd} + L_m i_{rd} = L_m i_{ms}, \\
 \psi_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i_{rq},
 \end{aligned} \tag{2.46}$$

$$\psi_{rd} = L_m i_{sd} + L_r i_{rd},$$

$$\psi_{rq} = L_m i_{sq} + L_r i_{rq},$$

donde $u_{sd}, u_{sq}, u_{rd}, u_{rq}$ son las componentes dq de los voltajes del estator y del rotor, respectivamente, $\psi_{sd}, \psi_{sq}, \psi_{rd}, \psi_{rq}$, son las componentes dq del flujo del estator y del rotor, respectivamente, R_s y R_r son las resistencias del estator y el rotor, L_s, L_r y L_m son las inductancias del estator, del rotor y la mutua, ω_1 es la velocidad sincrónica y i_{ms} es el equivalente a la corriente magnetizante del estator.

Análisis de estabilidad para los puntos de operación del DFIG.

Basado en los datos estadísticos históricos de la velocidad del viento y la carga en la red eléctrica en isla, si la capacidad del DFIG es configurada razonablemente, el DFIG puede satisfacer la demanda de potencia reactiva de la carga. En esta base, la potencia activa específica puede ser la de salida ajustando la velocidad de rotación y el ángulo *pitch* del DFIG. Se conoce de (2.43) y (2.44) que, para una cierta velocidad del viento, la potencia aerodinámica capturada por la turbina es una función no lineal de la velocidad de rotación ω_r y del ángulo *pitch* β y esto es mostrado en la Figura 2.11.

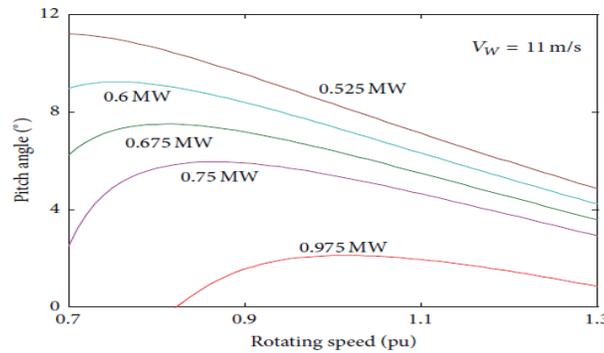


Figura 2.11 Relación entre la velocidad de rotación y el ángulo *pitch* para diferentes potencias aerodinámicas.[54]

Para una velocidad de viento específica y potencia aerodinámica capturada, el DFIG puede funcionar con velocidades de rotación y ángulos *pitch* diferentes, nombrados puntos de operaciones diferentes. Sin embargo, el DFIG no es capaz de funcionar en algunos puntos de operación de manera estable (mostrado en la Figura 2.11).

Como es mostrado en la Figura 2.12, cuando la velocidad del viento es 9m/s, hay dos puntos de operación llamados A y B donde el DFIG puede absorber 0.5MW de potencia del viento. Para el punto de operación A,

$$\left. \frac{\partial P_a}{\partial \omega_r} \right|_{(\omega_{rA}, \beta)} > 0 \quad (2.47)$$

Y para el punto de operación B,

$$\left. \frac{\partial P_a}{\partial \omega_r} \right|_{(\omega_{rB}, \beta)} \leq 0 \quad (2.48)$$

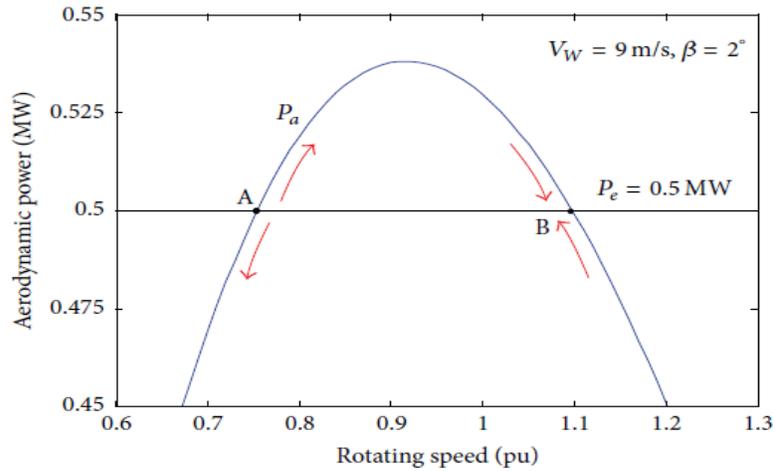


Figura 2.12 Análisis de estabilidad de los puntos de operación.[54]

Cuando el DFIG funciona en el punto A, la potencia aerodinámica capturada y la velocidad de rotación aumentan siguiendo a la velocidad creciente del viento. Como se muestra en (2.47), el aumento de la velocidad de rotación llevará al DFIG a capturar más potencia aerodinámica, y luego la velocidad de rotación seguirá aumentando, lo que hace que la turbina se desvíe gradualmente del punto A de operación. Cuando la turbina eólica funciona en el punto B, el aumento de la velocidad del viento también causará un aumento de la velocidad de rotación. Pero como se muestra en (2.48), el aumento de la velocidad de rotación disminuiría la potencia aerodinámica absorbida por el DFIG, y este puede obligar al DFIG a volver a la condición B. La condición de operación es similar a la mostrada encima, cuando la velocidad del viento es reducida. Así el punto de operación A no es el estable mientras que el punto de operación B sí lo es. Por el análisis, para asegurar que el DFIG funcione establemente en cierto punto, es necesario (2.48) [54].

Optimización de la Trayectoria de Transferencia del Punto de Operación del DFIG.

El punto de operación será ajustado según la fluctuación de la velocidad de viento y la carga cuando el DFIG funciona en el modo isla. Como es mostrado en la Figura 2.13, la velocidad del viento es 10m/s en t_0 , y el DFIG funciona establemente en el punto A con una potencia de salida de 0.6MW. La velocidad de viento se reduce a 10m/s en t_1 , entonces el punto de operación de la turbina eólica tiene que ser transferido del punto A a otro punto de operación en la línea roja a fin de mantener la potencia de salida, sin alterar. La línea de puntos roja es el juego de puntos de operación inestable, mientras la línea sólida presenta los estables. La cantidad de ajuste sintética de la velocidad de rotación y el ángulo *pitch* son minimizados si el punto de operación es transferido del punto A al B1 o B2. Pero el B1 no es el punto estable, así transfiriendo el punto de operación a B2 se puede mantener la potencia de salida sin alterar y minimizar el ajuste sintético de la velocidad de rotación y del ángulo *pitch*.

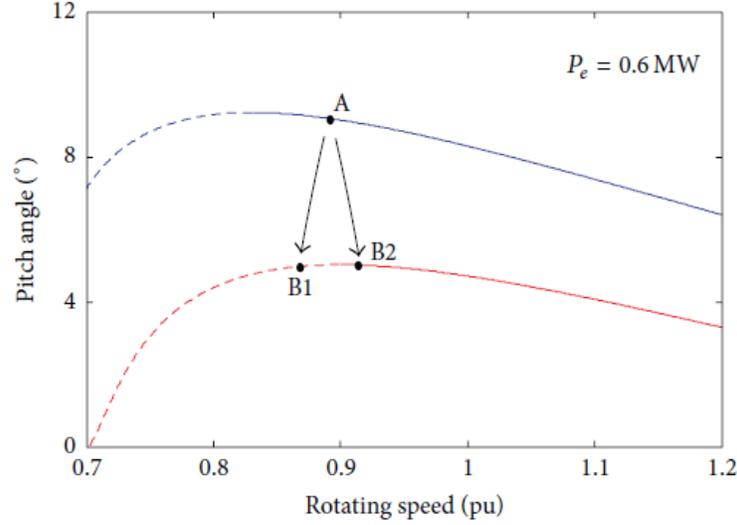


Fig.2.13 Las trayectorias de transferencia de los puntos de operación para el DFIG.[54]

Por lo tanto el modelo de optimización de la trayectoria de transferencia en puntos de operación se establece para obtener la trayectoria de transferencia óptima que el DFIG debe hacer para seguir funcionando, y la función objetivo de que sea mínima la cantidad de ajuste sintética de la velocidad de rotación y del ángulo *pitch* entre dos tiempos adyacentes. Las condiciones de coacción incluyen el equilibrio de la potencia activa y la estabilidad de los puntos de operación.

El modelo es mostrado de (2.49) a (2.54). La ecuación (2.49) es la función objetivo, en la cual dos términos presentan el ajuste de la velocidad de rotación y del ángulo *pitch* entre dos tiempos adyacentes, respectivamente. Las ecuaciones (2.50) y (2.51) son las restricciones del ángulo *pitch* y de la velocidad de rotación, respectivamente. La restricción descrita en (2.52) puede asegurar la operación estable del DFIG en el punto de operación seleccionado. Las ecuaciones (2.53) y (2.54) son las limitaciones del equilibrio de las potencias activas.

$$J_1 = \min \left(a_\omega \frac{|\omega_{r,k}^* - \omega_{r,k-1}|}{\omega_{r,max}} + a_\beta \frac{|\beta_k^* - \beta_{k-1}|}{\beta_{max}} \right), \quad (2.49)$$

$$\beta_{min} \leq \beta_k^* \leq \beta_{max}, \quad (2.50)$$

$$\omega_{r,min} \leq \omega_{r,k}^* \leq \omega_{r,max}, \quad (2.51)$$

$$\left. \frac{\partial P_{a,k}^*}{\partial \omega_{r,k}^*} \right|_{(\omega_{r,k}^*, \beta_k^*)} > 0 \quad (2.52)$$

$$P_{a,k}^* = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\omega_{r,k}^*, \beta_k^*) V_{W,k}^3, \quad (2.53)$$

$$P_{a,k}^* - (1 + L_x) P_{L,k}^* = 0 \quad (2.54)$$

donde $\omega_{r,k}^*, \beta_k^*$ son los comandos de control de la velocidad de rotación y el ángulo *pitch* en el momento siguiente, respectivamente, $\omega_{r,k-1}, \beta_{k-1}$ son: la velocidad de rotación y el ángulo

pitch en el momento presente, respectivamente, y $\omega_{r,max}, \omega_{r,min}, \beta_{max}, \beta_{min}$ son los valores máximos y mínimos de la velocidad de rotación y el ángulo *pitch*, respectivamente. a_ω, a_β son los valores de peso de la velocidad de rotación y el ángulo *pitch*, respectivamente, y sus valores son puestos en 0.1 y 0.9 según la comparación experimental. L_x es el coeficiente de las pérdidas internas que están entre 0.03 y 0.05. $P_{L,k}^*$ es la potencia activa requerida por la carga en el momento siguiente y $P_{a,k}^*$ es la potencia aerodinámica capturada por el DFIG en el momento siguiente. $V_{W,k}^*$ es la velocidad del viento en el momento siguiente, que se estima estableciendo un observador de estado. [73]

Estrategia de control para la operación en isla del DFIG.

En la Figura 2.14 se propone una estrategia de control para que el DFIG funcione en el modo isla, basado en la optimización de la trayectoria de transferencia en puntos de operación. Un estimador de la velocidad del viento que usa el filtro de Kalman (KF, por sus siglas en inglés) y algoritmos Newton-Raphson se establecen para estimar la velocidad del viento y la velocidad de rotación. La tecnología de control de ISFO es aplicada para controlar el inversor del lado del rotor del DFIG, y es modificada la estrategia de control tradicional del sistema *pitch*. Entonces para el control de la coordinación de velocidad de rotación y el ángulo *pitch*, se establece un controlador de la trayectoria de operación para asegurar la operación en isla del DFIG a lo largo de la trayectoria de transferencia óptima.

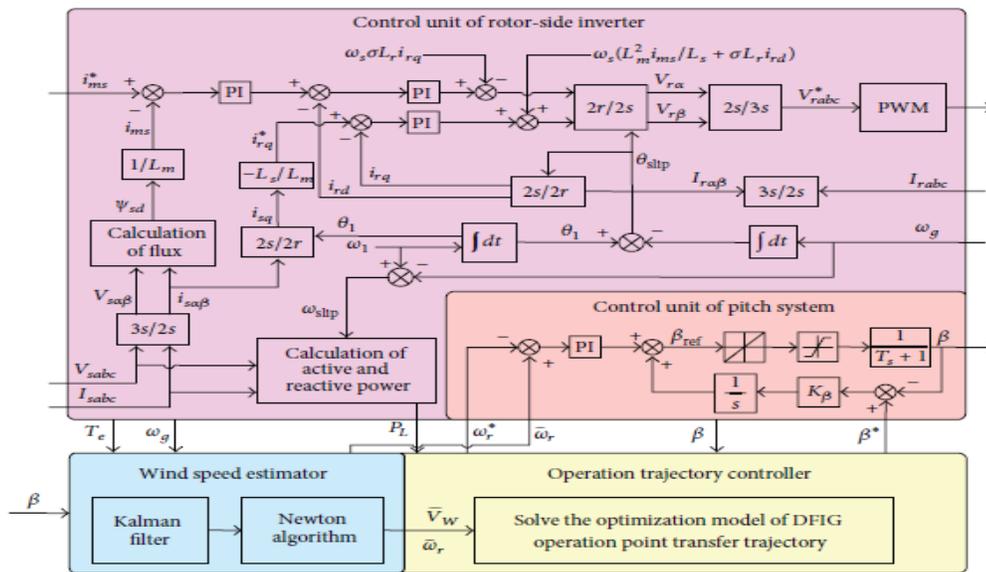


Figura 2.14 Esquema de la estrategia de control para la operación en isla del DFIG.[54]

Estimador de la velocidad del viento.

Las turbinas eólicas, por lo general, son equipadas con anemómetros que pueden medir la velocidad del viento. Sin embargo, los datos de la medición no son bastante exactos debido a los fenómenos aerodinámicos turbulentos causados por las aspas rotativas de la turbina eólica. Además, el viento medido por anemómetros no es exactamente igual a la componente que transfiere potencia al rotor de la turbina. Por lo tanto, a fin de obtener una buena interpretación en el lazo de control total, es necesario explotar la información indirecta para estimar exactamente la velocidad del viento. El KF es adoptado en el estimador de

viento para estimar el torque aerodinámico \hat{T}_a y la velocidad de rotación $\hat{\omega}_r$ y luego la velocidad efectiva del viento puede ser derivada de \hat{T}_a y $\hat{\omega}_r$ con el método NR [73].

Para el diseño del estimador, se asume que la velocidad de rotación y el torque electromagnético del generador están disponibles para ser medidos, y que sólo la velocidad de rotación del generador es una medición con ruido.

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_r \\ \dot{\omega}_g \\ \dot{\theta} \\ \dot{T}_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{D_m}{J_t} & \frac{D_m}{nJ_t} & -\frac{K_m}{J_t} & \frac{1}{J_t} \\ \frac{D_m}{nJ_g} & -\frac{D_m+n^2F_g}{n^2J_g} & \frac{K_m}{nJ_g} & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_r \\ \omega_g \\ \theta \\ T_a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{J_g} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} T_e + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \zeta \end{bmatrix}, \quad (2.55)$$

$$y = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \omega_r \\ \omega_g \\ \theta \\ T_a \end{bmatrix} + v,$$

donde ζ, v son el ruido del proceso y el ruido de la medición, respectivamente.

La ecuación (2.55) puede ser diferenciada por el método *zero-holding*, con un tiempo de prueba T_s , y luego el modelo de diferenciación se puede usar en un algoritmo de valoración aplicando el KF. Finalmente, la estimación de la velocidad del viento \hat{V}_W puede ser obtenida resolviendo (2.56) con el método NR:

$$\hat{T}_a \hat{\omega}_r - \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) \hat{V}_W^3 = 0, \quad (2.56)$$

Control del inversor del lado del rotor

Cuando la tecnología de control ISFO es adoptada en la unidad de control del inversor del lado del rotor, la amplitud y la frecuencia del voltaje del estator del DFIG pueden ser controladas regulando su i_{ms} y i_{rq} . El eje d en el marco de referencia de rotación sincrónico es orientada en el vector de flujo del estator del generador, y las ecuaciones siguientes son establecidas:

$$i_{sd} = \frac{L_m}{L_s} (i_{ms} - i_{rd}) \quad (2.57)$$

$$i_{rq} = -\frac{L_s}{L_m} i_{sq} \quad (2.58)$$

Reemplazando i_{sd} en las ecuaciones del voltaje del estator con (2.57), entonces se obtiene (2.59):

$$\frac{L_s}{R_s} \frac{di_{ms}}{dt} + i_{ms} = i_{rd} + \frac{L_s}{R_s L_m} u_{sd} \quad (2.59)$$

Obviando la caída de voltaje en la resistencia del estator, entonces las ecuaciones de voltaje del estator pueden ser expresadas como:

$$\begin{aligned} u_{sd} &\approx 0 \\ u_{sq} &\approx \omega_1 \psi_{sd} = \omega_1 L_m i_{ms} \end{aligned} \quad (2.60)$$

Obviando el término diferencial de i_{ms} , las ecuaciones del voltaje del rotor pueden ser expresadas como:

$$\begin{aligned} u_{rd} &= R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_s \sigma L_r i_{rq} , \\ u_{rq} &= R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_s \left(\frac{L_m^2}{L_s} i_{ms} + \sigma L_r i_{rd} \right) \end{aligned} \quad (2.61)$$

donde $\omega_s = \omega_1 - \omega_g$, que representa la velocidad angular de deslizamiento.

La corriente de rotor i_{rd} puede ser controlada ajustando u_{rd} , y luego la amplitud del voltaje del estator puede ser controlada regulando u_{rd} para hacer que i_{ms} rastree el valor de referencia i_{ms}^* . La corriente del rotor i_{rq} puede ser controlada ajustando u_{rq} . Regulando i_{rq} para que rastree el valor de referencia i_{rq}^* calculado en (2.58), forzará la orientación del marco de referencia a lo largo de la posición del vector del flujo del estator, y luego es conseguido indirectamente el control de la frecuencia del voltaje del estator. Esto significa que el ángulo del flujo del estator no tiene que ser derivado de la integración de los voltajes del estator; en cambio, puede ser derivado directamente de una integral libre corriente de la demanda de frecuencia de los voltajes del estator ω_1 (60Hz). La estrategia de control es mostrada en la Figura 2.14. Además, es adoptada, la estrategia de control tradicional en el control del inversor del lado de la red para estabilizar el voltaje del eslabón de CD.

Control del Sistema Pitch.

Como fue mostrado en (2.43) y (2.44), para la velocidad de viento específica y potencia aerodinámica capturada por la turbina, su ángulo pitch podría ser controlado indirectamente regulando la velocidad de rotación. Por lo tanto el DFIG puede funcionar a lo largo de la trayectoria de transferencia seleccionada regulando ω_r y β para que rastreen el valor de referencia ω_r^* y β^* calculado por el regulador de la trayectoria de operación. En este método, ω_r^* es usado como el valor de referencia de la unidad de control *pitch* y β es regulado para hacer que el valor estimado de la velocidad de rotación $\hat{\omega}_r$ rastree el valor de referencia ω_r^* . Sin embargo, siempre existirá un pequeño error leve entre el verdadero ángulo de tono β y el valor de referencia β^* debido a algunos motivos como la inercia del accionador del sistema *pitch*. A fin de reducir el error de rastreo, un término de compensación es introducido en el control *pitch*, y el coeficiente de integración $K_\beta = 0.01$.

Controlador de la Transferencia de Operación del DFIG.

A fin de obtener la trayectoria de transferencia óptima del DFIG, se establece el controlador de la trayectoria de operación basado en el modelo de optimización de la trayectoria de transferencia en puntos de operación. Como es mostrado en la Figura 2.14, la entrada del regulador de la trayectoria de operación contiene \hat{V}_w y $\hat{\omega}_r$ muestreados desde el estimador de la velocidad del viento y P_L y β muestreados desde la unidad de control del convertidor del lado del rotor y el sistema *pitch*, respectivamente. El modelo de optimización de la trayectoria

de transferencia en puntos de operación es solucionado en tiempo real, y los resultados de optimización, llamados, comandos de control ω_r^* y β^* , son enviados a la unidad de control del sistema *pitch*.

El método de punto interior tiene las características de cálculo rápido, robustez, y convergencia global [74, 75]. Se utiliza extensamente en la solución de un modelo grande de optimización no lineal, como el modelo de flujo de potencia óptima de la red eléctrica [76], el modelo de control de voltaje coordinado óptimo [77], y el modelo de flujo de potencia restaurada de la red eléctrica [78]. Por lo tanto, a fin de obtener la trayectoria de transferencia óptima del DFIG, se aplica el método de punto interior para conseguir la solución óptima global del modelo de optimización de la trayectoria de transferencia.

2.3 Implementación en Simulink

Con la ayuda de la herramienta de MatLab, Simulink se pretende realizar la simulación de dos modelos que contienen métodos para la detección de islas.

Los modelos que se presentan a continuación son dos métodos de detección de islas, un relé ROCOF (método pasivo), y un algoritmo que mide la distorsión armónica total de la corriente de fase del generador (método activo).

El método para la detección de islas basado en el relé ROCOF que analiza el cambio de la frecuencia en el sistema es uno de los metodos más utilizados en la actualidad para la detección de islas debido a su sencillez y a su rápida conmutación. Aunque presenta una desventaja que es su zona de no detección cerca de cero; esta no es un gran inconveniente para la detección de la isla.

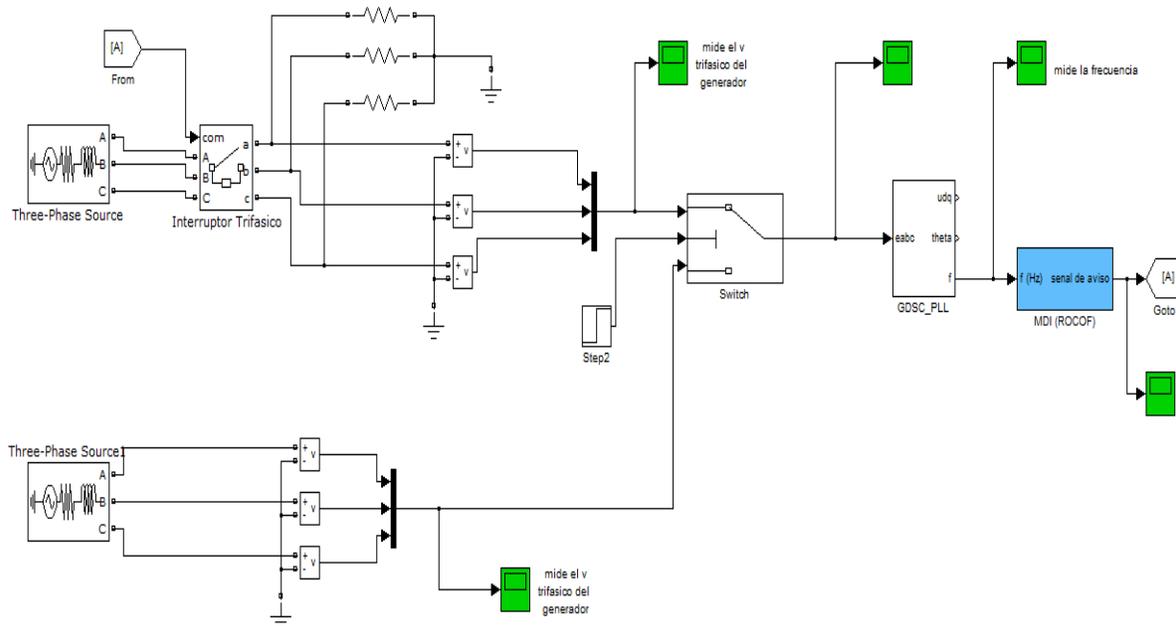


Figura 2.15 Esquema del MDI implementado utilizando el relé ROCOF.

Por otra parte, el método activo basado en un algoritmo que detecta la distorsión armónica total de las corrientes de fase del generador de la turbina eólica es bastante preciso aunque también posee una desventaja, ya que para detectar el cambio de los armónicos, inserta una señal leve que puede causar perturbaciones y afectar la calidad de la energía, aunque se sigue considerando un método bastante preciso para la detección de islas.

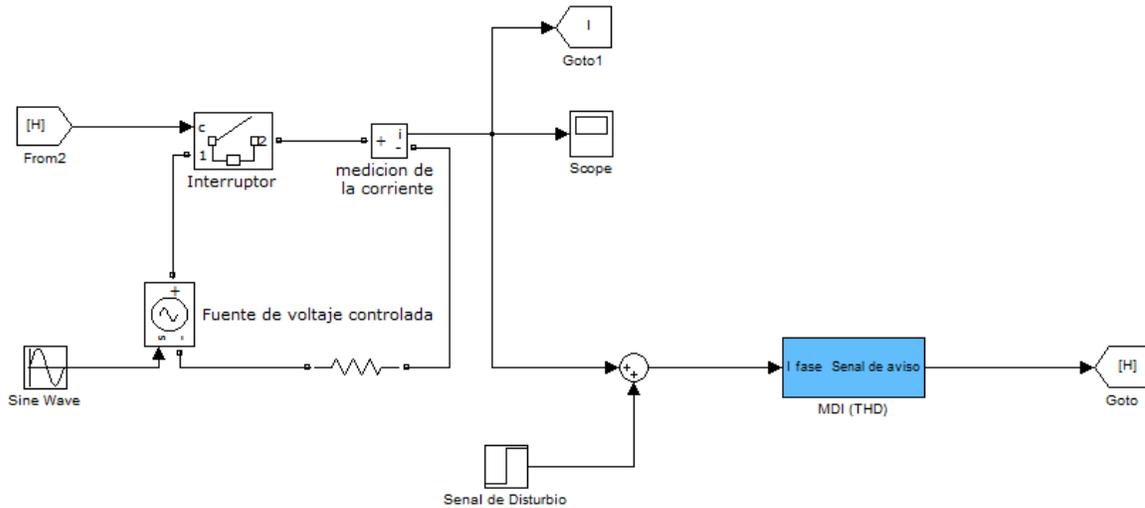


Figura 2.16 Esquema del MDI implementado utilizando el algoritmo de detección de THD.

Se puede apreciar que en ambos casos, el método a utilizar se encuentra en el bloque coloreado de azul.

En el caso del método que utiliza el THD, es sólo muestreada una fase puesto que la carga se asume como balanceada para simplificar el análisis. En caso que la carga no sea balanceada, se deben muestrear las tres corrientes de fase del generador.

2.4 Conclusiones Parciales

En este capítulo se han mostrado los diferentes métodos de detección de islas, así como diferentes métodos para el control de parques eólicos equipados con generadores de inducción doblemente alimentados trabajando en isla. Además, fue presentada la simulación de un método de detección de islas basado en la combinación de un método pasivo y uno activo, también conocido como método híbrido.

El análisis de la bibliografía y también lo expuesto en este capítulo, permiten confirmar que la operación en isla es posible y viable en la generación con DFIG, siempre y cuando se utilicen los métodos de control adecuados, y la detección de isla sea lo suficientemente óptima dentro de los estándares actuales.

Cuando esto ocurre, es posible suministrar energía a pequeñas cargas que han quedado desconectadas temporalmente del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), ya sea por la incidencia en territorio nacional de fenómenos naturales o por otras causas, como la avería de una parte del sistema, o en caso de falta de generación por parte de las centrales termoeléctricas.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Después de una revisión de la literatura a cerca de los diferentes métodos para la detección de islas y para el correcto funcionamiento del DFIG en isla, se seleccionan dos métodos y se realiza su simulación.

3.1 Simulación del MDI basado en el relé ROCOF

A continuación, la Figura 3.1 muestra el diagrama lógico que utiliza este método de detección. La señal de entrada es la frecuencia del sistema que es muestreada constantemente por el PLL. Esta señal es derivada en el tiempo, luego el filtro de paso bajo elimina la transiente de alta frecuencia y este valor (señal K) es comparado con el valor umbral del relé ROCOF (β), que según [79] es de 1 Hz/s, cuando se utiliza sin entrelazarlo a ningún otro método. Si el valor muestreado sobrepasa el valor umbral del relé, es enviada una señal de aviso y la isla es detectada.

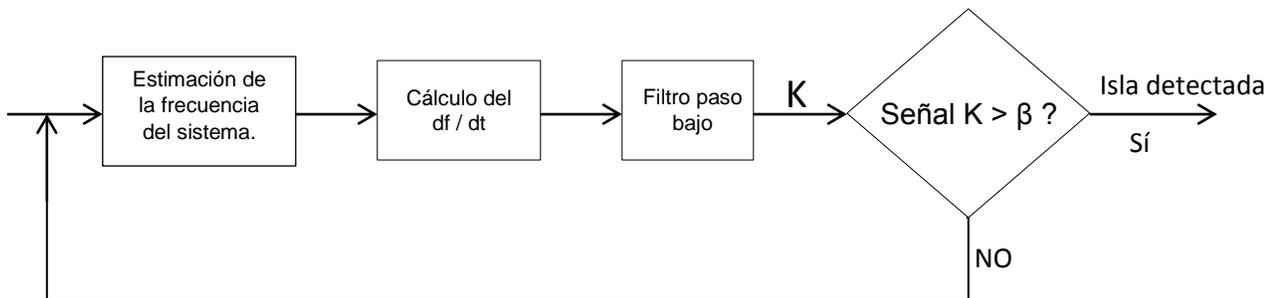


Figura 3.1 Diagrama del sistema de detección implementado.

La Figura 3.2 muestra el esquema de detección de isla, utilizado en la simulación, con su diagrama de bloques.

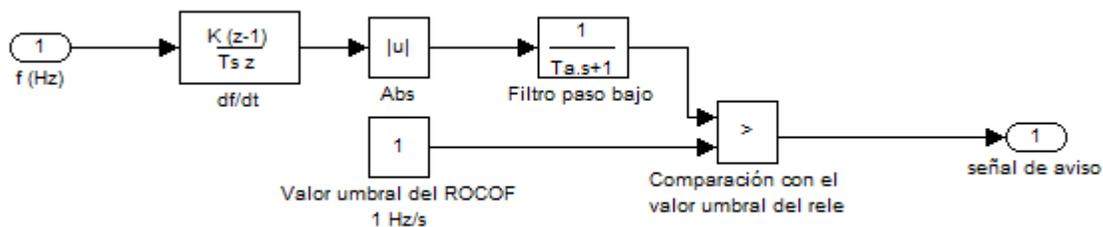


Figura 3.2 Diagrama de bloques utilizado para la simulación del relé ROCOF.

En la simulación, el fenómeno de isla ocurre en $T=5s$, cuando se observa un cambio en la frecuencia del sistema. La Figura 3.3 muestra como el bloque PLL, muestrea el cambio de frecuencia.



Figura 3.3 Frecuencia muestreada por el PLL.

El PLL utilizado es un bloque GDSC-PLL que tiene un mejor desempeño ante señales distorsionadas, debido a su configuración interna que tiene la capacidad cancelar armónicos del orden $1 \pm 24n$. El bloque PLL utilizado se muestra en la Figura 3.4; y en la Figura 3.5 se puede observar su configuración interna.

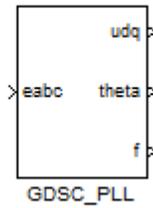


Figura 3.4 Bloque GDSC_PLL.

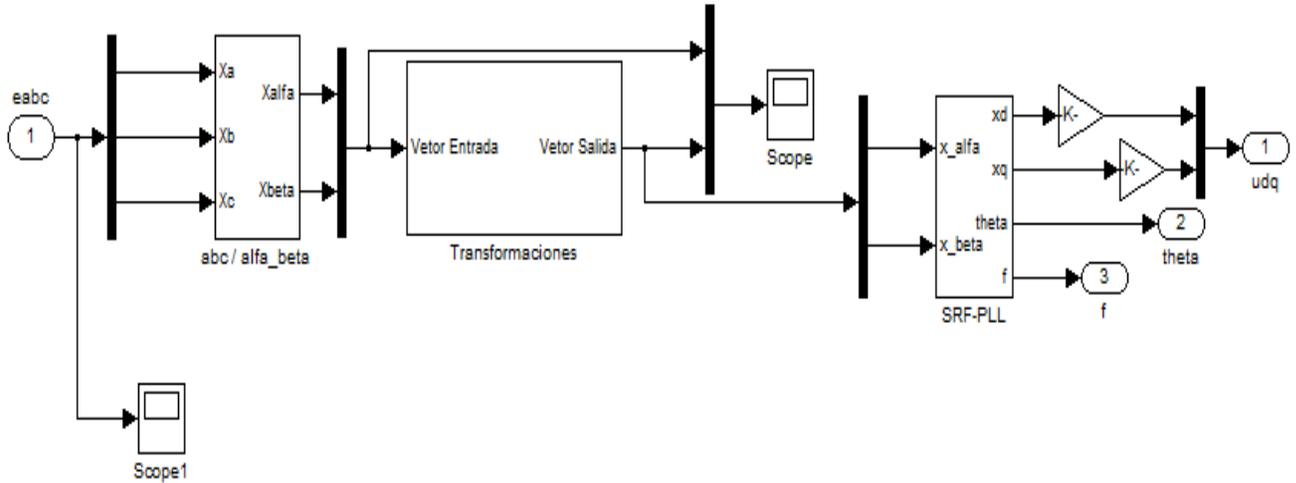


Figura 3.5 Configuración interna del bloque GSDC_PLL.

En la Figura 3.3 se puede observar como en $T=5s$, el valor de la frecuencia cae, producido por el fenómeno de isla. Esta caída de la frecuencia es detectada por el relé ROCOF, el cual envía una señal al interruptor del circuito del generador, como se muestra en la Figura 3.6.

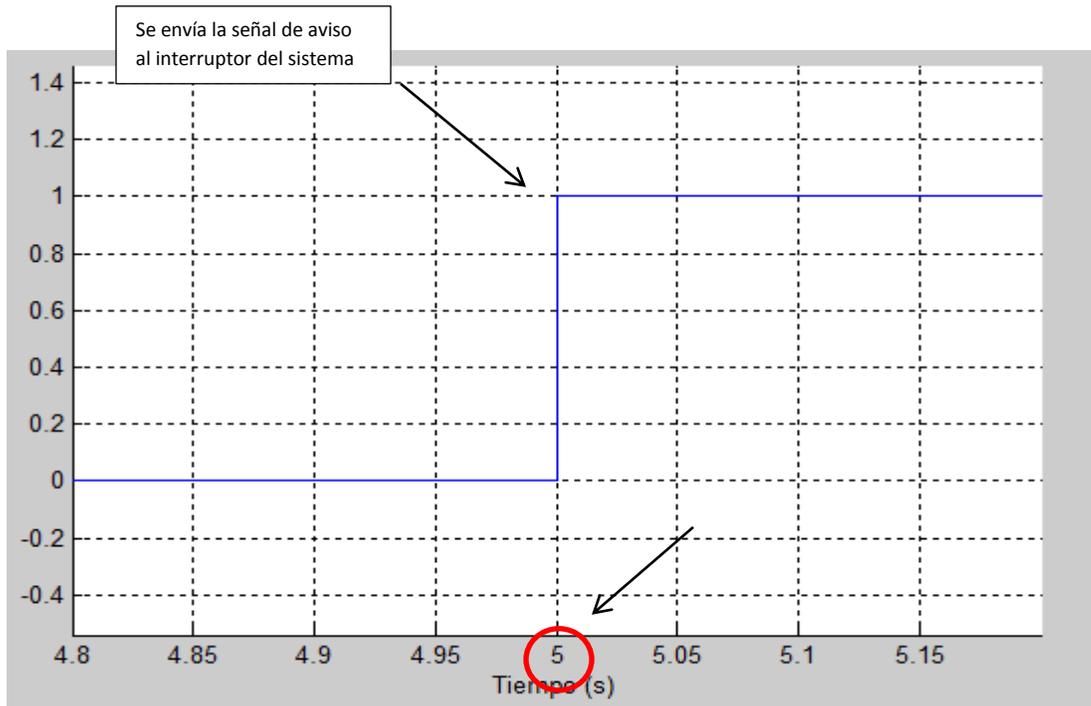


Figura 3.6 Señal de aviso del relé ROCOF

Al recibir la señal, el interruptor del circuito del generador se abre, como se muestra en la Figura 3.7. Por lo tanto, la isla se ha detectado con precisión.



Figura 3.7 Voltaje del generador.

Esta simulación demuestra que el relé ROCOF permite una adecuada detección del fenómeno de isla.

3.2 Simulación del MDI basado en el algoritmo de cálculo del THD de la corrientes de fase del generador.

La Figura 3.5 muestra el esquema utilizado para la detección de la distorsión armónica total. En esta simulación, se toma la generación y la carga como balanceada, por lo que no es necesario, el cálculo de THD para las corrientes de cada fase. En este caso se muestra sólo la corriente I_a de fase.

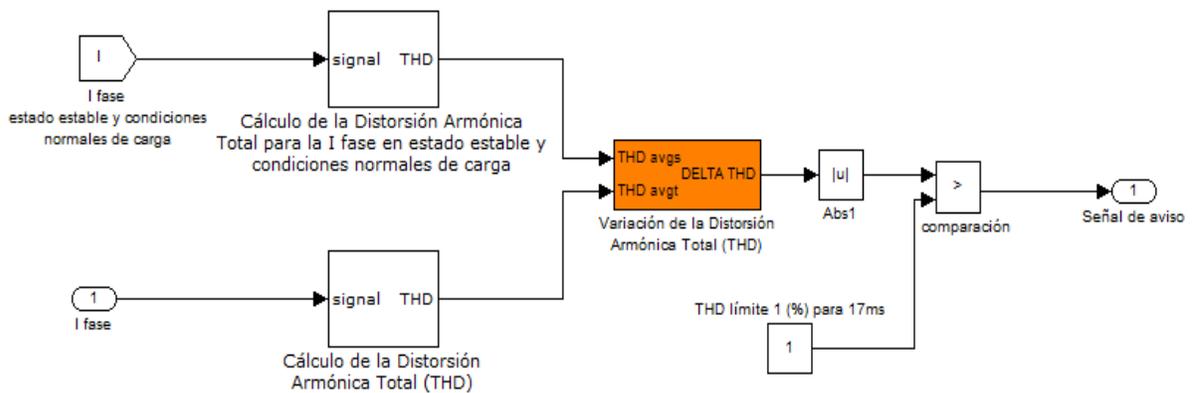


Figura 3.8 Esquema de detección para el THD de la corriente de fase del generador.

Como se puede apreciar en la Figura 3.8 se calcula el THD de la corriente de fase y de la corriente de fase en estado estable y condiciones normales de carga, que se toma como valor de referencia. Luego se calcula la variación del THD que es comparada con su valor umbral o límite, que según [79], tiene que ser mayor que 1% para 17 ms. Cuando la condición se cumpla, es enviada una señal al interruptor del circuito y la isla es detectada, como se muestra en la Figura 3.9.

La condición de isla ocurre en $T=5s$, esto provoca una perturbación en el valor de la señal de la corriente la cual es detectada por el MDI, como se muestra en la Figura 3.9.

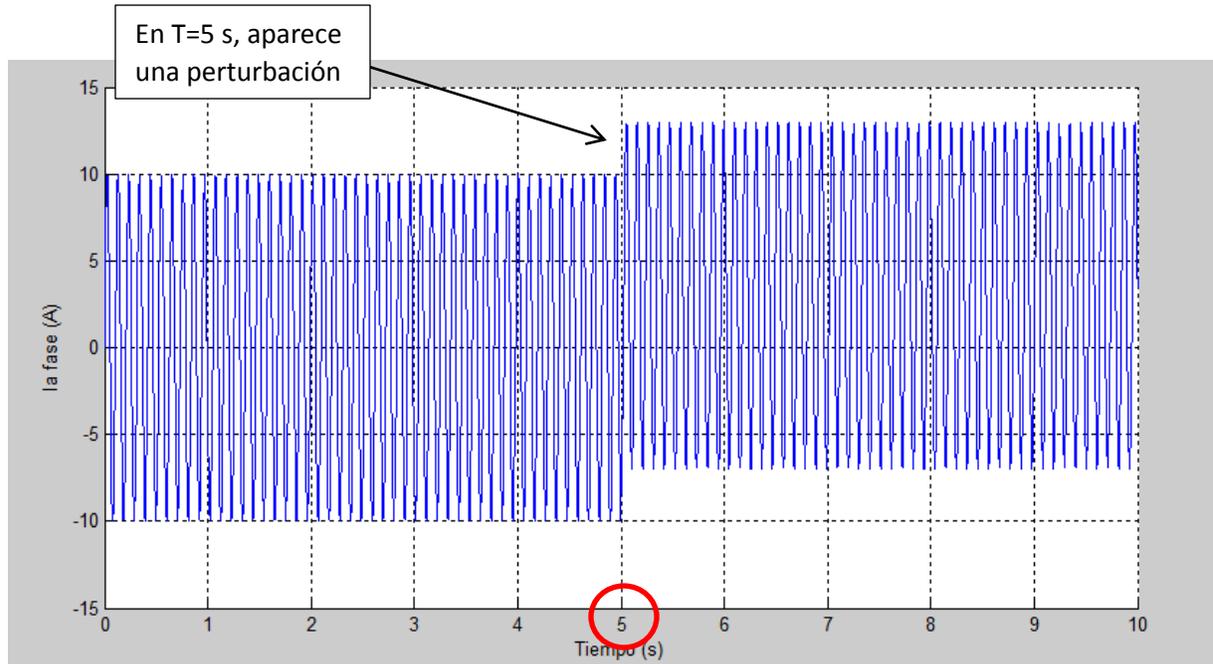


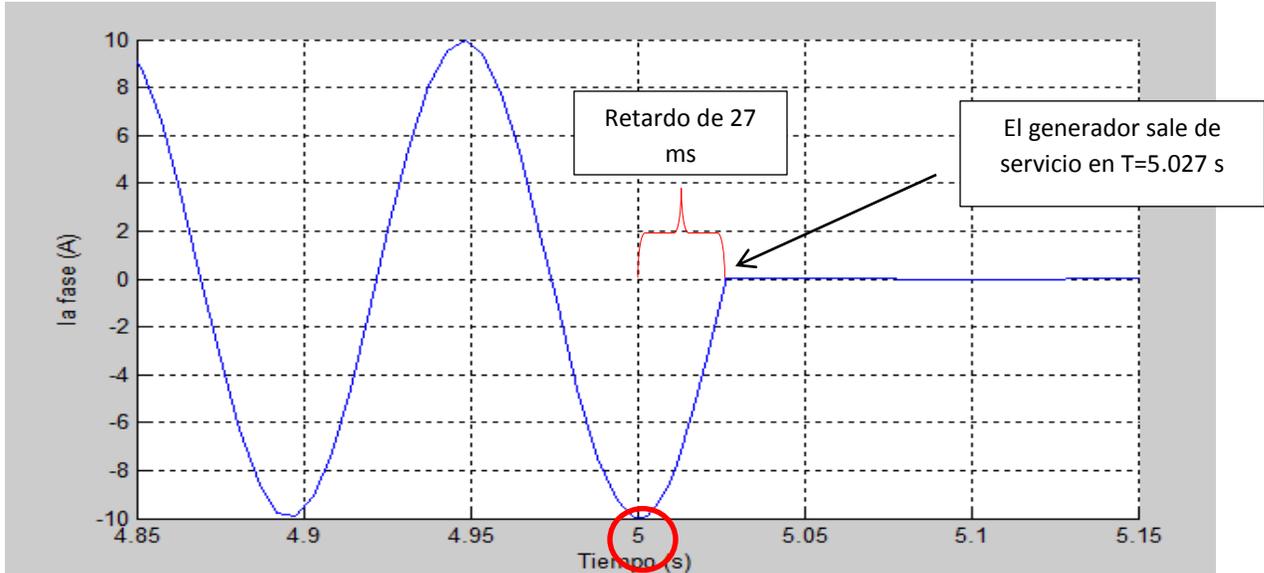
Figura 3.9 Gráfica de la I_{α} de fase vs tiempo, en $T=5s$ se produce el fenómeno de isla.

El MDI, después de detectada la condición de isla, envía una señal al interruptor del circuito y este se abre. Por lo que se confirma la detección de la isla, como se muestra en la Figura 3.10.



Figura 3.10 I_a de fase del generador.

Como se puede apreciar en la Figura 3.11, que muestra una gráfica ampliada de la I_a de fase del generador, muestra como este sale de servicio en $T=5.027s$, con sólo 27 ms de retardo con respecto al tiempo en el que es detectada la isla $T=5s$.

Figura 3.11 Gráfica ampliada de I_a de fase del generador.

Después de analizar las simulaciones de ambos métodos, se llega a la conclusión que el método que conmuta más rápido (13 ms, en total) es el que mide la variación de la frecuencia (ROCOF). Aunque el método que mide el THD de la corriente de fase del generador conmuta bastante rápido (27 ms), este tiene una desventaja clara, la perturbación mostrada como fenómeno de isla también puede ser provocada por el arranque de grandes grupos de motores conectados a la red, y otros fenómenos que pueden causar una mala operación de este método de detección.

Por ello, una combinación de estos dos métodos ayudaría a que la detección fuera más efectiva.

La selección como el método más adecuado es la que utiliza el relé ROCOF. Sus bondades como su rápido poder de detección y el bloque GDSC_PLL utilizado ayudan a reducir la mala operación del método y mantiene la detección de isla dentro de los códigos de red actuales, 2s para la detección de la isla, y 500 ms para el disparo del relé.

Conclusiones Parciales

En este capítulo se ha podido comprobar la bondades de los métodos de detección de islas, implementados en la simulación al tener ambos una rápida conmutación y permitir una eficaz detección de la isla. Estos métodos, detectan la operación en isla dentro de los estándares actuales y ocurren antes de los 2s como plantea la norma de la IEEE.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo a las características de funcionamiento del DFIG, puede ser utilizado en modo de operación normal, así como en funcionamiento en isla.
2. Entre los diferentes métodos de control para la detección del funcionamiento en isla del DFIG se escogió el MDI basado en el relé ROCOF, como el método más adecuado para la implementación de la detección de los fenómenos de isla, debido a su sencillez y facilidad de implementación.
3. El método implementado en la simulación se probó en un escenario donde la frecuencia del sistema disminuía, consiguiendo que la detección de la isla fuera 3 ms aproximadamente y un retardo de 10 ms, para la completa desconexión del generador, muy por debajo de la norma de la IEEE que indica que la isla debe detectarse antes de los 2s, y que los relés de detección deben dispararse antes de los 500 ms.

RECOMENDACIONES

Por las situaciones de los tiempos actuales, la necesidad de reducir las emisiones de gases que contaminan nuestra atmósfera y de enfrentar al cambio climático, así como por el considerable esfuerzo que hace nuestro país en su ambicioso plan por generar más del 25% de la energía con fuentes no convencionales, urge la necesidad de seguir investigando y desarrollando nuevas estrategias que permitan la generación en isla cuando se necesite alimentar a pequeñas cargas que han quedado temporalmente aisladas del SEN. Por ello, se recomienda:

- 1- Hacer pruebas con aerogeneradores reales y corroborar los tiempos de detección de isla con los resultados obtenidos en la simulación.
- 2- Simular la combinación de ambos métodos de detección de islas para mejorar el rendimiento de los mismos.
- 3- Simular el funcionamiento de un DFIG en isla, utilizando un método eficiente para su control.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Fazeli, G. M. Asher, C. Klumpner, and L. Yao, "Novel integration of DFIG-based wind generators within microgrids," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 3, pp. 840–850, 2011.
- [2] R. J. Best, D. J. Morrow, D. M. Lavery, and P. A. Crossley, "Synchrophasor Broadcast Over Internet Protocol for Distributed Generator Synchronization," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. Vol. 25, No. 4, pp. 2835-2841, 2010.
- [3] R.J.Best, D. J. Morrow, D. M. Lavery, and P. A. Crossley, "Techniques for Multiple-Set Synchronous Islanding Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. Vol. 2, No. 1, pp. 60-67, 2011.
- [4] Y. Zhang and B. T. Ooi, "Stand-Alone doubly-fed induction generators (DFIGs) with autonomous frequency control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 752–760, 2013.
- [5] IEEE, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources into Electric Power System," in *IEEE Standard 1547TM*, ed, June 2003.
- [6] J. C.Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, "Efficient coordination of ROCOF and frequency relays for distributed generation protection by using the application region," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 21(4), pp. 1878-1884, 2006.
- [7] M. Guillot, C. Collombet, P. Bertrand, and B. Gotzig, "Protection of embedded generation connected to a distribution network and loss of mains detection," in *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution Part I: Contributions,IEEE*, Amsterdam, 2001.
- [8] B. Liu and D. Thomas, "New Islanding Detection Method for DFIG Wind Turbines," in *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011, pp. 213-217.
- [9] K. Jia, T. Bi, B. Liu, D. Thomas, and A. Goodman, "Advanced islanding detection utilized in distribution systems with DFIG," vol. 63, pp. 113 – 123, 2014.
- [10] P. Gupta, R. Bhatia, and D. Jain, "Active ROCOF relay for islanding detection," *IEEE Trans. Power Del.*, 2016, Early Access.
- [11] O.Raipala, A.S.Mkinen, S. Repo, and P. Jrvantausta, "Anti-islanding protection method based on reactive power injection and ROCOF," *IEEE Trans. Power Del.*, 2015, Early Access.
- [12] A. Larsson, "Guidelines for Grid connection of Wind Turbines," in *15th International Conference on Electricity Distribution (CIRED '99)*, Francia, 1999.
- [13] N. D. G. Hernández, "Generadores Eólicos de jaula de ardilla en Sistemas Eléctricos de Potencia," vol. MSc. Guadalajara, 2007.
- [14] J. L. A. Rodríguez, J. C. B. Díaz, and S. A. Gómez, *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Madrid: Rueda, 2003.
- [15] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*: John Wiley & Sons, 2001.
- [16] R. P. Mukund, *Wind and Solar Power Systems*: CRC Press, 1999.
- [17] S.A.Papathanassiou and M.P.Papadopoulos, "Dynamic behaviour of variable speed wind turbines under stochastic wind," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, pp. 1617-1623, 1999.

- [18] P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sodhoff, *Analysis of electric machinery and drive systems* vol. 46, 2007.
- [19] J. L. Taberna, "Comportamiento de generadores eólicos con máquina asíncrona doblemente alimentada frente a huecos de tensión " *PhD Navarra: Universidad Politécnica de Navarra* 2008.
- [20] P. Vas, "Electrical machines and drives, a space-vector theory approach," *Oxford Science Publications*, 1992.
- [21] V. Akhmatov, "Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power," vol. PhD: Technical University of Denmark, April 2003.
- [22] A. Petersson, "Analysis modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines," vol. Ph.D. dissertation Sweden: Univ.Technol.Göteborg, 2005.
- [23] J. Morren and S. W. H. d. Haan, "Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip," *IEEE Trans. Energy Convers*, vol. 20, pp. 435-441, Jun 2005.
- [24] Y. K. H. Akagi and A. Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components," *IEEE Trans. Ind. Appl*, vol. 20, pp. 625-630, May/June 1984.
- [25] F. Z. P. a. J. S. Lai, "Generalized Instantaneous Reactive Power Theory for Three-Phase Power Systems," *IEEE Trans. Instrum. Meas*, vol. 45, pp. 293-297, 1996.
- [26] N. Mohan, T. K., and A. Brekken, "Control of a Doubly Fed Induction Wind Generator Under Unbalanced Grid Voltage Conditions," *IEEE Transaction Energy conversion*, vol. 22, pp. 129-135, March 2007.
- [27] Y. Zhou and P. Bauer, "Control of DFIG under Unsymmetrical Voltage dips," in *Power Electronics Specialists Conference, PESC*, June 2007, pp. 993-938.
- [28] A. C. S. L. Guimaraes, M. C. F. Neves, M. Cavalcanti, and Z. Lins, "Doubly Fed Induction Generators Active and Reactive Power Control," in *11TH, International power electronics and motion control conference;; EPE-PEMC 2004 Riga*, 2004.
- [29] M. A. Pöller, "Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms," in *Proc. IEEE Power Conference*, Bologna, Italy, 2003.
- [30] J. G. Sloopweg, H. Polinder, and W. L. Kling, "Dynamic modeling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001, pp. 664-649.
- [31] Y. Tang and L. Xu, "A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 10, 1995.
- [32] A.Dell'Aquila, M.Liserre, C.Ceccati, and A.Ometto, "A fuzzy logic CC-PWM three phase AC/DC Converter," in *Proc. IEEE-IAS'00*, 2000, pp. 987 – 992.
- [33] A.Dell'Aquila, L.Caponio, M.Liserre, C.Cecati, and A.Ometto, "A fuzzy logic feedforward current controller for PWM rectifiers," in *Proc. IEEE-ISIE'00*, 2000, pp. 430-435.
- [34] E. Bueno, "Optimización del comportamiento de un convertidor de tres niveles NPC conectado a la red eléctrica " vol. PHd Alcalá de Henares: Universidad de Alcalá, ed. Departamento de Electrónica, 2005.
- [35] M.P.Kazmierkowski and L.Malesani, "Current Control Techniques for Three-Phase Voltage-Source PWM Converters," *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 45, pp. 691-703, October 1998.
- [36] J. G. Sloopweg, H. Polinder, and W. L. Kling, "Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations," *IEEE Trans. Energy Convers*, vol. 18, pp. 516-526, 2003.

- [37] J. G.Slootweg, S. W. H. d. Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations," *IEEE Trans. on power system*, vol. 18, pp. 144-154, 2003.
- [38] A. Perdana and J. Perss, "Dynamic Response of Grid-Connected WindTurbine with Doubly Fed Induction Generator during Disturbances," in *Nordic workshop on power and industrial electronics*, Trondheim, 2004.
- [39] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation," *IEEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 143, pp. 231-241, May 1996.
- [40] J. Munsch, "Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica," Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, 2014.
- [41] G.Weidong, "Development and application of large-scale non-grid-connected wind power system," *Automation of Electric Power Systems*, vol. 32, no. 19, pp. 1-9, 2008.
- [42] H. Yang, R. Zhao, H. Xin, Z.Wang, and D. Gan, "Development and research status of island power systems," *Transactions of China Electrotechnical Society*, vol. 28, no. 11, pp. 95-105, 2013.
- [43] E. Guizzo, "Wind power in paradise," *IEEE Spectrum*, vol. 45, no. 3, pp. 38-45, 2008.
- [44] G. Iwanski and W. Koczara, "DFIG-based power generation system with UPS function for variable-speed applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 8, pp. 3047–3054, 2008.
- [45] C. L. Moreira, F. O. Resende, and J. A. P. Lopes, "Using low voltage MicroGrids for service restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 395–403, 2007.
- [46] F. A. Bhuiyan and A. Yazdani, "Multimode control of a DFIG-based wind-power unit for remote applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 4, pp. 2079–2089, 2002.
- [47] S. Lin, L. Yi, and S. Nian, "A control strategy of isolated grid with high penetration of wind and energy storage systems," *Proceedings of the CSEE*, vol. 33, no. 16, pp. 78-85, 2013.
- [48] J.-Y.Kim, J.-H. Jeon, and S.-K. Kim, "Cooperative control strategy of energy storage system and microsourses for stabilizing the microgrid during islanded operation," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 3037–3048, 2010.
- [49] L.-R.Chang-Chien and Y.-C.Yin, "Strategies for operating wind power in a similar manner of conventional power plant," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 4, pp. 926–934, 2009.
- [50] F. D. Kanellos and N. D. Hatzargyriou, "Optimal control of variable speed wind turbines in islanded mode of operation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 4, pp. 1142–1151, 2010.
- [51] R. Cárdenas, R. Peña, J. Proboste, G.Asher, and J. Clare, "MRAS observer for sensorless control of standalone doubly fed induction generators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, no. 4, pp. 710–718, 2005.
- [52] R. Peña, J. C. Clare, and G. M. Asher, "A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine," *IEEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 143, no. 5, pp. 380–387, 1996.
- [53] R. D. Shukla and R. K. Tripathi, "A novel voltage and frequency controller for standalone DFIG based wind energy conversion system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 69–89, 2014.
- [54] Zengqiang Mi, Liqing Liu, He Yuan, Ping Du, and Y. Wan, "A Novel Control Strategy of DFIG Based on the Optimization of Transfer Trajectory at Operation Points in the Islanded Power System," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2016, 2016.

- [55] M. Aktarujjaman, K. A. Kashem, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, "Control Stabilisation of an Islanded System with DFIG Wind Turbine," in *First International Power and Energy Conference (PECon 2006)*, 2006, pp. 312-317.
- [56] P. Mahat, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, "Review of islanding detection methods for distributed generation," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008, DRPT 2008. Third International Conference on*, 2008, pp. 2743-2748.
- [57] H. Karimi, A. Yazdani, and R. Iravani, "Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23(1), pp. 298-307, 2008.
- [58] S. Akhlaghi, A. Akhlaghi, and A. A. Ghadimi, "Performance analysis of the Slip mode frequency shift islanding detection method under different inverter interface control strategies," in *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, February, 2016, pp. 1-7.
- [59] N. Nath, K. Pal, and B. K. Mohapatra, "Islanding Detection in Micro Grid Using Wavelet Transform," *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, vol. 5, Issue 3, March 2016.
- [60] S. J. Pinto and G. Panda, "Wavelet technique based islanding detection and improved repetitive current control for reliable operation of grid-connected PV systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 67, pp. 39-51, 2015.
- [61] Y. Fayyad and L. Ben-Brahim, "A wavelet-based passive islanding detection technique," in *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2012 International Conference, November 2012, pp. 1-6.
- [62] M. Hanif, U. D. Dwivedi, M. Basu, and K. Gaughan, "Wavelet based islanding detection of DC-AC inverter interfaced DG systems," in *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, August, 2010, pp. 1-5.
- [63] J. C. Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, "An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 23(2), pp. 593-600, 2008.
- [64] S. S. Madani, A. Abbaspour, M. Beiraghi, P. Z. Dehkordi, and A. m. Ranjbar, "Islanding Detection for PV and DFIG Using Decision Tree and AdaBoost Algorithm," in *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlin, 2012.
- [65] R. K. Patnaik, O. Dharmapandit, U. C. Patnaik, and M. H. Naeem, "A New Islanding Detection and Classification Technique for the Grid Connected DFIG Wind Farms," in *IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, Bhubaneswar, India, 2015.
- [66] H. K. Karegar and A. Shataee, "Islanding detection of wind farms by THD," *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp. 2793–2797, 2008.
- [67] J. Sung-Il and K.-H. Kim, "An islanding detection method for distributed generations using voltage unbalance and total harmonic distortion of current," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 19, pp. 745 – 752, 2009.
- [68] C. F. Ten and P. A. Crossley, "Evaluation of RocoF Relay Performances on Networks with Distributed Generation," *Developments in Power System Protection*, pp. 523 – 528, 2008.
- [69] A. Rostami, A. Jalilian, S. B. Naderi, M. Negnevitsky, P. Davari, and F. Blaabjerg, "A Novel Passive Islanding Detection Scheme for Distributed Generations Based on Rate of Change of Positive Sequence Component of Voltage and Current," 2017.
- [70] S. Arnaltes, J. L. Rodríguez-Amenedo, and M. E. Montilla-DJesus, "Control of Variable Speed Wind Turbines with Doubly Fed Asynchronous Generators for Stand-Alone Applications," *Energies*, vol. 11, pp. 26-42, 2018.

- [71] Y. Zhang and B. T. Ooi, "DFIG Based Wind Farm with Autonomous Frequency Control on Island Operation," 2015.
- [72] S. Baike, B. Mwinyiwiwa, Z. Yongzheng, and O. Boon-Teck, "Sensorless Maximum Power Point Tracking of Wind by DFIG Using Rotor Position Phase Lock Loop (PLL)," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 942-951, 2009.
- [73] B. Boukhezzar and H. Siguerdidjane, "Nonlinear control of a variable-speed wind turbine using a two-mass model," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, pp. 149-162, 2011.
- [74] A. Wächter and L. T. Biegler, "On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming," *Mathematical Programming*, vol. 106, no. 1, pp. 25-57, 2006.
- [75] A. Forsgren, P. E. Gill, and M. H. Wright, "Interior methods for nonlinear optimization," *SIAM Review*, vol. 44, no. 4, pp. 525-597, 2002.
- [76] R. A. Jabr, A. H. Coonick, and B. J. Cory, "A primal-dual interior point method for optimal power flow dispatching," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 654-662, 2002.
- [77] W. Zheng and M. Liu, "Solution of optimal coordinated voltage control using line search filter interior point method," *Transactions of China Electrotechnical Society*, vol. 27, no. 9, pp. 70-77, 2012.
- [78] T. Xianghong, B. Guangquan, and W. Hongfu, "An optimization method based on weighted least absolute value to restore power flow solvability of bulk power system," *Automation of Electric Power Systems*, vol. 38, no. 23, pp. 60-64, 2014.
- [79] T. Datta, A. K. Sinha, and P. Bajpai, "Analysis of Modified ROCOF Relays for Islanding Detection of Distribution Systems with DFIG," 2016.