

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



TESIS

**DETECCIÓN Y OPERACIÓN EN ISLA ELÉCTRICA CON
FUENTES NO REGULADAS EN REDES INTELIGENTES**

POR

ING. ALBERTO ALONSO HERNANDEZ

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JULIO, 2018

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



TESIS

**DETECCIÓN Y OPERACIÓN EN ISLA ELÉCTRICA CON
FUENTES NO REGULADAS EN REDES INTELIGENTES**

POR

ING. ALBERTO ALONSO HERNANDEZ

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

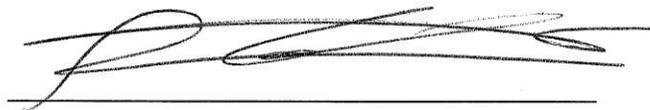
SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEÓN, MÉXICO

JULIO 2018

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Posgrado

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis "**Detección y Operación en Isla Eléctrica con Fuentes no Reguladas en Redes Inteligentes**", realizada por el alumno Ing. Alberto Alonso Hernandez, con número de matrícula 1880613, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis



Dr. Arturo Conde Enríquez

Asesor



Dr. José Treviño Martínez

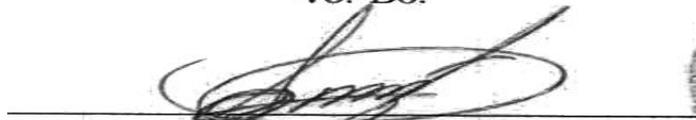
Revisor



Dr. Guillermo Gutiérrez Alcaraz

Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirección de Estudios de Posgrado



A mi familia y a todas las personas que permanecieron en el transcurso de este proyecto, por el grande apoyo que me brindaron y por creer en mi, Gracias.

Alberto Alonso Hernandez

Agradecimientos

Mis más sinceros agradecimientos a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, a mis compañeros y maestros, en especial al Dr. Arturo Conde Enríquez por el gran apoyo recibido, al Comité de Tesis por el apoyo y asesoramiento en este proceso final, así como al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la oportunidad de realizar este gran proyecto que me ha dado mas y mejores herramientas para la vida profesional.

Alberto Alonso Hernandez

Julio 2018

RESUMEN

Publicación No. _____

Alberto Alonso Hernandez, M.C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2018

Profesor asesor: Dr. Arturo Conde Enríquez

La presencia de fuentes no reguladas como la eólica y solar han impulsado una transformación en la operación de las redes eléctricas, la falta de control en la generación y la demanda de potencia reactiva ha impuesto nuevas restricciones operativas en la operación de las redes eléctricas. Por otro lado, la interconexión de pequeñas fuentes de generación en zonas de la red eléctrica de media tensión forma zonas eléctricas en las que la alimentación proveniente del sistema es reemplazada por la generación local, por lo que la generación de islas eléctricas es un escenario probable. La generación instalada en estos subsistemas que podrían llegar a ser aislados del resto de la red principal son las fuentes que deben aportar la potencia demandada en el instante de la formación de este escenario. Este subsistema se caracteriza por presentar escenarios complejos en su operación en modo isla, por lo que la tendencia en la industria es desconectar todos los generadores inmediatamente después de la pérdida de conexión a la red principal y la zona aislada.

Una alternativa para no desconectar los generadores y continuar alimentando las cargas de la zona aislada es habilitar un esquema de salvamiento de isla; este es la propuesta principal de este trabajo de investigación. Para lograr el objetivo propuesto es necesario aplicar un esquema de protección anti-isla y reconfiguración automática de la red para mantener los niveles de los parámetros del sistema en valores cercanos a los nominales y de esta forma salvar la isla. El sistema planteado se convierte en un método remoto comunicado, donde la base reside en el monitoreo de las señales en terminales de generadores, de cargas y en el punto de acoplamiento a la red principal.

La solución presentada consiste en la aplicación de algoritmos de detección de isla eléctrica y

de un método que, justo antes de disparar los generadores, realiza cálculos de potencias y determina si existe la posibilidad de permitir a los generadores que sigan trabajando y salvar la isla. Una vez determinado el error de potencia se decide una de las dos alternativas posibles; la desconexión de carga por baja frecuencia basado en la metodología del algoritmo de tiro de carga por baja frecuencia o la reducción de la potencia entregada por la central eólica basándose en la metodología del control del ángulo de paso en las paletas de un generador para controlar la potencia durante velocidades altas.

Los resultados muestran como la aplicación del método propuesto ofrece una alternativa para frenar el desvío abrupto de la frecuencia en el subsistema aislado y mantenerlo en un valor cercano al nominal, de esta manera se puede salvar la isla y mantener las cargas alimentadas durante la desconexión a la red principal con un margen operativo aceptable hasta esperar una posible reconexión a la red principal.

La variación de frecuencia es amplificada por la inercia del sistema eléctrico proporcionada regularmente por las fuentes de generación, en generadores convencionales resulta entonces una variación de la frecuencia inversamente proporcional a su inercia. En la problemática estudiada en este trabajo de tesis, la isla está conformada por fuentes no reguladas en las que no se tiene almacenamiento de energía cinética, teniendo una inercia reducida comparada con generadores convencionales, y por tanto la variación frecuencia es mayor. Una alternativa estudiada en diversos trabajos es incorporar esa energía por medio de sistemas de almacenamiento, como son los bancos de baterías, para modular la variación frecuencial de la operación en isla. Un caso de estudio es añadido empleando un modelo de bancos de baterías en el subsistema para el caso de emergencia donde la capacidad de generación es insuficiente en el momento de la desconexión, la aportación de este dispositivo es entregar su energía almacenada durante dicha emergencia. La recarga de la energía en el dispositivo de almacenamiento es acumulada en lapsos de baja demanda.

Índice general

| | |
|---|-----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Introducción | 1 |
| 1.2. Protección Anti Isla Eléctrica. Estado del Arte | 2 |
| 1.2.1. Métodos Remotos de Detección de Isla Eléctrica | 4 |
| 1.2.2. Métodos Locales de Detección de Isla Eléctrica | 5 |
| 1.2.3. Métodos Híbridos de Detección de Isla Eléctrica | 11 |
| 1.3. Motivación para el trabajo de investigación | 12 |
| 1.4. Hipótesis | 14 |
| 1.5. Objetivos | 15 |
| 1.6. Alcances | 15 |
| 1.7. Estructura de la Tesis | 17 |
| 2. Redes Eléctricas Inteligentes | 18 |
| 2.1. Introducción | 18 |
| 2.2. Micro Redes y Redes Eléctricas Inteligentes | 20 |
| 2.2.1. Descripción | 21 |
| 2.2.2. Elementos que componen una Micro Red o Red Inteligente | 22 |
| 2.2.3. Beneficios y Contrariedades | 23 |
| 2.3. La energía eólica en los sistemas de potencia | 25 |
| 2.3.1. Sistema de Conversión de Energía Eólica a Energía Mecánica | 26 |
| 2.3.2. Generador de Inducción de Velocidad Fija (FSIG) | 28 |
| 2.3.3. Generador de Inducción de deslizamiento variable | 29 |

| | |
|--|-----------|
| 2.3.4. Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG) | 35 |
| 2.3.5. Aerogenerador basado en Convertidor Nominal Completo | 39 |
| 2.4. Sistemas de Almacenamiento de Energía en Sistemas Eléctricos | 45 |
| 2.4.1. Introducción | 45 |
| 2.4.2. Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento en Sistemas de Distribución | 47 |
| 2.4.3. Modelado de Sistemas de Almacenamiento de Energía | 50 |
| 2.4.4. Pruebas en Sistemas eléctricos con Dispositivos de Almacenamiento de Energía | 51 |
| 3. Esquemas de Operación en Isla en Redes Eléctricas Inteligentes | 54 |
| 3.1. Esquema de protección de isla eléctrica | 54 |
| 3.2. Implementación de los Esquemas de Detección de Isla ROCOF y VSR | 61 |
| 3.3. Sistemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia | 66 |
| 3.3.1. Introducción | 66 |
| 3.3.2. Objetivo y aplicación de los esquemas de desconexión de carga | 66 |
| 3.3.3. Principio de los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia | 67 |
| 3.4. Control de Potencia Generada mediante el Angulo de Paso de las Palas | 68 |
| 3.4.1. Aplicación del Control de Frecuencia mediante el Control de Potencia Generada | 70 |
| 3.5. Conclusiones | 72 |
| 4. Esquema de Detección y Salvamiento de Isla Eléctrica | 74 |
| 4.1. Respuesta de la frecuencia en un Sistema de Potencia | 74 |
| 4.2. Planteamiento del Problema | 75 |
| 4.3. Formulación | 77 |
| 4.3.1. Respuesta de la frecuencia en sistemas aislados con DG | 77 |
| 4.3.2. Esquema de Tiro de Carga por Baja Frecuencia | 77 |
| 4.3.3. Esquema de Corte de Carga en Isla Eléctrica por Baja Frecuencia | 83 |
| 4.3.4. Esquema de Reducción de Potencia Generada en Isla Eléctrica por alta Fre- | |
| cuencia | 85 |
| 4.3.5. Esquema General | 88 |
| 4.4. Conclusiones | 90 |

| | |
|--|------------|
| 5. Resultados | 91 |
| 5.1. Modelo de Estudio | 91 |
| 5.2. Escenarios en la Formación de Isla | 92 |
| 5.2.1. Sistema Ideal | 93 |
| 5.2.2. Micro red | 99 |
| 5.2.3. Micro red con Sistema de Almacenamiento | 105 |
| 5.3. Conclusiones | 107 |
| 6. Conclusiones | 109 |
| 6.1. Introducción | 109 |
| 6.2. Conclusiones | 109 |
| 6.3. Aportaciones de la Investigación | 112 |
| 6.4. Recomendaciones para trabajos futuros | 113 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| 2.1. Esquema Unifilar Micro-Red | 19 |
| 2.2. Diagrama Representativo de una Micro Red o Red Eléctrica Inteligente | 22 |
| 2.3. Modelo Aerodinámico de Extracción de Potencia Mecánica | 27 |
| 2.4. Coeficiente de Potencia en función de δ y β | 28 |
| 2.5. Aerogenerador de Inducción de Velocidad Fija | 30 |
| 2.6. Generador de Inducción, marco de referencia dq | 31 |
| 2.7. Circuito equivalente del Generador de Inducción, marco de referencia dq. (a) eje-d, (b) eje-q | 31 |
| 2.8. Comportamiento típico en aerogeneradores de inducción de velocidad fija con ve- locidades de viento variables | 34 |
| 2.9. Contribución a la Regulación de la Frecuencia por una Planta Eólica con Aerogene- radores de Inducción de Velocidad Fija FSIG | 34 |
| 2.10. Plantas Eléctricas que alimentan el Sistema de Potencia | 35 |
| 2.11. Esquema del Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado | 36 |
| 2.12. Característica de velocidad del rotor con el control de potencia generada | 38 |
| 2.13. Clasificación de los diferentes esquemas del Aerogenerador basado en Convertidor Completo. | 39 |
| 2.14. Configuraciones del Aerogenerador Basado en Convertidor Completo, Síncrono-Inducción. | 42 |
| 2.15. Respuesta a la frecuencia de una Planta Eólica basada en Aerogeneradores DFIG ante una pérdida de potencia en el sistema | 46 |

| | |
|--|----|
| 2.16. Utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Suavizar Picos de Demanda | 49 |
| 2.17. Utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Sistemas Fotovoltaicos para Suavizar Picos de Demanda | 50 |
| 2.18. Sistemas de Almacenamiento de Energía durante Picos de Demanda | 53 |
| 3.1. Principio de Operación método ROCOF | 56 |
| 3.2. Principio de Operación método VSR | 57 |
| 3.3. Fasores de voltaje interno y en terminales (a) y (b) antes y después de la apertura del interruptor | 58 |
| 3.4. Fasores de voltaje interno y en terminales (a) y (b) antes y después de la apertura del interruptor | 59 |
| 3.5. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de 14 Nodos IEEE y Central Eólica (2MW) | 61 |
| 3.6. Sistema Eléctrico. 14 Nodos IEEE y Central Eólica (2MW) | 63 |
| 3.7. Operación del Esquema de Protección Anti Isla VSR | 64 |
| 3.8. Operación del Esquema de Protección Anti Isla ROCOF | 65 |
| 3.9. Diagrama de control del ángulo de paso | 69 |
| 3.10. Potencia mecánica extraída de una turbina eólica variando el ángulo β | 70 |
| 3.11. Respuesta a la reducción de potencia por una turbina eólica β | 72 |
| 3.12. Respuesta a la reducción de potencia por una turbina eólica β | 73 |
| 4.1. Monitoreo de Potencias en la DG, en PCC y Cargas | 76 |
| 4.2. Nivel de ajuste del primer corte de carga | 81 |
| 4.3. representación del sistema de potencia (3 unidades térmicas) | 82 |
| 4.4. Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de tiro de carga en una pérdida de generación | 84 |
| 4.5. Impacto del viento en la turbina | 86 |
| 4.6. Diagrama de la turbina eólica | 87 |
| 4.7. Esquema del Método de detección y Salvación de Isla | 89 |

| | |
|---|-----|
| 5.1. Esquema del Sistema Modelado (Generación Eolica y Carga Local) | 91 |
| 5.2. Sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE | 92 |
| 5.3. Sistema modelado | 93 |
| 5.4. Condiciones Normales de Operación | 94 |
| 5.5. Esquema de formación de Isla. Generación <Carga | 95 |
| 5.6. Formación de Isla. Generación <Carga | 96 |
| 5.7. Esquema de formación de Isla. Generación >Carga | 96 |
| 5.8. Formación de Isla. Generación >Carga | 97 |
| 5.9. Control de frecuencia en la isla. Metodo tiro de carga | 98 |
| 5.10. Control de frecuencia en la isla. Metodo control de angulo de palas | 100 |
| 5.11. Diagrama unifilar del sistema modelado para la micro red | 101 |
| 5.12. Condiciones Normales de Operación | 102 |
| 5.13. Formación de Isla. Generación <Carga | 103 |
| 5.14. Formación de Isla. Generación >Carga | 104 |
| 5.15. Control de Frecuencia en Isla, caso Micro Red. Baja Frecuencia | 104 |
| 5.16. Control de Frecuencia en Isla, caso Micro Red. Sobre Frecuencia | 105 |
| 5.17. Esquema de formación de Isla con BESS. Generación <Carga | 106 |
| 5.18. Esquema de formación de Isla con BESS. Generación <Carga | 107 |

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

La operación de los sistemas eléctricos se basa en la sincronización de grandes centrales generadoras de potencia para producir grandes volúmenes de energía eléctrica, posteriormente ésta potencia es transmitida a través de líneas de transmisión a niveles de voltaje elevados con el fin de reducir las pérdidas por efecto de la reducción de las altas corrientes, más adelante se transforma la energía a un valor de voltaje menor y distribuible para los centros de consumo. Este proceso vertical empleado para operar los sistemas eléctricos en todo el mundo es debido principalmente a que el costo de producción de energía en grandes masas resulta más económico que producir pequeñas cantidades de potencia sumado a esto, el hecho de que los sitios donde existe la energía primaria requerida para generar energía eléctrica se encuentran por lo general en lugares alejados a los principales centros de consumo. Sin embargo, en la actualidad, los avances en las tecnologías como las turbinas eólicas, plantas fotovoltaicas y celdas de combustible, los avances en la electrónica de potencia y sobre todo las políticas de protección al medio ambiente están llevando a la industria eléctrica a darle un lugar importante a la inmersión de la generación distribuida (DG por sus siglas en inglés) dentro de las redes de media tensión del sistema eléctrico.

La DG puede ser definida como la generación de energía eléctrica que se coloca cerca de las cargas que alimenta, por lo general en el sitio del cliente. Este tipo de energía distribuida está

aumentando sustancialmente debido a los factores antes mencionados y a más condiciones que resultan ser favorables para la red eléctrica, como son: evitar forzosas mejoras en la capacidad del sistema de transmisión y distribución, reducción de pérdidas en las líneas de transmisión y distribución, mejorar la calidad de la energía eléctrica y mejorar el perfil del voltaje [1].

La inmersión significativa de la DG en los sistemas eléctricos presenta, sin embargo, impactos negativos que perjudican la seguridad, la operación y la confiabilidad de la red eléctrica. Un problema que causa un impacto significativamente perjudicial en los sistemas con generación distribuida es la operación en isla eléctrica debido a la pérdida de la alimentación principal por cualquier tipo de disturbio o falla en la red de transmisión o distribución que conlleve a la operación de protecciones y disparo de interruptores.

1.2. Protección Anti Isla Eléctrica. Estado del Arte

La generación de una isla eléctrica es una situación en la cual un sistema de distribución llega a ser eléctricamente aislado del resto del sistema de potencia, pero continúa siendo energizado por la DG conectada a él. Esto puede ocurrir después de una operación de accionamiento de los interruptores de una línea del sistema causada por la eliminación de fallas, la eliminación de carga programada y no programada, interrupciones por mantenimiento y/o el fallo del equipo [2].

Tradicionalmente, un sistema de distribución no tiene fuentes de generación de potencia activa y no recibe energía en caso de una falla en la línea de transmisión en sentido ascendente, pero con generación distribuida presente en los sistemas actuales esta ventaja ya no es válida. La práctica actual es que casi todas las redes eléctricas exigen que la DG se desconecte tan pronto como sea posible en caso de isla [1], [3]. Si la DG está alimentando las cargas en la red de distribución sin el suministro de la red principal, entonces produce varios impactos negativos en el sistema eléctrico de la red principal, a las cargas y en la propia DG, tales como:

- Problemas en la calidad del servicio eléctrico a los clientes de la red pública principal. El voltaje y la frecuencia no podrán ser mantenidos dentro de los valores estándares permitidos.

- Riesgos de seguridad para el personal de la red principal. La seguridad de los trabajadores de línea puede verse amenazada por las fuentes de generación distribuida que alimentan un sistema después de que se hayan desconectado las fuentes primarias.
- Serios daños a la DG si la red principal de alimentación es erróneamente restaurada. La reconexión instantánea podría resultar en una reconexión de la DG fuera de fase, ocasionando grandes torques mecánicos y corrientes que pueden dañar los generadores o primos motores. Además, se crean transitorios que son potencialmente dañinos para la red pública y otros equipos de los clientes conectados. La reconexión fuera de fase, si por casualidad ocurre en un pico de voltaje, generará un transitorio de conexión capacitivo muy severo y en un sistema ligeramente amortiguado, la sobretensión de cresta puede acercarse a tres veces la tensión nominal.
- El sistema aislado puede estar conectado a tierra inadecuadamente por la interconexión de la DG.

Por lo tanto, inmediatamente después de la pérdida de la fuente principal, la DG debe ser desconectada tan pronto como sea posible. La norma IEEE 929-1988 [4] indica la desconexión de la DG una vez que esté en isla y la norma IEEE 1547-2003 [5] estipula un retardo máximo de dos segundos para la detección de una isla no intencional y toda la DG dejando de energizar el sistema de distribución.

En general, después de la pérdida de la fuente principal, la DG tiene que hacerse cargo de la red restante y las cargas conectadas, por lo tanto, la condición de carga de la DG se cambia repentinamente después de la isla. El balance de potencia de la red es afectado provocando variaciones en el voltaje y la frecuencia fuera de los valores nominales. Por todos los factores mencionados las normas actuales indican que la DG no puede suministrar potencia a las cargas si no existe conexión con la red principal.

Las Protecciones anti isla eléctrica basan su principio en la detección de conexión a la red principal por el monitoreo de parámetros en terminales de los generadores o en el punto de conexión a la red principal. El objetivo principal de la protección de anti isla eléctrica es detectar y desconectar el interruptor entre las unidades DG y la red principal después de cualquier incidencia de

pérdida de red para:

- Evitar que las cargas continúen siendo alimentadas por un sistema de generación incapaz de mantener los niveles de Frecuencia y Voltaje dentro de los niveles nominales, lo que causaría daños al sistema aislado en general.
- Permitir una restauración sin complicaciones del suministro de la red principal.
- Evitar reconexión fuera de sincronismo de los dos sistemas que pueden causar daños severos a la red eléctrica y a las unidades DG.

Debido a los factores antes mencionados, existen en la literatura diferentes trabajos dedicados a la detección de operación en isla eléctrica. En general, los métodos de detección de isla han sido clasificados en dos grupos principales: métodos remotos y métodos locales, este último grupo se subdivide en los enfoques, activo, pasivo o una combinación híbrida de los activo y pasivos.

1.2.1. Métodos Remotos de Detección de Isla Eléctrica

Los métodos remotos de detección de isla son basados en la utilización de un canal de comunicación entre los interruptores de la red principal y los generadores locales presentes en la zona con probabilidad de aislamiento, esta conexión es realizada mediante un canal portador a través de las líneas de potencia, tales como los Esquemas de Transferencia de Disparo Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés), en el cual, una de sus funcionalidades principales es la protección anti isla con el esquema de transferencia de disparo. La idea básica para esta función es monitorear el estado de todos los interruptores y restauradores que podrían aislar un sistema de distribución en el que se tenga generación distribuida, este esquema requiere de una buena interacción entre la red y la DG [6].

En los documentos [7–9] se presentan esquemas de señalización a través de las líneas de potencia, aquí un generador de señal en el lado de la red transmite continuamente una señal a los alimentadores de distribución utilizando la línea de potencia como ruta de señal, las DG están equipadas con receptores de señal, si el receptor no detecta la señal (causada por la apertura de

interruptores entre la transmisión y los sistemas de distribución), existe una condición de isla. En el método de la segunda referencia se presenta además de la metodología, las ideas principales del esquema y sus consideraciones de diseño. Se muestran métodos para crear y detectar las señales y se analizan sus actuaciones. El documento de la tercer referencia presenta resultados extensos de pruebas de campo y experiencias obtenidas para el esquema propuesto. Aunque estas técnicas pueden tener mejor confiabilidad y ser más efectivas es necesario evaluar la infraestructura de comunicación necesaria y su ubicación en zonas remotas.

1.2.2. Métodos Locales de Detección de Isla Eléctrica

Los métodos locales de detección de isla son basados en mediciones de los parámetros del sistema en las terminales de la DG o en el punto de conexión común con la red (PCC por sus siglas en inglés). Estos son clasificados en dos categorías, pasiva y activa.

Métodos Locales Pasivos

Los métodos locales pasivos operan en base al monitoreo de las variables tales como voltaje, frecuencia, distorsión armónica total en las terminales de la DG, flujo de potencia, etc. Toman la decisión de detección de operación en isla cuando alguna de las señales sobrepasa los umbrales de ajuste establecidos. Estos métodos no interfieren directamente con la operación del sistema, por lo que no afectan la calidad de la energía. Han sido propuestos varios tipos métodos pasivos.

Un método tradicional, muy utilizado en las redes eléctricas para la detección de operación en isla es el método de tasa de cambio de frecuencia (ROCOF por sus siglas en inglés) en [10, 11]. Este método emplea un relevador que monitorea la forma de onda del voltaje, estima la frecuencia en tiempo real y supervisa el cambio de la frecuencia respecto al tiempo. Cuando la alimentación principal es interrumpida, la DG y la carga quedan eléctricamente aislados del resto del sistema, y se crea un desequilibrio de potencia en la micro red, este desequilibrio de potencia ocasiona transitorios en el sistema aislado y la frecuencia comienza a variar dinámicamente, en ese instante el relevador es capaz de detectar condición de isla y disparar la DG.

Seguidamente al método tradicional ROCOF, en [12] se propone un método basado en el mis-

mo principio, pero con una variación, llamado relé activo ROCOF, en el cuál, el desempeño del relé existente es evaluado y son sugeridas modificaciones para que funcione dentro de la zona de no detección "NDZ". En [13] ROCOF sobre potencia es presentado como otra variante en la utilización de la frecuencia, como un método de detección de isla. Otro método existente en base a la frecuencia y al principio ROCOF es implementado en [14], el principio fundamental de la variación en este método es reducir la zona de no detección bajo diferentes condiciones de falla aguas arriba y aguas abajo, además, una nueva característica está diseñada e integrada en la lógica del relé que elimina carga computacional en el procesamiento de las señales.

Métodos tradicionales de sobre/bajo voltaje y sobre/baja frecuencia han sido implementados en [15, 16], en los cuales el objetivo es emplear relevadores que operan en base a la frecuencia para detectar condiciones de isla sin descuidar el aspecto de sobre/baja frecuencia, es decir, darle sensibilidad al ajuste de protección de manera que sea capaz de detectar cualquier condición de isla, pero no dispare al generador por variaciones de frecuencia. Técnicas y métodos matemáticos son desarrollados para encontrar una región de operación en la cual el relevador pueda cumplir ambos requisitos. Otro método que realiza la decisión basado en el cambio del fasor de voltaje en terminales de la DG es el método de relé de cambio de vector de voltaje en [17]. En este artículo, el principio del relevador de cambio de vector de voltaje trabaja en base a la diferencia angular entre la DG y las terminales de la carga, que es proporcional a la variación de la duración del ciclo, esta diferencia angular tenderá a incrementar o a disminuir en el momento en que la alimentación de la red principal sea interrumpida, ya que por el cambio de carga que sostiene la DG, las máquinas comenzarán a incrementar o disminuir su velocidad. Además, si el voltaje en terminales de la DG cae por debajo de un nivel límite ajustado, se bloquea la señal de disparo del relé para evitar disparos por arranque del generador o cortocircuitos.

En [18] son mostrados los resultados de una investigación preliminar acerca de los factores principales que afectan la operación del relevador de desplazamiento de fase de voltaje permitiendo que los fabricantes desarrollen dispositivos con más fiabilidad y que los ingenieros de los sistemas de protección decidan si VSR es adecuado.

En [19] se presenta un análisis comparativo entre los métodos tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y relés de sobrevoltaje (VS) para detección de isla eléctrica considerando diferentes pa-

rámetros que afectan la capacidad de los relés para detectar condiciones de isla. Ya que los relevadores basados en frecuencia son seriamente afectados por el desequilibrio de potencia activa en el subsistema aislado, este documento emplea el concepto de tiempo de detección en base a las curvas de desequilibrio de potencia activa para evaluar el comportamiento de estos relevadores. Este enfoque permite evaluar sistemáticamente los dispositivos pasivos anti isla. Los resultados muestran que los relevadores ROCOF son más confiables que los relevadores de sobrevoltaje cuando el desbalance de potencia activa en el sistema es pequeño, sin embargo, ROCOF es más susceptible a operación en falso que los relés VSR.

En [20] se propone un método de detección de isla considerado uno de los sistemas básicos de protección que se debe proporcionar para un generador integrado. El algoritmo se basa en monitorear continuamente la tasa de cambio de voltaje y el cambio del factor de potencia en el punto de interconexión entre el generador y la red asociada. Éstos pueden derivarse de las señales instantáneas de tensión y corriente medidas en el punto de interconexión.

En [21] el método de detección de salto de fase es basado en el monitoreo de las diferencias de fase entre el voltaje del punto de acoplamiento común entre la red principal, la DG y su corriente de salida. Cuando se da un salto abrupto en el voltaje en el PCC se genera una diferencia de fase con la corriente de salida de la DG. En [22], puesto que las redes de distribución incluyen generalmente cargas monofásicas, será muy posible que el cambio de la isla cambie el balance de carga de la DG. Adicionalmente, una condición de carga diferente puede dar lugar a una corriente armónica diferente en la red ya que la cantidad y la configuración de la carga se cambian. Por lo tanto, el artículo propone dos nuevos parámetros basados en el monitoreo del balance de voltaje en las fases de la carga conectada a la DG una vez que se dan las condiciones de isla y en el monitoreo de la corriente armónica de la red.

En [23] una técnica usada últimamente llamada Técnica de Minería de Datos usa distintos parámetros del sistema, como voltaje, frecuencia, factor de potencia y cambios en la distorsión armónica. Esquemas de minería de datos presentados anteriormente son capacitados y probados en pequeños recuentos de datos que no pueden resultar en el desarrollo de un sistema de protección anti isla más generalizado. El relé pasivo se desarrolla sobre la base de modelos de minería de datos considerando diferentes tipos de unidades DG y patrones de carga en la micro red.

En los documentos [24, 25] la transformada de *wavelet* es utilizada para detectar las condiciones de isla, el voltaje y la corriente son monitoreados y los coeficientes de energía de estas señales transitorias son extraídas mediante la transformada. Estos métodos sufren de alta complejidad en el cálculo, sin embargo, ofrecen alta precisión. La primera parte de este artículo describe el diseño e implementación de un método de detección de islas basado en señales transitorias. Un clasificador de árbol de decisión usa el contenido de energía en los coeficientes para distinguir eventos de isla de otros eventos de generación de transitorios. En la segunda parte la metodología propuesta se aplica a un sistema de prueba extendido con una fuente de voltaje DC basado en convertidor. La metodología de detección de isla basada en transitorios exhibe una fiabilidad muy alta y una respuesta rápida en comparación con todos los otros métodos de detección de isla pasivos y muestra que el relé puede diseñarse con una zona de no detección nula para un sistema particular.

Existen técnicas en la literatura que emplean mediciones en la potencia de salida de la generación distribuida. En [26] es propuesto un nuevo algoritmo de protección que emplea la tasa de cambio de potencia en el tiempo medido en las terminales del generador. En [27] la isla se detecta monitoreando las fluctuaciones en la potencia de salida del generador causadas por perturbaciones y diferenciando entre la respuesta observada cuando el suministro de la red pública principal está conectado al generador local y cuando este, está funcionando de forma aislada. En [28] de manera similar es empleado el método de fluctuación de potencia, aquí es utilizada la medición de los cambios en la potencia de salida del generador, los datos monitoreados son utilizados para completar una función de transferencia que representa la planta generadora alimentando el sistema de potencia. Bajo condiciones normales, cuando la red está conectada, la función de transferencia refleja una combinación de la red y la DG, sin embargo, seguidamente de una pérdida de red, la función de transferencia refleja la característica de la DG solamente.

Una técnica utilizada también en el ámbito de protección anti isla es la supervisión de la calidad de la energía. Al desconectarse la red principal el nivel de armónicos en el punto de conexión comenzará a variar. En [29] es presentado un método basado en el cambio de la magnitud de la 5th armónica del voltaje en el PCC.

En [30] es presentado un método de detección de operación en isla basado en un modelo tipo Thévenin. Este método adopta una representación lineal del bajo voltaje del sistema de distribu-

ción. Sobre la base de las mediciones de voltaje y corriente en el punto de instalación del detector, se calculan dos parámetros de modelo y se utilizan para distinguir la operación en isla o conectada a la red. El método propuesto es basado en un modelo de red lineal equivalente del sistema de distribución llamado modelo tipo Thévenin y es implementado en un detector de isla pasivo en tres pasos: en la base de medidas locales, los fasores de voltaje y corriente a la frecuencia fundamental son evaluados; entonces, los dos parámetros complejos del modelo son estimados y finalmente usados para distinguir la operación en isla o interconectado a la red principal.

En el documento presentado en [31] aparece presentado un novedoso método de detección de isla basado en el análisis de la componente de secuencia negativa del voltaje en el punto de acoplamiento común, utilizando un Paquete de Transformada *Wavelet* (WPT). Se utiliza una clasificación de árbol binario adicional para detectar y clasificar una condición de isla para redes con plantas fotovoltaicas conectadas a redes de baja tensión. Se ha descubierto que este enfoque pasivo para detectar la condición de isla es simple de implementar, independientemente de las demandas de potencia de carga, y tiene efectos insignificantes en la calidad de la energía. Su principal desventaja radica en la posible existencia de otras fuentes que generen distorsión de las componentes de secuencia en el voltaje.

Métodos Locales Activos

Los métodos locales activos interactúan directamente con la operación del sistema de potencia mediante la inyección de perturbaciones. La idea de un método activo de detección es que esta pequeña perturbación resultará de un cambio significativo en los parámetros del sistema cuando la DG esté aislada, mientras que el cambio será insignificante cuando la DG esté conectada a la red. Con métodos activos, una isla puede ser detectada incluso bajo la combinación perfecta de generación y carga, la cual no es posible en esquemas de detección pasivos. Debido a la inyección de entradas anormales en la salida de las DG, los métodos activos degradan la calidad de la energía, lo que es indeseable para la compañía eléctrica y sus clientes. Estos métodos tienen una zona de no detección muy pequeña.

En [32] es presentado un nuevo esquema activo de protección para múltiples aplicaciones de micro redes basadas en generación fotovoltaica, donde los parámetros son estimados en una ma-

nera adaptable de acuerdo con el nivel de penetración operacional. Esta nueva técnica de detección de isla está basada en la interpolación de polinomio de Hermite cúbico por pieza (PCHP).

El algoritmo de desplazamiento de frecuencia en modo deslizante (SMS por sus siglas en inglés) es una técnica empleada en [33,34]. Este método inyecta una pequeña perturbación en modo de desplazamiento de fase, la cual puede resultar en una desviación significativa en la frecuencia, esto es, se controla el ángulo de fase de la corriente del inversor como una función de la desviación de frecuencia de la tensión en el punto de conexión a la red principal. Este método de detección puede usarse en sistemas con más de un generador distribuido basado en inversor. Una curva SMS está diseñada de tal manera que su pendiente es mayor que la de la fase de la carga en la región inestable. El inconveniente de este método es que la isla puede no ser detectada si la pendiente de la fase de la carga es más alta que la de la curva, ya que puede haber puntos operativos estables dentro de la zona inestable.

En [33,35] se implementa el método de desviación activa de la Frecuencia. Esta técnica trabaja agregando un corto período de tiempo cero o tiempo muerto en la forma de onda de la corriente de salida de la DG basada en inversor. Este tiempo muerto ocasiona que la forma de onda de la corriente de salida del inversor se desfase de la forma de onda del voltaje de la red principal. Cuando se aplica dicha distorsión a la forma de onda y no hay conexión a la red, la frecuencia del voltaje del sistema aislado se desplazará hacia arriba o hacia abajo continuamente ya que el inversor que opera en el factor de potencia unitario tiende a buscar la frecuencia resonante de la carga local. Este método es muy efectivo para cargas puramente resistivas pero puede fallar para otras cargas.

Los dos métodos que trabajan con desplazamientos en la fase de la corriente descritos anteriormente pueden llegar a ser inefectivos bajo cierta conexión en paralelo RLC de las cargas. En [28] es propuesto el método de desplazamiento de fase automático para solucionar el problema de inefectividad bajo ciertas cargas RLC paralelas que otros métodos sufren, el método está basado en el desplazamiento de fase de corriente sinusoidal de salida del inversor. Cuando la red está funcionando mal este algoritmo mantiene la desviación de la frecuencia del voltaje en terminales del inversor hasta que se dispara el circuito de protección.

Un método que determina la condición de operación en base a la potencia reactiva y el volta-

je en el PCC es presentado en [36], aquí es monitoreado el flujo de potencia reactiva y el voltaje. Un balance paralelo se debe observar en estos dos parámetros y este puede ser mantenido únicamente si existe conexión a la red. La condición de isla puede ser detectada si el voltaje presenta un leve incremento y el flujo de potencia reactiva sobrepasa un valor de ajuste. En generación distribuida basada en generador síncrono la isla puede ser detectada incrementando ligeramente el voltaje interno de excitación de la máquina en pasos y monitoreando los cambios en el voltaje y la potencia reactiva en el punto donde es conectada la DG al sistema.

Un método más simple tiene que ver con la medición de la impedancia, la metodología principal se basa en el cambio de impedancia visto desde la DG, en general, la impedancia aumenta después de que se forma una isla. En un método activo directo, un inductor en derivación se conecta en ciertos tiempos y es una conexión breve, esto es a través de la tensión de alimentación, la corriente de cortocircuito y la reducción de la tensión de alimentación son los elementos utilizados para calcular la impedancia de la fuente del sistema de potencia. Para la DG basada en inversor, se requiere un gran cambio en la corriente para evaluar los cambios de impedancia. Sin embargo, en un método indirecto, se inyecta una señal de alta frecuencia en el terminal del generador distribuido a través de un divisor de voltaje. Esta señal de alta frecuencia se vuelve más significativa cuando la conexión a la red está perdida [37].

1.2.3. Métodos Híbridos de Detección de Isla Eléctrica

Recientemente se han propuesto técnicas de detección híbridas, técnicas que son el camino por seguir con la técnica pasiva detectando la isla cuando el cambio en el parámetro del sistema es grande y la detección es segura, o inicia la técnica activa cuando el cambio en el parámetro del sistema no es lo suficientemente grande para la técnica pasiva. De esta manera se tiene una discriminación absoluta.

En [38] es presentada una robusta técnica híbrida de detección de isla que emplea un “Algoritmo Genético de dos pasos” para la detección rápida y precisa. Es propuesto un esquema de desvío de carga basado en prioridades para aumentar la fiabilidad de la fuente de alimentación. El esquema de desprendimiento de carga propuesto sólo arroja las cargas vulnerables en la isla

para recuperar la estabilidad de frecuencia y voltaje. Mediante los métodos propuestos se puede obtener una solución completa para la planificación del sistema y las acciones de control de emergencia para el funcionamiento eficaz del sistema con unidades DG.

En el trabajo presentado en [37], se propone una técnica híbrida de detección en isla, que se basa en los principios de las técnicas de retroalimentación positiva (PF por sus siglas en inglés), en los métodos activos, el control de interfaz DG está diseñado para facilitar la detección en isla al proporcionar una retroalimentación positiva de la frecuencia o el voltaje y en el desequilibrio de voltaje (VU por sus siglas en inglés). La idea principal es monitorear continuamente los voltajes trifásicos y estimar un desequilibrio de voltaje (VU) dado por el cociente de las secuencias positiva y negativa del voltaje. Se observarán picos de voltaje para cambio de carga, isla, acción de conmutación, etc. Siempre que un pico de VU esté por encima del valor establecido, se cambia el punto de ajuste de frecuencia de la DG. La frecuencia del sistema cambiará si la DG ha sido aislada.

En la tabla 1.1 se muestra el estado del arte compactado, detallando las técnicas más sobresalientes para la protección anti isla.

1.3. Motivación para el trabajo de investigación

La integración de DG en la red de distribución se espera que juegue un papel cada vez más importante en la infraestructura y el mercado del sistema de energía eléctrica. La DG con sus diversas tecnologías de recursos distribuidos tiene muchas ventajas cuando se conecta con el sistema de energía eléctrica, sin embargo, esta integración ha introducido muchos problemas que deberían tenerse en cuenta al integrar esta tecnología de generación en cantidades de potencia considerables. A medida que más sistemas de DG se vuelven parte de la red eléctrica, existe un mayor riesgo de seguridad para el personal y un mayor riesgo de daños al sistema de energía, así como un incremento en la dificultad del control, operación y seguridad del sistema.

A pesar de los aspectos favorables que las DG conectadas a la red pueden proporcionar al sistema de distribución, una preocupación crítica es la detección y prevención de operación en isla. La práctica actual de la industria es desconectar todos los generadores inmediatamente después de la detección de la pérdida de conexión a la red principal. Entre las principales preocupaciones

Tabla 1.1: Clasificación de los métodos de protección anti isla más sobresalientes

| Clasificación | Título | Año | Método |
|--------------------------|--|--------------|---|
| Métodos Locales Pasivos | Cambio de Frecuencia Sobre Potencia | 2001 | Presenta un método de tasa de cambio de frecuencia sobre la potencia de carga $\delta f/\delta PL$. |
| | Tasa de Cambio de Voltaje y Factor de Potencia | 2001 | Monitoreo de las señales instantáneas de tensión y corriente medidas en el punto de interconexión. |
| | Desequilibrio de Voltaje y THD en la Corriente | 2004 | Monitoreo del balance de voltaje en las fases de la carga conectada a la DG y de la corriente armónica de la red. |
| | Rendimiento de los Relés ROCOF para Aplicaciones de Generación Integradas | 2005 | Se proponen los conceptos de tiempo de detección contra curva de desequilibrio de potencia. |
| | Relés de sobre/baja frecuencia | 2006 | Estimación de la frecuencia para protección de generadores detección en isla y desconexión por frecuencia. |
| | Señales Transitorias: 1. Diseño e Implementación 2. Evaluación del Rendimiento | 2010 2012 | Extracción de los coeficientes de energía de señales transitorias de V e I mediante la Transformada de Wavelet. |
| | Modelo similar al Método Thevenin | 2015 | Modelo de red lineal equivalente del sistema en la base de medidas locales, fasores de voltaje y corriente a la frecuencia fundamental. |
| | ROCOF y THD | 2015 | Utiliza la tasa de cambio de frecuencia y el contenido armónico de la reactancia equivalente vista en la ubicación de la DG |
| | Relé ROCOF Activo | 2017 | El desempeño del relé existente es evaluado y son sugeridas modificaciones para que funcione dentro de la NDZ |
| | WPT en Secuencia Negativa de Voltaje | 2018 | Análisis de la componente de secuencia negativa del voltaje en PCC utilizando un Paquete de Transformada Wavelet (WPT) |
| Métodos Locales Activos | Método Automático de Desplazamiento de Fase | 2003 | Basado en el desplazamiento de fase de corriente sinusoidal de salida del inversor. |
| | Método de Detección de Isla SFS. | 2011 | Se analiza el impacto de la dependencia de frecuencia de potencia activa de la carga en el rendimiento del método SFS. |
| | Esquema basado en un umbral adaptable | 2016 | Parámetros estimados de manera adaptable de acuerdo al nivel de penetración operacional. |
| Métodos Locales Híbridos | Desbalance de Voltaje y punto de ajuste de Frecuencia | 2007 | Estimación del desequilibrio de voltaje dado por las secuencias 1 y 2 y la frecuencia. |
| | Esquema de tiro de carga. | 2016 | Técnica que emplea un "Algoritmo Genético de dos pasos. Se propone un esquema de tiro de carga basado en prioridades. |

asociadas con estos sistemas operando en isla, la frecuencia proporcionada a los clientes en el sistema aislado puede variar significativamente, ya que la mayoría de los recursos distribuidos no tienen la capacidad de respuesta inercial que el sistema requiere para proporcionar regulación de frecuencia. Estos problemas han llevado a los sistemas de protección a dar solución a este problema de seguridad, de operación correcta y de calidad de energía desconectando inmediatamente la generación, todo el sistema aislado se apaga, la carga presente en la isla pierde la alimentación lo que todo se vuelve en pérdidas, tanto para los usuarios como para los dueños de las centrales generadoras en base a Recursos Distribuidos.

Como opción alternativa se pretende dar solución a los problemas más perjudiciales de la operación en isla eléctrica utilizando una técnica de equilibrio entre generación y carga con un rango de aplicación acotado pero que reduce considerablemente el número de casos en los que se pierde el sistema por completo. De esta manera se puede salvar la isla manteniendo así, el sistema funcionando hasta que la reconexión a la red sea posible. Uno de los objetivos primordiales de mantener los generadores en funcionamiento después de haber perdido la conexión a la red principal es que, por parte de los propietarios de la central generadora se le da importancia a un sistema de generación para que pueda continuar entregando potencia en rangos de calidad aceptable para ciertas cargas y seguir vendiendo energía. El tiempo de operación en isla se reduce a tiempos indefinidos y que se asume serán cortos (pocos minutos) esto debido a la variación de la fuente principal y a la dinámica de la carga. El viento durante el día normalmente presenta variaciones, sin embargo, la velocidad puede mantenerse constante durante lapsos continuos de hasta un par de minutos.

1.4. Hipótesis

La elevada penetración de recursos de energía distribuidos cercanos a los centros de carga locales pueden además de proporcionar una variedad de beneficios, ocasionar la pérdida de control de voltaje y frecuencia de la red eléctrica ya sea durante operación normal o en operación de emergencia o también llamada operación no deseada en los sistemas de distribución (operación en isla eléctrica).

La operación en isla eléctrica es una situación no deseada, pero con muchas probabilidades

de que suceda en sistemas con inmersión de fuentes renovables. Las normas actuales indican la desconexión de los generadores cuando la conexión a la red principal no sea posible, teniendo el disparo de cargas locales como efecto negativo.

El diseño de un esquema permitirá la detección y operación en isla. Utilizando un sistema de monitoreo de señales en terminales de los generadores y en el punto de conexión es posible determinar una condición de equilibrio que puede ser retomada segundos después de la isla. Esta condición de equilibrio posterior permitirá frenar el desvío abrupto de la frecuencia y mantenerla o regresarla a un valor cercano al nominal permitiendo operar el subsistema aislado hasta esperar una reconexión a la red principal resultando en un mayor aprovechamiento energético, ya que se mantienen las cargas conectadas.

1.5. Objetivos

- Modelado de la red eléctrica de media tensión incluyendo Recursos de Energía Distribuidos (DER), (unidades DG y dispositivos de almacenamiento distribuido DS), y en diferentes escenarios considerando principalmente operación en isla e interconectada.
- Análisis del desempeño de los diferentes esquemas de protección anti isla y aplicación de los métodos aplicados en la industria para los sistemas modelados, obteniendo resultados de operación antes y después de la isla.
- Adaptación de los esquemas de protección aplicados en la industria para el diseño de un algoritmo de detección y operación en isla.

1.6. Alcances

En el presente trabajo de investigación se pretende, mediante el estudio de los métodos de protección anti isla empleados en la industria, aplicar los conceptos para diseñar un método, que, además de detectar la condición de isla eléctrica aplique un método de salvamiento de isla con la finalidad de no perder la potencia generada por las plantas locales. Este criterio planteado, además

de establecer las acciones de protección para la generación local distribuida y para las cargas, permitirá realizar modificaciones en cuanto a los niveles de carga y/o generación con la finalidad de retomar un equilibrio entre generación y carga, logrando con esta alternativa mantener los niveles de frecuencia en la isla y operar hasta esperar el regreso de la red principal.

Se propone un esquema de operación que es ejecutado en seguida del algoritmo de detección de isla. Este esquema determina la acción a realizar verificando la potencia de flujo entre la red principal y el subsistema. Son necesarios sistemas de comunicación para monitorear constantemente el flujo de potencia. El esquema determina si se debe implementar la opción de reducción de carga, basado en los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia o en el caso contrario decide reducir la potencia generada estimando un ángulo de paso en las palas de los aerogeneradores, esta segunda alternativa está basada en la estimación de potencia mecánica que puede ser extraída de una turbina eólica. Los sistemas de generación por ende empleados, son centrales eólicas. Los controles de potencia empleados en otros sistemas de generación distribuida son más complicados; como la generación fotovoltaica no permitiría controlar la cantidad de potencia generada.

Básicamente la alternativa más probable o primordial sería la reducción de demanda al tirar carga, sin embargo no se descarta la opción del caso contrario por lo que se pretende aplicar también el método de reducción de generación. Este último método es muy complejo ya que las condiciones de viento siempre son variables debido a esto la potencia a reducir esta limitada, por lo que una vez que la reducción no logre frenar el desvío de la frecuencia la única alternativa restante será perder la isla.

Los lapsos de operación en isla se pretende que sean de unos pocos minutos, ya que las variaciones del viento fuera de estos tiempos podrían cambiar considerablemente y el equilibrio de potencias se perdería una vez más.

Finalmente se pretende utilizar un sistema de almacenamiento de energía interactuando con la central eólica para formar una pequeña micro red. La finalidad de implementar este banco de baterías es generar una pequeña respuesta inercial en la micro red que será utilizada en el caso de emergencia de isla. El objetivo es almacenar la cantidad de potencia nominal de las baterías cuando la red esté disponible y destinarlo a entregar potencia cuando se presente un caso de operación en isla. Esto ayudará a reducir la cantidad de carga a tirar mientras la carga de la batería dure.

1.7. Estructura de la Tesis

La tesis está dividida en un total de seis capítulos. En el capítulo 1 se presenta la introducción, la motivación para realizar el trabajo, el estado del arte, así como la hipótesis, objetivos y alcances del trabajo.

En el capítulo 2 se presenta las características de operación de los sistemas eléctricos actuales con la inmersión de generación distribuida y el creciente camino hacia las micro redes eléctricas. Seguidamente a esto se comienza a dar un enfoque del tema principal del trabajo revisando el tema de la energía eólica en los sistemas eléctricos, así como la revisión detallada de los tipos de aerogeneradores existentes actualmente, sus características, ventajas y desventajas y los modelos empleados en este trabajo. También se estudian los modelos de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, así como sus aplicaciones y ventajas en los sistemas eléctricos.

En el capítulo 3 es presentado un pequeño estado del arte detallado de las protecciones anti isla empleadas en la industria, así como su aplicación en sistemas de prueba y los resultados obtenidos. También son revisados los métodos y algoritmos en los cuales están basadas las alternativas del esquema de salvamiento de isla, así como las pruebas realizadas y los resultados obtenidos.

En el capítulo 4 se comienza estudiando la respuesta a la frecuencia en los sistemas eléctricos y se realizan pruebas del comportamiento de un sistema de prueba ante la pérdida de generación, así como la respuesta de un sistema de tiro de carga y el comportamiento de la frecuencia. Seguido a esto es presentado el método propuesto y la formulación en la cual está basado.

Finalmente, en el capítulo 5 son presentados los modelos y las redes eléctricas simuladas para comprobar el esquema propuesto, así como los resultados obtenidos. En el capítulo 6 son presentadas las conclusiones generales del trabajo, así como las aportaciones de este trabajo de investigación.

Capítulo 2

Redes Eléctricas Inteligentes

2.1. Introducción

Los avances en las tecnologías como las turbinas eólicas, plantas fotovoltaicas, celdas de combustible, los avances en la electrónica de potencia y sobre todo las políticas de protección al medio ambiente (la creciente preocupación por el uso de combustibles fósiles en centrales eléctricas convencionales) están llevando a la industria eléctrica a darle un lugar importante a la inmersión de la generación distribuida dentro de las redes de media tensión del sistema eléctrico.

Este tipo de energía distribuida está aumentando sustancialmente debido a los factores antes mencionados y por aspectos que resultan ser favorables para la red eléctrica, como evitar forzosas mejoras en la capacidad del sistema de transmisión y distribución, reducción de pérdidas en las líneas de transmisión y distribución y eliminar la necesidad de margen de reserva. En el lado del usuario la reducción de energía comprada a la compañía eléctrica durante las horas pico de demanda.

La DG puede ser diseñada para suministrar potencia activa o ambas, activa y reactiva e implica la interconexión de los recursos de energía distribuidos en pequeña escala (DER) con la empresa de energía principal a nivel de voltaje de distribución [39]. La mayoría de las DG pueden conectarse en paralelo y suministrar energía a la red, así como a las cargas locales, figura 2.1. Por lo tanto, la DG debe ser operada de manera inherentemente segura y debe suministrar la energía generada

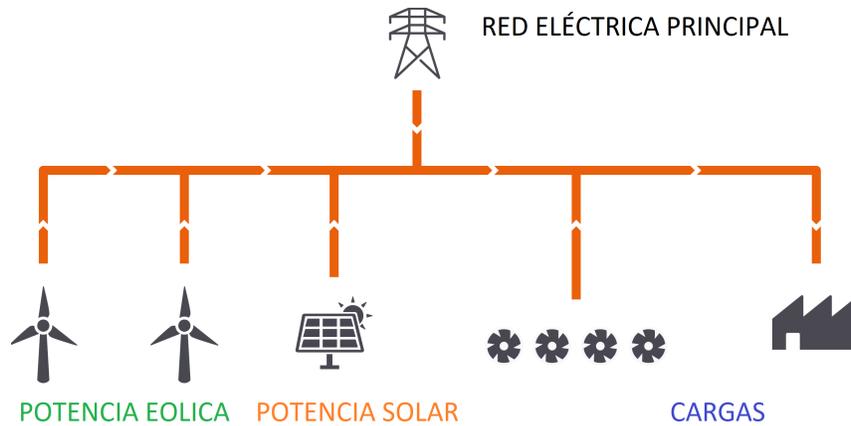


Figura 2.1: Esquema Unifilar Micro-Red

a las cargas de la red sólo si la fuente de alimentación eléctrica está presente.

Estas cuestiones deben evaluarse críticamente y resolverse antes de permitir la participación en el mercado de las DG. Esto es necesario para aprovechar todo su potencial para el aumento de la generación, para mejorar la calidad y fiabilidad de la energía y para proporcionar servicios auxiliares como reserva activa, cargas interrumpibles, reserva reactiva, restauración etc.

Los Recursos de Energía Distribuida constituyen principalmente fuentes de energía no convencionales y renovables como la energía solar fotovoltaica, turbinas eólicas, pilas de combustible, hidroeléctricas de pequeña escala, generadores en base a mareas y olas, microturbinas, etc. Estas tecnologías de generación son preferidas por su alta eficiencia energética (micro turbinas O sistemas de cogeneración basados en pilas de combustible), bajo impacto ambiental (PV, viento, hidro, etc.) y su aplicabilidad como fuentes de alimentación ininterrumpida a las cargas sensibles a la calidad de energía.

Una de las principales características de las micro redes, es que, por su propia definición, se comportan como pequeños centros de generación distribuida. Este concepto engloba la generación de electricidad mediante instalaciones que son suficientemente pequeñas (3 kW – 10 MW) en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.

La generación distribuida tiene diversas ventajas. Algunas de ellas son comunes a las de las micro

redes debido, tal y como se comentaba arriba, a que la generación distribuida es una característica intrínseca de las micro redes. Entre ellas, encontramos:

- Confiabilidad, especialmente en aquellas zonas donde los apagones son frecuentes. La gran variedad de tecnologías permite al usuario elegir la mejor opción para un lugar determinado.
- Suministro energético en aquellos lugares donde la red convencional no es una opción (micro redes, sistemas aislados). Beneficios medioambientales.
- Reducción de emisiones por algunas tecnologías de generación distribuida (solar, eólica).
- Alta calidad del suministro eléctrico.
- Reducción de pérdidas en las redes de transmisión y distribución.
- Reducción de costos debido a la reducción de la demanda pico en la red de distribución.

2.2. Micro Redes y Redes Eléctricas Inteligentes

Aunque el funcionamiento en isla de los Recursos de Energía Distribuidos ha sido reconocido como una situación peligrosa, un generador o grupo de generadores que operan en el modo isla puede ser capaz de suministrar parte de la energía para las cargas locales cuando el suministro de red no está disponible. Este tipo de operación se conoce comúnmente como aislamiento intencional y los sistemas con esta capacidad se conocen comúnmente como micro redes.

Con una mayor penetración de generación distribuida, la desconexión automática de los generadores para la situación de pérdida de red principal reduce drásticamente el beneficio esperado de las DG para. (1) Mantener la calidad y fiabilidad de la energía, mejorar la seguridad del sistema y proporcionar varios servicios auxiliares. (2) Se conduce a una pérdida innecesaria de la potencia de la DG en caso de fallo de la red eléctrica. Para una mayor maximización de los beneficios de la DG, la idea de mantener a los recursos de energía distribuidos conectados durante las perturbaciones del sistema y la protección de las DG en islas está siendo debatida por investigadores de todo el mundo.

2.2.1. Descripción

Una micro red es una red de energía local con capacidad de control, lo que significa que puede desconectarse de la red tradicional y operar de forma autónoma, figura 2.2. Básicamente, consiste en un sistema eléctrico de pequeño tamaño comparado con los grandes sistemas eléctricos existentes, el cual, está conectado al sistema eléctrico mayor o red principal a nivel de distribución, y se distingue por las siguientes características.

- Consiste en un sistema de generación eléctrica bidireccional que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costos e incrementar la confiabilidad. Puede funcionar de forma aislada e interconectada a la red principal [40].
- Contiene fuentes de generación propias de la micro red, estas se encuentran cercanas a las cargas, por lo general son de capacidad menor a las plantas convencionales o de capacidad aproximada a las cargas que alimentan, dándose la posibilidad de exportar energía a la red cuando se opera en modo conectado o inyectarse a las plantas de almacenamiento con las que también cuenta la micro red para absorber el sobrante de generación cuando se trabaja en modo aislado.
- Se tiene necesariamente control para la gestión de la energía que en ella se produce permitiendo dos tipos de funcionamiento conectado a la red o aislado. También debe tener la capacidad de mantener el sistema en condiciones operativas aceptables manteniendo los niveles de voltaje y frecuencia en valores que permitan un funcionamiento seguro de la micro-red por lo menos durante un lapso de tiempo o hasta que la conexión a la red principal pueda ser restablecida.

La tendencia de las micro redes apunta hacia la conformación de redes inteligentes que operarán de forma independiente y el sistema eléctrico actual será dividido. Las micro redes inteligentes incorporarán tecnología de información y comunicaciones en todos los aspectos de generación,

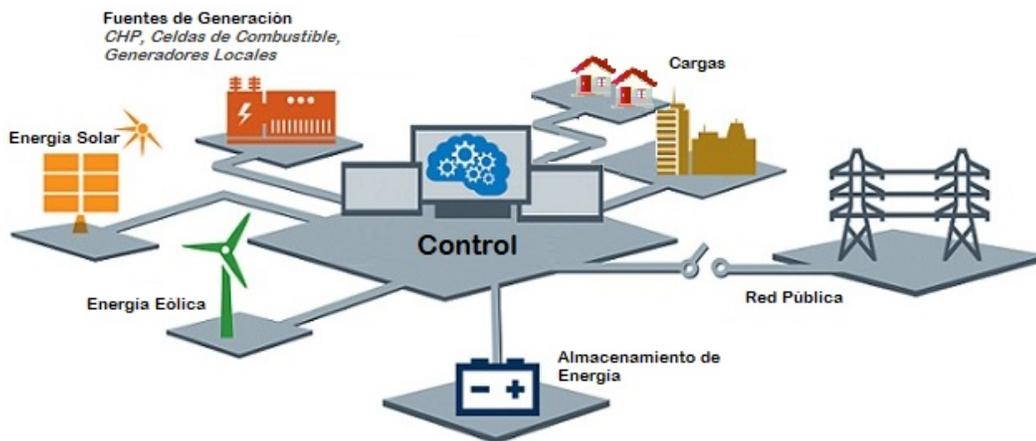


Figura 2.2: Diagrama Representativo de una Micro Red o Red Eléctrica Inteligente

entrega y consumo de electricidad para minimizar el impacto ambiental, mejorar los mercados, mejorar la confiabilidad y el servicio, reducir los costos y mejorar la eficiencia.

Una red inteligente es aquella que puede reunir en un punto central el comportamiento y las acciones de todos los elementos del sistema y usuarios conectados a ella de una manera confiable, de tal manera que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con menores pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro.

2.2.2. Elementos que componen una Micro Red o Red Inteligente

Los elementos que componen una micro red eléctrica son básicamente los elementos que conforman una red eléctrica convencional, difieren algunos en base a la evolución que estos mismos han tenido en el avance en la tecnología, sin embargo, en forma general una micro red es una red bilateral que se compone de generación, distribución y consumo. Los componentes principales son:

- GENERACIÓN
 - Renovables o no renovables en función del recurso energético
 - Aerogeneradores
 - Paneles Solares

- Microturbinas y Microhidroeléctricas
- Controlables o intermitentes (modo de operación)
- Recurso energético primario
- Interfaz basado en electrónica de potencia
- ALMACENAMIENTO
 - Eléctrico (baterías)
 - Almacenamiento térmico
 - Volantes de inercia
 - Ultra capacidad
- REDES DE COMUNICACIÓN
- SISTEMAS DE PROTECCIÓN
 - Detección de Operación en isla (Transición conectado-aislado)
 - Fallas eléctricas
- SISTEMAS DE CONTROL
 - Sistema de control central de la micro red.
 - Controladores locales (generadores y cargas).
 - Comunicaciones (Operador de Distribución, locales).
 - Distribución de la lógica de control (control primario, regulación secundaria, servicios auxiliares).

2.2.3. Beneficios y Contrariedades

Un alto grado de penetración de DG, así como la colocación y capacidad del Recursos de Energía Distribuidos, tienen un impacto considerable en el funcionamiento, el control, la protección

y la confiabilidad del sistema eléctrico existente. La evolución de estos sistemas ha llevado a la posibilidad de conformar pequeñas redes que por sus ventajas muestran una alta tendencia en el futuro hacia la preferencia de operación del sistema eléctrico en partes divididas. Algunas de estas ventajas principales de las microrredes son:

- Tiene la capacidad de funcionar de forma independiente y autónoma, así como también conectada a la red pública de distribución intercambiando energía de forma bilateral.
- Las micro redes pueden llegar a permitir una mayor calidad del suministro, un mayor ahorro y una menor dependencia de la red de distribución.
- La eficiencia energética del sistema en conjunto aumenta considerablemente debido a la cercanía de la ubicación de las fuentes de generación y el aprovechamiento en red de los diversos sistemas de energía y calor.
- La red pública se beneficiaría también de estas micro redes. Esto puede llegar a ser muy benéfico, ya que se reduce considerablemente la sobrecarga a las líneas de la red principal, además de evitar forzosas mejoras en los sistemas de transmisión y distribución. Pero sobre todo durante una falla la micro red podría llegar a ser un apoyo importante en operación a la red principal.
- Las micro redes utilizan menos energía que los sistemas actuales de generación y distribución centralizada.
- Las micro redes reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero y potenciaría la implantación de energías renovables.
- Los consumidores vecinos que no disfrutaban de las ventajas directas de las micro redes también podrán beneficiarse de estos sistemas. Un aumento en la implementación de micro redes significa una reducción indirecta de costos de energía debido a la reducción de la demanda en la red principal de distribución.

La integración de sistemas de monitoreo y sistemas de control para ser ejecutados en tiempo real de la misma forma que la operación de forma aislada y autónoma ha sido cada vez más factible

gracias a la evolución en la tecnología implementada en los sistemas eléctricos, esta transición de los sistemas eléctricos genera también conflictos que se pueden ver como inconvenientes tanto para la red eléctrica, para la calidad de la energía suministrada a los usuarios en la propia micro red o a usuarios vecinos, así como para la red principal. Algunas de estas desventajas son:

- Falta de una normativa global específica que impide su generalización.
- Al tratarse de una tecnología que todavía no está implantada en los mercados, resultan sistemas energéticos excesivamente caros.
- La operación en modo aislado independiente requiere de controles sofisticados de generación, voltaje y frecuencia. La reserva en la micro-red no puede solo depender de fuentes renovables debido a la carencia de inercia en el sistema y fuentes de potencia reactiva. Una micro red debe ser sostenida por una o más fuentes convencionales con la capacidad mínima para brindar seguridad de fuente y capacidad de regulación.
- La amplia utilización de la electrónica de potencia por los convertidores podría causar un impacto significativo en la calidad de la energía en la micro red.

2.3. La energía eólica en los sistemas de potencia

La creciente motivación a la utilización de sistemas de generación renovables ha generado cambios importantes en los sistemas eléctricos desde el punto de vista de operación y control, ya que mantener los estándares de seguridad y calidad del servicio se ha convertido en un reto cada vez más complejo debido principalmente a la variabilidad de la energía principal (eólica y solar principalmente). La reducción de la respuesta inercial del sistema que conlleva a la reducción de la seguridad operativa han sido temas ampliamente estudiados y cada vez hay más avances en el funcionamiento apropiado de estas tecnologías para en el futuro tener un sistema eléctrico transformado por un sistema distribuido con menores pérdidas, con mayor flexibilidad y menos contaminante en la medida de lo posible.

Desde el punto de vista técnico, la energía eólica se ha estado enfrentando a problemas que tienen que ver con el control de las diferentes variables eléctricas, tales como la frecuencia y el voltaje, así como sus bruscas variaciones en la red, por ejemplo, los huecos de tensión o la variación en la potencia instantánea entregada. Estos problemas han hecho inevitable un avance en la tecnología para obtener mejor desempeño y mejores respuestas, el control de la frecuencia y el voltaje se puede llegar a controlar mediante la velocidad de giro de las palas o el rotor, además de utilizar convertidores o generadores síncronos que doten de mayor consistencia al generador eólico. Adicionalmente, las redes eléctricas públicas exigen poder regular la potencia reactiva a manera de mantener un factor de potencia determinado en el punto de conexión, por lo que se han ido implantando soluciones que van desde la utilización de bancos de capacitores y diferentes tipos de aerogeneradores.

En general, las turbinas de viento (WTG por sus siglas en inglés) se pueden dividir en dos grupos principales; turbina de viento de velocidad fija (FSWT por sus siglas en inglés) y turbina de viento de velocidad variable (VSWT por sus siglas en inglés). Cada grupo tiene ventajas y desventajas distintivas, se diferencian en las partes eléctricas de generación que las componen (generador, convertidor de potencia y algoritmo de control) y en términos de sus contribuciones al soporte de frecuencia del sistema [41, 42]. La turbina de velocidad fija puede proporcionar inherentemente una respuesta inercial limitada para mitigar la velocidad de la caída de la frecuencia. Por el contrario, la turbina de velocidad variable no puede entregar energía inercial en la red eléctrica debido a un desacoplamiento parcial o total entre la velocidad del rotor y la frecuencia de la red a través del convertidor de potencia, sin embargo, la tecnología aplicada en el convertidor de potencia permite controlar las corrientes en el rotor de la máquina y emular una inercia sintética permitiendo a el aerogenerador entregar un extra de potencia cuando el sistema eléctrico lo requiera.

2.3.1. Sistema de Conversión de Energía Eólica a Energía Mecánica

El método para modelar el proceso de conversión de la energía del viento en par rotacional en el eje de la turbina es un proceso simple algebraico determinado por las características de la turbina y del viento que golpea las palas.

La velocidad del viento, ángulo de paletas y velocidad del rotor determina la potencia del viento extraída por la turbina de viento, este fenómeno es modelado en el modelo aerodinámico, figura 2.3.

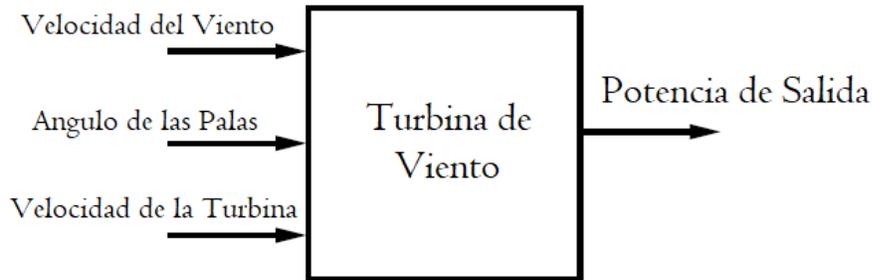


Figura 2.3: Modelo Aerodinámico de Extracción de Potencia Mecánica

La potencia mecánica extraída genera el par en el eje de la turbina eólica moviendo el generador eléctrico directamente o accionando una caja de engranajes que eleva la velocidad de giro del rotor en el generador, dicha potencia mecánica puede ser obtenida con la ecuación (2.1).

$$P_m = C_p P_{aire} = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A V_v^3 \right) \quad (2.1)$$

donde:

ρ : densidad del aire (kg/m^3)

A: Área de sección transversal de la turbina

V_v : Velocidad del viento

El coeficiente de potencia (C_p) determina la fracción de potencia extraída de la potencia disponible en el viento. Una turbina no puede extraer mas del 59% de la potencia total disponible, este límite teórico del coeficiente de potencia es conocido como el límite de betz. En la realidad una turbina eólica puede alcanzar un valor maximo de C_p entre el 25-45%. [43].

C_p está en función del ángulo β y la relación de velocidad de punta λ ecuación (2.2).

$$\lambda = \frac{w_m R}{V_w} \quad (2.2)$$

donde:

w_m : Velocidad rotacional de la turbina R: Radio de la turbina V_v : Velocidad de la turbina

La variación de C_p en función de δ para diferentes valores de ángulo β , está dado en la figura 2.4, donde se muestra que el valor máximo para C_p se obtiene en un ángulo $\beta = 0$ [44].

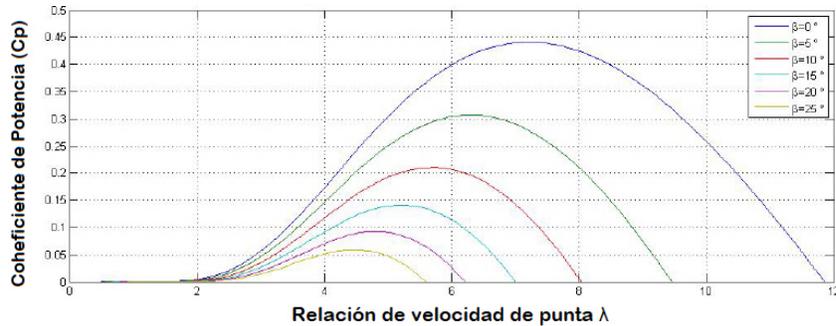


Figura 2.4: Coeficiente de Potencia en función de δ y β

2.3.2. Generador de Inducción de Velocidad Fija (FSIG)

El aerogenerador de velocidad fija, figura 2.5(a) es el primer tipo de WTGs, esta máquina utiliza el generador de inducción rotor jaula de ardilla y esta conectado a la red sin convertidor, acoplado a través de un transformador elevador de tensión, ya que el voltaje en el estator de la mayoría de los aerogeneradores es de 690 V. El eje del generador es accionado por la turbina eólica a través de un sistema de ampliación de velocidad o caja de engranajes, la potencia aerodinámica que impulsa el generador fluctúa con la velocidad del viento, por lo tanto, el ángulo de paso se controla continuamente para limitar la potencia aerodinámica desarrollada por las palas de la turbina. Instantáneamente, un WTG individual puede generar más o menos a 1.0 por unidad con una pequeña variación; sin embargo, en el punto de interconexión, la producción promedio de cientos de aerogeneradores se estabilizará a una producción casi plana cuando la velocidad del viento sea igual o superior a la velocidad nominal del viento.

2.3.3. Generador de Inducción de deslizamiento variable

El segundo tipo de WTG, figura 2.5 (b) emplea el generador de rotor devanado el cual cuenta con una resistencia externa que permite ajustar la resistencia del rotor para tener un deslizamiento variable permitiendo actuar sobre la velocidad en la que trabaja el generador, la cual va desde la de sincronismo hasta un 10% más cuando la resistencia del rotor es máxima. Esta es la estrategia de control realizada con la finalidad de obtener una mejor calidad de potencia, dado que las fluctuaciones en la potencia de salida son absorbidas o compensadas variando el deslizamiento del generador y almacenando o liberando parte de la energía en forma de energía rotacional en el rotor de la turbina eólica.

De igual manera que el WTG de velocidad fija, el eje del generador es accionado por la turbina eólica a través de un sistema de ampliación de velocidad mediante engranajes y está conectado directamente a la red sin convertidor.

Las máquinas de inducción consumen potencia reactiva por la demanda de corriente de magnetización en el estator, por lo que es necesario utilizar bancos de capacitores para no degradar el factor de potencia. La capacidad del banco capacitivo que necesita una máquina es aproximadamente del 30% de su capacidad nominal de potencia activa que entrega [45] [46].

Modelo del generador de inducción de velocidad fija

El generador utilizado en los sistemas de velocidad fija es el generador de inducción jaula de ardilla. Para el estudio del comportamiento fundamental de esta máquina, los transitorios en el estator son omitidos. Basado en el sistema y el circuito equivalente de un generador de inducción en el marco de referencia dq mostrado en las figuras 2.6 y 2.7 el análisis reside en la siguiente relación de voltaje corriente aplicada en la conversión a la referencia dq , usando la convención del generador:

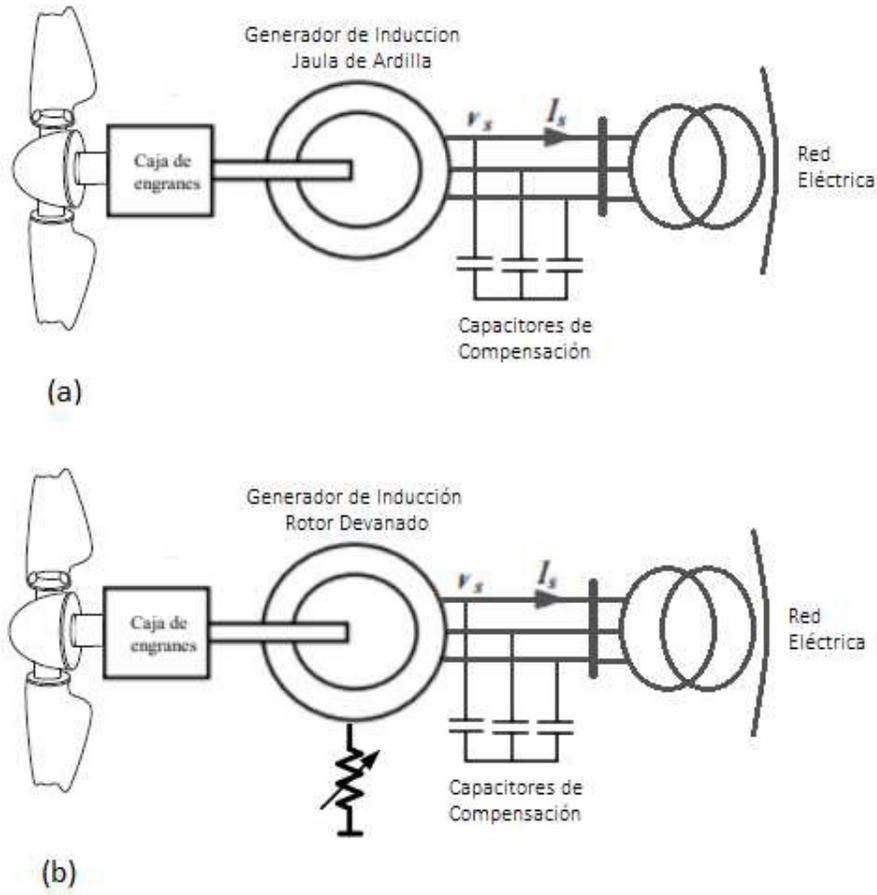


Figura 2.5: Aerogenerador de Inducción de Velocidad Fija

$$\begin{aligned}
 V_{ds} &= -R_s i_{ds} + \omega_s ((L_{\sigma s} + L_m) i_{qs} + L_m i_{qr}) \\
 V_{qs} &= -R_s i_{qs} - \omega_s ((L_{\sigma s} + L_m) i_{ds} + L_m i_{dr}) \\
 V_{dr} = 0 &= -R_r i_{dr} + s \omega_s ((L_{\sigma r} + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs}) + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\
 V_{qr} = 0 &= -R_r i_{qr} - s \omega_s ((L_{\sigma r} + L_m) i_{dr} + L_m i_{ds}) + \frac{d\psi_{qr}}{dt}
 \end{aligned} \tag{2.3}$$

En la ecuación anterior s es el deslizamiento, v es el voltaje, i es la corriente, R la resistencia, L la inductancia y ϕ es el enlace de flujo. Los índices d y q son utilizados para las componentes directas y en cuadratura, los índices s y r pertenecen al estator y al rotor, m para el flujo de dispersión. La convención del generador es usada en esta ecuación, es decir las corrientes son en

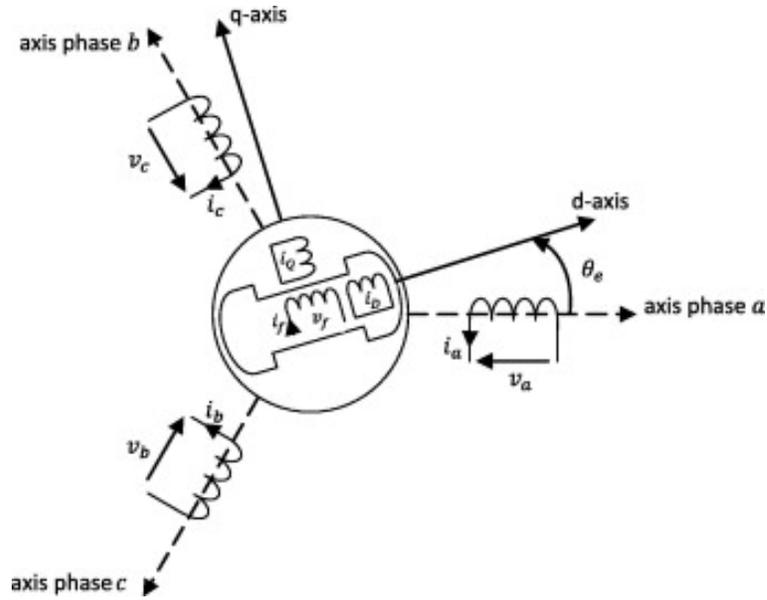


Figura 2.6: Generador de Inducción, marco de referencia dq

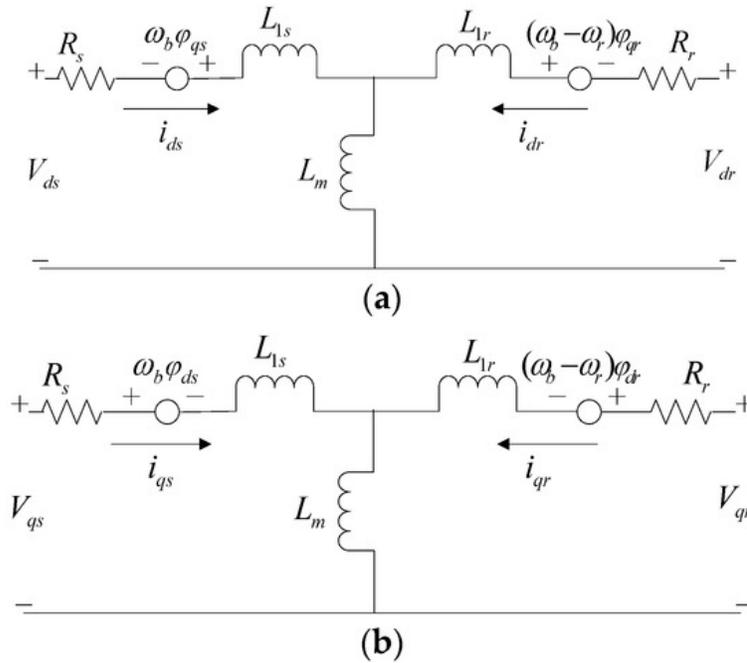


Figura 2.7: Circuito equivalente del Generador de Inducción, marco de referencia dq. (a)eje-d, (b) eje-q

dirección de salida.

El par eléctrico esta dado por:

$$T_e = \psi_{qr} i_{qr} - \psi_{dr} i_{dr} \tag{2.4}$$

Las componentes de flujo del rotor en (2.4) son variables de estado como se puede ver en (2.3). El cálculo de los valores iniciales es discutido en [47]. La ecuación de movimiento es:

$$\frac{dw_g}{dt} = \frac{1}{2H_g}(Tg - Te). \quad (2.5)$$

Los valores de los parámetros implicados en (2.5) son dependientes del estado del generador y pueden ser derivados de tablas y gráficos [47].

Comportamiento de los aerogeneradores de velocidad fija con la red

Gracias al acoplamiento directo entre la velocidad del rotor y la frecuencia del sistema, un generador de inducción de velocidad fija puede proporcionar una respuesta de inercia limitada. Su respuesta inercial es un proceso pasivo, en el que la energía cinética almacenada en el generador, la caja de engranajes y las palas de viento se libera o absorbe intrínsecamente a medida que la frecuencia del sistema disminuye o aumenta. Las turbinas eólicas comerciales de velocidad fija con potencia nominal superior a 1 MW tienen una constante de inercia de 3-5 s. La energía almacenada en cada turbina no está relacionada con la velocidad del viento, y aumenta con el número de turbinas instaladas. [42].

Estos aerogeneradores están conectados directamente a la red, sin convertidor, por lo que no es posible controlar rápidamente la potencia activa, es decir, transmiten las variaciones de potencia del viento a la red sin amortiguarla, por lo que la potencia de salida a la red es muy variable con fuertes picos en caso de ráfagas de viento. También transmiten el efecto de interferencia que hacen las palas al pasar delante de la torre, en la región de 3 a 8 Hz, lo que es una causa de *flicker*, (parpadeo).

Ante los huecos de tensión este aerogenerador reacciona aumentando la velocidad de giro de las palas ya que el par eléctrico resistente se reduce con el cuadrado de la tensión, al disminuir ésta por el hueco. Para evitar el embalamiento de la máquina, ésta se desconecta para protegerla de la sobre velocidad, sin embargo, si la duración del hueco es pequeña, por despejarse rápidamente la falla que lo ha producido se aplica de nuevo el par resistente eléctrico frenándose la máquina. La inestabilidad de la máquina depende del tiempo que se tarde en eliminar la falla, por lo

que se puede establecer un tiempo mínimo para evitar que se disparen las protecciones de sobre velocidad de la máquina. El tipo de falla, es decir su severidad y grado de generación eólica (magnitud del viento) en el momento de producirse el hueco, influyen en la aceleración que adquiere el aerogenerador, por ser diferentes los pares eléctrico y mecánico producidos.

Un ejemplo de señales típicas en un aerogenerador de velocidad fija con control de potencia mediante el ángulo de las palas se puede observar en la figura 2.8. El aumento de la generación en base al viento implica impactos en las acciones primarias de control de frecuencia del sistema de potencia, la reducción de la inercia del sistema de potencia es uno de los efectos de la utilización de plantas eólicas reemplazando el suministro de plantas convencionales. Los generadores eólicos de velocidad constante tienen una respuesta inercial diferente a la de los generadores sincrónicos, sin embargo, no disminuyen intrínsecamente la inercia del sistema de potencia debido a sus características electromecánicas, están conectados directamente a la red y son capaces de contribuir a la liberación de la energía cinética almacenada en sus piezas giratorias.

En la figura 2.9 se muestra el comportamiento de la frecuencia en un sistema de potencia con una planta eólica conectada suministrando una parte de la demanda total, lo que implica que la inercia del sistema se reduce considerablemente. Las características de la prueba son las siguientes.

- La planta eólica suministra el 20% de la demanda total. El resto son dos unidades térmicas, una hidro y una turbina de gas, como se ve en la figura 2.10.
- En el segundo 5 se provoca la pérdida una unidad térmica de ciclo combinado.
- Como se muestra en la figura 2.9, la frecuencia del sistema alcanza el punto mínimo de caída en 59.7 Hz.
- La respuesta a la frecuencia por parte de la planta eólica se observa a medida que la frecuencia disminuye la potencia de salida de la planta eólica aumenta de 1.94 MW a 2.15 MW. Un estudio más completo de escenarios de comportamiento de la frecuencia en sistemas con energía eólica se puede ver en [48].

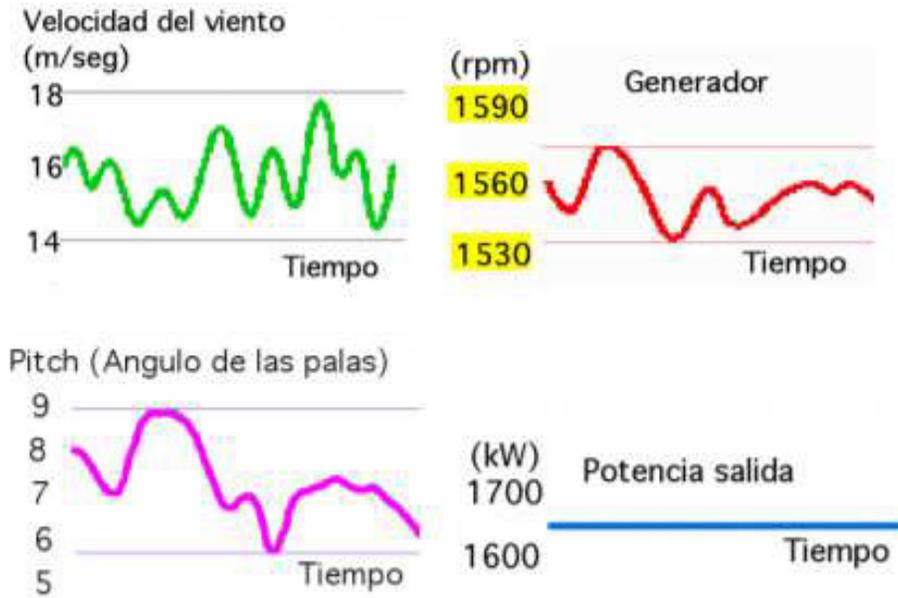


Figura 2.8: Comportamiento típico en aerogeneradores de inducción de velocidad fija con velocidades de viento variables

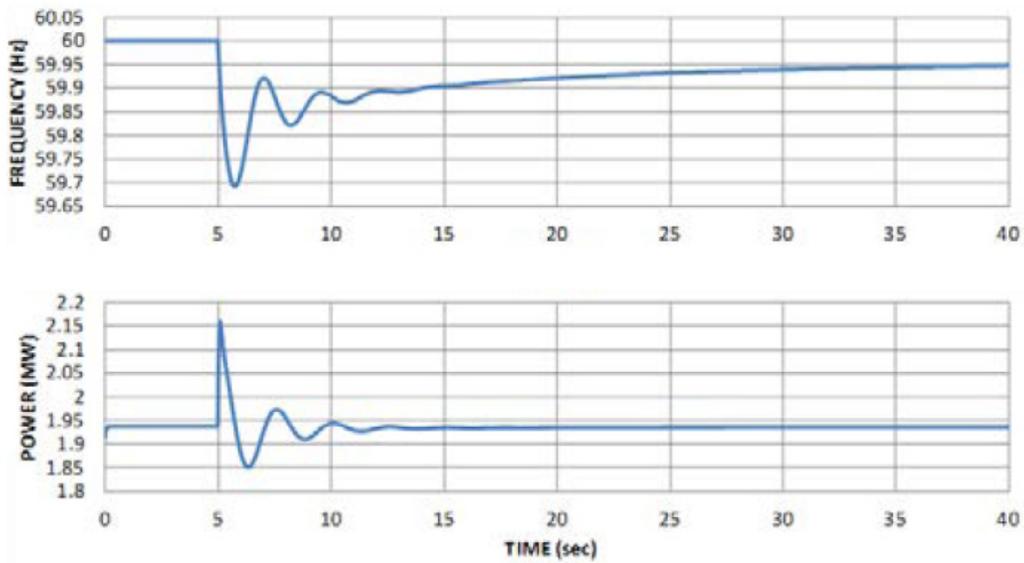


Figura 2.9: Contribución a la Regulación de la Frecuencia por una Planta Eólica con Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija FSIG

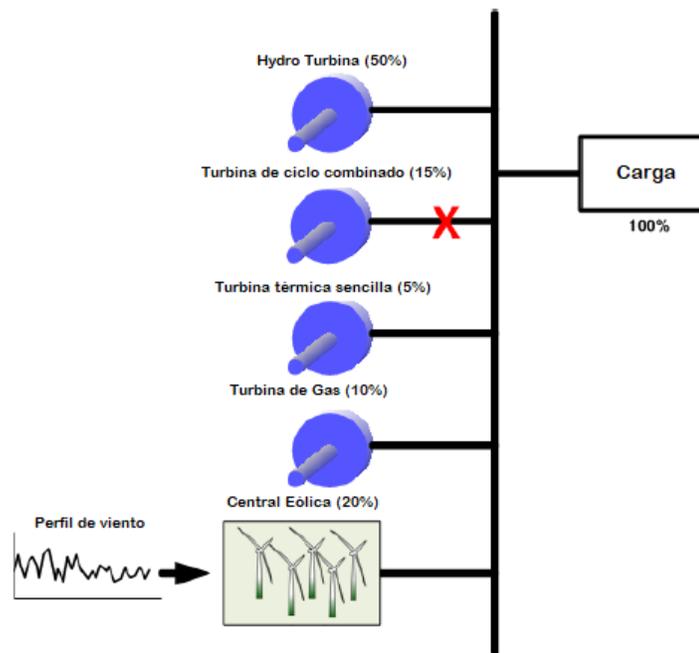


Figura 2.10: Plantas Eléctricas que alimentan el Sistema de Potencia

2.3.4. Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG)

El generador de inducción doblemente alimentado (DFIG por sus siglas en inglés) es el tercer tipo de aerogeneradores y es de velocidad variable, figura 2.11. Empleando doble conexión a la red, el devanado del rotor está conectado a través de anillos deslizantes a un convertidor de fuente de voltaje *back to back*, el lado de la red del convertidor está conectado a un devanado terciario del transformador, que inyecta la potencia generada, mientras que el estator está conectado directamente a la red a través del transformador. La interfaz electrónica de potencia controla las corrientes del rotor para lograr la velocidad variable necesaria para la máxima captura de energía en vientos variables. Debido a que la electrónica de potencia solo procesa la potencia del rotor, generalmente menos del 25% de la potencia total de salida, el DFIG ofrece las ventajas del control de velocidad con un costo reducido y pérdidas de potencia bajas. Las desventajas de esta máquina es un rango limitado de operación de velocidad variable y mayores costos de mantenimiento debido a los anillos de deslizamiento requeridos para acceder a los devanados del rotor.

La energía eléctrica puede ser entregada a la red a través del estator y el rotor dependiendo de la velocidad del generador. En el caso de una operación de velocidad supersincrónica, la energía eléctrica se inyecta a la red a través del estator y el rotor. Por otro lado, cuando el generador está funcionando a velocidad sub-sincrónica, la energía eléctrica se inyecta a la red a través solo por el estator, mientras que el lado del rotor absorbe potencia activa [49, 48, 45, 43].

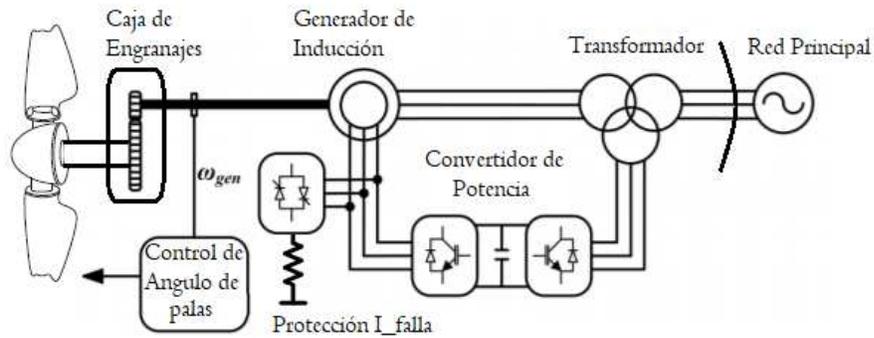


Figura 2.11: Esquema del Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado

Modelo del generador de inducción doblemente alimentado

- Modelo del Generador y el Convertidor:

La representación matemática del DFIG para estudios en frecuencia fundamental, es de igual manera que el modelo del FSIg, basado en el sistema y el circuito equivalente de un generador de inducción en el marco de referencia dq mostrado en las figuras 2.6 y 2.7, y utilizando la convención del generador:

$$\begin{aligned}
 V_{ds} &= -R_s i_{ds} + \omega_s ((L_{\sigma s} + L_m) i_{qs} + L_m i_{qr}) \\
 V_{qs} &= -R_s i_{qs} - \omega_s ((L_{\sigma s} + L_m) i_{ds} + L_m i_{dr}) \\
 V_{dr} &= -R_r i_{dr} + s \omega_s ((L_{\sigma s} + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs}) \\
 V_{qr} &= -R_r i_{qr} - s \omega_s ((L_{\sigma r} + L_m) i_{qr} + L_m i_{ds})
 \end{aligned}
 \tag{2.6}$$

En esta ecuación la derivada del flujo $d\psi/dt$ en las ecuaciones del voltaje del estator y el rotor son omitidas debido a que las constantes de tiempo en el control de corriente del convertidor están fuera del ancho de banda de interés para las simulaciones de sistemas de potencia, por lo tanto, el convertidor de fuente de voltaje es modelado como fuente de corriente. De igual manera son omitidos los transitorios en el rotor ya que son interceptados por los controles de corriente del convertidor de fuente de voltaje que alimenta el devanado del rotor.

La potencia generada está dividida entre el estator y el rotor:

$$\begin{aligned} P_s &= v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} \\ P_r &= v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Las ecuaciones para el torque y el movimiento son idénticas a (2.4) y (2.5) para la turbinas de velocidad constante. Los enlaces de flujo en el rotor pueden ser calculados con:

$$\begin{aligned} \psi_{dr} &= -L_m i_{ds} - (L_m + L_\sigma) i_{dr} \\ \psi_{qr} &= -L_m i_{qs} - (L_m + L_\sigma) i_{qr} \end{aligned} \quad (2.8)$$

La potencia del convertidor de potencia es representada por las expresiones siguientes:

$$\begin{aligned} P_r &= P_c = v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \\ Q_c &= 0 \end{aligned} \quad (2.9)$$

De la ecuación anterior se puede deducir que la potencia del rotor es inyectada a la red, además la potencia en el lado del convertidor es operada en factor de potencia unitario.

- Controlador de Velocidad del Rotor:

En turbinas de velocidad variable la velocidad del rotor es controlada de manera de obtener la potencia máxima en cada instante. Para lograrlo la relación de velocidad de punta λ se mantiene en un valor que permita el máximo coeficiente de potencia C_p , mientras se mantiene la velocidad del rotor dentro de los límites de la turbina. Con el valor actual de la velo-

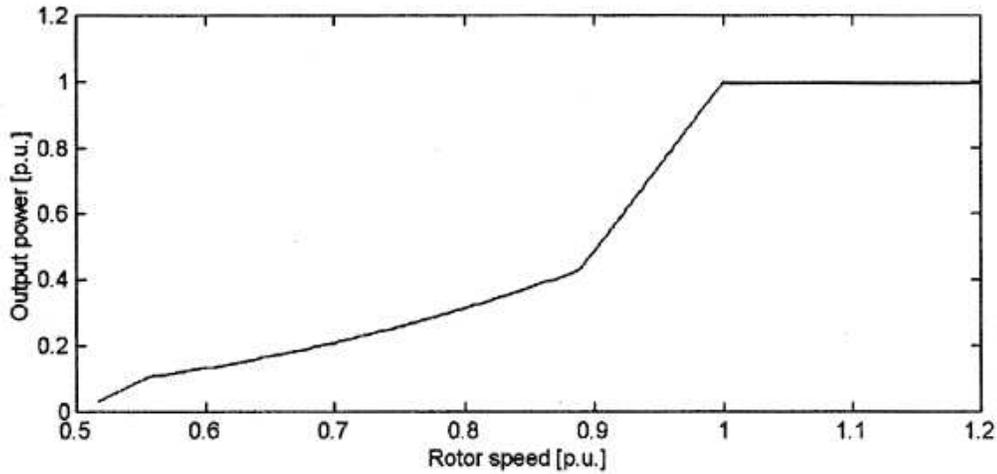


Figura 2.12: Característica de velocidad del rotor con el control de potencia generada

La velocidad del rotor, es calculada la velocidad del viento, que debe corresponder al valor óptimo de C_p . Entonces la potencia que debe ser generada a esta velocidad de viento es calculada mediante el valor de coeficiente de potencia obtenido. El valor de la potencia es obtenido del generador controlando de esta manera la corriente del rotor. La característica de la potencia resultante con el control de la velocidad del rotor se puede observar en la figura 2.12.

El generador tiene su propio marco de referencia dq , en el cuál el máximo flujo del estator coincide con el eje d , por lo que los voltajes y corrientes que son intercambiados entre el módulo dinámico y el módulo de flujo de carga del software deben ser rotados con el ángulo del bus al cual el generador de inducción doblemente alimentado es conectado. Al combinar (2.4), (2.6) y (2.8) y omitiendo la resistencia del estator, la ecuación (2.10) representa la relación entre los componentes en cuadratura de la corriente del rotor y el par electromecánico. Con esta expresión junto con el valor obtenido de la velocidad del rotor en cada instante se puede controlar la potencia generada de acuerdo con las características de control de la figura 2.12.

$$T_e = \frac{-L_m v_{qs}}{\omega_s} (L_s + L_m) i_{qr} \quad (2.10)$$

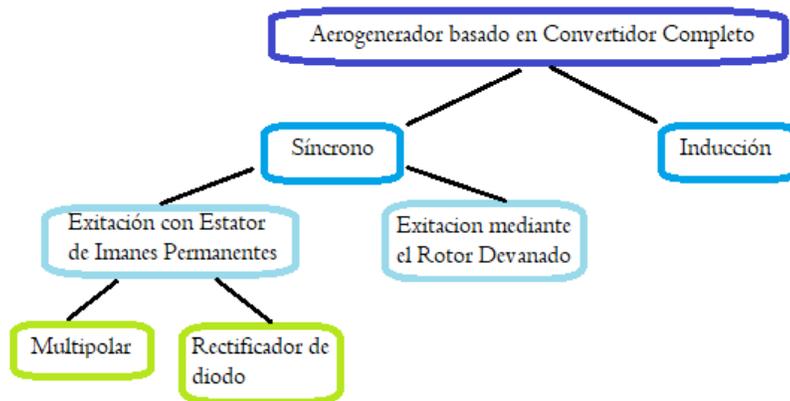


Figura 2.13: Clasificación de los diferentes esquemas del Aerogenerador basado en Convertidor Completo.

2.3.5. Aerogenerador basado en Convertidor Nominal Completo

En el Aerogenerador basado en Convertidor Nominal Completo (FRC por sus siglas en inglés) el generador está conectado a la red completamente a través de un convertidor de fuente de voltaje *back to back*, por lo que tiene un desacoplamiento completo del generador de la frecuencia de la red. Este aislamiento total permite una operación de velocidad variable, además el control total de las potencias activa y reactiva es posible con este tipo de convertidor, por lo que esta configuración puede cumplir fácilmente con los requerimientos por los códigos de red de la conexión de plantas eólicas a red pública principal. La configuración de esta máquina se caracteriza por una amplia operación de velocidad variable que va desde el modo parado hasta la velocidad nominal, sin embargo, en este caso el costo y las pérdidas del convertidor son más altos debido a la potencia máxima.

El tipo de generador empleado en esta versión más moderna puede ser síncrono o de inducción, a su vez cada versión cuenta con diferentes esquemas. Una clasificación de este tipo de aerogenerador se puede entender mejor en la figura 2.13.

Aerogenerador basado en Convertidor Nominal Completo, Máquina Síncrona (SG-FRC)

Este aerogenerador tiene la capacidad de proporcionar su propia excitación en el rotor, ya sea por tener un rotor devanado y acceso a sus bobinas mediante escobillas o mediante la inducción electromagnética a través de imanes permanentes en el estator, por lo que existen variantes dentro de los aerogeneradores de máquina síncrona. Estas variantes permiten una simplificación y reducción del costo o un mejor rendimiento eléctrico. La primera configuración, figura 2.14(b) es una máquina multipolar que permite operar el rotor a velocidades rotacionales mucho menores, por lo que la velocidad del generador con la velocidad del rotor se hacen coincidir y esto permite la conexión mecánica directa entre el rotor y el convertidor, eliminando así la caja de engranajes. En esta misma máquina otra versión es empleada, el convertidor de fuente de voltaje en el lado de la máquina puede ser reemplazado por un rectificador de diodo como se muestra en la figura 2.14(c). Esto hace que el convertidor sea más económico, aunque el control de todo el sistema se vuelve más difícil, un convertidor elevador se usa normalmente para aumentar el voltaje del enlace de cc mayor al voltaje de línea a línea de la red para lograr el control total de la corriente de la red.

La máquina síncrona de rotor devanado o excitada eléctricamente (EESG) además del convertidor completo, cuenta con un rectificador de diodos para proporcionar la corriente de excitación de cc al rotor. El rotor es normalmente de polos salientes que se usa típicamente para aplicaciones de baja velocidad, haciendo a esta configuración atractiva para aplicaciones de accionamiento directo, figura 2.14(d).

Aerogenerador basado en Convertidor Nominal Completo, Máquina de Inducción (IG-FRC)

El aerogenerador de inducción basado en convertidor completo, figura 2.14(a), tiene la posibilidad de operar a frecuencia variable. Para conseguir la extracción de potencia máxima, la velocidad del generador debe variar con la velocidad del viento, esto se logra variando la frecuencia de operación del generador de inducción cambiando la señal de control del convertidor PWM del lado de la red. Para velocidades de viento más bajas, el generador funciona a una frecuencia más baja y a velocidades de viento más altas opera a una frecuencia más alta. A medida que la velocidad

del viento varía, la potencia mecánica de entrada, y por lo tanto la potencia de salida del generador aumenta, la potencia reactiva absorbida por el generador permanece más o menos constante. Esto requiere que el deslizamiento, varíe con la velocidad del viento. Como la velocidad máxima de operación sea limitada en un valor en pu, la frecuencia de operación superior debe limitarse al mismo valor en pu. [49, 48, 45, 43].

Modelo del generador basado en convertidor nominal completo

- Modelo del rotor:

El modelo del rotor es idéntico al modelo presentado para el generador de inducción doblemente alimentado presentado en la sección anterior.

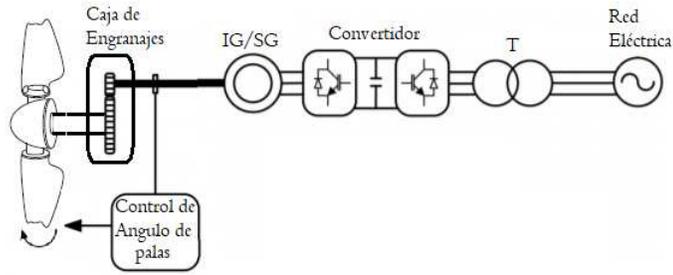
- Modelo del generador y convertidor:

Las siguientes ecuaciones describen el generador síncrono, rotor devanado:

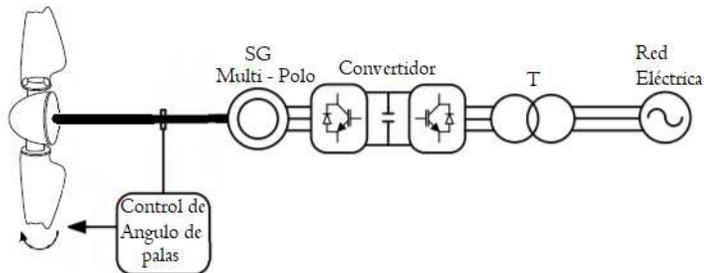
$$\begin{aligned}
 \psi_{ds} &= -(L_{dm} + L_{\sigma s})i_{ds} + L_{dm}i_{fd} \\
 \psi_{qs} &= -(L_{qm} + L_{\sigma s})i_{qs} \\
 \psi_{fd} &= L_{fd}i_{fd} \\
 v_{ds} &= -R_s i_{ds} - \omega_g \psi_{qs} \\
 v_{qs} &= -R_s i_{qs} + \omega_g \psi_{ds} \\
 v_{fd} &= R_{fd} i_{fd} + \frac{d\psi_{fd}}{dt}
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

Todas las cantidades en (2.14) son valores en por unidad, es utilizada la convención del generador, es decir, las corrientes de salida son positivas. El índice fd indica cantidades de campo.

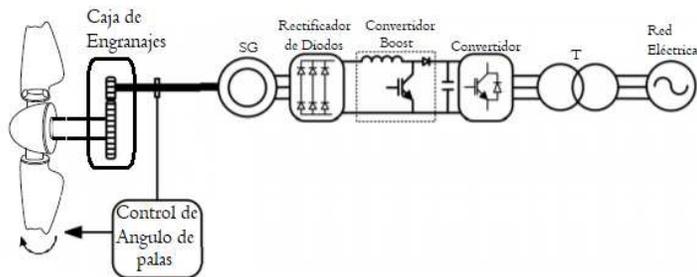
Para el generador de rotor de imanes permanentes, en (2.14) desaparecen las ecuaciones 3 y 6 que son referidas a cantidades de campo magnético y la ecuación 1 cambia a (2.12), en la cual ψ_{pm} representa la cantidad de flujo de los imanes permanentes que es acoplada al



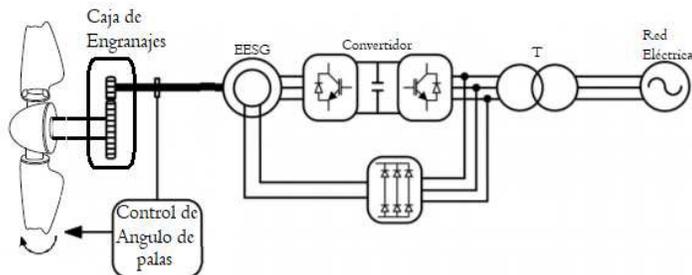
(a) Esquema base FRC - IG/SG



(b) Esquema de Máquina Síncrona, Multi-Polo



(c) Esquema de Máquina Síncrona, Rectificador de Diodo



(d) Esquema de Máquina Síncrona, Excitación Eléctrica

Figura 2.14: Configuraciones del Aerogenerador Basado en Convertidor Completo, Síncrono-Inducción.

devanado del estator.

$$\psi_{ds} = -(L_{ds} + L_{\sigma s})\dot{i}_{ds} + \psi_{pm} \quad (2.12)$$

La siguiente ecuación determina el par electromecánico:

$$T_e = \psi_{ds}\dot{i}_{qs} - \psi_{qs}\dot{i}_{ds} \quad (2.13)$$

La ecuación de movimiento está dada en (2.5).

Los términos $d\psi/dt$ en las ecuaciones de voltaje del estator son omitidos. Las constantes de tiempo asociadas son pequeñas y tomándolas en cuenta puede resultar en la necesidad de desarrollar una representación detallada del convertidor de potencia, el cual debe incluir fenómenos bien centrados en el ancho de banda de interés. Por lo tanto el convertidor de potencia es representado como fuente de corriente a frecuencia fundamental y los términos $d\psi/dt$ en las ecuaciones del estator son omitidos.

La potencia activa y reactiva del FRC son dadas por:

$$\begin{aligned} P_s &= v_{ds}\dot{i}_{ds} + v_{qs}\dot{i}_{qs} \\ Q_s &= v_{qs}\dot{i}_{qs} - v_{ds}\dot{i}_{ds} \end{aligned} \quad (2.14)$$

En este tipo de aeroturbinas el generador es completamente desacoplado de la red por el convertidor de potencia, por lo tanto, el factor de potencia del generador no afecta la potencia reactiva consumida en el punto de conexión a la red, el factor de potencia en el lado de la red del convertidor está determinado por la red y no por el punto de operación del generador. Por lo tanto, la ecuación para la potencia reactiva del generador es únicamente importante cuando es dimensionado el generador.

- Control de velocidad del rotor:

La característica de la velocidad del rotor es idéntica a la empleada para el DFIG, sin embargo, la potencia entregada por el generador es representada por ecuaciones diferentes. El control exacto depende del tipo de turbina y convertidor [47].

Comportamiento de los aerogeneradores de velocidad variable con la red

Este tipo de generadores son conectados a la red a través de convertidores de potencia, los cuales permiten que la máquina genere potencias activa o reactiva instantáneamente a cualquier valor dado, por lo que pueden operar a un factor de potencia deseado y puede proporcionar el aumento de potencia durante una caída de frecuencia siempre que el generador, el convertidor de potencia y la estructura de la turbina eólica estén diseñados para soportar la sobrecarga necesaria. En otras palabras, el convertidor permite el control de la velocidad del rotor del generador, así como el punto de operación del ángulo de las paletas.

La combinación de la velocidad del rotor con la velocidad del viento permite operar el aerogenerador a potencia nominal, de esta forma se tiene como reserva el ángulo utilizado para controlar la velocidad del viento, el cual podrá ser liberado a cero cuando exista un requerimiento de potencia de reserva. El máximo aumento de potencia que puede proporcionarse depende de la potencia aerodinámica disponible, por ejemplo, una turbina para 12 m/s de viento, la potencia entregada es de 1.92 MW y con ángulo de 5 grados reduce a su potencia a su valor nominal de 1.5 MW, dejando libres 0.42MW en 5 grados de giro. Por supuesto, el convertidor de potencia, el generador eléctrico y los componentes mecánicos de la turbina deben diseñarse para resistir esta condición de sobrecarga.

La masa rotatoria de las turbinas eólicas de velocidad variable está desacoplada de la frecuencia de la red y no muestra inherentemente una respuesta inercial a menos que se controle para ese propósito específico como lo es en este grupo de aerogeneradores de velocidad variable gracias a el control de la potencia generada mediante los convertidores de potencia utilizados.

En la figura 2.15 se muestra la respuesta a la frecuencia de una planta eólica de 1.5MW, compuesta de aerogeneradores de velocidad variable doblemente alimentados ante una pérdida de potencia en un sistema eléctrico. Los parámetros de la prueba realizada son los siguientes.

- La frecuencia comienza a disminuir en $t = 1000$ s, cuando el control de la turbina eólica permite la respuesta inercial durante unos 15 s después.
- La potencia eléctrica de salida aumenta rápidamente y hace que el rotor se desacelere.

- La velocidad del rotor comienza a acelerarse inmediatamente después de deshabilitar el control de inercia, haciendo que la turbina vuelva a su funcionamiento normal aproximadamente 35 s después del inicio de la falla.
- El control de paso de las palas de la turbina permanece inactivo todo el tiempo porque su propósito es proteger la turbina de la sobre velocidad

Como se muestra en la figura 2.15, la respuesta inercial de este WTG de velocidad variable es una respuesta neutral de energía, es decir el período inicial de sobreproducción provocado por el control inercial es seguido por un período de subproducción debido a la operación de la turbina por debajo de su punto de potencia óptima. Sin embargo, el beneficio general de dicha respuesta inercial es significativo porque ayuda al sistema de potencia en la forma de detener el ROCOF inicial y ganar tiempo para una respuesta de frecuencia primaria más lenta de la generación convencional. Numerosos estudios de el comportamiento de este tipo de generación moderna están siendo elaborados en la literatura, en el documento estudiado en [48] se realiza un estudio más completo de diferentes casos de respuesta a la frecuencia en diferentes condiciones del sistema.

2.4. Sistemas de Almacenamiento de Energía en Sistemas Eléctricos

2.4.1. Introducción

Actualmente con la creciente evolución de los sistemas eléctricos hacia el empleo de los Recursos de Energía Distribuidos, los sistemas de almacenamiento de energía se están proponiendo como la solución a varios problemas operativos y de confiabilidad en los sistemas de energía, principalmente debido a grandes cantidades de fuentes de energía variables y no seguras, como la generación eólica y solar.

El almacenamiento de energía es clave para que los esfuerzos por mejorar la operación de las micro redes, para que partes del sistema de distribución puedan operarse en islas hasta que los

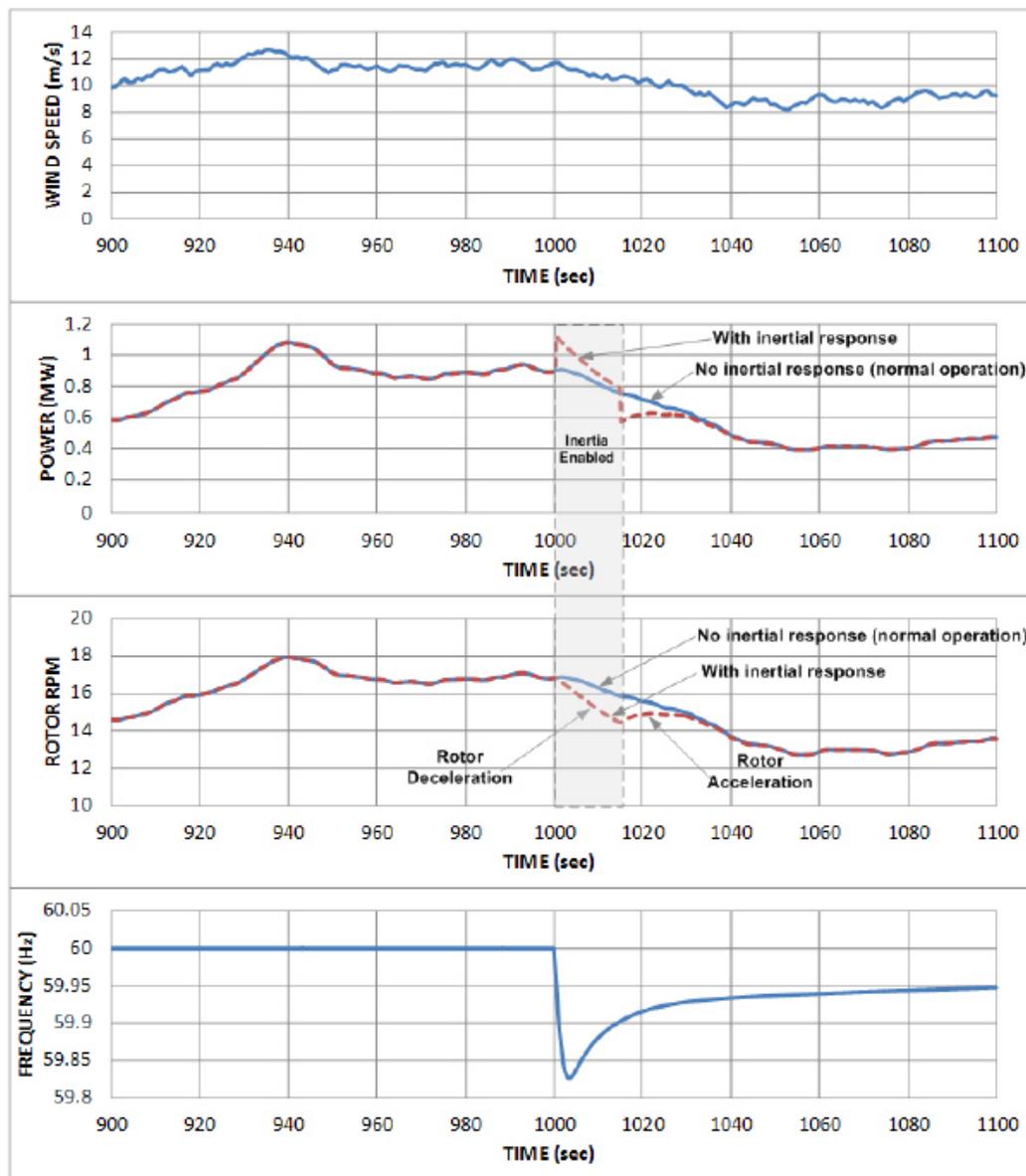


Figura 2.15: Respuesta a la frecuencia de una Planta Eólica basada en Aerogeneradores DFIG ante una pérdida de potencia en el sistema

daños en la red eléctrica pública puedan repararse para restablecer la conexión. En los últimos años, las micro redes se han popularizado como una gran alternativa a los sistemas de generación tradicionales en un futuro a medio o largo plazo. La capacidad es instalada en los puntos de consumo y posee capacidad de gestión propia.

En una micro red, el objetivo principal es la satisfacción local de la demanda. Por ello, las estrategias de control de la micro red juegan un carácter fundamental debido al carácter aleatorio de varios recursos renovables, como el caso de la eólica o la fotovoltaica. Para una gestión eficiente es imprescindible una correcta estimación del estado de carga del banco de baterías, por lo que éstas deben contar con sistema de monitoreo del estado de carga en terminales de la batería y permitir el modo carga o descarga dependiendo de las condiciones de operación del sistema, demanda y generación, por lo tanto, conocer con precisión el estado de carga de las baterías supone una mayor eficacia en las estrategias de control.

2.4.2. Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento en Sistemas de Distribución

Las aplicaciones propuestas para los sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos están mayormente ligadas a la operación en paralelo con fuentes de generación variable y distribuida instaladas en la distribución primaria a media o baja tensión [50], entre estas aplicaciones se tiene:

- Compensar o suavizar la salida de potencia instantánea de una planta fotovoltaica
- Extendiendo la potencia de salida de una planta fotovoltaica para satisfacer la demanda pico de la tarde. En muchos sistemas de distribución, la carga máxima ocurre después de que la energía del sol ha disminuido
- Soporte de la red de transmisión (Suavizar la salida de un sistema fotovoltaico). Compensando la pérdida de energía solar al final del día para reducir la necesidad de rampas rápidas desde las fuentes convencionales
- Ampliar la capacidad de una subestación de distribución o de un alimentador existente

- Soporte de fuentes alternas para una reconfiguración temporal
- Colaborar con el control de la frecuencia en una micro red
- Aumentar la corriente de cortocircuito disponible de una micro red para que tengan una mayor capacidad de operación los dispositivos de protecciones del sistema de distribución y de los clientes
- Para los propietarios de plantas fotovoltaicas reduciendo el costo de la electricidad cargando fuera del pico cuando la energía es más barata y descargando para suministrar carga durante los períodos pico de demanda

Así como las opciones vistas indudablemente existen muchas más alternativas potenciales para la aplicación del almacenamiento de energía, pero esta lista da una idea de por qué hay mucho interés en el almacenamiento en los sistemas de distribución de energía de las redes públicas.

La figura 2.16 muestra un resultado de una simulación realizada durante el proyecto de demostración de la red inteligente CES de EPRI con AEP [50]. Esta simulación fue diseñada para estudiar la factibilidad de utilizar un número de unidades de almacenamiento de baterías distribuidas de 25 kW y 25 kWh para reducir la carga pico de demanda usando energía almacenada en horas de menor demanda. La simulación se realizó utilizando datos reales de demanda de alimentadores cada 15 minutos. La curva discontinua delgada muestra el estado de carga de la batería a medida que se descarga y carga, este comportamiento da seguimiento a las lecturas de demanda, se puede observar que la batería libera su carga durante los picos de demanda y espera una reducción de demanda para comenzar a cargar.

Es importante resaltar que los sistemas de control deben tener lecturas precisas de la demanda actual y de la predicción de tiempos adelante para suministrar de manera equivalente la carga, ya que se puede observar que en las primeras horas el pico no es suavizado por completo disminuyendo de esta manera los beneficios del dispositivo de almacenamiento de energía. Las simulaciones en tiempo continuo ofrecen ésta alternativa, ya que las estimaciones estáticas como flujos de potencia estáticos no ayudan a predecir estos valores de demanda.

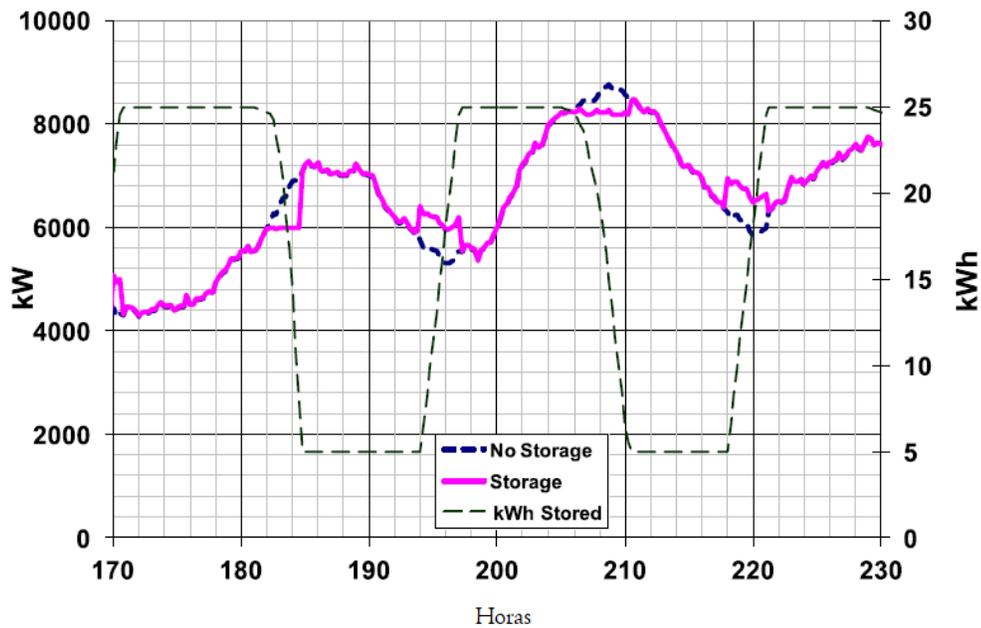


Figura 2.16: Utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Suavizar Picos de Demanda

Los elementos de almacenamiento se pueden usar para una variedad de propósitos en los sistemas de distribución. Otro ejemplo comúnmente citado es para compensar la generación renovable variable, [50]. Los resultados del ejemplo se muestran en la figura 2.17 para un dispositivo de almacenamiento de 2 MWh simulado a una resolución de un minuto. El controlador de almacenamiento está programado para cargarse durante la producción pico de energía fotovoltaica y luego descargar en el pico de carga. Esto ayuda a resolver un problema de capacidad común que enfrentan los planificadores de distribución, la producción de generación fotovoltaica cae frecuentemente 2 horas antes de alcanzar la carga pico nocturna en los alimentadores residenciales, que comúnmente es la carga pico para la cual es diseñado el sistema de distribución. En la figura se puede observar que el sistema de almacenamiento aprovecha las horas de disponibilidad de energía solar para cargar completamente, en seguida la energía almacenada es liberada para reducir el pico de demanda posterior.

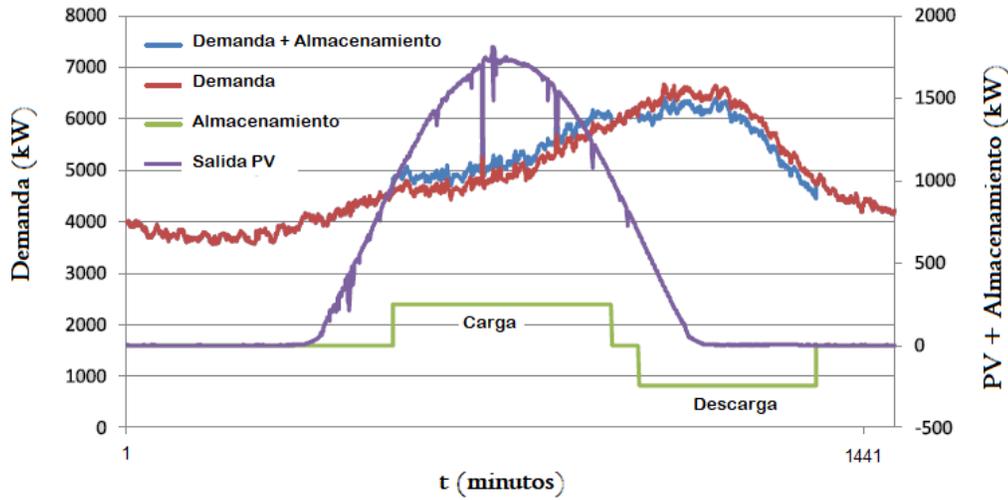


Figura 2.17: Utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Sistemas Fotovoltaicos para Suavizar Picos de Demanda

2.4.3. Modelado de Sistemas de Almacenamiento de Energía

El elemento de almacenamiento de energía es conectado a la red mediante un convertidor de potencia, para transformar la energía proveniente del sistema en corriente alterna (CA) para ser almacenada en corriente directa (CD) y de manera contraria cuando la energía almacenada es devuelta hacia la red cuando esta la requiere. Las dinámicas de control de carga y descarga del banco de baterías son llevadas a cabo mediante el control del convertidor, y la medición de la cantidad de energía almacenada. Básicamente el control define el estado del dispositivo de almacenamiento en base a las lecturas de carga y disponibilidad de potencia en la red. El estado de carga o descarga no solo depende de la cantidad de carga con la que cuenta actualmente la batería si no de las condiciones de carga y demanda en el sistema para el cual están instaladas. Limitado por algunos aspectos de capacidad de la batería y del convertidor, la relación de energía del sistema de almacenamiento en periodos de tiempo adyacentes se muestra en la ecuación(2.15).

$$E_{i+1} = E_i(1 - \xi) + [P_c^+(i) * \eta^+ - P_c^- / \eta^+] * \Delta t \quad (2.15)$$

donde η^+ y η^- es la eficiencia en modo de carga y descarga respectivamente. Las eficiencias son relacionadas a la temperatura ambiente, la capacidad de carga y descarga, la resistencia interna, etc. ξ es la tasa de autodescarga del sistema de almacenamiento de energía y está relacionada con las características internas de la batería; $E(i)$ es la energía en la batería en el punto de tiempo previo; $P_c^+(i)$ es la energía liberada por la batería en el periodo i ; $P_c^-(i)$ es la energía almacenada en el periodo i [51].

El sistema de almacenamiento de energía está limitado por la energía almacenada, la cuál a su vez está determinada por las condiciones operativas del dispositivo de almacenamiento y por las restricciones de cuidado de vida útil de la batería, ec(2.16). Una batería no debe permitirse sea descargada hasta el mínimo nivel o cero. Se recomienda no descargar la batería en menos de un nivel de 20% de la capacidad nominal. Cuando un banco de baterías esté instalado para reducir picos de demanda en el sistema, este deberá esperar a que la demanda baje a un nivel determinado para poder retomar su carga y además si el banco está diseñado para atender casos de emergencia por pérdida de unidades de generación, la energía almacenada no debe emplearse para picos de demanda, [50].

$$E_{min} \leq E_i \leq E_{máx} \quad (2.16)$$

Donde E_{min} y $E_{máx}$ son las capacidades de almacenamiento mínimas y máximas del sistema.

2.4.4. Pruebas en Sistemas eléctricos con Dispositivos de Almacenamiento de Energía

Los dispositivos de almacenamiento de energía se pueden usar para una variedad de propósitos en los sistemas de distribución, en los que comúnmente se denominan bancos de baterías. Básicamente su aplicación consiste en almacenar energía cuando hay disponibilidad y liberarla para disminuir demanda en otro lapso de tiempo cuando las condiciones en el sistema lo requieran. La figura 2.18 muestra un resultado de una simulación realizada para observar los movimientos en la demanda utilizando un número de unidades de almacenamiento de baterías para reducir la carga pico de demanda usando energía almacenada en horas en que la demanda es menor.

Parámetros utilizados para la prueba de bancos de baterías en micro redes

- La simulación se realizó utilizando un vector de datos reales de demanda de 24 horas tomado de la página de registros del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- la capacidad de la batería es de 25 kW. El estado de carga y descarga es de un lapso de aproximadamente 3 horas [50].
- La eficiencia de la batería se toma como 100 %, asumiendo que no hay pérdidas internas.
- El estado de carga inicial es sin carga iniciando en el mínimo nivel de carga recomendado de 20 % [50].
- El paso de integración es de 1/6 de hora, obedeciendo a los datos de carga del sistema presentados en el vector de demanda utilizado.

Estado de carga y descarga. Control aplicado

En la figura 2.18 se muestra los estados de carga y descarga de la batería a medida, los cuales corresponden a las lecturas de demanda.

1. La simulación comienza en un estado definido de la batería mínimo del 20%.
2. El control revisa el estado de carga de la batería, y este corresponde a cargar.
3. Si el valor próximo de demanda del sistema no sobrepasa un valor límite (aproximadamente 80% de la demanda máxima estimada), la batería se carga. Así continúa, hasta que la batería llegue a 100% o la demanda supere el límite.
4. Una vez cargada, el estado de carga verifica que está listo para entregar la potencia, lo cual se realiza solamente que se presenta un pico de demanda, justo cuando se requiere la aportación del banco de baterías.
5. La entrega de potencia por parte del banco de baterías durará hasta 3 horas o hasta que la demanda baje el valor de ajuste entregando el 33% de su capacidad nominal durante las 3

horas. Al llegar a su 20% se suspende la entrega de potencia y espera su nuevo tiempo de carga de batería hasta que la demanda lo permita.

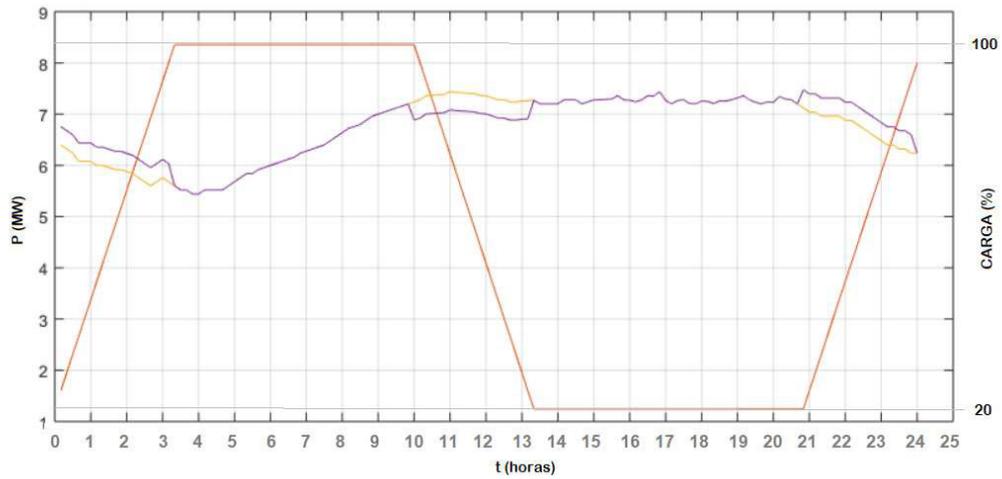


Figura 2.18: Sistemas de Almacenamiento de Energía durante Picos de Demanda

Capítulo 3

Esquemas de Operación en Isla en Redes Eléctricas Inteligentes

3.1. Esquema de protección de isla eléctrica

El objetivo principal de la protección de detección de operación en isla o pérdida de red (LOG por sus siglas en inglés) es detectar las condiciones operativas de dicha situación y accionar el interruptor entre las unidades DG y la red de distribución después de cualquier incidencia de LOG para (1) evitar daños en el sistema aislado por la operación con una energía con valores de frecuencia fuera de los límites de estabilidad permitidos, (2) permitir una restauración sin complicaciones del suministro de la red principal y (3) evitar reconexión fuera de sincronismo de los dos sistemas que pueden causar daños severos a la red eléctrica a las unidades DG y a las cargas conectadas [39].

Debido a estos problemas operacionales, han surgido diferentes trabajos de investigación dedicados a la detección de operación en isla eléctrica. Tal como se describe en el capítulo 2, en general, los métodos de detección de isla han sido clasificados en dos grupos principales: métodos remotos y métodos locales, este último grupo se subdivide en dos enfoques, activo y pasivo. Algunas de estas técnicas de detección de isla han sido implementadas en la práctica y otras han sido propuestas solamente como investigaciones académicas.

En la mayoría de los métodos propuestos en el estado del arte, debido a la cantidad de pa-

rámetros utilizados como características de entrada, la carga computacional es bastante pesada, además en muchos de ellos las características indicativas de isla pueden confundirse con señales provenientes de distintas afectaciones que pueden llevar a las protecciones a operar en falso, por lo que la implementación práctica de estos métodos como relevadores de protección resulta prácticamente muy complicado o en algunos casos imposible. De hecho, entre todos estos métodos sólo dos enfoques pasivos, incluyendo ROCOF y Relé de Desplazamiento de Vector o Fasor de Voltaje han sido implementados como un relé práctico, las características de entrada para estos métodos son indicativos reales y precisos, por lo que la implementación de estas técnicas ha resultado efectivo.

Método de Velocidad de Cambio de Frecuencia (ROCOF). Los relevadores de Tasa de Cambio de Frecuencia han sido utilizados en la industria para este propósito durante muchos años, su principio básico es el monitoreo de la frecuencia en terminales de la DG o de las cargas locales. Diversos documentos presentan métodos para la detección de isla en base a este principio [10, 11, 1, 13, 14]. La característica fundamental es el equilibrio de potencia en un sistema aislado. En la figura 3.1 se representa el circuito equivalente de un generador síncrono equipado con un relevador ROCOF operando en paralelo con la red de distribución. En esta figura el generador síncrono SG alimenta una carga local, la diferencia entre la potencia suministrada por el generador P_{SG} y la potencia consumida por la carga P_L es suministrada o absorbida por la red de distribución, por lo que la frecuencia del sistema se mantiene constante. Si debido a alguna falla en el sistema es abierto el interruptor CB , la micro red compuesta por el generador síncrono y la carga local queda aislada del resto del sistema. Cuando se presenta este escenario, se genera un desequilibrio de potencia debido a la pérdida de la potencia de la red principal P_{SYS} . Este desequilibrio causa transitorios en el sistema aislado y la frecuencia del sistema comienza a variar dinámicamente. Este comportamiento del sistema puede ser utilizado para detectar condiciones de isla eléctrica. Sin embargo cuando el desequilibrio de potencia en el sistema aislado es mínimo, la frecuencia cambiará muy despacio, en este caso la tasa de cambio de frecuencia df/dt puede ser utilizada para la detección de isla. El relevador ROCOF calcula la tasa de cambio de frecuencia considerando una ventana de medición de unos pocos ciclos sobre la onda de voltaje nodal, usualmente entre 2 y 40 ciclos. La señal es procesada por filtros y una señal resultante es usada para detectar la situación

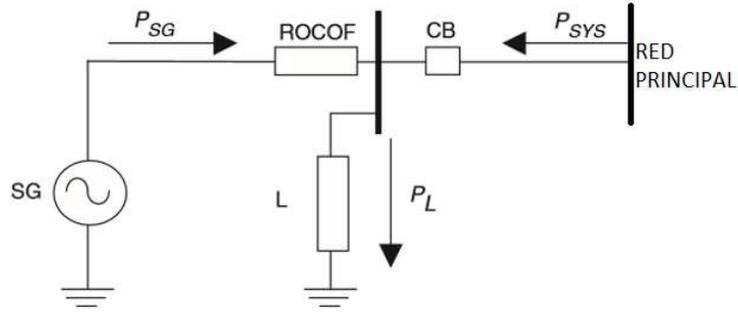


Figura 3.1: Principio de Operación método ROCOF

de isla. Si el valor de la tasa de cambio de frecuencia es mayor que un umbral de ajuste, una señal de disparo es enviada inmediatamente al interruptor del generador.

Los ajustes típicos de ROCOF instalados en sistemas de 60 Hz están entre 0.1 y 1.2 Hz/s, la frecuencia estimada del sistema es el parámetro de entrada para el bloque de cálculo de la tasa de cambio de frecuencia, la tasa de cambio de frecuencia efectiva usada por el relé es calculada considerando el valor promedio sobre cinco ciclos de acuerdo con la ecuación (3.1). Donde Δf_i es la variación de la frecuencia dentro de un ciclo, Δt_i es la duración del ciclo, e $i = 1, \dots, 5$ es el ciclo correspondiente, de esta manera el valor de df/dt es actualizado en cada cinco ciclos. Esta señal es procesada por una función de transferencia de primer orden, este filtro elimina transitorios de alta frecuencia y suaviza la señal df/dt , resultando la señal final. Una vez obtenida la señal resultante, se realiza una comparación con un valor de ajuste β , si la señal es mayor y la magnitud del voltaje en terminales es mayor que el mínimo ajuste de voltaje V_{min} , entonces el relevador ROCOF inmediatamente envía la señal de disparo al interruptor del generador.

Estos relevadores tienen una función de bloqueo por mínimo voltaje en terminales. Si el voltaje en terminales de la DG o de las cargas cae por debajo de un nivel ajustable V_{min} , la señal de disparo del relé ROCOF es bloqueada con la finalidad de evitar la operación del relé ROCOF durante el arranque del generador o en corto circuitos.

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 \frac{\Delta f_i}{\Delta t_i} \quad (3.1)$$

Método de Desplazamiento de Fase del Vector de Voltaje. El relé de desplazamiento de vector

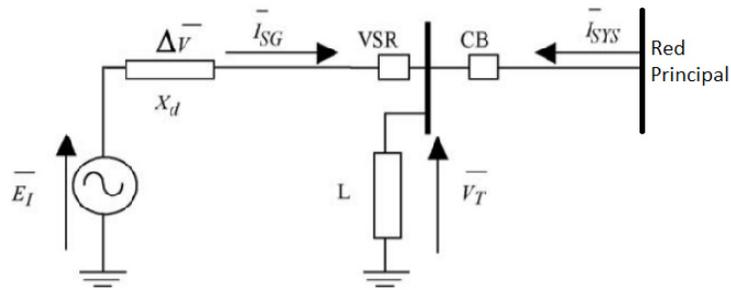


Figura 3.2: Principio de Operación método VSR

es una técnica local pasiva de detección de isla que puede detectar condición de operación en isla monitoreando la señal de voltaje en terminales de la DG, diferentes estudios se presentan.

En [17], se analiza el principio y comportamiento del relé basado en este fenómeno y se proponer un método práctico y sistemático para evaluar directamente la eficacia del relé de tensión vectorial mediante el uso de fórmulas simples, de modo que se pueda ahorrar tiempo en las etapas de planificación e implementación. También en En [18] son mostrados resultados de investigación preliminar acerca de los factores principales que afectan la operación del relevador permitiendo que los fabricantes desarrollen dispositivos con más fiabilidad y que los ingenieros de los sistemas de protección decidan si VSR es adecuado. En [52] se presenta una investigación detallada sobre las características del VSR utilizados para detectar aislamiento de generadores síncronos distribuidos. Se propone una curva de tiempo de detección contra desequilibrio de potencia activa para evaluar el rendimiento del relé El concepto de desequilibrio de potencia activa crítica se introduce a partir de estas curvas y se analizan los principales factores que afectan el rendimiento de los relés.

El principio de operación se basa en el desplazamiento de fase de la señal de voltaje que el relé mide en el terminal de la DG en relación con una señal de referencia. Este desplazamiento de fase puede dar ligeros incrementos o disminuir constantemente debido al comportamiento variable de las cargas, ya que es directamente proporcional a una caída de voltaje ocasionada por la corriente demandada por la carga local que fluye desde la DG, sin embargo, la condición de isla ocasiona un cambio en la fase considerable que da el indicativo de isla.

Para comprender mejor el principio de funcionamiento en la figura 3.2 un generador síncrono

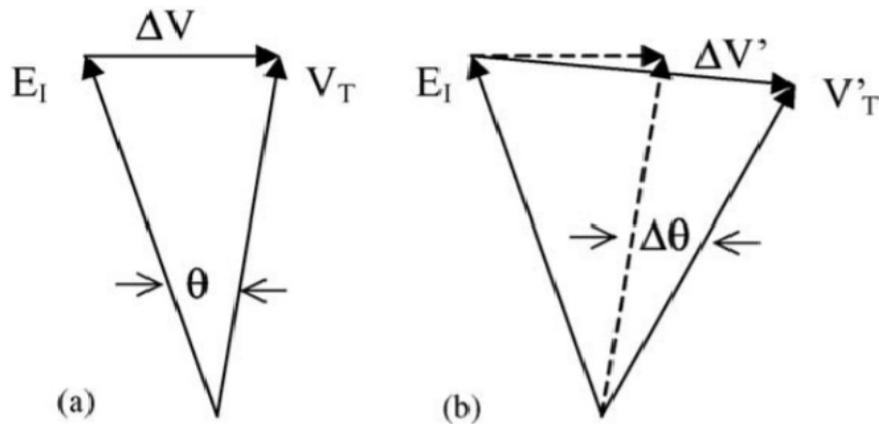


Figura 3.3: Fasores de voltaje interno y en terminales (a) y (b) antes y después de la apertura del interruptor

está operando en paralelo con una red de distribución. Como se puede observar se propicia una caída de voltaje ΔV entre el voltaje en terminales V_T y el voltaje interno del generador E_I debido a la corriente demandada por la carga local desde la DG I_{SG} pasando a través de la reactancia del generador X_d . Esta caída de voltaje ocasiona un desplazamiento de la fase de voltaje entre el voltaje en terminales y el voltaje de referencia, este desplazamiento se puede ver en el diagrama fasorial representado en la figura 3.3(a). Si el interruptor CB abre debido a un disturbio, el sistema compuesto por el generador y la carga quedarán aislados, en ese instante el generador alimenta una carga mayor o menor debido a que el flujo hacia o desde la red se ve abruptamente interrumpido I_{SYS} , consecuentemente la diferencia angular entre V_T y E_I repentinamente es incrementada o decrementada, y el fasor del voltaje en terminales cambia su dirección como se muestra en la figura 3.3(b).

Este fenómeno al ser analizado en el dominio del tiempo, el valor instantáneo del voltaje en terminales brinca a otro valor y la posición de la fase cambia como se observa en la figura 3.4, donde el punto A indica el instante de la pérdida de red y se puede notar que el tiempo de duración de ciclo también cambia. El relevador de desplazamiento del vector de voltaje se basa en este fenómeno.

Los relevadores diseñados para dar protección anti isla basados en este fenómeno monitorean la forma de onda del voltaje en terminales del generador, y realizan mediciones del tiempo de

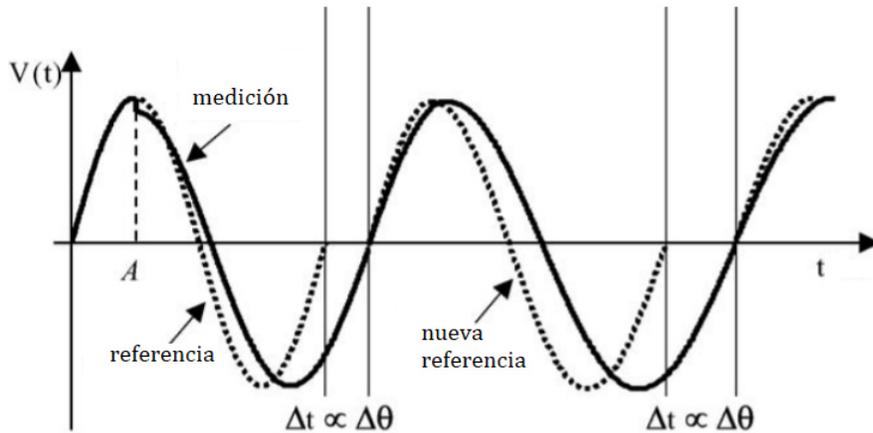


Figura 3.4: Fasores de voltaje interno y en terminales (a) y (b) antes y después de la apertura del interruptor

duración de dos ciclos completos, el tiempo del primer ciclo es la referencia (o ciclo anterior), y el tiempo del segundo ciclo es el valor actual (o ciclo actual) y son comparados. El tiempo de duración de ambos ciclos tendrá que ser el mismo a menos que se presente la situación de isla, en la cuál el tiempo de duración del nuevo ciclo será mayor o menor dependiendo de si existe exceso o déficit de potencia en el sistema aislado. Esta variación de la duración del ciclo resulta en una variación proporcional del ángulo del voltaje en terminales $\Delta\theta$. Este valor final es el parámetro de entrada al relevador VSR. Un valor de ajuste es predeterminado como señal de referencia, si el valor de la medición en cada ciclo excede dicho valor, una señal de disparo es enviada directamente al interruptor de la DG. Usualmente el relevador VSR permite un umbral de ajuste en el rango de 2° a 20° .

El relevador tiene una función de bloqueo por voltaje mínimo, si el voltaje en terminales del generador cae por debajo de un valor de ajuste V_{min} , la señal de disparo del relevador es bloqueada con la finalidad de evitar la actuación del relevador durante otras acciones que puedan confundir las señales con señales de isla como arranque del generador o fallas.

En [53] se presenta una investigación sobre la aplicación de la Generación Eólica en áreas remotas aisladas. Este artículo trata sobre la aplicación de la teoría del balance de potencia en un controlador de voltaje y frecuencia (VFC) para un sistema de generación de energía eólica autónoma utilizando un generador asíncrono aislado (IAG) que alimenta cargas trifásicas de cuatro

hilos.

En áreas remotas, la generación de energía eólica con un generador asíncrono aislado (IAG) es bastante popular debido a su robustez, operación sin mantenimiento y capacidades inherentes de protección contra cortocircuitos. Sin embargo, junto con los beneficios del IAG, existen algunos problemas fundamentales, en su operación para controlar el voltaje y la frecuencia bajo diversas condiciones de carga y la velocidad del primomotor. Siendo el objetivo del documento el desarrollo de un algoritmo de control del voltaje y la frecuencia del sistema que consiste en un convertidor de fuente de voltaje de tres piernas (VSC) con una batería en su bus de dc y un transformador en zig zag en el bus de carga para alimentar cargas trifásicas de cuatro hilos. El VFC propuesto tiene la capacidad del soporte de potencia reactiva para construir el voltaje nominal en terminales. La teoría de equilibrio de potencia se utiliza para generar corrientes de referencia del generador para el control de corriente indirecto de un VSC de tres piernas utilizado como un VFC.

En [38] se propone una técnica híbrida de detección de isla para identificar el evento de isla de manera temprana y precisa en las redes de distribución con generación distribuida instalada.

El método de detección está empleado mediante un proceso de algoritmo genético en dos pasos. Como la fiabilidad del suministro de energía al cliente es de suma importancia, se propone un esquema de tiro de carga basado en prioridad. El esquema de desconexión de carga propuesto arroja solo las cargas vulnerables en la isla para recuperar la estabilidad de frecuencia y voltaje. Mediante los métodos propuestos, se puede obtener una solución integral para la planificación del sistema y las acciones de control de emergencia para un funcionamiento eficaz del sistema con unidades DG. Los métodos propuestos se investigan en los sistemas de distribución estándar IEEE 33 y 69 buses bajo diferentes condiciones de carga. Los resultados obtenidos muestran que los métodos propuestos son capaces de identificar el evento de isla más efectivamente y también recuperar la estabilidad en la isla con menos cantidad de desconexión de carga.

3.2. Implementación de los Esquemas de Detección de Isla RO-COF y VSR

En el diagrama de la figura 3.5, se presenta la operación de un sistema eléctrico con conexión de fuentes renovables (una central eólica) generando potencia en base a un perfil de viento determinado. El sistema principal utilizado es el sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE, y el sistema de generación eólico utilizado es un modelo extraído de la biblioteca de ejemplos realizados de sistemas de potencia en Simulink de Matlab, este consta de 4 turbinas de generador de inducción doblemente alimentado entregando una potencia total a máxima velocidad del viento de 2 MW.

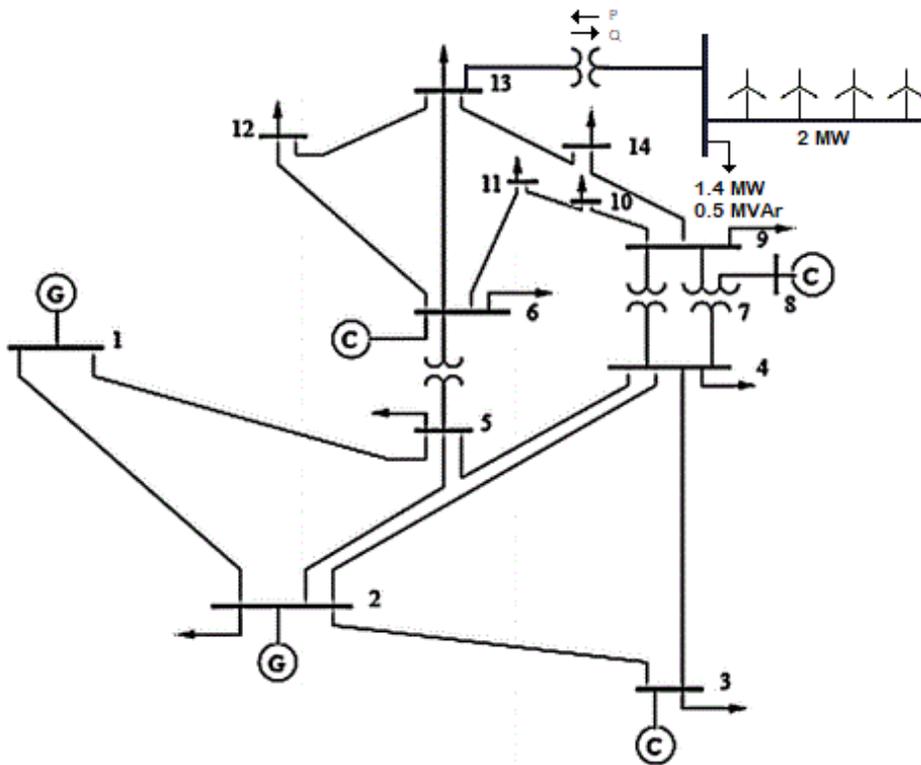


Figura 3.5: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de 14 Nodos IEEE y Central Eólica (2MW)

El sistema de 14 nodos es simulado como se puede ver el esquema montado en Simulink en la figura 3.6. En la simulación primeramente se observan los voltajes nodales, y los flujos de potencia determinados con la herramienta de flujos de potencia para generar las condiciones iniciales

del sistema mostradas en la tabla 3.1. Al mismo tiempo la central eólica trabaja entregando una potencia nominal de aproximadamente 1.6MW por el perfil de viento en el tiempo simulado. Este sistema eólico alimenta una carga local, la cual es ajustada aproximada a la generación con la finalidad de generar distorsión en la señal de la frecuencia al generar la isla.

Tabla 3.1: Condiciones Iniciales Sistema de 14 nodos IEEE

| Bus | V (Magnitud, pu) | V (Angulo, grados) | P (MW) | Q (MVar) |
|-----|------------------|--------------------|--------|----------|
| 1 | 1.06 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 1.045 | -4.98 | 21.7 | 12.7 |
| 3 | 1.01 | -12.72 | 94.2 | 19 |
| 4 | 1.019 | -10.33 | 47.8 | -3.9 |
| 5 | 1.02 | -8.78 | 7.6 | 1.6 |
| 6 | 1.07 | -14.22 | 11.2 | 7.5 |
| 7 | 1.062 | -13.37 | 0 | 0 |
| 8 | 1.09 | -13.36 | 0 | 0 |
| 9 | 1.056 | -14.94 | 29.5 | 16.6 |
| 10 | 1.051 | -15.1 | 9 | 5.8 |
| 11 | 1.057 | -14.79 | 3.5 | 1.8 |
| 12 | 1.055 | -15.07 | 6.1 | 1.6 |
| 13 | 1.05 | -15.16 | 13.5 | 5.8 |
| 14 | 1.036 | -16.04 | 14.9 | 5 |

ROCOF

Los resultados obtenidos se pueden observar en la figura 3.7. El sistema es simulado durante 60 segundos, en el segundo 30 es accionado el interruptor que conecta la micro red con el sistema principal. La señal del fasor de voltaje es enviada como datos de entrada al algoritmo de detección de isla programado en base al esquema ROCOF. El procedimiento empleado por el esquema ROCOF programado es:

1. La señal proveniente de voltaje fasorial es procesada para convertirla en modo continuo.
2. Es estimada la frecuencia de la señal en el tiempo, empleando un algoritmo de estimación de frecuencia que realiza una discretización de la forma de onda de la señal original y hace convolución con dos componentes ortogonales seno y coseno.
3. Una vez estimada la frecuencia, esta a su vez está siendo procesada nuevamente por el al-

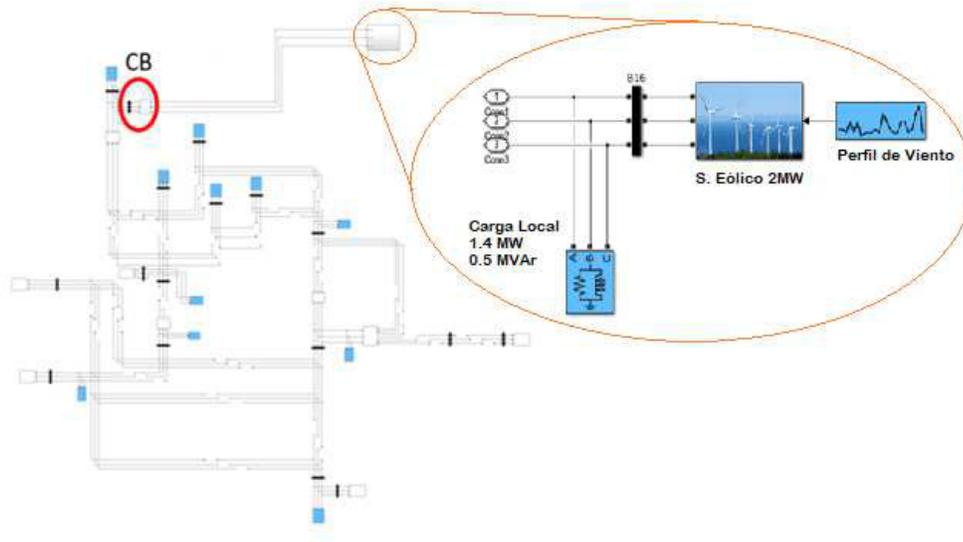


Figura 3.6: Sistema Eléctrico. 14 Nodos IEEE y Central Eólica (2MW)

goritmo ROCOF que calcula el cambio de frecuencia durante cada cinco valores de la señal con la ecuación (3.1).

4. El resultado del procesamiento por el algoritmo determina un valor de velocidad del cambio de la frecuencia, cuando en esta se presenta un disturbio el valor supera un límite de ajuste. Este límite de ajuste es la preparación para el disparo, si la señal es causa de operación en isla la magnitud del voltaje en terminales de la carga tendrá un abatimiento considerable lo cual, es la seguridad empleada y el disparo de los interruptores es enviado instantáneamente. Si el disturbio en la frecuencia es debido a una falla o un arranque de generador la señal de disparo será bloqueada por la verificación de la magnitud del voltaje.

VSR

De igual forma el algoritmo de disparo por desplazamiento del vector de voltaje es programado utilizando las señales del sistema simulado, este algoritmo trabaja con la misma señal de entrada de voltaje. Los resultados de este esquema muestran operación correcta en la figura 3.8. El procedimiento empleado por el esquema VSR es el siguiente:

1. La señal proveniente de voltaje fasorial es procesada para convertirla en modo continuo.

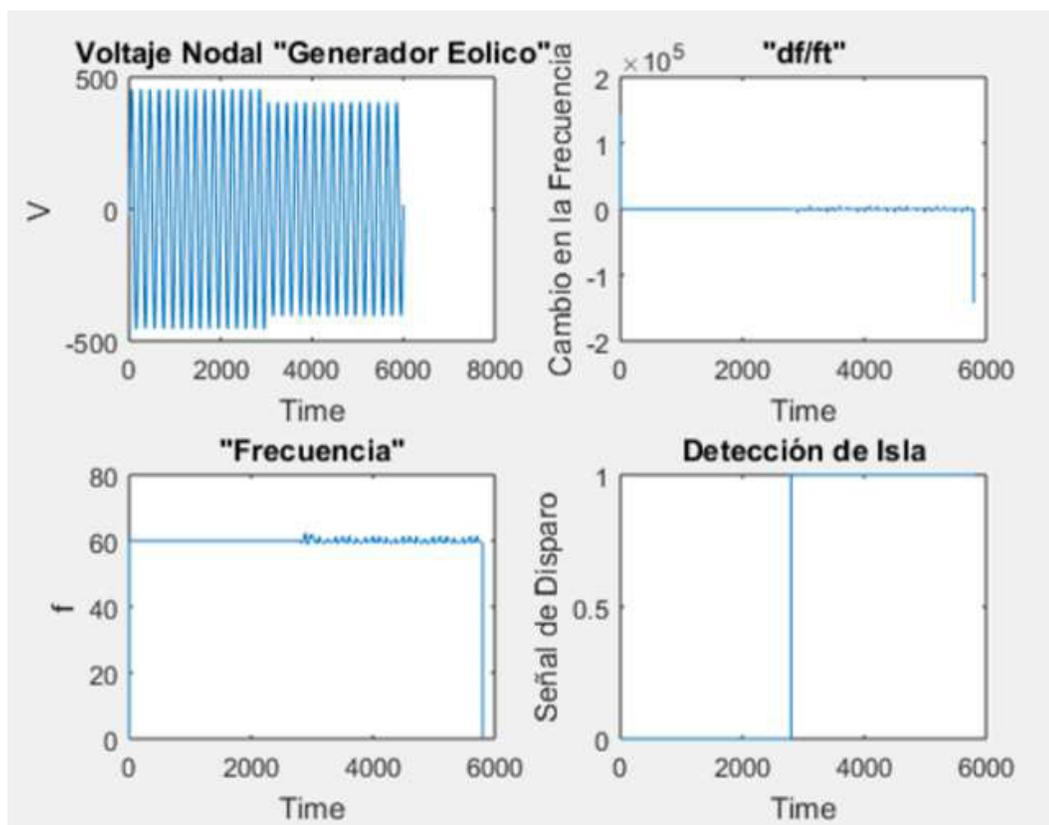


Figura 3.7: Operación del Esquema de Protección Anti Isla VSR

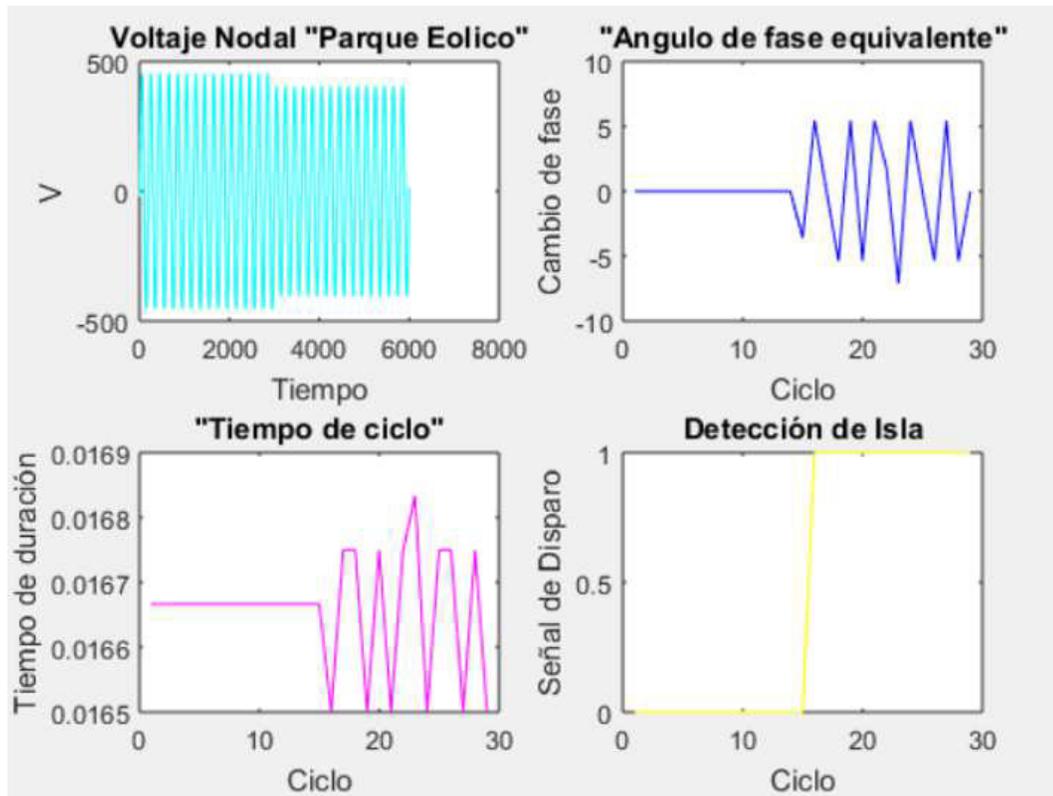


Figura 3.8: Operación del Esquema de Protección Anti Isla ROCOF

2. Es estimado el ángulo de fase de la señal en el tiempo. Para esto el esquema mide el tiempo de duración de cada ciclo de la señal. El tiempo obtenido de cada ciclo es comparado con la duración del ciclo anterior, la diferencia es directamente proporcional a un ángulo de desfase. Este ángulo de desfase es la entrada al relevador que procesa el algoritmo de operación por cambio de vector de voltaje.

3. El ángulo de desfase obtenido es comparado con un valor de ajuste, cuando se presenta un disturbio este valor supera un límite de ajuste. Este límite de ajuste es la preparación para el disparo, si la señal es causa de operación en isla la magnitud del voltaje en terminales de la carga tendrá un cambio considerable, lo cual es la seguridad empleada y el disparo de los interruptores es enviado instantáneamente. Si el disturbio en la fase del voltaje es debido a una falla o un arranque de generador la señal de disparo será bloqueada por la verificación de la magnitud del voltaje.

3.3. Sistemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia

3.3.1. Introducción

La desconexión automática de carga es uno de los controles de emergencia más aplicados en los sistemas eléctricos de potencia, se utiliza para evitar sobrecargas en elementos del sistema causadas por desbalances entre las potencias mecánicas y eléctricas de los generadores, que se reflejan en problemas de operación a baja frecuencia. En menor medida también se ha aplicado a problemas de estabilidad sincrónica y en algunos casos de estabilidad de voltaje.

3.3.2. Objetivo y aplicación de los esquemas de desconexión de carga

Un esquema de desconexión de carga tiene como objetivo principal evitar el colapso general de un sistema después que ha ocurrido un disturbio retirando del sistema una parte de la carga total, el colapso puede presentarse por problemas de frecuencia o de voltaje.

Cuando un sistema opera a frecuencia nominal la potencia mecánica de entrada a cada generador es igual a la potencia eléctrica de salida, cualquier movimiento que cause alteración de este balance causará por consiguiente un cambio en la frecuencia. Ante cambios en la carga la potencia mecánica no cambia instantáneamente debido a la respuesta lenta de la turbina y sus controles [1,2,5,12]. Las masas rotatorias del grupo turbina generador actúan con su energía cinética almacenada para sacarla como energía eléctrica y compensando el desbalance disminuyendo por consiguiente la velocidad, y con ello, la frecuencia. Si se tiene suficiente reserva rodante, la máquina comenzará a retomar su velocidad y la frecuencia regresará a un valor aceptable en pocos segundos, dependiendo de la rapidez para modificar la potencia mecánica; sin embargo, ante un disturbio severo el tiempo necesario para lograr ese balance puede ser muy grande, o la reserva rodante puede no ser suficiente para retomar la estabilidad, por lo que la frecuencia puede presentar un abatimiento considerable, alcanzando valores no permitidos dentro de la banda operativa.

Las principales razones para restringir la operación a baja frecuencia son sobretensiones de los álabes en las turbinas de vapor y el funcionamiento inadecuado de equipo eléctrico fuera de la

banda de operación nominal. La gran mayoría de los aparatos y equipos eléctricos están diseñados para operar a un valor nominal de 50-60 Hz; generalmente, el funcionamiento será inadecuado para frecuencias abajo del 95 % del valor nominal.

Ante desbalances severos la combinación de los efectos mencionados arriba tiene una reacción en cadena, ya que una disminución de la frecuencia puede activar el disparo de unidades, impidiendo con ello la posibilidad de modificar la potencia mecánica. Por otra parte, la potencia mecánica puede no desarrollarse por falta de reserva rodante o bien por requerir una respuesta rápida, tanto del gobernador de velocidad como de la caldera, lo que lleva a una caída rápida de la frecuencia; para detener este abatimiento es necesario desconectar intencionalmente un bloque de carga igual o mayor al desbalance de potencia, ya sea en forma manual o automática.

La frecuencia es un indicador indirecto de una condición de desbalance en el sistema, por lo que generalmente es utilizada para desconectar carga automáticamente, a través de Esquemas de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (UFLS por sus siglas en inglés). Estos esquemas de desconexión de carga pueden ser empleados en sistemas más pequeños para precisamente evitar la desviación de la frecuencia, aplicando el método para predecir este cambio en la frecuencia, se verifica un desbalance de potencia ante una pérdida de generación o ante la generación de una isla eléctrica en sistemas de distribución con generación distribuida teniendo la posibilidad de desconectar carga precisamente cuando la frecuencia comienza a sentir el efecto del desbalance.

3.3.3. Principio de los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia

Idealmente un esquema de desconexión de carga debe detectar rápidamente la deficiencia en generación, determinar el tamaño de la sobrecarga, y desconectar la cantidad de carga requerida para restaurar la frecuencia al valor nominal. Esto es posible realizarlo para algunos eventos preestablecidos en sistemas pequeños, pero es difícil llevarlo a cabo en sistemas grandes. La mayoría de las veces no se conoce la magnitud del desbalance inicial de potencia, por lo que un problema es la estimación del bloque de carga a desconectar. Generalmente se considera conveniente desconectar más carga de la necesaria, si la frecuencia regresa a la banda operativa, la carga puede ser restaurada en bloques sucesivos.

Normalmente los esquemas convencionales desconectan la carga en bloques hasta que la frecuencia se estabiliza, esto lleva al uso de varios grupos de relevadores de baja frecuencia, cada uno controlando un bloque de carga en un valor de ajuste de frecuencia. La primera etapa de relevadores está abajo del rango normal de operación, cuando la frecuencia toca este valor, los relevadores desconectan un porcentaje de carga, si el porcentaje de carga desconectado es suficiente, la caída de la frecuencia se detendrá, iniciando una recuperación; si no es suficiente aún, la frecuencia únicamente disminuirá la caída abrupta pero continuará cayendo con una pendiente menor hasta alcanzar la segunda etapa de relevadores donde el segundo bloque es desconectado; este proceso continúa hasta que se retoma el equilibrio o hasta que todos los relevadores hayan operado. Otro método empleado por un esquema distinto utiliza un mismo valor de frecuencia de ajuste para todos los relevadores y las etapas de desconexión son hechas con diferentes tiempos de operación.

Para el análisis del comportamiento de la frecuencia básicamente se utiliza el modelo de la parte mecánica del generador, el cual muestra cómo puede mantenerse constante la frecuencia o responder directamente a un desequilibrio entre la potencia mecánica de entrada al generador y la potencia eléctrica demandada en sus terminales. La constante de inercia es la respuesta de oposición al cambio en la frecuencia [54].

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H} \quad (3.2)$$

3.4. Control de Potencia Generada mediante el Angulo de Paso de las Palas

Los generadores eólicos están diseñados para producir potencia eléctrica de manera eficiente, son diseñados para rendir al máximo generalmente a velocidades de entre 9 y 15 m/s, rango de las velocidades del viento más comunes. Cuando la velocidad del viento supera el máximo para el que son diseñados, es necesario desperdiciar la energía sobrante del viento para evitar daños en el aerogenerador. Para lograr este comportamiento, todos los aerogeneradores están diseñados

con una protección que controla el ángulo de paso de las palas en la turbina y por consecuencia la potencia generada está controlada. El controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada que normalmente se ve reflejada en la velocidad del rotor, figura 3.9. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo, [55].

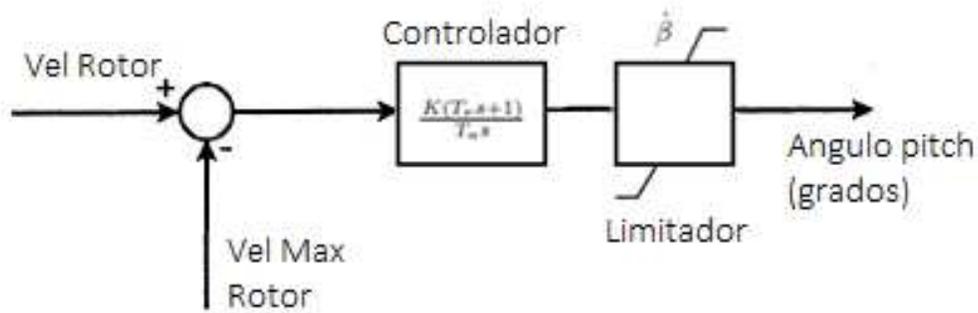


Figura 3.9: Diagrama de control del ángulo de paso

De esta manera, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

La cantidad de potencia entregada por una turbina depende directamente de la velocidad del viento y del ángulo de paso de las palas. En la figura 3.10 se muestra la simulación de la potencia mecánica extraída de una turbina eólica. Con la finalidad de observar la reducción de la potencia extraída con el aumento del ángulo de paso es llevada a cabo una simulación de un modelo algebraico para obtener la potencia mecánica a través de la velocidad del viento variando el ángulo de paso de las palas de la turbina.

Son establecidos los siguientes parámetros:

- Velocidad del viento fija de 11m/s.

- Variación del ángulo de paso de 0 a 25 grados como máximo [47].
- Velocidad del rotor fija de 2.5 rev/s.
- radio de las palas de la turbina de 33m [43].

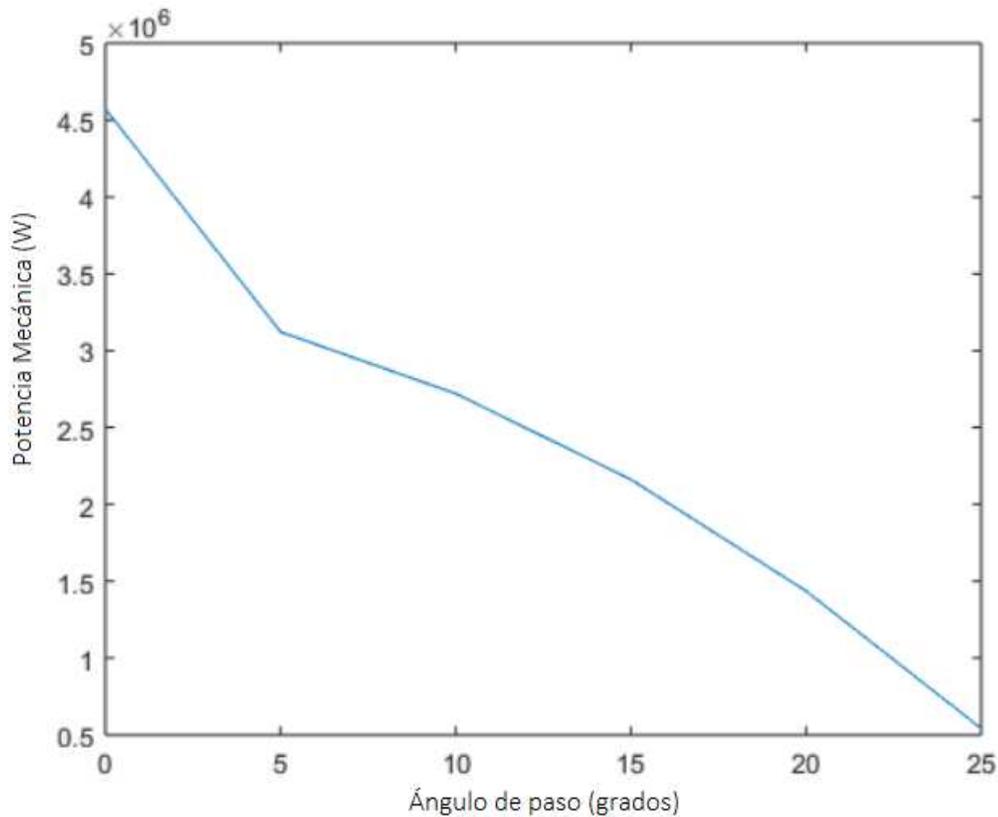


Figura 3.10: Potencia mecánica extraída de una turbina eólica variando el ángulo β

3.4.1. Aplicación del Control de Frecuencia mediante el Control de Potencia Generada

Para proporcionar soporte de frecuencia desde una unidad de generación, la potencia entregada debe aumentar o disminuir a medida que cambia la frecuencia del sistema. Para responder a una baja frecuencia de red, es necesario descargar el aerogenerador dejando un margen de reserva para aumentar la potencia de salida cuando sea requerida. Una turbina eólica de velocidad fija

puede ser descargada si el ángulo de inclinación de las palas se controla de forma que una fracción de la potencia que podría extraerse del viento se pierda. Una turbina eólica de velocidad variable, además de esto, puede ser descargada al operarla lejos de la curva máxima de extracción de potencia, dejando así un margen para el control de frecuencia, [43]. Esta técnica es más comúnmente conocida como inercia sintética, que puede dar a una central eólica la capacidad de responder con aportación de potencia extra ante una caída en la frecuencia, sin embargo, esta técnica significa el desaprovechamiento de mucha energía presente en el viento.

Esta técnica en términos generales es empleada para disminuir la potencia generada girando el ángulo de paso de las palas. El objetivo principal es proteger el aerogenerador de altas velocidades del viento, o para mantener una reserva de potencia extra, manteniendo un ángulo que no recibe toda la fuerza del viento y se coloca en la orientación de máxima extracción de potencia cuando los controles indican demanda de potencia extra por el sistema. Sin embargo, este control de generación en los aerogeneradores se puede emplear para lograr una acción de recuperación de la frecuencia en casos de emergencia. Cuando un sistema es independiente o está aislado, alimentado por fuentes no convencionales, las acciones de emergencia corresponden también a casos de sobrefrecuencia, donde el control de potencia generada con el ángulo de las palas permite la opción de reducir la potencia de salida y retomar el equilibrio de potencia cuando la generación es mayor que la demanda. Esta técnica podría ofrecer un margen de recuperación de estabilidad en la frecuencia cuando la demanda es menor a la generación en un sistema aislado no intencionalmente.

En el diagrama unifilar de la figura 3.11 se muestra un sistema de potencia de prueba que es simulado para observar la respuesta del mecanismo de reducción de potencia de un aerogenerador ante un caso de sobre frecuencia. Los parámetros del sistema simulado son:

- Generador eólico compuesto por una turbina eólica accionando un generador de inducción de 275 kVA a 480 V.
- Red principal compuesta por una fuente convencional de voltaje de 1 MVA, 13.8 kV.
- Una carga local de potencia menor a la generada por el sistema eólico, 189 kW.

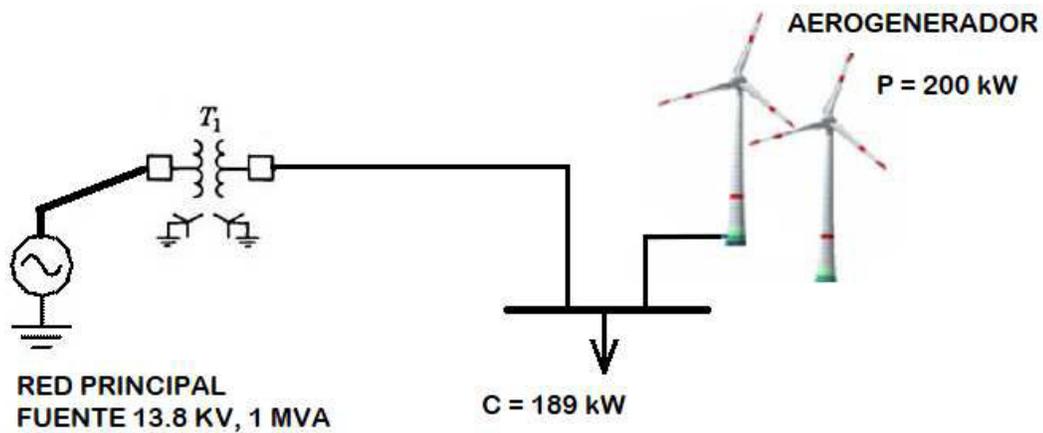


Figura 3.11: Respuesta a la reducción de potencia por una turbina eólica β

El sistema es simulado generando las condiciones iniciales, en seguida el sistema arranca en ese estado inicial estable y el interruptor es programado para separar los sistemas generando de esta manera una isla eléctrica. Las señales del sistema son procesadas por el algoritmo de detección de isla eléctrica, y es obtenida la cantidad de potencia que debe ser reducida por el aerogenerador. La señal es equivalente en un ángulo de giro de las paletas de la turbina.

La respuesta del sistema, figura 3.12 permite observar como la desviación de la frecuencia es frenada cuando la señal del nuevo ángulo de las palas es ejecutado. La respuesta en un sistema real es lenta debido a los mecanismos necesarios en la turbina tomando en cuenta el tiempo de ejecución del algoritmo que implica detección de isla y estimación de potencia a reducir y ángulo equivalente, sin embargo, la respuesta es satisfactoria en la simulación mostrando la reducción de la potencia necesaria y manteniendo la frecuencia cercana al valor nominal segundos después de la formación de isla.

3.5. Conclusiones

- Estos dos enfoques pasivos, ROCOF y Relé de Desplazamiento de Vector o Fasor de Voltaje VSR han sido implementados como un relé práctico, los parámetros de entrada para estos métodos y los fenómenos que permiten aplicar sus principios son indicativos reales y fiables que permiten que la implementación de estas técnicas resulte efectiva.

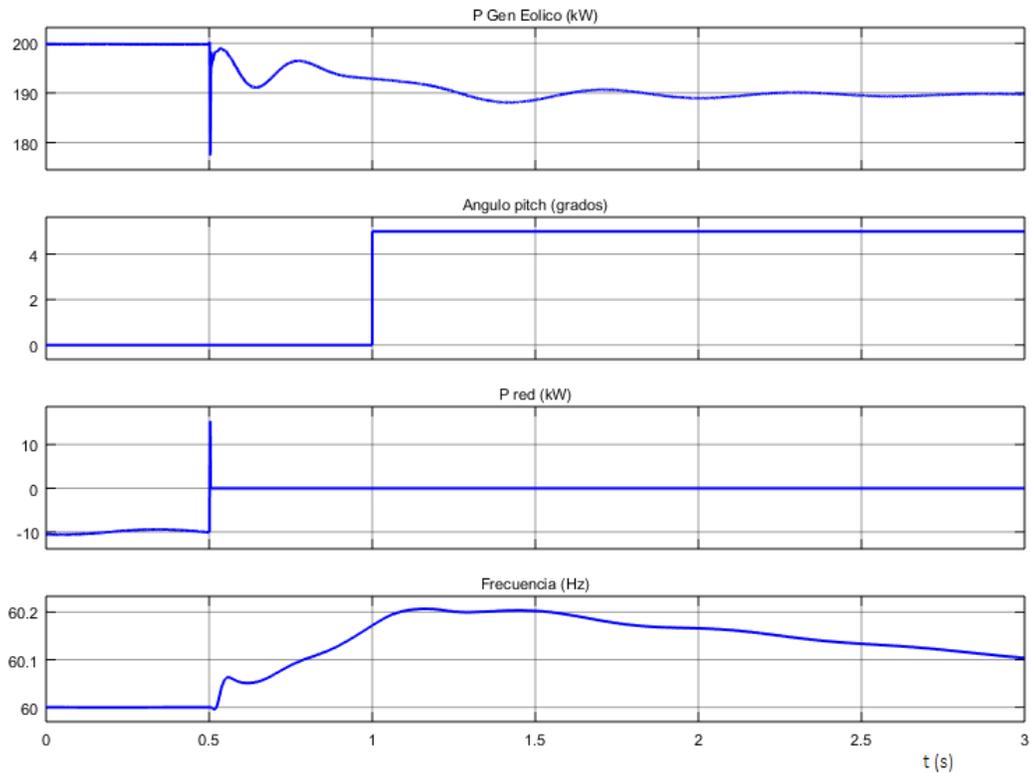


Figura 3.12: Respuesta a la reducción de potencia por una turbina eólica β

- Estas técnicas de protección anti isla implementadas en este capítulo están aplicadas en los sistemas eléctricos para detectar la operación en isla y desconectar los generadores que alimentan las cargas en la isla para evitar los problemas antes mencionados, pero no existen alternativas para librar los problemas de la isla y no perder la potencia.
- Este reto implica mantener la calidad de la energía de suministro en la isla, tomar acciones preventivas para evitar daños al sistema y de esta manera mantener la isla en operación, evitar numerosas pérdidas por la desconexión de la potencia.
- Los esquemas pretendidos de desconexión de carga en un sistema eléctrico y reducción de potencia entregada por un aerogenerador para continuar operando un sistema aún sin la conexión a la red pública muestran resultados positivos en los análisis y las pruebas realizadas en el presente capítulo. El desarrollo de los esquemas de detección y operación en isla con sistemas más completos serán desarrolladas en los capítulos siguientes.

Capítulo 4

Esquema de Detección y Salvamiento de Isla Eléctrica

4.1. Respuesta de la frecuencia en un Sistema de Potencia

Seguidamente de la pérdida de una unidad de generación, la frecuencia de un sistema de potencia tiende a caer debido al desbalance entre demanda y generación, la inercia de las unidades giratorias síncronas que sostienen el sistema se oponen enseguida a esta caída causando un freno y evitando que la caída sea abrupta. En seguida los controles de velocidad de los gobernadores actúan para controlar la frecuencia incrementando la potencia de las unidades generadoras disponibles o designadas para esta acción de emergencia hasta que el balance de potencias sea retomado y la frecuencia vuelva a su valor nominal. Si este proceso de autocontrol en un sistema de potencia falla o es insuficiente, la acción siguiente es la actuación de las protecciones de tiro de carga por baja frecuencia para evitar el colapso del sistema.

Las fuentes de generación variables en general no son capaces de dar esa respuesta natural de inercia o respuesta de regulación de frecuencia. En general y hasta la actualidad se ha afirmado por diversos estudios [56], que la respuesta para el control de la frecuencia tiende a disminuir con la creciente penetración de estas fuentes en los sistemas eléctricos. Con mayor certeza se esperaría que un sistema aislado alimentado en base a fuentes variables como plantas eólicas y fotovoltaicas

sea incapaz de mantener la estabilidad de la frecuencia. Esta razón es suficiente para evitar la formación de islas eléctricas en sistemas de distribución con fuentes de este tipo interconectadas y es por lo que las protecciones actúan para desconectar la DG inmediatamente después de la pérdida de la conexión a la red principal. La probabilidad de una reconexión fuera de sincronismo entre el sistema aislado y la red principal es una razón más para apagar el subsistema aislado y facilitar la reconexión una vez que el sistema principal esté disponible nuevamente.

La generación de una isla eléctrica es una situación en la cual un sistema o una parte del sistema de distribución llega a ser eléctricamente aislado del resto del sistema de potencia, pero continúa siendo energizado por la DG conectada a él. La generación presente en este subsistema aislado no tiene respuesta inercial ni un control de regulación de frecuencia debido a la natural falta de reserva. El equilibrio exacto entre demanda y generación es el objetivo del control de la frecuencia, sin embargo, un sistema aislado es un sistema pequeño y existe la posibilidad de tener mediciones en el punto de interconexión a la red principal, así como de la potencia de salida en terminales de la DG. Un balance de potencias en el subsistema aislado puede ser retomado en seguida de la desconexión si se monitorea constantemente la potencia de flujo en el punto de conexión común de acoplamiento a la red (PCC) y la potencia entregada por la DG presente en la isla, figura 4.1.

4.2. Planteamiento del Problema

Para aplicar el algoritmo de salvamiento de la isla se plantea dos escenarios generales:

- Faltante de potencia de generación en la isla (caída de la frecuencia)
- Sobrante de potencia de generación en la isla (elevación de la frecuencia)

Los métodos convencionales de detección de isla optan por desconectar los generadores y mantener apagada la zona aislada hasta que la reconexión a la red principal sea posible. Para mantener la isla energizada y funcionando en condiciones operativas aceptables al perder conexión con la red, se ha estudiado que el elemento más importante en controlar es la frecuencia, ya que esta comienza a moverse de su valor nominal, seguidamente de la isla, esto debido a que se genera un

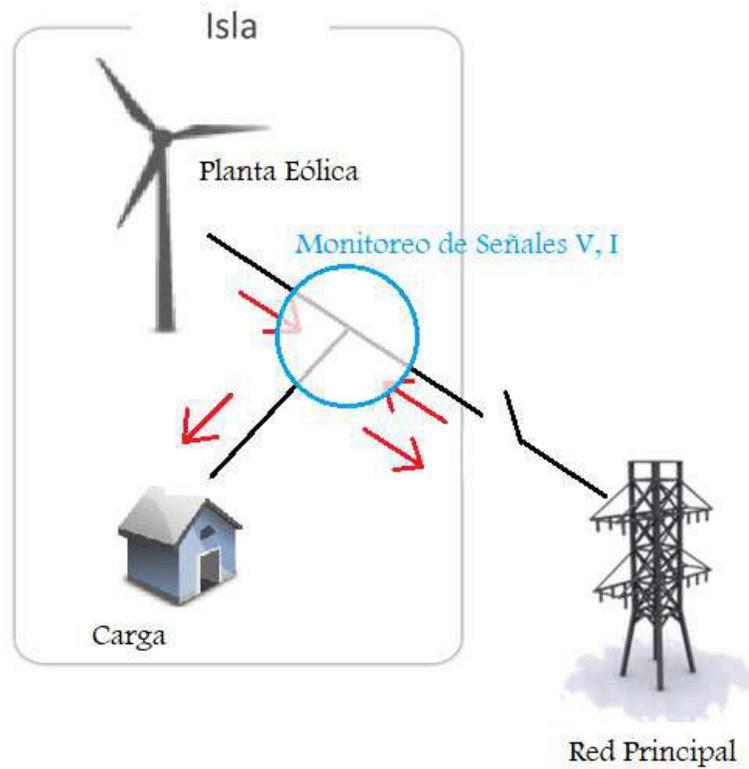


Figura 4.1: Monitoreo de Potencias en la DG, en PCC y Cargas

desequilibrio de generación-carga en todos los casos. Para lograr la condición planteada es necesario mantener los generadores trabajando aun después del disturbio. Se establecerá un algoritmo que monitorea la potencia de flujo en el punto de conexión a la red y toma decisiones cuando otro algoritmo más (algoritmo de detección de isla en base a frecuencia ROCOF) detecta pérdida de conexión a la red principal. Estos algoritmos trabajan en conjunto para: 1. Detectar la isla y 2. Calcular las soluciones que se basan en los algoritmos de tiro de carga por baja frecuencia para el primer caso y en el método de control de generación por ángulo de paletas en las turbinas de los generadores para el segundo caso.

4.3. Formulación

4.3.1. Respuesta de la frecuencia en sistemas aislados con DG

Cuando una parte del sistema eléctrico es aislado, la única alternativa existente para mantener las condiciones operativas en rangos aceptables ante la ausencia de respuesta inercial y controles automáticos, es ajustar la carga del sistema al nivel de generación máximo que se pueda demandar de los generadores, o en el caso contrario ajustar el valor de la potencia generada al nivel máximo de demanda en ese instante. Este método descrito en términos eléctricos consiste en tirar carga o disminuir generación según sea el caso. Este método es una alternativa rústica que permite dar un equilibrio aproximado para poder salvar la isla hasta por un par de minutos y esperar una posible reconexión. Las estrategias que permiten dar este equilibrio están basadas en las técnicas de los relevadores de protección de sistemas eléctricos ante posibilidad de inestabilidad de frecuencia y ángulo mediante el tiro de carga por baja frecuencia y mediante el control empleado en las palas de las turbinas en los aerogeneradores para (1) retomar un equilibrio aproximado desconectando la carga sobrante en el subsistema y (2) reducir en la medida de lo posible la potencia generada por las aeroturbinas de la central eólica disminuyendo la velocidad de giro de la turbina, respectivamente.

4.3.2. Esquema de Tiro de Carga por Baja Frecuencia

En esta sección se presenta el concepto básico para la implementación de un esquema de tiro de carga por baja frecuencia en un sistema de potencia considerando la razón de cambio de la misma, por una pérdida de potencia de generación considerable. Seguidamente el concepto es aplicado a sistemas aislados, donde la potencia de alimentación es insuficiente para abastecer la carga local presente en la isla después de la pérdida de conexión a la red principal. El concepto del método por aplicar propone estimar el desbalance inicial de potencia de manera de determinar los cortes de carga necesarios para controlar la frecuencia y evitar una desconexión total y pérdida de la isla.

La idea básica para estimar el corte de carga en los sistemas de potencia es utilizando la deriva-

da de la frecuencia (df/dt), partiendo de la ecuación general del comportamiento de la frecuencia presentada en el capítulo 3, ecuación (3.2). El concepto se basa en que para una pérdida de generación el comportamiento inicial de la frecuencia sólo depende de la inercia del sistema y de la magnitud del desbalance, ya que la potencia mecánica tarda algunos segundos en manifestarse. Además, en algunos casos es posible no exista reserva, por lo que no habrá cambios en la potencia mecánica para contrarrestar el disturbio. Se parte de la siguiente ecuación linealizada:

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_{mec} - \Delta P_{error} - D\Delta f \quad (4.1)$$

La ecuación anterior puede ser denominada principio de equilibrio de potencias, en ella se describe que la frecuencia del sistema experimentará cambio siempre que el desbalance este oscilando constantemente cerca del valor cero. Cuando se presente un cambio abrupto en la carga o en la potencia de generación, el cambio en la frecuencia será muy considerable. Despreciando el incremento de la potencia mecánica ya que no se cuenta con reserva y despejando la magnitud del desbalance inicial de potencia (ΔP_{error}), se obtiene la ecuación que permite estimar la cantidad de carga a cortar.

$$\Delta P_{error} = -2H \frac{d\Delta f}{dt} - D\Delta f \quad (4.2)$$

Esta determinación de la cantidad de carga a desconectar es aproximada, existen errores en la estimación debido a que los valores de la inercia del sistema y del coeficiente de amortiguamiento están cambiando constantemente. Tomando en cuenta este fenómeno, el valor estimado será igual al desbalance inicial más un error, tal como se indica en la ecuación (4.3).

$$\Delta P_{error} = -2H_s \frac{d\Delta f}{dt} - D_s \Delta f \quad (4.3)$$

Este concepto es básico en los esquemas tradicionales de cálculo de tiro de carga por baja frecuencia y es efectivo en sistemas sostenidos por grupos de generación sincronizados y con capacidad de regulación y reserva de potencia disponible.

Este concepto de tiro de carga es utilizado para aplicarse a sistemas con generación distribui-

da, qué por cuestiones no deseadas en los sistemas de distribución, llegan a ser eléctricamente aislados del resto del sistema. Por consiguiente, las plantas generadoras que suministran la potencia demandada en estos sistemas aislados son únicamente la generación distribuida. Una de las principales fuentes de energía renovables es el viento, las turbinas se instalan para reemplazar la generación convencional existente o aumentar las capacidades de generación en general. Como se puede suponer y tal como se describe en la ecuación (4.1) en el momento en que este sistema está aislado el equilibrio de potencia y carga se pierde. Este pequeño sistema aislado desde luego no responde de la misma manera que lo hace un gran sistema de potencia con generadores coordinados sincrónicamente, sin embargo, el principio del comportamiento de la frecuencia es utilizado, ya que la respuesta natural de la frecuencia es la misma y se tienen aspectos importantes a considerar. 1. En un sistema donde la única fuente de alimentación es generación distribuida, la inercia es despreciable, no existe potencia de reserva para atender la falta de potencia, por lo que no habrá respuesta instantánea al cambio de potencia eléctrica generada. 2. No habrá respuesta secundaria por acción del gobernador. En la actualidad los avances en las tecnologías implementadas en los aerogeneradores permiten incrementar la potencia generada empleando técnicas de extracción de energía extra proveniente de la energía rodante de la turbina eólica misma que puede contribuir con un aporte casi despreciable comparado con la respuesta de las grandes centrales generadoras presentes. Sin embargo, y más complicado aún, esta respuesta no podría regular la frecuencia en un sistema siendo la central eólica la única fuente de alimentación en un subsistema aislado.

El método propuesto basa el principio de equilibrio de potencias y la acción tomada no es esperar una respuesta de los generadores, si no equilibrar la potencia desconectando la carga sobrante.

Esquema de Corte de Carga Básico

El objetivo de un esquema de corte de carga por baja frecuencia es lograr que la frecuencia regrese a la condición de pre disturbio o a una banda operativa de estado estable, si el corte de carga es igual a la pérdida de generación se logrará el objetivo anterior, por lo que el esquema tratará de estimar la pérdida de generación y realizar cortes de carga aproximados al valor estimado. Este

valor se puede obtener de la ecuación (4.3), si los datos de la constante de inercia y de la constante de amortiguamiento son aproximados.

H_s es la constante de inercia en la condición de operación estudiada, de acuerdo con las unidades generadoras conectadas al SEP, D_s es la constante de amortiguamiento para esa condición de carga, ambas se suponen conocidas.

La pérdida de generación es una perturbación que implica una pérdida de inercia, al utilizar el valor de la inercia disponible en la ecuación (4.3), el valor del desbalance de potencia estimado tendrá un error, por lo que es necesario estimar la inercia del sistema una vez ocurrido el disturbio.

Para cumplir con el esquema de corte de carga por baja frecuencia los métodos tradicionalmente proponen un esquema desde tres hasta cinco pasos de corte de carga. De [54], un esquema de corte de carga de tres pasos es presentado.

- Primer corte de carga. Los objetivos de este primer corte son detener la caída rápida de la frecuencia, estimar pérdida de generación e inercia del sistema y determinar el requerimiento total de corte de carga. La magnitud del primer corte se estima con la ecuación (4.3), en el caso de usar un valor de inercia superior a la que se tiene en la condición de disturbio, el valor calculado en será mayor que la magnitud de la pérdida de generación, para evitar un posible sobretiro de carga debido a este error, se propone cortar un 50% del valor estimado. Como la carga disponible está en bloques, es probable que no se tenga la magnitud del corte deseado, teniendo las alternativas de cortar el valor de carga inmediatamente superior o inferior.

El criterio para activar este corte es que la frecuencia alcance un nivel de ajuste, el cual deberá estar por debajo del límite inferior del rango de operación en estado estable, tal como lo indica la figura

- Segundo corte de carga. Una vez que se realiza el primer corte, se estima un nuevo valor de inercia H_{est} , en base a la cual se vuelve a calcular la pérdida de generación. El objetivo del segundo corte es llevar la derivada de la frecuencia a un valor cercano a cero, cumpliendo con (4.4).

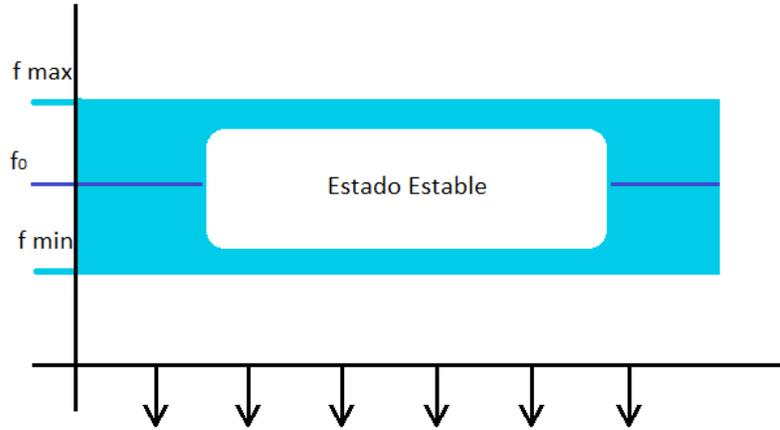


Figura 4.2: Nivel de ajuste del primer corte de carga

$$-\epsilon \leq \frac{d\Delta f}{dt} \leq \epsilon \quad (4.4)$$

La magnitud del segundo corte está determinada por la ecuación

$$\Delta P_2 = -2 \frac{d\Delta f^m}{dt} H_{est} \quad (4.5)$$

- Tercer corte de carga. El objetivo de este corte es regresar la frecuencia a valores dentro de la banda operativa de estado estable. La magnitud de corte de carga que garantiza regresar la frecuencia al valor de predisturbio se indica en (4.6).

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n \quad (4.6)$$

Con los dos cortes anteriores el nuevo requerimiento de corte esta dado por (4.7)

$$\Delta P_3 = \Delta P_{Total} - \Delta P_1 - \Delta P_2 \quad (4.7)$$

En función de los valores, la frecuencia y la derivada de la frecuencia después del segundo corte, y H_{est} , la magnitud del tercer corte está dada por (4.3).

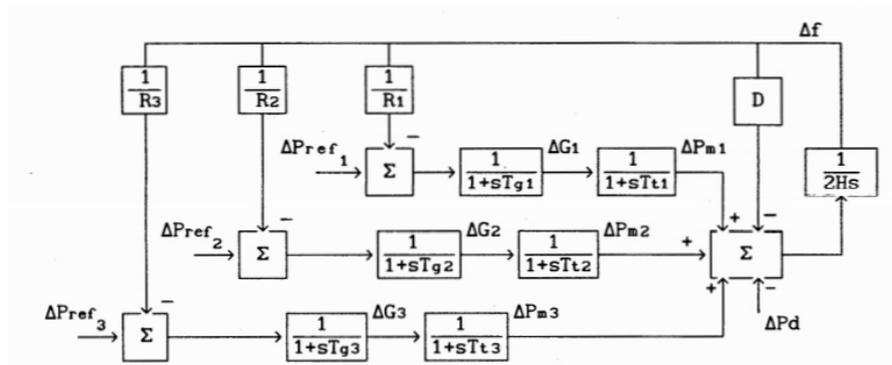


Figura 4.3: representación del sistema de potencia (3 unidades térmicas)

Respuesta de la frecuencia por la pérdida de generación y corte de carga en un sistema coherente de tres unidades térmicas

Para demostrar el comportamiento de la frecuencia ante una pérdida de generación en un sistema de potencia, y la respuesta posterior al realizar los cortes de carga obtenidos, se utilizan los datos del ejemplo en ([54],CAP 5.3.4), los datos del sistema se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Datos del sistema para análisis de corte de carga por baja frecuencia

| P (MW) | H(s) | Pérdida (MW) | Corte 1,2 y 3 (MW) | Tiempo de corte (s) |
|--------|------|--------------|--------------------|---------------------|
| 4500 | 5 | 1470 | 1102, 327, 9 | 0.8, 1.1, 1.7 |

El sistema utilizado se muestra en la figura 4.3. Es un sistema coherente de tres máquinas modeladas por sus ecuaciones diferenciales incrementales de los grupos turbina generador. La capacidad total instalada es de 5000 MW, cada grupo tiene características distintas. se analizó el comportamiento de la frecuencia ante la salida de una de las unidades de generación. Los datos de las unidades dados en por unidad usando como potencia base la capacidad total de 5000MW, se muestran en la tabla 4.2.

El diagrama de bloques de la figura 4.3 es la representación del sistema en el dominio de Laplace, donde Δf representa la dinámica de la frecuencia del sistema. Cada unidad tiene una representación individual para la producción de la potencia mecánica. El sistema corresponde a un sistema coherente donde un disturbio se reparte en las tres máquinas causando aceleraciones individuales. Las potencias de referencia de entrada a cada máquina son constantes con valor cero,

Tabla 4.2: Datos de las unidades de generación

| Capacidades (MW) | Generación (MW) | Reserva (MW) |
|-----------------------------|---------------------------|----------------|
| Grupo 1 1600 | 1470 | 130 (0.026 pu) |
| Grupo 2 1700 | 1515 | 185 (0.037 pu) |
| Grupo 3 1700 | 1515 | 185 (0.037 pu) |
| Respuesta de las unidades | | |
| H1 = 10GW/s = 2.0s | R1 = 0.0012Hz/MW = 0.1pu | Tg1+Tt1 = 1s |
| H2 = 7.5GW/s = 1.5s | R2 = 0.0018Hz/MW = 0.15pu | Tg2+Tt2 = 1.5s |
| H3 = 7.5GW/s = 1.5s | R3 = 0.0018Hz/MW = 0.15pu | Tg3+Tt3 = 0.5s |
| Amortiguamiento de la carga | | |
| D = 70MW/Hz = 1.2475pu | | |

es decir, la respuesta del sistema se hará visible cuando se aplique un disturbio, representado por la constante ΔPd . En este casillero será aplicado el disturbio aplicado en por unidad tomando como base la potencia instalada. Así al aplicar el disturbio de la salida de la máquina que entrega 1470MW, el valor de ΔPd es:

$$\Delta Pd = 1470MW = 1470MW/5000MW = 0.294pu$$

El sistema utilizado se llevó a cabo en Simulink de Matlab. El disturbio obtenido anteriormente de un incremento de carga de 0.294pu es aplicado, al mismo tiempo que es amarrada la maquina 1 dándole valor infinito a su constante de regulación. Este par de acciones corresponden a una pérdida de generación equivalente a la potencia entregada por esa unidad, simulando que la máquina salió de servicio. Los valores de los cortes de carga estimados son programados en la simulación a los tiempos determinados en el ejemplo. Los resultados del comportamiento de la frecuencia se pueden observar en la figura 4.4.

4.3.3. Esquema de Corte de Carga en Isla Eléctrica por Baja Frecuencia

El esquema de tiro de carga por baja frecuencia en redes aisladas se basa en los conceptos empleados en los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia tradicionales, empleados en grandes sistemas de potencia donde un gran disturbio requiere de la desconexión de carga para lograr la estabilidad de frecuencia. Sin embargo para ser aplicado en redes aisladas no necesariamen-

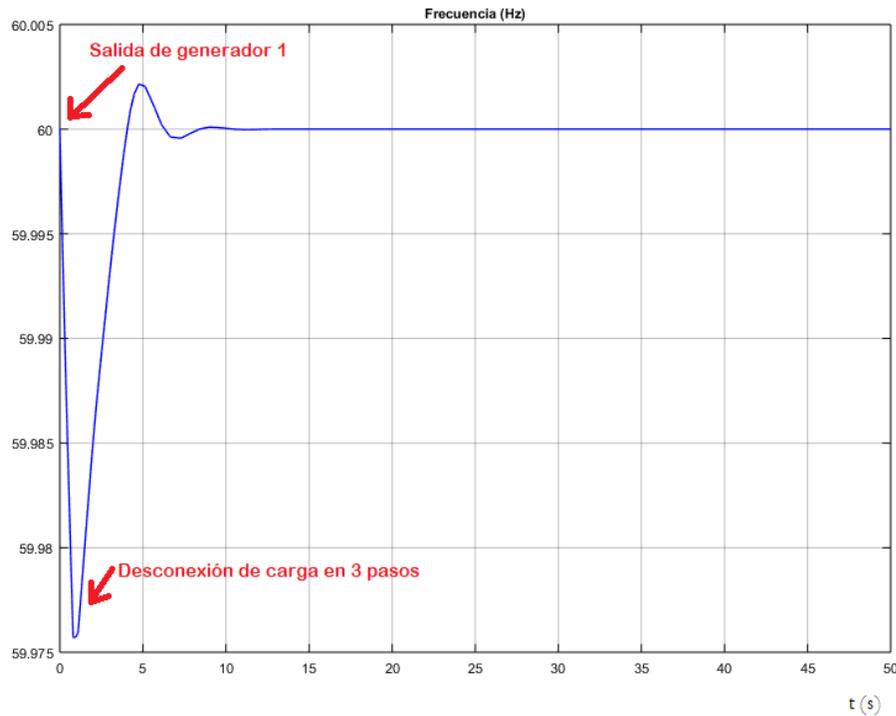


Figura 4.4: Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de tiro de carga en una pérdida de generación

te tiene que seguirse la metodología exacta, ya que este subsistema es mucho más pequeño. El concepto es tomado partiendo de la premisa de que para lograr la estabilidad de la frecuencia, las potencias de generación y carga deben tener un equilibrio. Cuando el subsistema llega a ser aislado eléctricamente del resto del sistema este equilibrio de potencias en todos los casos se pierde y es necesario tomar acciones para lograr un re equilibrio, frenar la desviación de la frecuencia y regresarla a su valor nominal. Partiendo de la lógica indicada en la ecuación (4.4) el valor de potencia demandada por la carga conectada en el sistema previamente a ser aislado está dado por la ecuación de balance de potencias (4.8).

$$P_C = P_{GE} + P_{Red} \quad (4.8)$$

La ecuación anterior muestra que la potencia consumida está siendo abastecida por la central eólica y la diferencia está siendo suministrada por la red principal. De esta manera una vez que se pierde la conexión a la red principal, el error de potencia corresponde a el monto previo suminis-

trado por la red, como se indica en (4.9)

$$P_{Error} = P_{Red} \quad (4.9)$$

4.3.4. Esquema de Reducción de Potencia Generada en Isla Eléctrica por alta Frecuencia

Una turbina eólica puede disminuir su potencia entregada si el ángulo de inclinación de las palas se controla de forma que una fracción de la potencia que podría extraerse del viento se pierda. Esta técnica en términos generales es empleada para disminuir la potencia generada girando el ángulo de paso de las palas. El objetivo principal es proteger el aerogenerador de altas velocidades del viento, o para mantener una reserva de potencia manteniendo un ángulo para no recibir toda la fuerza del viento. Sin embargo, este control de generación en los aerogeneradores se puede emplear para lograr una acción de recuperación de la frecuencia en casos de emergencia.

Cuando un sistema es independiente o está aislado, alimentado por fuentes no convencionales, las acciones de emergencia corresponden no solo a casos de baja frecuencia por pérdida de suministro de potencia desde la red pública principal, sino que también existe la posibilidad de casos de sobrefrecuencia, donde el control de potencia generada con el ángulo de las palas permite la opción de reducir la potencia de salida y retomar el equilibrio de potencia cuando la generación es mayor que la demanda. Esta técnica podría ofrecer un margen de recuperación de estabilidad en la frecuencia cuando la demanda es menor a la generación en un sistema aislado no intencionalmente.

El control de la potencia generada por un aerogenerador de velocidad fija basa su principio en la cantidad de potencia mecánica que puede extraer una turbina. El viento que pasa por las palas genera una fuerza de empuje y por lo tanto se ejerce una fuerza de giro, en otras palabras una turbina eólica extrae energía cinética del área barrida de las palas, figura 4.5.

La potencia transferida a el eje de la turbina está determinada por la velocidad del viento, la velocidad rotacional del generador y el ángulo de las palas β , fig4.6.

La potencia mecánica extraída del viento esta dada por 4.10.

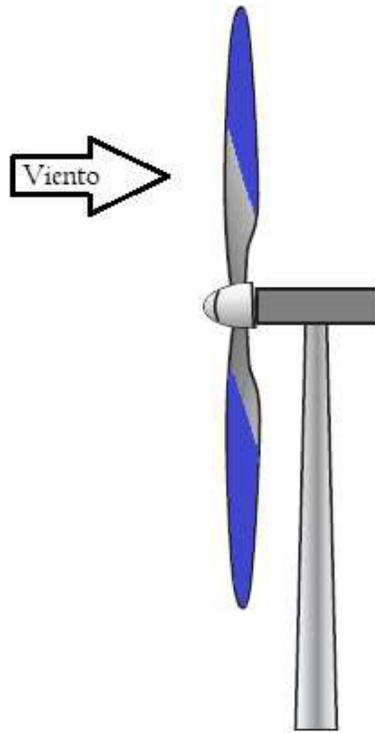


Figura 4.5: Impacto del viento en la turbina

$$P_m = C_p P_{aire} = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A V_v^3 \right) \quad (4.10)$$

donde:

ρ : densidad del aire (kg/m^3)

A: Área de sección transversal de la turbina

V_v : Velocidad del viento

El coeficiente de potencia es función del ángulo de paso de las palas β , este determina la fracción de potencia extraída de la potencia disponible en el viento, una turbina no puede extraer más del 59% de la potencia total disponible, este límite teórico del coeficiente de potencia es conocido como el límite de betz. En base a esto la potencia mecánica que la turbina entrega al rotor del generador puede ser controlada con el valor ajustado de este coeficiente, el cual es directamente

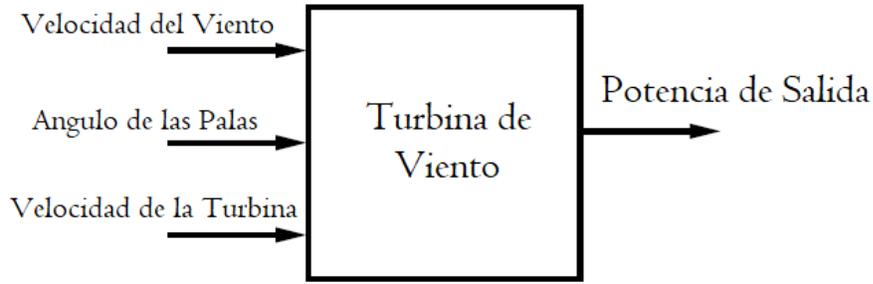


Figura 4.6: Diagrama de la turbina eólica

proporcional al ángulo de las palas.

La relación de velocidad de punta λ y el coeficiente de potencia están dados por las ecuaciones 4.11 y 4.12, respectivamente.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) e^{\frac{-c_7}{\lambda_i}} \quad (4.11)$$

$$\lambda = \frac{w_m R}{V_w} \quad (4.12)$$

donde:

w_m : Velocidad rotacional de la turbina

R: Radio de la turbina

V_w : Velocidad de la turbina.

El modelo aerodinámico de la potencia extraída del viento de la figura 4.6, está dado por las ecuaciones 4.10 y 4.11. λ_i esta dado por 4.13.

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (4.13)$$

Tomando los valores de las constantes C1 a C9 aplicables a turbinas eólicas de velocidad variable de [47], la potencia mecánica extraída de una turbina eólica varía con el valor del ángulo de las paletas como se muestra en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: Potencia mecánica extraída de una turbina de velocidad variable incrementando el ángulo beta

| Ángulo de las palas (β) | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| P_m (MW) | 4.5717 | 3.1216 | 2.7205 | 2.1621 | 1.4369 | 0.5431 |

4.3.5. Esquema General

El método propuesto emplea una protección de detección de operación en isla eléctrica para sistemas de distribución con generación distribuida suministrando potencia a nivel de media tensión. El algoritmo de detección está basado en el principio del cambio de frecuencia respecto del tiempo (ROCOF). La señal de voltaje en terminales de la DG es monitoreada y es utilizada por el relevador como la señal de entrada. La detección de apertura de el o los interruptores que conectan el subsistema con la red principal (detección de operación en isla) es la señal de arranque para la segunda etapa del método que es salvar la isla. La técnica empleada para salvar la isla consiste principalmente en controlar la frecuencia del subsistema aislado, de esta manera la potencia suministrada por la DG será aceptable (en términos de calidad de la potencia generada) para continuar alimentando la carga. Teniendo una potencia con una calidad dentro de los estándares permitidos de frecuencia y voltaje los problemas restantes podrán ser solucionados con:

1. Aplicando señales de alerta de seguimiento de suministro de potencia o de sistema energizado para evitar daños al personal de operación.
2. Aplicar protección de supervisión de sincronismo (25) en el punto de acoplamiento común (PCC) como seguridad de verificación de que los dos sistemas están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase.

La parte principal del método de salvamiento de isla es el control de la frecuencia. Este método está basado en la lógica de equilibrio de potencia en un sistema eléctrico. Para lograr este equilibrio la base fundamental reside en el monitoreo en tiempo de la potencia de flujo en el punto común de conexión a la red (PCC) y la potencia de salida en terminales de la DG. Para esto el método mide las señales de voltaje y corriente y calcula la cantidad de flujo de potencia, así como el sentido. Una vez que la señal de detección de isla es recibida por el algoritmo de detección de isla

en base a la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) este método verifica el valor de potencia (en a los puntos de conexión a la red principal) registrado unos ciclos previos a la perdida de la red principal. Ese valor de potencia registrado es el primer indicio de la cantidad de potencia sobrante o faltante en la red aislada después de perder el sostenimiento de la red principal, seguidamente a esto el algoritmo toma la decisión de que acción debe ser tomada en base a la información de déficit o sobrante de potencia en la red aislada, figura 4.7.

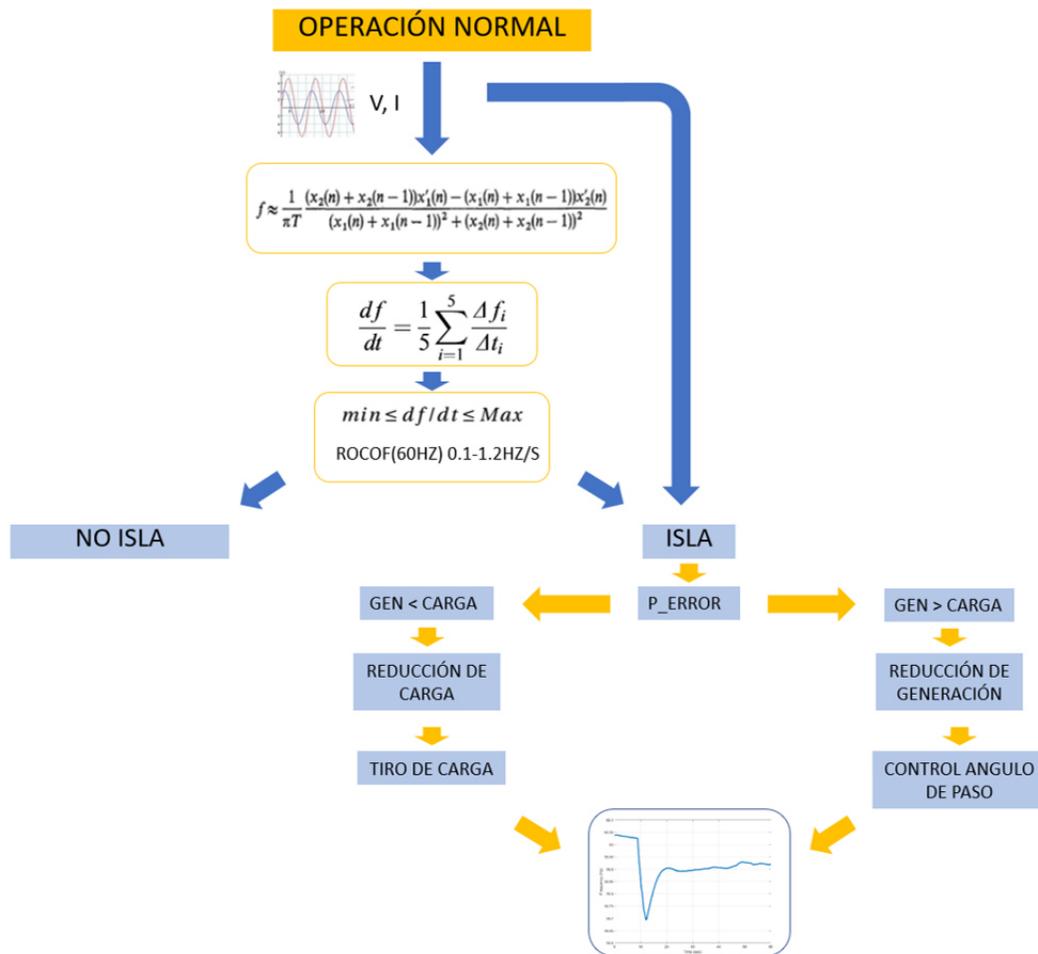


Figura 4.7: Esquema del Método de detección y Salvación de Isla

1. Déficit de Generación. La acción corresponde a eliminar carga. El valor de potencia determinado anteriormente es el valor de la o las cargas que tendrán que ser desconectadas para retomar un equilibrio aproximado entre demanda y generación. La carga o cargas por desconectar serán las que reúnan el valor más cercano a la cantidad estimada, tal como lo describe

el algoritmo de tiro de carga por baja frecuencia en el capítulo 3.

2. Exceso de generación. La acción corresponde a disminuir la cantidad de potencia de salida de la DG. Para este estudio el modelo de DG corresponde a una central eólica. En una central eólica la única manera de reducir de manera notable la potencia generada es disminuyendo la velocidad de giro de las palas en la turbina mediante la rotación del ángulo de control de velocidad. Este control como se explica en el capítulo 3 está diseñado como protección de la turbina ante velocidades de viento altas que pudieran dañar el aerogenerador, sin embargo, en este estudio se agrega un lazo extra a este control con la finalidad de utilizar el giro de las palas para disminuir la velocidad de giro y reducir la potencia al valor necesario. El valor del ángulo de giro de las palas es estimado en base a la curva característica del generador, esta curva es un vector de la potencia extraída por el generador a diferentes velocidades del viento. Esta velocidad del viento es directamente proporcional a la inclinación de las palas, es decir, una inclinación de 10 grados de las palas equivale a una reducción de la velocidad del viento de aproximadamente 1 m/s.

4.4. Conclusiones

- La técnica del esquema de equilibrio de potencias para una condición de baja frecuencia se basa en la reducción de carga en lugar del aumento de potencia entregada por los generadores, ya que tal reserva es insuficiente para recuperar la frecuencia en un sistema aislado.
- La condición de sobrefrecuencia en el subsistema aislado es un escenario con probabilidad menor ya que normalmente la generación distribuida es igual o menor a la demanda local. Sin embargo, el esquema de salvamiento de isla no descarta la opción dejando como alternativa una técnica de reducción de potencia que puede cubrir una buena cantidad de escenarios.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Modelo de Estudio

El modelo empleado para realizar el estudio en este documento está representado básicamente por el modelo de generación eólica produciendo potencia. El sistema está interconectado a la red principal, alimenta una cantidad aproximada de potencia de carga que se determina como carga local, figura 5.1, reemplazando así, la potencia demandada desde la red por potencia producida localmente en ese punto de conexión del sistema eólico. La red principal aporta el faltante de potencia requerido por la carga local o en el caso contrario absorbe la potencia sobrante cuando la demanda es menor a la generación producida por el sistema eólico.

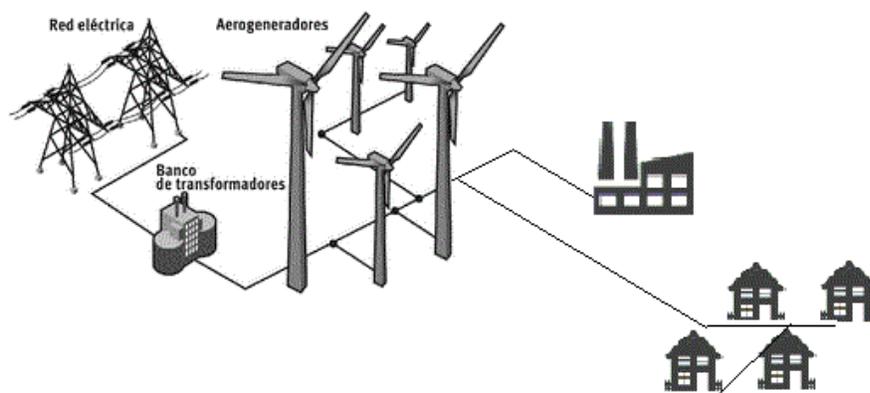


Figura 5.1: Esquema del Sistema Modelado (Generación Eólica y Carga Local)

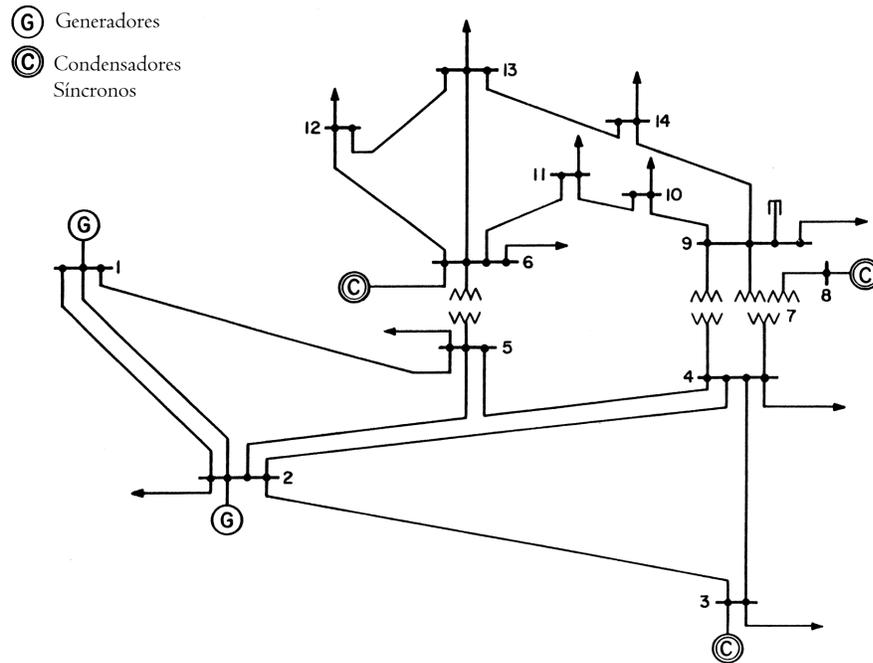


Figura 5.2: Sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE

El sistema planteado se conforma utilizando un modelo de generador eólico de velocidad fija directamente conectado, figura 2.5, elaborado en el ambiente de trabajo Simulink/Matlab. El modelo de aerogenerador empleado se conectará a un sistema de potencia proporcionando potencia para alimentar las cargas locales en el bus en que se conecta y suministrar el resto de potencia sobrante a la red. El sistema utilizado como red principal es el sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE, figura 5.2.

5.2. Escenarios en la Formación de Isla

Para observar el comportamiento del sistema estudiado en condiciones normales de operación y en condiciones de isla se simulan diferentes escenarios. Estos diferentes escenarios realizados son simulados en dos modelos generales del sistema, primeramente un modelo básico con un solo aerogenerador y en seguida un modelo más completo, con un parque eólico como tal incluyendo líneas e impedancias. Todos los sistemas son realizados en Simulink de Matlab.

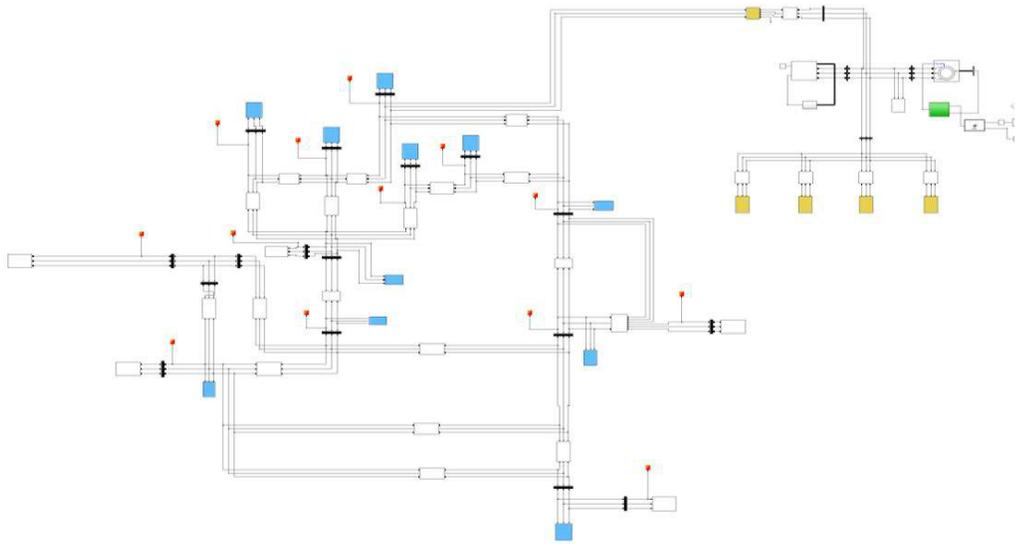


Figura 5.3: Sistema modelado

Primeramente, el sistema eólico es un modelo relativamente ideal, consta de una sola unidad de generación alimentando cargas que son conectadas directamente en sus terminales y la conexión a la red principal es en el mismo punto. Seguidamente el sistema es completado agregando una micro red de cuatro buses, las cargas son redistribuidas y son tomadas en cuenta impedancias típicas de redes de distribución.

Los parámetros resultantes o datos de las simulaciones en cada uno de los escenarios planteados son enviados a la plataforma de Matlab, estos vectores de las señales simuladas son procesados por el algoritmo, después, se obtienen las respuestas que son utilizadas posteriormente por el sistema como un lazo de retroalimentación para realizar los cambios que reflejan la solución calculada.

5.2.1. Sistema Ideal

El primer sistema modelado consta de un solo aerogenerador trifásico, 275kW , 480V , alimenta cuatro bloques de cargas y está conectado a la red de distribución de 14 nodos a través de un transformador $480/13800\text{kV}$ y un interruptor trifásico ideal, figura 5.3.

1. Como primer escenario el sistema trabaja en condiciones normales de operación, la simula-

ción comienza en estado estable y no se genera separación de los sistemas (formación de isla eléctrica). La finalidad de este primer escenario es observar el comportamiento del sistema, la información relevante es la cantidad de potencia generada por el parque eólico, la potencia consumida por la carga y como finalidad principal de este caso es observar la potencia remanente, la cual debería generar descontrol en la frecuencia, pero ya que es proporcionada por la red principal, la estabilidad es mantenida. También se observa la frecuencia en terminales del generador eólico. En el segundo 1 se realiza un incremento de carga progresivo de 30kW, las mediciones muestran la respuesta del sistema para mantener el sistema operando y regresar la frecuencia a su valor nominal, figura 5.4.

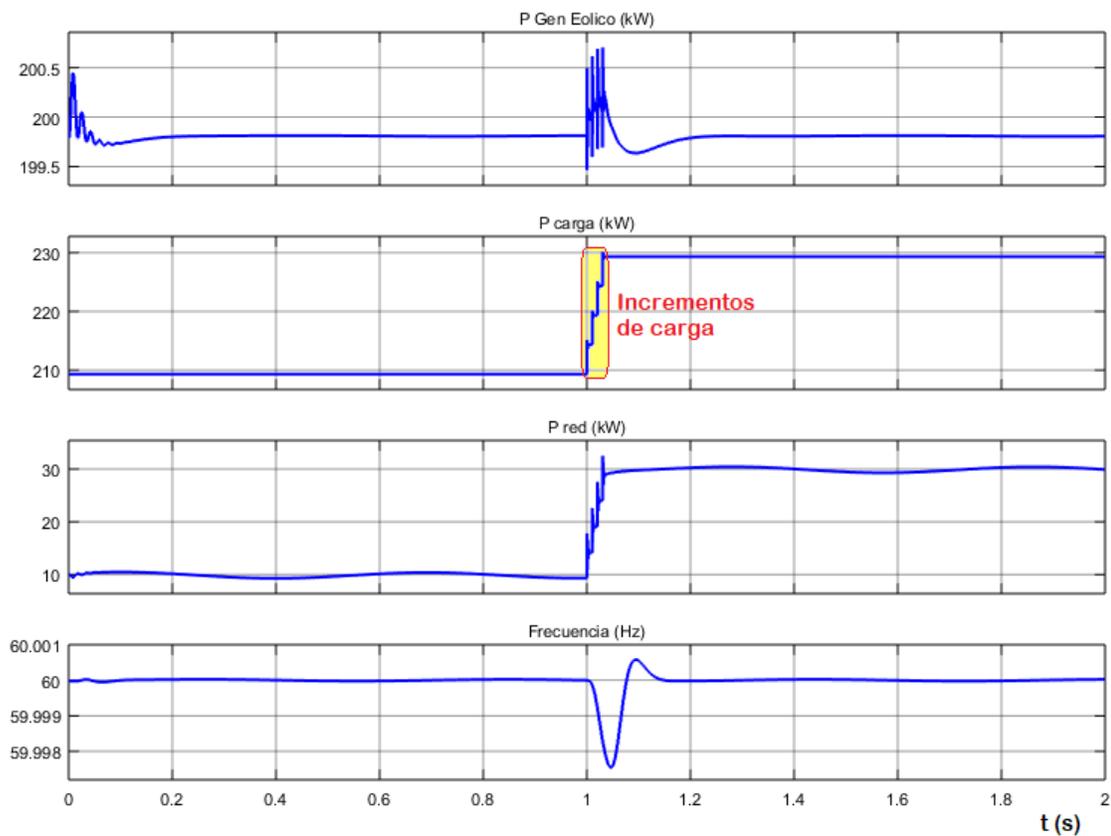


Figura 5.4: Condiciones Normales de Operación

2. El segundo caso simulado corresponde a provocar la formación de isla abriendo el interruptor que conecta el generador eólico con el sistema principal, figura 5.5. Para este primer escenario de isla, la cantidad de carga es ajustada mayor a la generación. Las mediciones de

potencia aportadas por la generación local, las aportadas desde la red principal y las consumidas por la carga muestran el desbalance al momento de la desconexión, la frecuencia del subsistema aislado comienza a caer debido a la insuficiencia de la potencia de generación, figura 5.6.

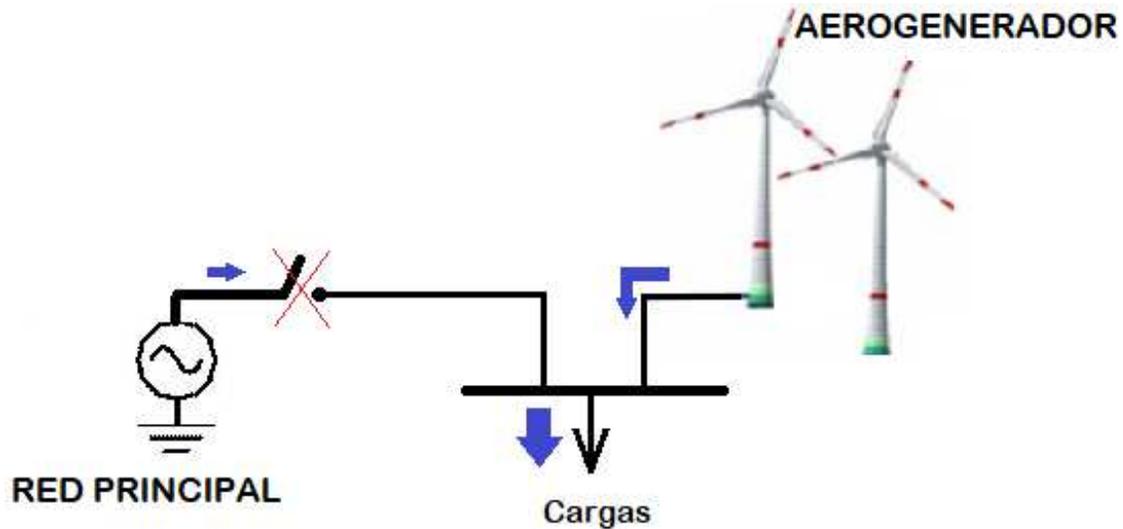


Figura 5.5: Esquema de formación de Isla. Generación < Carga

3. El tercer caso simulado es el segundo escenario probable en la formación de isla, corresponde al desequilibrio de potencia en el que domina el valor de la potencia de generación, es decir en la isla se tiene más generación de potencia que la cantidad que está siendo consumida por la carga en el momento de la pérdida de conexión a la red principal, figura 5.7. Para esto los valores de carga son ajustados menor a la potencia nominal que estaría entregando el generador eólico. Los resultados de las diferencias de potencia muestran que la potencia sobrante antes de la apertura del interruptor estaba siendo inyectada a la red principal. Cuando se forma la isla, el desequilibrio de potencias causa que la frecuencia del subsistema aislado comienza a incrementar, figura 5.8.

El algoritmo implementado para salvar la isla comienza a trabajar en el momento que recibe la señal de detección de isla enviada por el algoritmo de detección de isla (ROCOF). Este algoritmo verifica el flujo de potencia entre la red y la isla previamente a la pérdida de conexión a la red,

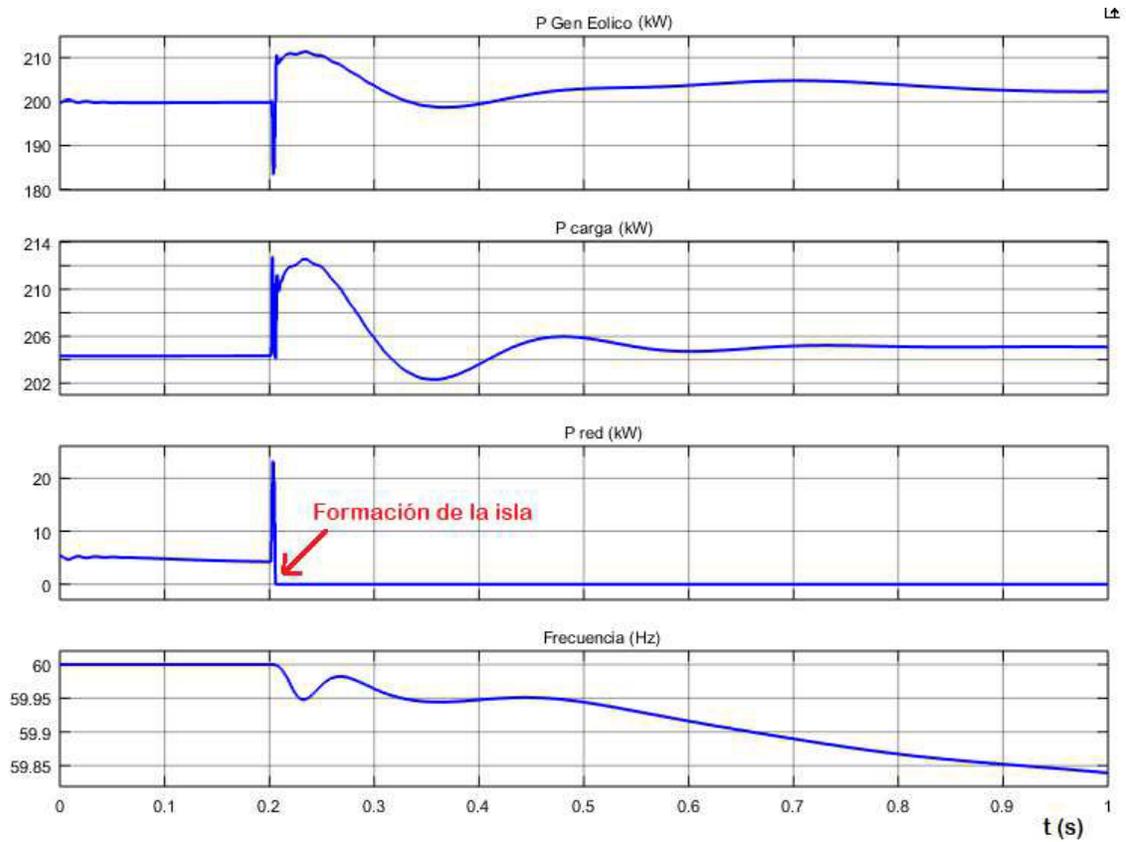


Figura 5.6: Formación de Isla. Generación <Carga

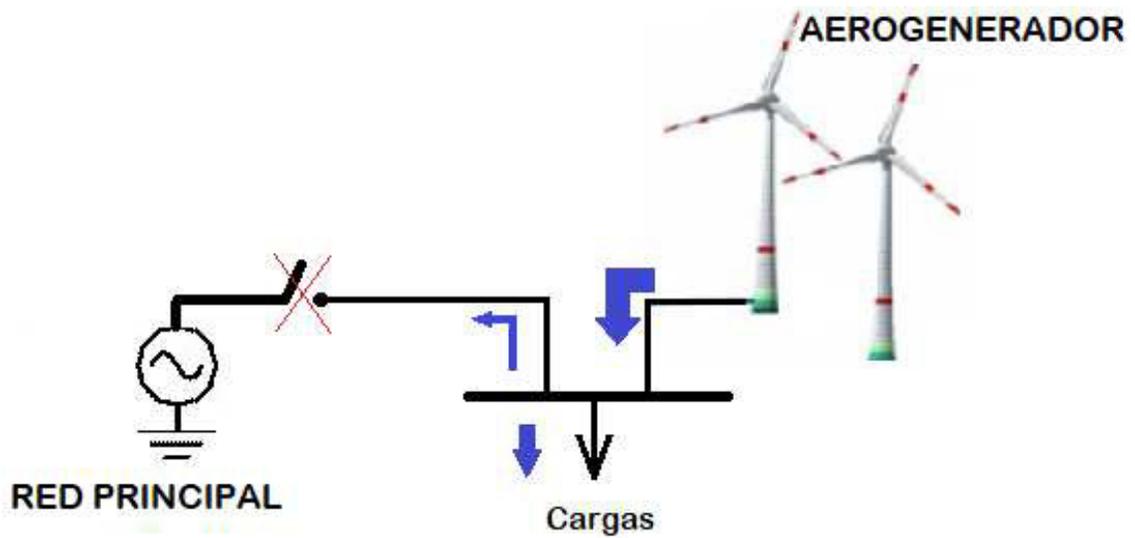


Figura 5.7: Esquema de formación de Isla. Generación >Carga

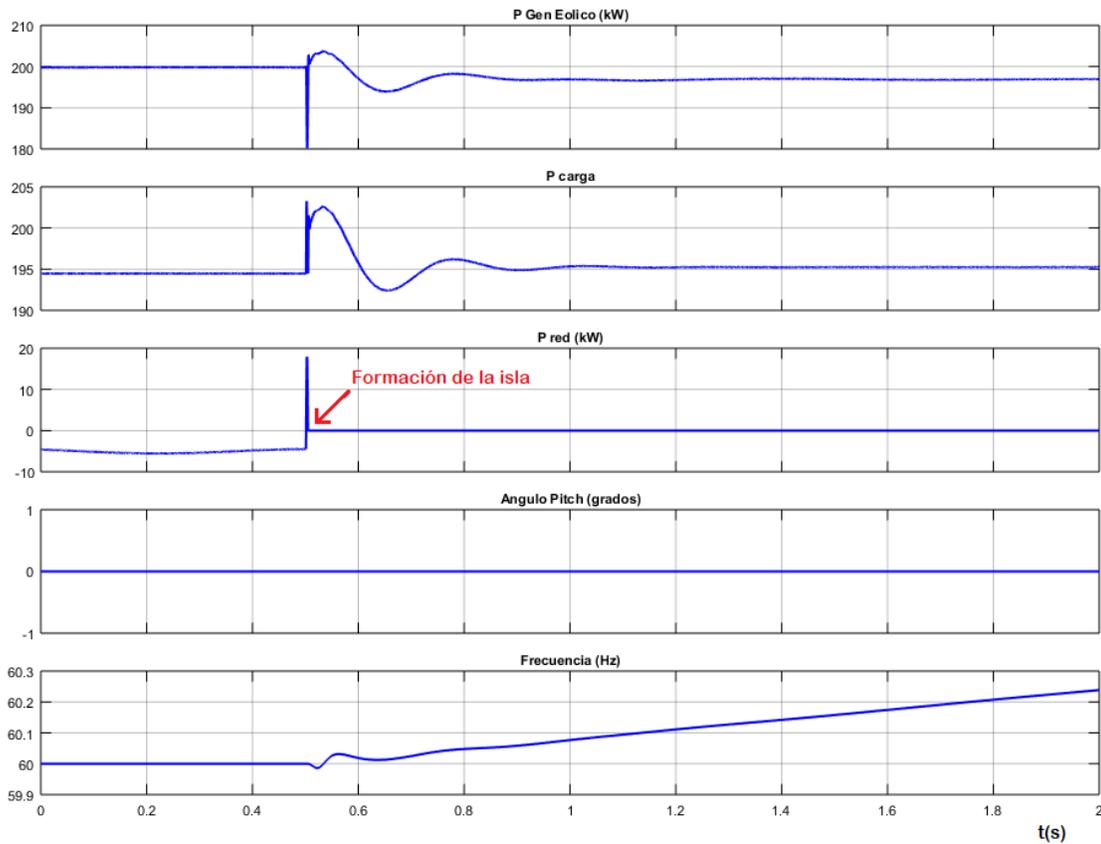


Figura 5.8: Formación de Isla. Generación >Carga

de esta forma verifica si en la isla se generó déficit o sobrante de generación, en seguida toma la decisión de aplicar el método de tiro de carga por baja frecuencia o el método de cambio de ángulo de las paletas de la turbina para reducir la generación.

Para el primer caso simulado la acción de control corresponde a aplicar el método de tiro de carga por baja frecuencia. El método se basa en el algoritmo de tiro de carga por baja frecuencia utilizado para control de frecuencia en redes de distribución y presentado anteriormente. En este sistema el algoritmo emplea una técnica similar desconectando la cantidad de carga necesaria calculada de forma gradual para evitar un sobretiro de carga. La simulación es llevada a cabo aplicando el algoritmo empleado, los resultados obtenidos con la alternativa seguida a la detección de la isla permiten frenar el cambio abrupto en la frecuencia y el sistema podrá operar hasta que la reconexión a la red sea posible. En la figura 5.9 se observa la cantidad de carga demandada hasta el punto de formación de la isla, seguidamente a esto, la carga comienza a disminuir en forma es-

calonada hasta llegar a un punto que corresponde a la potencia generada en el instante en que el único generador aportador es el generador local (eólico). También se puede observar como la frecuencia comienza a caer abruptamente enseguida de la formación de la isla, sin embargo, cuando se realiza la desconexión de la carga calculada, la caída en la frecuencia se ve frenada. Además de ser detenida la caída abrupta nuevamente se tiene un equilibrio aproximado entre la carga y la generación en el sistema aislado, por lo que se observa que la frecuencia comienza a recuperar poco a poco hasta llegar a su valor nominal. Las cargas mantenidas en operación en la isla se asumen que son las cargas clasificadas como cargas que pueden operar en rangos de frecuencia cerca del valor nominal. La carga eliminada es seleccionada por el bloque más cercano al cálculo obtenido, debido a esto la frecuencia no retoma su valor nominal exacto, si no que se mantiene aproximado.

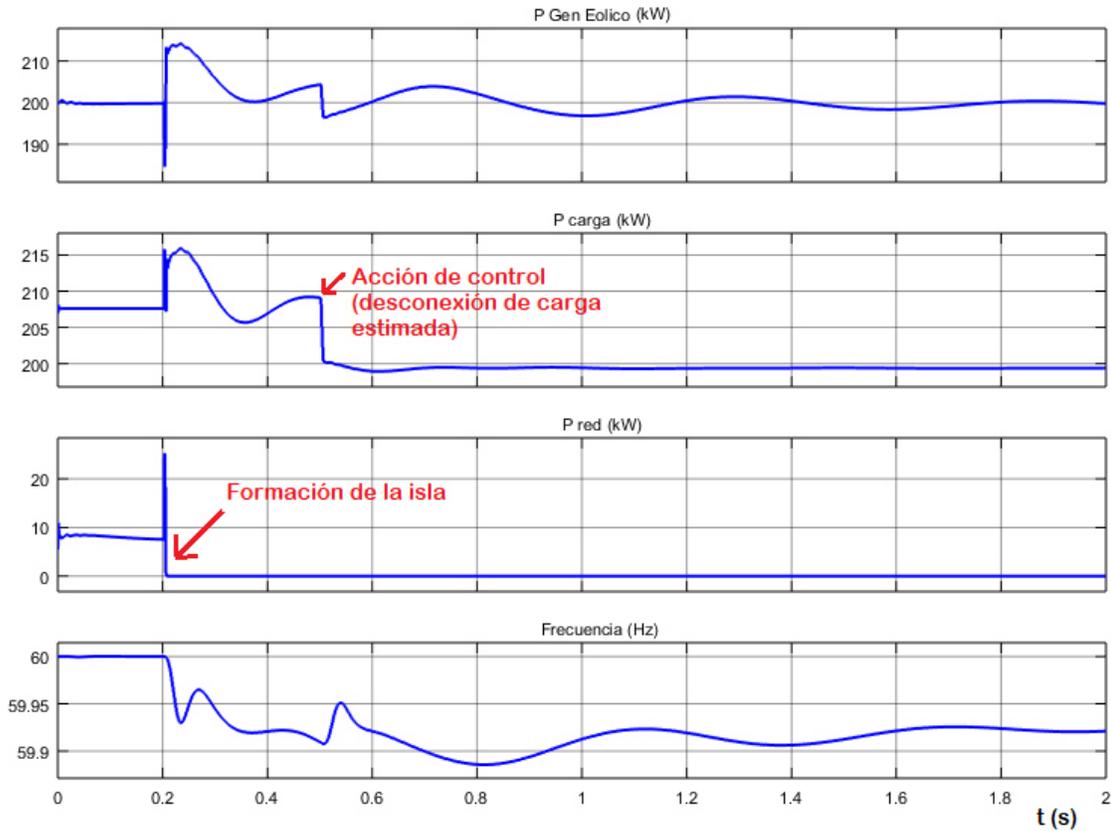


Figura 5.9: Control de frecuencia en la isla. Metodo tiro de carga

El segundo escenario probable en la formación de isla corresponde al desequilibrio de potencia en el que domina el valor de la potencia de generación. Para esto los valores de carga son

ajustados menor a la potencia que se prevé este entregando el generador eólico. Los resultados de las diferencias de potencia y el comportamiento de la frecuencia se observan en la figura 5.10. Se puede observar el cambio en los valores de potencia después de la formación de la isla, se observa que después de la isla la potencia entregada por el generador eólico comienza a disminuir, esto es debido a que el algoritmo aplicado trabaja modificando el ángulo de las paletas de la turbina, lo que conlleva a comenzar a generar menor potencia. Se observa también que antes de la isla, la potencia desde la red principal es negativa, lo que indica que existía un sobrante de potencia en el subsistema. En el momento de la isla el flujo de potencia hacia la red se va a cero. El comportamiento de la potencia de carga, antes y después de la isla se mantiene aproximadamente en el mismo valor, lo que ocasiona que el sobrante de potencia generada en la isla comience a generar un desequilibrio que lleva la frecuencia del sistema a aumentar. En la última parte de la figura se observa también que el aumento en la frecuencia se ve frenado y la frecuencia comienza a regresar lentamente a su valor nominal, esto sucede debido a que la generación comienza a disminuir después de controlar la potencia absorbida del viento por medio del ángulo de las palas de la turbina. En un lapso de tiempo se da nuevamente un equilibrio aproximado entre la carga existente y la cantidad de generación instantes después de la isla. Esta nueva condición de operación permite salvar la isla para este caso, el ángulo de las paletas de la turbina se controla para los valores de carga que se van registrando.

5.2.2. Micro red

El segundo sistema desarrollado es un modelo más acercado a una micro red con la capacidad de operar como un pequeño sistema independiente. El diagrama unifilar del sistema modelado se presenta en la figura 5.11, el sistema cuenta con un parque eólico conformado por 20 aerogeneradores de 200 kW sumando una potencia nominal de generación de 4 MW. El parque eólico está conectado a la red eléctrica a nivel de distribución a través de una pequeña red que viene a formar parte del sistema de distribución, pero con la idea de ser parte de la micro red alimentada por la generación distribuida que puede quedarse en isla. Se tiene una red en anillo y los bloques de carga son distribuidos en diferentes zonas utilizando cuatro buses. El tipo de aerogenerador empleado

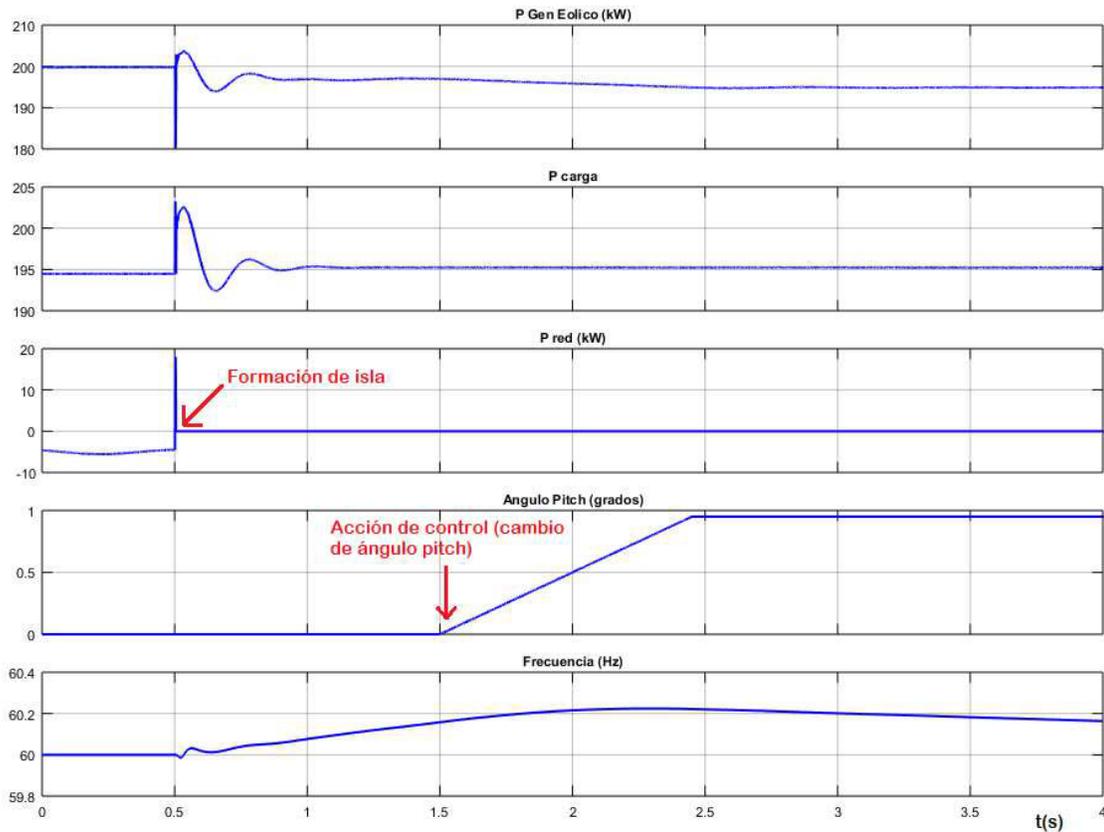


Figura 5.10: Control de frecuencia en la isla. Metodo control de angulo de palas

en el modelo de simulación es de velocidad fija y emplea el generador de inducción, figura 2.5(a). El sistema utilizado como red principal es el sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE, figura 5.2.

El sistema de generación distribuida inyecta la potencia generada a la red de distribución a través del alimentador conformado por la red en anillo, la potencia entregada o al menos la mayor parte se utiliza en el mismo sitio alimentando las cargas locales conectadas en los cuatro buses, por lo que la cantidad de potencia demandada desde la red principal es reemplazada por la potencia generada localmente. La carga local es aproximada a la generación distribuida en la zona, en este caso el subsistema aislado será una micro red de 4 buses con líneas típicas de distribución. El subsistema aislado tendrá que continuar alimentando las cargas, trabajando como una pequeña red que puede ser independiente en caso de emergencia y mantenerse en rangos operativos aceptables hasta que la reconexión a la red sea posible.

De igual manera que el primer caso básico, en este sistema son modelados tres casos, en los

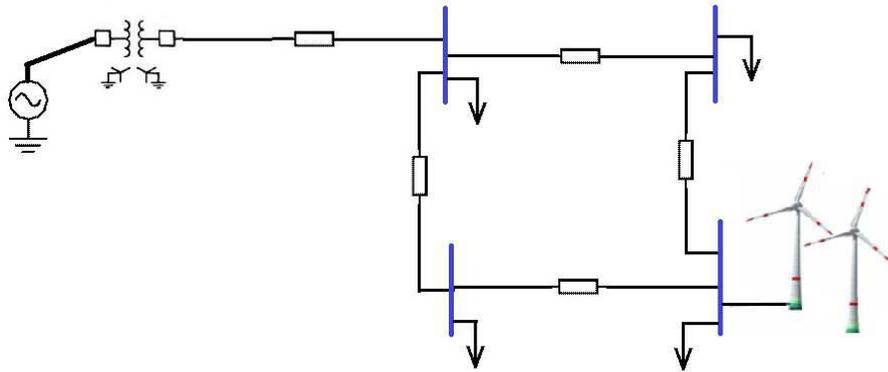


Figura 5.11: Diagrama unifilar del sistema modelado para la micro red

que se simula operación normal, operación en modo de generación de isla eléctrica con déficit de generación y generación de isla eléctrica con exceso de generación.

1. El sistema trabaja en condiciones normales de operación, la simulación comienza en estado estable y no se genera formación de isla eléctrica. La cantidad de potencia generada por el parque eólico, la potencia consumida por la carga, la potencia de intercambio entre la isla y la red principal, así como la frecuencia del sistema son observadas en este caso. En el segundo 1 se realiza un incremento de carga de 0.5MW, las mediciones muestran la respuesta del sistema para mantener el sistema operando y regresar la frecuencia a su valor nominal, figura 5.12.
2. El segundo caso simulado corresponde a la formación de isla interrumpiendo la conexión del generador eólico con el sistema principal. La cantidad de carga es ajustada mayor a la generación, el esquema del caso se puede ver en la figura 5.5. Las mediciones de potencia aportadas por la generación local, las aportadas desde la red principal y las consumidas por la carga muestran el desbalance al momento de la desconexión, de igual forma la frecuencia del subsistema aislado comienza a caer debido a la falta de potencia de generación, figura 5.13.
3. El tercer caso simulado es el segundo escenario de isla eléctrica, en el desequilibrio de potencia domina el valor de la potencia de generación en el momento de la pérdida de conexión a la red principal, figura 5.7. Para obtener este escenario de isla eléctrica, los valores de

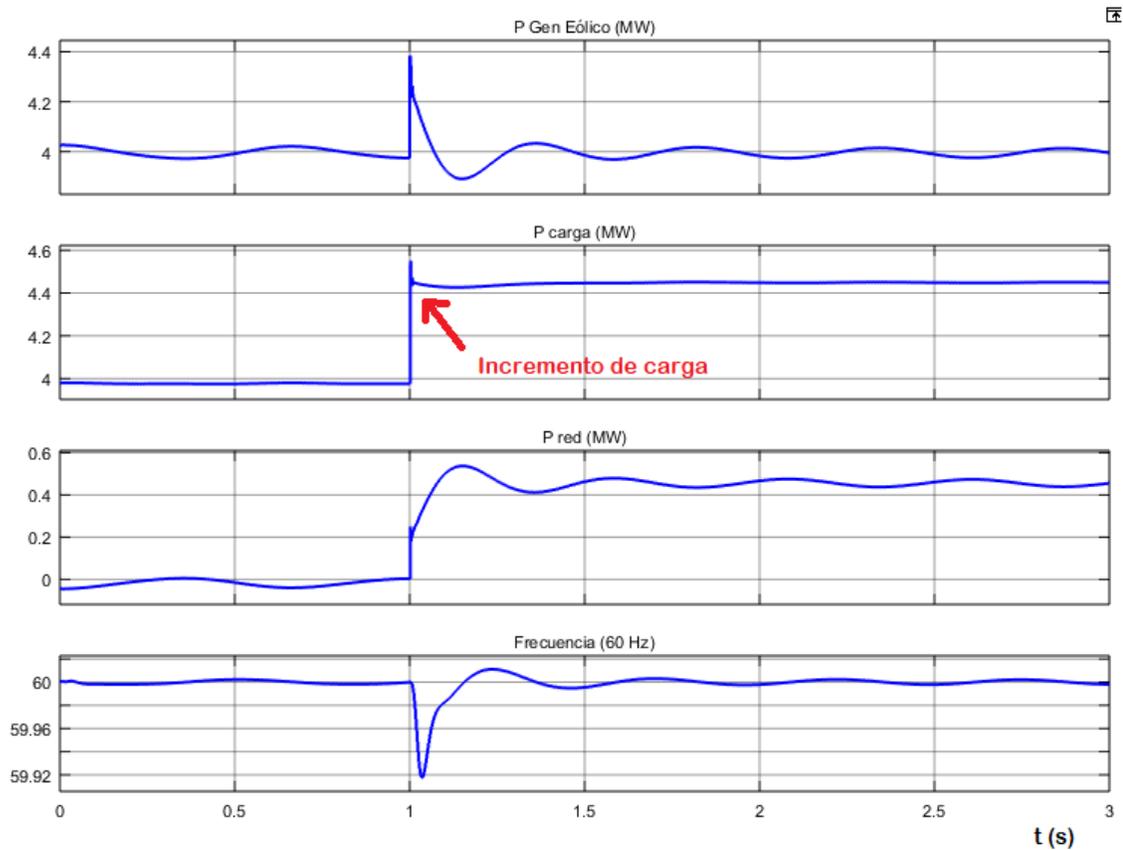


Figura 5.12: Condiciones Normales de Operación

carga son ajustados menor a la potencia nominal que estaría entregando el parque eólico al momento de la formación de la isla. Los resultados de las diferencias de potencia muestran que la potencia sobrante antes de la apertura del interruptor estaba siendo inyectado a la red principal. En el instante de pérdida de conexión a la red principal, el desequilibrio de potencias causa que la frecuencia del subsistema aislado comience a incrementar, figura 5.14.

Los escenarios planteados son simulados programando la apertura del interruptor trifásico para simular la formación de la isla eléctrica. El subsistema aislado es una pequeña red que podría dejar de ser alimentada debido a la desconexión de los generadores locales en el momento que el algoritmo de detección de operación en isla opera. De igual forma que el caso ideal, en este ejemplo el resultado de la simulación es procesada por el esquema para salvar la isla, los resultados obtenidos son reprogramados en el sistema y la simulación se lleva a cabo nuevamente. En

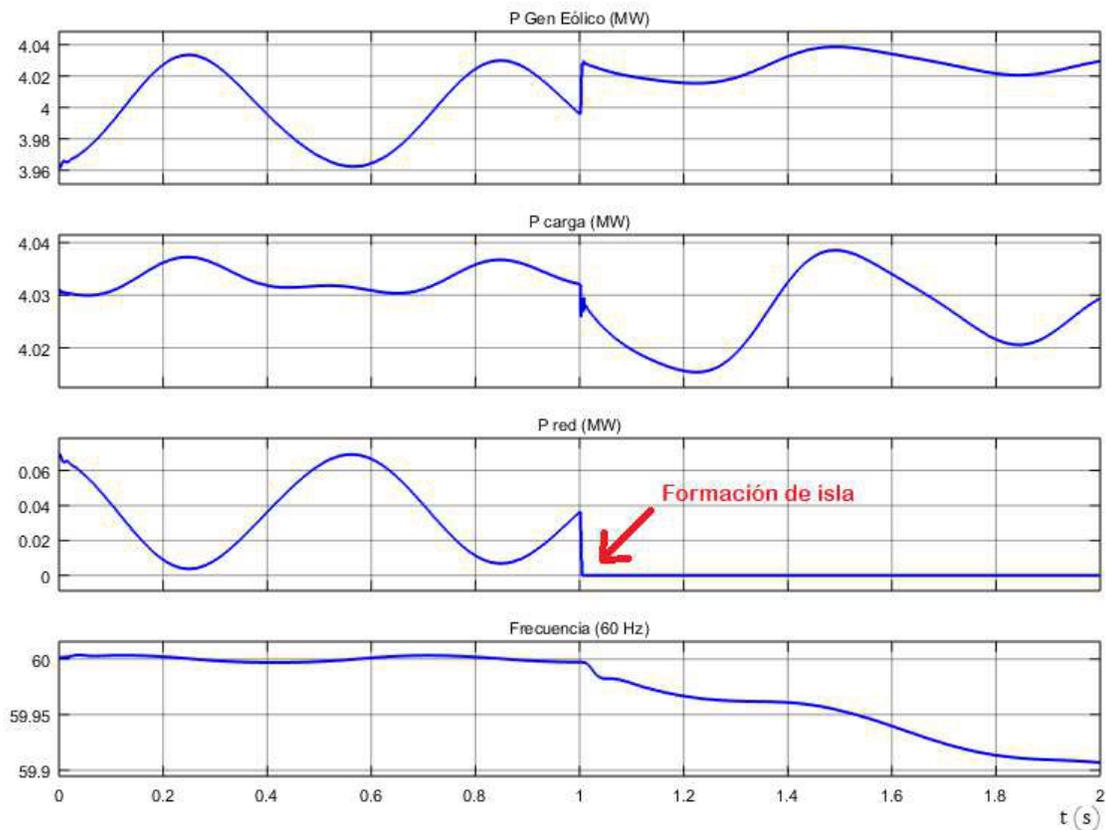


Figura 5.13: Formación de Isla. Generación <Carga

las figuras 5.15 y 5.16, son presentados los resultados del caso de baja y alta frecuencia, respectivamente. En ambos casos se puede observar la recuperación de la frecuencia una vez que son realizadas las acciones calculadas para salvar el sistema.

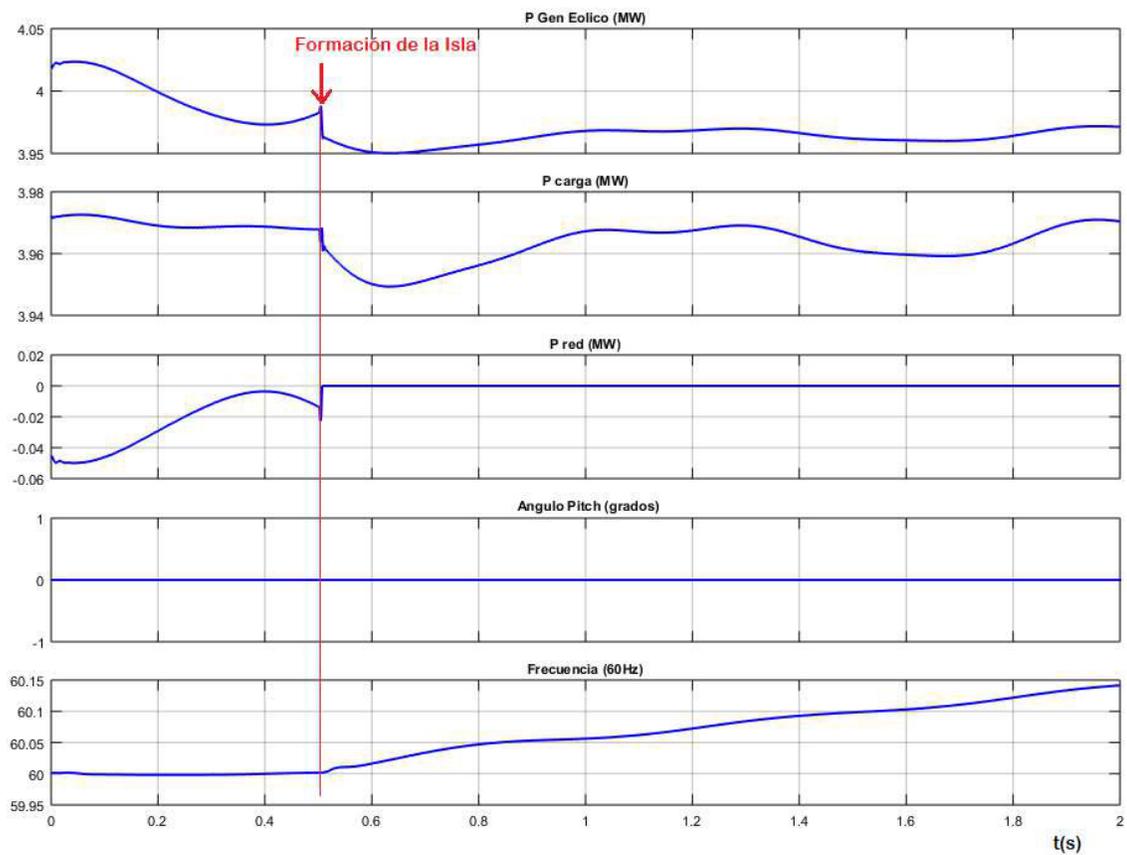


Figura 5.14: Formación de Isla. Generación >Carga

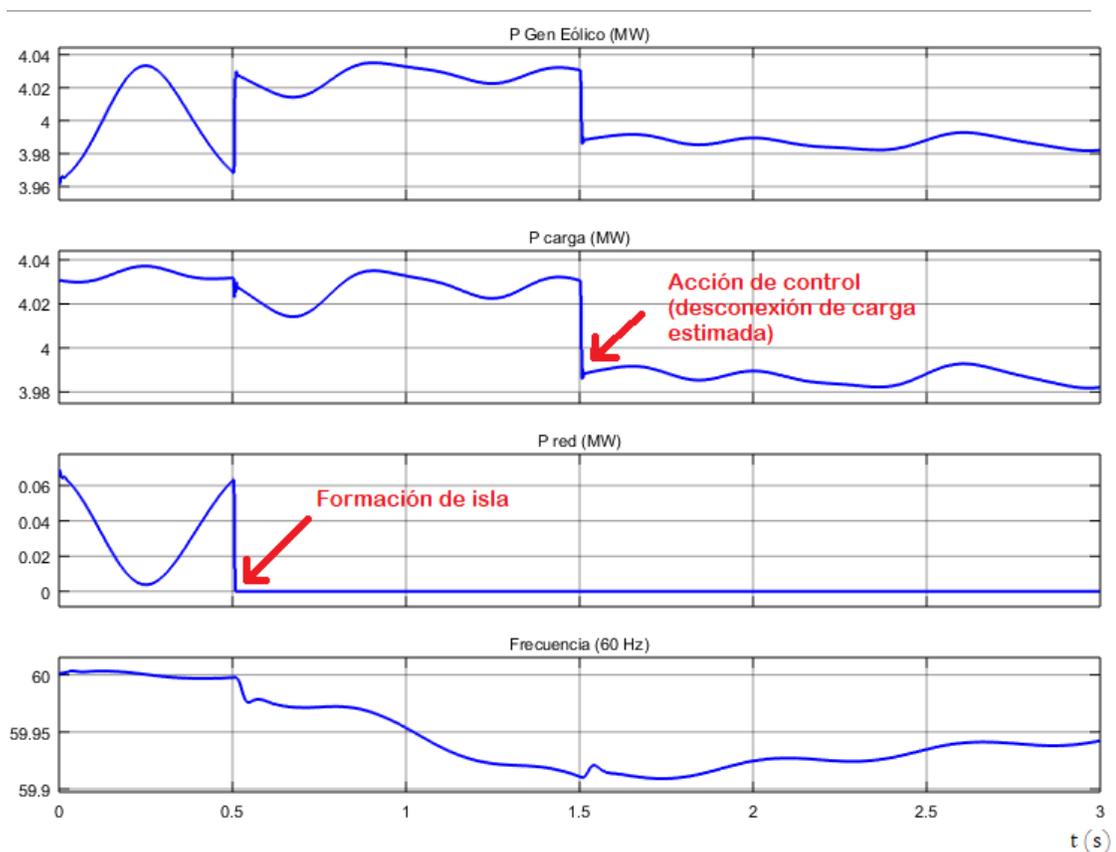


Figura 5.15: Control de Frecuencia en Isla, caso Micro Red. Baja Frecuencia

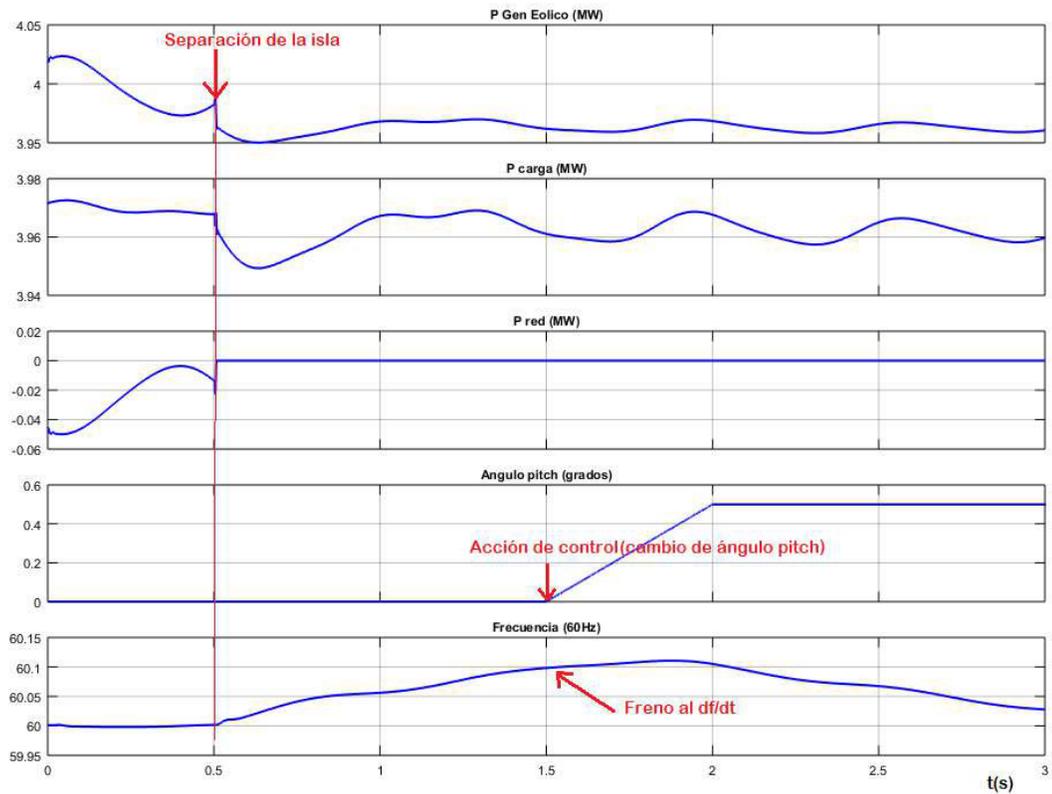


Figura 5.16: Control de Frecuencia en Isla, caso Micro Red. Sobre Frecuencia

Se puede observar como la frecuencia comienza a desviarse abruptamente de su valor estable enseguida de la formación de la isla, sin embargo, cuando se realiza la desconexión de la carga calculada para el primer caso, la caída en la frecuencia se ve frenada. Además de ser detenida la caída abrupta nuevamente se tiene un equilibrio aproximado entre la carga y la generación en el sistema aislado, por lo que se observa que la frecuencia comienza a recuperar poco a poco hasta llegar a su valor nominal.

5.2.3. Micro red con Sistema de Almacenamiento

El último caso estudiado corresponde a la generación de isla al igual que el caso anterior, en el que se utilizó una micro red alimentada por un parque eólico de 20 unidades con un total de 4MW de potencia eólica, sin embargo, en este caso se incluye el sistema de almacenamiento de energía (BESS) modelado y presentado en el capítulo 3.

El sistema BESS se añade a las posibles fuentes existentes en la micro red en el instante en que se pierde la conexión a la red principal, por lo que se denomina que la energía almacenada se mantiene como una inercia sintética disponible para este caso de emergencia, el aislamiento de la red. El caso simulado corresponde a un escenario donde la frecuencia cae debido a que la cantidad de potencia generada no es suficiente para abastecer la demanda en el momento de la pérdida de la conexión a la red principal, permitiendo con el sistema BESS suministrar una cantidad de potencia extra, con dos objetivos principales:

1. Reducir la desviación instantánea de la frecuencia proporcionando una inercia sintética almacenada.
2. Disminuir la cantidad de carga a desconectar en la isla.

El esquema del escenario planteado se puede ver en la figura 5.17.

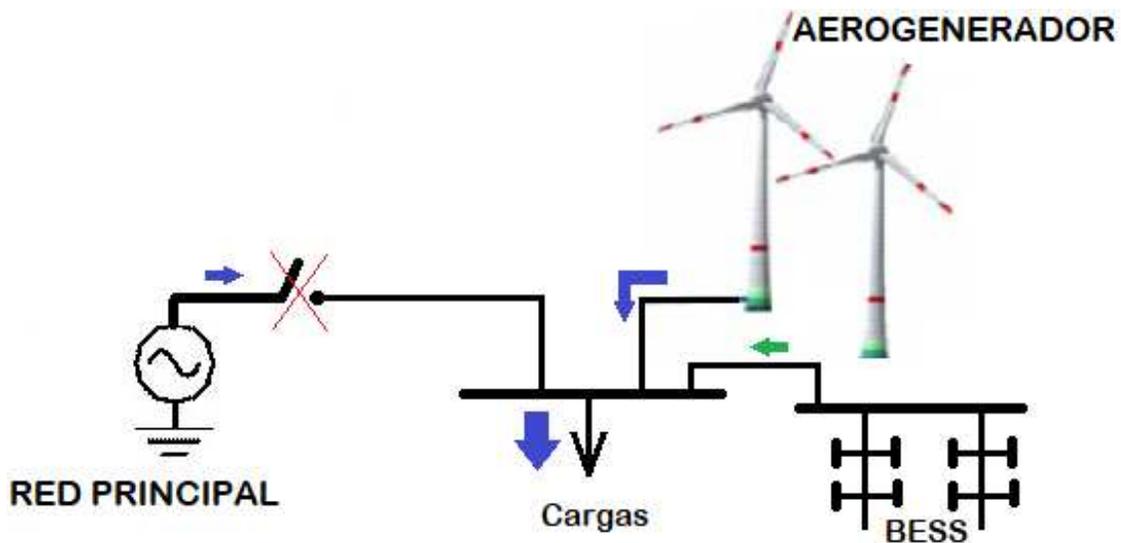


Figura 5.17: Esquema de formación de Isla con BESS. Generación <Carga

En los resultados obtenidos mostrados en la figura 5.18 se puede observar que al utilizar el sistema BESS la respuesta del sistema es mejor hablando de la desviación de la frecuencia obtenida, así como la respuesta de la frecuencia.

- En la primer gráfica se puede observar que la línea azul corresponde a la cantidad de carga que se desconectaría durante la formación de la isla .

- Con la línea roja sobrepuesta se observa la cantidad de carga reducida que se desconectó logrando mejorar las condiciones operativas durante el estado de isla.
- La cantidad de carga suministrada por la batería es de 8kW durante un lapso de aproximadamente 3 horas, tiempo suficiente para recuperar la conexión a la red principal, por lo que se asegura que la energía suministrada por la batería será constante todo el tiempo que se permanezca aislado, asumiendo que la operación en isla es de tiempos cortos.

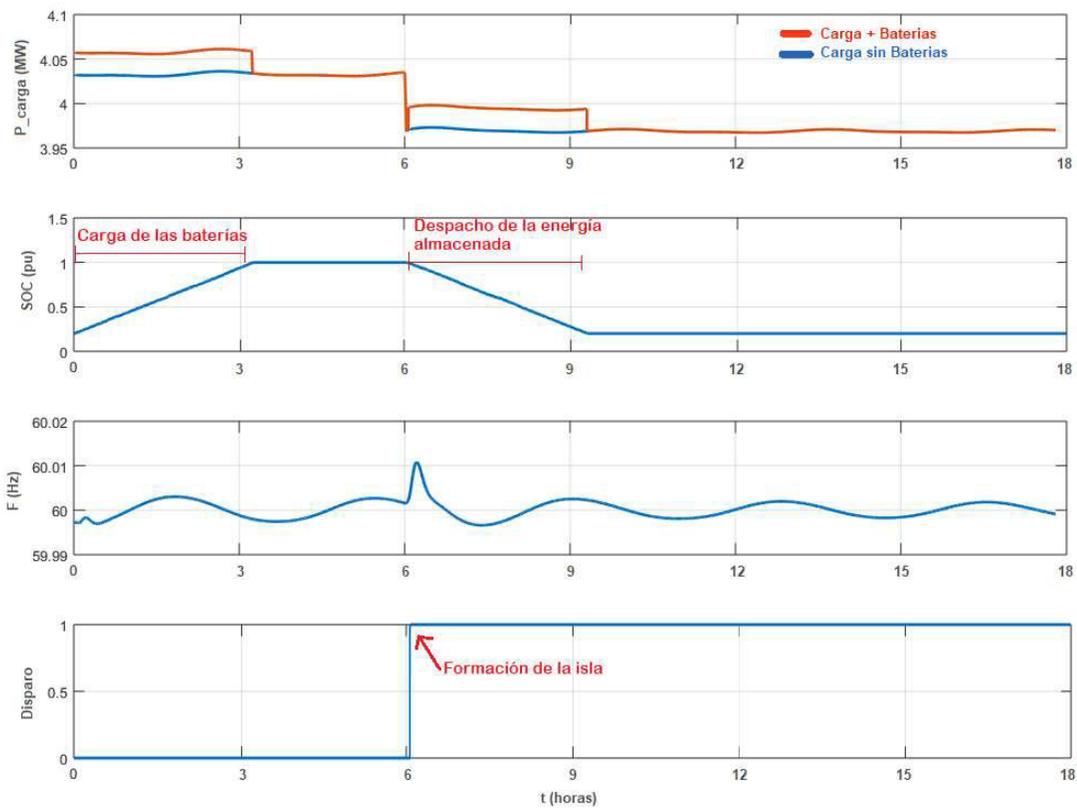


Figura 5.18: Esquema de formación de Isla con BESS. Generación <Carga

5.3. Conclusiones

- El modelo de aerogenerador utilizado es elegido de entre los modelos existentes con la finalidad de facilitar la carga computacional por las restricciones que presenta el software. En

la actualidad los modelos más empleados en los aerogeneradores son modelos del grupo de velocidad variable, sin embargo, para los fines de modelado empleados en este trabajo el modelo de aerogenerador de velocidad fija directamente conectado es más simplificado y proporciona el funcionamiento real de un aerogenerador, la respuesta esperada del modelo para aplicar el esquema de salvamiento de isla es suficiente en este caso.

- El algoritmo implementado para salvar la isla es ejecutado con la señal de detección de isla enviada por el algoritmo de detección de isla en base a la frecuencia del subsistema aislado (ROCOF). La aplicación práctica de este esquema de salvamiento de isla requiere de canales de comunicación convirtiendo a el sistema de protección en un sistema remoto parecido a los sistemas SCADA.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Introducción

En este capítulo se presentan las conclusiones respecto al trabajo de investigación realizado, los aportes del presente trabajo, así como recomendaciones para trabajo futuro en esta línea de investigación.

6.2. Conclusiones

- Los dos enfoques pasivos, Tasa de Cambio de Frecuencia (ROCOF) y Relé de Desplazamiento de Vector o Fasor de Voltaje (VSR) han sido implementados como un relé práctico, los parámetros de entrada para estos métodos y los fenómenos que permiten aplicar sus principios son indicativos reales y fiables que permiten que la implementación de estas técnicas resulte efectiva, por ejemplo un método basado en distorsión armónica es más propenso a fallar, ya que el sistema está expuesto a distorsión armónica de muchas fuentes posibles, sin embargo, el método que determina el cambio de frecuencia está programado para disparar la protección cuando el cambio en la frecuencia supera un valor de ajuste. Este comportamiento en la frecuencia solamente se podrá observar cuando el sistema esté aislado del resto de la red eléctrica principal. Sin embargo, estas técnicas de protección están aplicadas en los sistemas eléctricos para detectar la operación en isla y desconectar los generadores que ali-

mentan las cargas en la isla para evitar los problemas antes mencionados, pero no existen estudios que hayan enfocado la detección de la isla como indicativo para tomar acciones que permitan dar el remedio que daría el apagón de la isla pero sin apagón, es decir, darle solución a los problemas que la operación en isla amenaza pero sin disparar los generadores.

- El reto para mantener el subsistema aislado en operación implica mantener la calidad de la energía de suministro en la isla, tomar acciones preventivas para evitar daños a los componentes del sistema como aplicar una protección de supervisión de sincronismo en terminales de conexión a la red principal. De esta manera se podría mantener la isla en operación, evitar numerosas pérdidas para las cargas conectadas y permitir a los propietarios de la central generadora seguir vendiendo energía hasta que la reconexión a la red sea posible.
- Las fuentes de generación variables en general tienen una capacidad de respuesta inercial o respuesta de regulación de frecuencia muy pequeña, por lo tanto, la respuesta para el control de la frecuencia en un sistema eléctrico tiende a disminuir con la creciente inclusión de estas fuentes intermitentes. En un sistema aislado sustentado únicamente por estas fuentes no regulables, la inercia y la respuesta a la frecuencia es muy pequeña o despreciable, debido a estos factores la técnica del esquema de equilibrio de potencias para una condición de baja frecuencia se basa en la reducción de carga en lugar del aumento de potencia entregada por los generadores, ya que tal reserva es insuficiente para salvar recuperar la frecuencia en un sistema aislado.
- La condición de sobrefrecuencia en el subsistema aislado es un escenario con menor probabilidad, ya que normalmente la generación distribuida es instalada para suministrar parte de la energía demandada. Sin embargo el esquema de salvamiento de isla no descarta la opción y arroja también un resultado cuando la frecuencia aumenta en la isla, dejando como alternativa una técnica de reducción de potencia que puede cubrir una buena cantidad de escenarios por el rango de reducción de extracción de potencia de un aerogenerador con el giro del ángulo *pitch* en las palas de la turbina.
- El modelo de aerogenerador de velocidad fija directamente conectado sin convertidor es

elegido de entre los modelos existentes con la finalidad de facilitar la carga computacional por las restricciones que presenta el software. En la actualidad los modelos más empleados en los aerogeneradores son modelos del grupo de velocidad variable, como el Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG por sus siglas en inglés) y el Generador Síncrono de Imán Permanente (PMSG por sus siglas en inglés). Estos modelos son más sofisticados, ya que por medio de el acoplamiento mediante los convertidores de potencia reducen las variaciones de la potencia en tiempo real y la frecuencia en la potencia de salida tiene menos variaciones, además tienen la capacidad de contribuir con una pequeña respuesta inercial emulada (inercia sintética) debido a sus controles de potencia activa más rápidos, más precisos y flexibles y al amplio rango en el que la velocidad del rotor de la turbina eólica puede variar, aunque en la mayoría de los casos dicha inercia sintética es insignificante cuando se presenta un disturbio en los grandes sistemas eléctricos. Sin embargo, para los fines de modelado empleados en este trabajo el modelo de aerogenerador de velocidad fija directamente conectado es más simplificado y proporciona el funcionamiento real de un aerogenerador, de esta manera la respuesta esperada del modelo para aplicar el algoritmo es suficiente en este caso.

- El algoritmo implementado para salvar la isla es ejecutado con la señal de detección de isla enviada por el algoritmo de detección de isla en base a la frecuencia del subsistema aislado (ROCOF). Este algoritmo verifica el flujo de potencia entre la red y la isla previamente a la pérdida de conexión a la red, por lo que el esquema aplicado se puede definir como un control centralizado que requiere comunicaciones que verifiquen el flujo de carga en el punto o los puntos de acoplamiento a la red, así como la cantidad de potencia de salida en terminales de los generadores y la demanda en los buses del sistema. Esto significa que la aplicación práctica de este esquema de salvamiento de isla requiere de canales de comunicación convirtiendo a el sistema de protección en un sistema remoto similar a los sistemas SCADA.
- Para los casos analizados en este trabajo el proceso de protección y salvamiento de operación en isla eléctrica se realizó con éxito, primeramente con un sistema ideal y en seguida

con un sistema más real teniendo resultados satisfactorios en ambos casos, ya que las mediciones en simulación son precisas y no cabe error en la comunicación. La actuación de los esquemas de protección en el programa elaborado es instantánea, sin embargo se añadieron pequeños retrasos para observar el movimiento de la frecuencia después de la formación de isla y al realizar los cambios indicados por el esquema.

6.3. Aportaciones de la Investigación

- Elaboración del algoritmo de protección de isla en base a los esquemas de Tasa de Cambio de Frecuencia y Vector de Desplazamiento de Voltaje. Además se realizó la comprobación de que el esquema de detección de isla ROCOF puede ser más efectivo, y la zona de no detección temida puede ser reducida ajustando la precisión del punto de detección, es decir, el desbalance de potencias en la isla para causar el accionamiento del sistema de protección es en realidad muy pequeño.
- Desarrollo de un esquema que después de detectar la isla calcula una alternativa para salvar la isla, no perder la carga y la central generadora continúe vendiendo energía
- Conformación de un modelo de aerogenerador en base a modelos de máquinas y dispositivos de la librería de Simulink que es útil para estudios de operación en isla, ya que la mayoría de los modelos de aerogenerador elaborados en el software no entregan potencia sin una fuente que sostenga la tensión, lo que no es lógico en la realidad física.
- Programación de un modelo de sistema de almacenamiento de potencia o baterías basado en la formulación para un acumulador, que trabaja en base a la demanda del sistema y de las características de la batería.
- Implementación del modelo del sistema de almacenamiento de potencia para disminuir la cantidad de carga a tirar en un sistema aislado, el cual contribuye con una pequeña inercia que además de reducir la cantidad de carga desconectada, reduce el cambio en la frecuencia.

6.4. Recomendaciones para trabajos futuros

- Inmersión en la teoría de control de potencia extraída en sistemas fotovoltaicos a través de convertidores de potencia para incluir este sistema de generación y robustecer el esquema de detección y salvamiento de isla en sistemas con inmersión de fuentes renovables.
- Modelado y caracterización de diferentes tipos de aerogeneradores modernos para distintos escenarios que puedan presentarse de manera que los resultados obtenidos incluyan la inercia sintética que esta siendo mejorada en tiempos actuales.

Bibliografía

- [1] P. Mahat, Zhe Chen, and B. Bak-Jensen, “Review of islanding detection methods for distributed generation,” in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, no. October 2015, pp. 2743–2748, IEEE, apr 2008.
- [2] S. Chowdhury, S. Chowdhury, Chui Fen Ten, and P. Crossley, “Islanding protection of distribution systems with distributed generators — A comprehensive survey report,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–8, IEEE, jul 2008.
- [3] S.-I. Jang and K.-H. Kim, “An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 745–752, apr 2004.
- [4] “IEEE 929-2000 - IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.”
- [5] IEEE, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” no. July, 2003.
- [6] C. Trujillo, D. Velasco, E. Figueres, and G. Garcer, “Local and Remote Techniques for Islanding Detection in Distributed Generators,” in *Distributed Generation*, no. February, InTech, feb 2010.

- [7] M. Ropp, K. Aaker, J. Haigh, and N. Sabbah, "Using power line carrier communications to prevent islanding [of PV power systems]," in *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036)*, pp. 1675–1678, IEEE.
- [8] W. Xu, G. Zhang, C. Li, W. Wang, G. Wang, and J. Kliber, "A Power Line Signaling Based Technique for Anti-islanding Protection of Distributed Generators: Part I: Scheme and Analysis," in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–1, IEEE, jun 2007.
- [9] W. Wang, J. Kliber, G. Zhang, W. Xu, B. Howell, and T. Palladino, "A Power Line Signaling Based Scheme for Anti-islanding Protection of Distributed Generators: Part II: Field Test Results," in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–1, IEEE, jun 2007.
- [10] C. Affonso, W. Freitas, W. Xu, and L. da Silva, "Performance of ROCOF relays for embedded generation applications," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 1, p. 109, 2005.
- [11] J. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu, and A. Morelato, "Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 153, no. 4, p. 399, 2006.
- [12] P. Gupta, R. S. Bhatia, and D. K. Jain, "Active ROCOF Relay for Islanding Detection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, pp. 420–429, feb 2017.
- [13] Fu-Sheng Pai and Shyh-Jier Huang, "A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, no. 4, pp. 346–351, 2001.
- [14] B. Mozafari, M. Vatani, T. Amraee, and A. M. Ranjbar, "Relay logic for islanding detection in active distribution systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, pp. 1254–1263, sep 2015.
- [15] J. 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, pp. 1878–1884, oct 2006.

- [16] J. Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, "Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, pp. 1120–1127, jul 2006.
- [17] "A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 57–63, jan 2005.
- [18] W. Freitas and W. Xu, "False Operation of Vector Surge Relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 436–438, jan 2004.
- [19] W. Freitas, W. Xu, C. Affonso, and Z. Huang, "Comparative Analysis Between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 1315–1324, apr 2005.
- [20] S. Salman, "New loss of mains detection algorithm for embedded generation using rate of change of voltage and changes in power factors," in *7th International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2001)*, vol. 2001, pp. 82–85, IEE, 2001.
- [21] B. Singam and L. Y. Hui, "Assessing SMS and PJD Schemes of Anti-Islanding with Varying Quality Factor," in *2006 IEEE International Power and Energy Conference*, pp. 196–201, IEEE, nov 2006.
- [22] S.-I. Jang and K.-H. Kim, "An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 745–752, apr 2004.
- [23] S. R. Samantaray and S. Kar, "Data-mining-based intelligent anti-islanding protection relay for distributed generations," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 4, pp. 629–639, 2014.
- [24] L. W. Arachchige and A. Rajapakse, "A pattern recognition approach for detecting power islands using transient signals — Part I: Design and implementation," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–1, IEEE, jul 2011.

- [25] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "A Pattern-Recognition Approach for Detecting Power Islands Using Transient Signals—Part II: Performance Evaluation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, pp. 1071–1080, jul 2012.
- [26] M. Redfern, O. Usta, and G. Fielding, "Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, pp. 948–954, jul 1993.
- [27] M. Redfern, J. Barrett, and O. Usta, "A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed storage and generation units," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, pp. 1249–1254, jul 1995.
- [28] M. Redfern, "Power based algorithm to provide loss of grid protection for embedded generation," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 141, no. 6, p. 640, 1994.
- [29] J. Merino, P. Mendoza-Araya, G. Venkataramanan, and M. Baysal, "Islanding Detection in Microgrids Using Harmonic Signatures," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, pp. 2102–2109, oct 2015.
- [30] G. Fusco, A. R. Di Fazio, and M. Russo, "Islanding detection method based on a Thevenin-like model," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, pp. 1747–1754, oct 2015.
- [31] N. Gupta and R. Garg, "Algorithm for islanding detection in photovoltaic generator network connected to low-voltage grid," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, pp. 2280–2287, may 2018.
- [32] S. Dhar and P. K. Dash, "Adaptive threshold based new active islanding protection scheme for multiple PV based microgrid application," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, pp. 118–132, jan 2017.
- [33] G. Smith, P. Onions, and D. Infield, "Predicting islanding operation of grid connected PV inverters," *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 147, no. 1, p. 1, 2000.

- [34] M. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G. Kern, R. Bonn, and S. Gonzalez, "Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, no. 3, pp. 290–296, 2000.
- [35] M. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 810–816, 1999.
- [36] J. Kim and J. Hwang, "Islanding detection method of distributed generation units connected to power distribution system," in *PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.00EX409)*, vol. 2, pp. 643–647, IEEE.
- [37] P. O’Kane, "Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring," in *6th International Conference on Developments in Power Systems Protection*, vol. 1997, pp. 95–98, IEE, 1997.
- [38] N. K., S. A. Siddiqui, and M. Fozdar, "Hybrid islanding detection method and priority-based load shedding for distribution networks in the presence of DG units," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 3, pp. 586–595, 2017.
- [39] S. Chowdhury, S. Chowdhury, Chui Fen Ten, and P. Crossley, "Islanding protection of distribution systems with distributed generators — A comprehensive survey report," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–8, IEEE, jul 2008.
- [40] Ramon Ducoy Fco. Javier, *Implantación de Energías Renovables en una Planta de Producción de Amoniacó*. PhD thesis, Universidad de Sevilla, Escuela Superior de Ingenieros, 2012.
- [41] E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh, and S. Santoso, "Understanding inertial and frequency response of wind power plants," in *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, pp. 1–8, IEEE, jul 2012.

- [42] Z. WU, W. GAO, T. GAO, W. YAN, H. ZHANG, S. YAN, and X. WANG, "State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, pp. 1–16, jan 2018.
- [43] O. Anaya-Lara, N. Jenkis, J. Ekanayake, P. Cartwright, and M. Hughes, *Wind Energy Generation, Modelling and Control*. John Wiley & Sons, 2009.
- [44] H. I. Dharmawardena, "Modelling wind farm with frequency response for power system dynamic studies," Norwegian, University of Science and Technology, Julio 2015.
- [45] L. Holdsworth, X. Wu, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 3, p. 343, 2003.
- [46] E. Muljadi, M. Singh, and V. Gevorgian, "Fixed-speed and variable-slip wind turbines providing spinning reserves to the grid," in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, no. November 2012, pp. 1–5, IEEE, 2013.
- [47] J. Slootweg, H. Polinder, and W. Kling, "Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, pp. 516–524, dec 2003.
- [48] E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh, and S. Santoso, "Understanding inertial and frequency response of wind power plants," in *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, no. July, pp. 1–8, IEEE, jul 2012.
- [49] C. S. Staines, C. Caruana, and J. Licari, "Review of Power Converters for Wind Energy Systems,"
- [50] R. C. Dugan, J. A. Taylor, and D. Montenegro, "Energy Storage Modeling for Distribution Planning," in *2016 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*, vol. 53, pp. 12–20, IEEE, may 2016.
- [51] N. Yan, Z. X. Xing, W. Li, and B. Zhang, "Economic Dispatch Application of Power System," vol. 26, no. 7, 2016.

- [52] W. Freitas, W. Xu, Z. Huang, and J. C. Vieira, “Characteristics of vector surge relays for distributed synchronous generator protection,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 170–180, feb 2007.
- [53] B. Singh and S. Sharma, “Power Balance Theory Based Voltage and Frequency Control for IAG in Wind Power Generation,” in *2009 Second International Conference on Emerging Trends in Engineering & Technology*, pp. 40–45, IEEE, 2009.
- [54] Francis Medina Guillermo, *Análisis y Control de la Frecuencia de Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado de Emergencia*. PhD thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León, 1995.
- [55] “Control de potencia en aerogeneradores,” Asociación Danesa de la Industria Eléctrica, WindPower.Org., 2003.
- [56] E. Ela, V. Gevorgian, A. Tuohy, B. Kirby, M. Milligan, and M. O’Malley, “Market Designs for the Primary Frequency Response Ancillary Service—Part I: Motivation and Design,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 421–431, jan 2014.