



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Ing. José Munsch

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

MSc. Celia Sena Universidad de la República

TRIBUNAL

Msc. Michel Artestein Universidad de la República

Msc. César Briozzo..... Universidad de la República

Dr. José Cataldo Universidad de la República

Msc. Celia Sena Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Álvaro Giusto Universidad de la República

Montevideo
martes 26 agosto, 2014

Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica, Ing. José Munsch

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.0).

Contiene un total de 187 páginas.

Compilada el martes 26 agosto, 2014.

<http://iie.fing.edu.uy/>

Agradecimientos

El más sincero agradecimiento a mi familia, Juliana, Romina, Tatiana y Melisa por el cariño, apoyo y comprensión que me han brindado durante el transcurso del trabajo, así como por las valiosas contribuciones que han hecho al mismo.

A mis compañeros del IIE, Instituto Ingeniería Eléctrica, en especial al Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia, por dar respuestas siempre que solicité su cooperación, y para los compañeros de Secretaría por su buena disposición y eficiencia para solucionar los temas administrativos.

A mis compañeros de trabajo de UTE, y en particular de la Gerencia de Sector Protecciones, por toda la ayuda y colaboración durante el proceso de estudio e investigación del presente trabajo.

Además quisiera expresar un especial reconocimiento a mis orientadores, mi Directora de Tesis MSc. Celia Sena quien me impulsó a emprender este desafío y me guió permanentemente durante el proceso, y mi Director Académico Dr. Álvaro Giusto, presente cada vez que necesité su colaboración.

Un reconocimiento especial para ANII, Agencia Nacional de Investigación e Innovación, por su apoyo a través del proyecto PR FSE 2009 1 03.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A Juliana, Romina, Tatiana y Melisa.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

La expansión y diversificación de la infraestructura energética uruguaya, con una penetración significativa de fuentes renovables, está dando lugar a cambios estructurales en el sistema eléctrico de potencia, tanto en la transmisión como en los subsistemas de distribución. Estos cambios impactan, entre otros, en los criterios de operación y en la protección del sistema de potencia.

Este trabajo representa un nuevo abordaje del tema de formación intencional de islas, considerando como tal la condición en la que una parte del sistema de potencia que tiene tanto carga como generación, permanece energizada aislada del resto del sistema

Los estudios anteriores sobre las condiciones de isla en el sistema eléctrico uruguayo, se basan en generación convencional síncrona, sin generación eólica y se refieren a la separación del sistema eléctrico de potencia uruguayo en islas que incluyen prácticamente la mitad de la red del país.

Este trabajo analiza uno de los fenómenos que surgen en los nuevos escenarios de la red eléctrica: la posibilidad de funcionamiento en isla de sistemas relativamente chicos (decenas de MVA), que incluyan estos nuevos generadores, dispersos geográficamente. Este nuevo escenario plantea retos y también oportunidades, ya que la formación controlada de islas eléctricas (*islanding*) puede constituir una estrategia de protección válida en algunos casos.

Se analiza cada uno de los pasos por lo que atraviesa la formación intencional de islas, desde la detección de la misma, el control del sistema, la protección de la isla y el rearmado del sistema eléctrico de potencia reconectando la isla al mismo.

El estudio de casos incluye tanto generadores eólicos como de biomasa, que en ciertos casos, han demostrado ser capaces de operar en isla después de perturbaciones importantes.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Abstract

The expansion and diversification of the Uruguayan energetic infrastructure, with significant penetration of renewable sources, is resulting in structural changes in the power system, both in transmission and distribution subsystems. These changes impact, among others, in the criteria for operation and protection of the power system.

This work represents a new approach to the issue of intentional islanding, considering as such the condition in which a portion of the power system that contains both load and generation remains energized while isolated from the remainder of the system.

Previous studies on the island conditions of the Uruguayan power system, are based on conventional synchronous generation without wind generation and refers to the separation of the Uruguayan electric power system into islands including nearly half of the country's grid.

This paper analyzes one of the phenomena that arise in the new scenarios of the grid: the possibility of islanding relatively small systems (tens of MVA), that includes these new generators, geographically dispersed. This new scenario proposes challenges and opportunities while the controlled islanding can be a valid protection strategy in some cases.

It discusses the steps the intentional islanding goes through, from detecting it, system control, protection of the island and reassembly of the electric power system, reconnecting the island to him.

The case under study includes both wind turbines and biomass which have proved, in some cases, to be able to operate in island after major disturbances.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Prefacio

El presente estudio forma parte del plan de trabajo del Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia (GECSEP).

El mismo nace en el año 1999, con el fin de abordar la temática del comportamiento dinámico del sistema eléctrico uruguayo, aspecto que naturalmente involucra elementos específicos de los sistemas de potencia, la teoría de control y la matemática, y nuevas componentes que surgen de la propia interdisciplinariedad. Está conformado desde el inicio principalmente con docentes del Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) y con profesionales de UTE, que estaban o se han incorporado al plantel docente del IIE. Cabe destacar el rol relevante desempeñado por el Profesor Jorge Alonso, fallecido en el año 2002, en el inicio y el desarrollo del grupo.

Los antecedentes inmediatos son los trabajos de tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica de Celia Sena [46] y de Ricardo Franco [24], mientras que en paralelo se desarrollaron las tesis de Maestría de Ignacio Afonso [3] y Fernando Berrutti [10].

También debe considerarse un antecedente de esta tesis el trabajo presentado por el autor, en colaboración con Celia Sena y Alvaro Giusto, en la Conferencia y Exposición T & D LA 2012, bajo el título de *Intentional Islanding in Power Systems with Dispersed Generation* [41]. Se resumen allí los primeros resultados acerca de la posibilidad de formar islas con generación eólica, en el sistema eléctrico de transmisión de Uruguay, durante perturbaciones importantes en la red. Se evalúan diversas estrategias, dividiendo al sistema interconectado original en subsistemas desacoplados capaces de funcionar en forma estable durante períodos limitados.

Los estudios anteriores sobre las condiciones de isla en el sistema eléctrico uruguayo, [24] [46] se basan en generación convencional síncrona, sin generación eólica. Describen estudios sobre separación en islas del sistema eléctrico de potencia uruguayo, basadas en relés de protección de distancia o sincrofasores. En esos casos se trata de islas que incluyen prácticamente la mitad de la red del país.

El tema de [46] consiste en el estudio de los sistemas de protecciones frente a oscilaciones de potencia.

La filosofía de los relés de oscilación de potencia es simple: evitar disparar algún elemento del sistema de potencia durante oscilaciones estables; y disparar durante oscilaciones inestables. Estos relés deber ser colocados en algunas ubicaciones adecuadas del sistema de potencia, de manera de detectar la oscilación de potencia y separar el sistema en una forma pre-seleccionada, manteniendo el balance entre cargas y generación en cada isla.

El objetivo del trabajo es encontrar la ubicación de los relés de disparo y bloqueo por oscilación de potencia de manera de formar islas equilibradas, en el sistema de potencia uruguayo.

El trabajo central de la tesis [24] plantea profundizar en el estudio de las protecciones sistémicas, los principios generales y las herramientas; el estudio de medidas sincronizadas (sincrofasores) y presentar aplicaciones de implementación de protecciones sistémicas frente al fenómeno de oscilación de potencia. Investiga un esquema de protección sistémica (WAP o SPS) para la separación controlada en islas del sistema uruguayo y el disparo de carga para evitar cortes de energía, basado en la medida remota y local de sincrofasores de tensión mediante PMU y las funciones de WAP llamadas PSD y OOST que usan la derivada primera (deslizamiento) y la derivada segunda (aceleración) del ángulo de fase relativo entre las tensiones remota y local.

Los estudios de [10] y [3] abordaron temas vinculados a generación eólica.

En [10] se realiza el diagnóstico de la inclusión de la generación eólica en la red eléctrica uruguaya y la aplicación de dos métodos que permiten mitigar e inclusive mejorar el desempeño dinámico del sistema eléctrico en los casos que la generación eólica presente un efecto adverso sobre la estabilidad del sistema. Estos métodos están basados en aprovechar la capacidad que tienen los generadores eólicos de velocidad variable para desacoplar la producción de potencia activa y reactiva, así como de desacoplar la velocidad de rotación de los mismos respecto la frecuencia de la red a la cual están interconectados.

En [3] se aborda la respuesta de la generación eólica ante la ocurrencia de un hueco de tensión y cómo esta repercute en la operación del sistema eléctrico. Para ello fueron desarrolladas una serie de metodologías de análisis, las cuales permiten tanto evaluar el comportamiento del sistema en su conjunto, como el comportamiento individual de cada uno de los nodos en los que se conecta la generación eólica ante la ocurrencia de cortocircuitos en la red de transmisión. Mediante la aplicación al SE uruguayo de las mencionadas metodologías, fueron determinados indicadores que permiten caracterizar el comportamiento de las tensiones en cada uno de los nodos de la red de transmisión.

La presente tesis está fuertemente ligada al proyecto de investigación PR FSE 2009 1 03 Estudios dinámicos del sistema eléctrico uruguayo con creciente penetración de energía eólica y generación renovable, dirigido por Alvaro Giusto, el cual ha sido financiado por la ANII, cuyo apoyo ha sido fundamental para la concreción de este trabajo.

El autor

Lista de abreviaturas

APC	Active Power Control
BIF	Estación de transformación Bifurcación
CC	Corto Circuito
CUP	Estación de transformación Fabrica Cemento
DAC	Disparo Automático de Cargas
DAG	Disparo Automático de Generación
DER o DR	Distributed Energy Resource
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
DNC	Despacho Nacional de Cargas
FING	Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República
FV	Modelo con control de Tensión y Frecuencia
GD	Generación dispersa
GECSEP	Grupo Estabilidad y Control Sistemas Eléctricos Potencia
GEWTE	General Electric Wind Turbine Electrical control
I	Corriente
ICT	Information and Communication Technologies
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MIN	Estación de transformación Minas
NDZ	Zona de No Detección
NVA	Estación de transformación Nueva
OOSD	Out-Of-Step Detection
OOST	Predictive Out-Of-Step Tripping
P	Potencia activa
PMU	Phasor Measurement Unit
PSAT	PowerFlow and Short circuit Assessment Tool
PSD	Power Swing Detection
PSS	Power System Simulator
PV	Modelo con control de Tensión y Potencia activa
Q	Potencia reactiva
S	Potencia aparente
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPS	System Protection Scheme
SSAT	Small Signal Analysis Tool
T & D	Trasmisión y Distribución

Capítulo 0. Lista de abreviaturas

TSAT	Transient Security Assessment Tool
UDM	Modelo definido por usuario (User-Defined Model)
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VSAT	Voltage Security Assessment Tool
WAP	Wide Area Protection
ZIP	Z(impedancia) I(corriente) P(potencia)

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	V
Abstract	VII
Prefacio	IX
Lista de abreviaturas	XI
1. Introducción	1
1.1. Planteo del problema	1
1.1.1. Cambios en la infraestructura energética	1
1.1.2. El <i>islanding</i> o funcionamiento en isla	3
1.1.3. Islas con generadores eólicos	4
1.2. Objetivos generales y específicos, metodología	4
1.3. Organización de la tesis	5
2. Funcionamiento en isla	7
2.1. Funcionamiento normal del SEP	7
2.2. Pros y contras del funcionamiento en isla	9
2.2.1. Punto de vista del SEP	9
2.2.2. Punto de vista de los propietarios de GD	10
2.2.3. Punto de vista de los clientes	11
2.3. Funcionamiento en isla no intencional	11
2.4. Funcionamiento intencional en isla	12
2.4.1. Generalidades	12
2.4.2. IEEE 1547-4 2011	13
2.4.3. Rechazo de carga o generación	17
2.4.4. Límites operacionales	17
3. Modelos	19
3.1. Modelos de parques eólicos y aerogeneradores	19
3.1.1. Parques eólicos: modelo PV	21
3.1.2. Parques eólicos: modelo FV	22
3.1.3. Parques eólicos: Otras estrategias de control de frecuencia	25

Tabla de contenidos

3.2. Modelo Generador síncrono	26
3.3. Modelado de la carga	27
3.3.1. Representación de la carga	27
3.3.2. Modelos estáticos	27
3.3.3. Modelos dinámicos	29
4. Sistema bajo estudio	31
4.1. Elección de las instalaciones a estudio	31
4.1.1. Circuito Bifurcación - Minas	32
4.1.2. Balance Carga - Generación en el circuito	34
4.2. Contingencias que forman islas	37
4.3. Aspectos Reglamentarios en Uruguay	38
4.3.1. Marco Regulatorio	38
4.3.2. Reglamento de Trasmisión	38
5. Detección de islas	39
5.1. Clasificación	39
5.2. Detección remota	39
5.3. Técnicas locales	40
5.3.1. Técnicas pasivas	40
5.3.2. Técnicas activas	42
5.4. Métodos de área amplia	42
6. Control del sistema	45
6.1. Relación entre tensión y potencia	45
6.2. Desbalances carga - generación	47
6.3. Disparo automático de cargas (DAC)	50
6.4. Rechazo de carga por frecuencia (DAF)	51
6.5. Disparo automático de generación (DAG)	51
7. Protección en isla	53
7.1. Sistemas de Protección	53
7.1.1. Sobreintensidad	54
7.1.2. Sobreintensidad direccional	54
7.1.3. Distancia	57
7.1.4. Diferencial	58
7.2. Protección del sistema durante la isla	58
7.2.1. Aislar la sección de falla más pequeña	59
7.2.2. <i>Fault ride-through</i>	63
7.2.3. Protección ante faltas en la red en isla con GD	64
8. Rearmado del sistema	67
8.1. Tipos de conexión	67
8.1.1. Conexión sin tensión en al menos uno de los sub-sistemas	67
8.1.2. Conexión síncrona de dos sub-sistemas	67
8.1.3. Conexión asíncrona de dos sub-sistemas	68

8.2.	Sincronización	69
8.2.1.	Verificación de sincronismo	70
8.2.2.	Sincronización manual y semi-automática	70
8.2.3.	Sincronización automática	71
8.3.	Sincronización activa y pasiva	71
9.	Implementación de los modelos	73
9.1.	Software	73
9.1.1.	Software DSAToolsTM	73
9.1.2.	Software PSS / E	74
9.2.	Modelos de parques eólicos	75
9.2.1.	Parques eólicos: modelo PV	75
9.2.2.	Parques eólicos: modelo FV	79
9.3.	Modelo del generador síncrono	85
9.3.1.	Modelo del generador	85
9.3.2.	Modelo del control de velocidad	85
9.3.3.	Modelo del regulador de tensión	86
9.4.	Modelado de la carga	89
9.4.1.	Criterios adoptados	89
9.4.2.	Simulaciones sobre la carga	90
9.5.	Detección de la isla	92
10.	Simulaciones	97
10.1.	Escenarios de Generación	97
10.1.1.	Generalidades	97
10.1.2.	Régimen Nominal	98
10.1.3.	Límite de Simulación	99
10.1.4.	Casos Sesenta, Cincuenta y Medio	101
10.1.5.	Comparación del modelo eólico, sin y con control de frecuencia.	105
10.2.	Formación de islas - Exceso de carga	107
10.2.1.	Caso C1	108
10.2.2.	Caso C2	110
10.2.3.	Caso C3	112
10.2.4.	Caso C4	114
10.2.5.	Caso C5	116
10.2.6.	Caso C6	119
10.2.7.	Caso C7	121
10.2.8.	Caso C8	123
10.3.	Formación de islas - Exceso de generación	126
10.3.1.	Caso G1	128
10.3.2.	Caso G2	129
10.3.3.	Caso G3	131
10.3.4.	Caso G4	132
10.3.5.	Caso G5	134
10.3.6.	Caso G6	137
10.3.7.	Caso G7	139

Tabla de contenidos

10.3.8. Caso G8	141
10.4. Protecciones	143
10.5. Reconexión	144
10.5.1. Reconexión dentro de las tolerancias admisibles	145
10.5.2. Reconexión fuera de las tolerancias admisibles	150
11. Conclusiones	155
11.1. Conclusiones generales	155
11.2. Conclusiones sobre el circuito estudiado	156
11.3. Reflexiones sobre la aplicación a éste u otros circuitos en Uruguay	157
11.4. Trabajos futuros	157
A. Apéndice	159
A.1. Parámetros de generador de Biomasa	159
A.1.1. Modelo del generador	159
A.1.2. Regulador de velocidad	160
A.1.3. Regulador de tensión	161
A.2. Modelo Eólico PSS GEWTE1	162
Referencias	163
Índice de tablas	167
Índice de figuras	168

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se plantea el problema a estudiar, enmarcándolo en los cambios que a nivel global, y en particular en Uruguay, se están dando en las redes eléctricas con la incorporación de generación en base a energías renovables, con especial relevancia de la energía eólica.

A partir de lo anterior se establecen los objetivos generales y específicos de la investigación.

Se ofrece, además, una descripción de lo tratado en el resto del documento, de manera de facilitar la comprensión de como se ha organizado el mismo, y orientar acerca de la información contenida en los siguientes capítulos.

1.1. Planteo del problema

1.1.1. Cambios en la infraestructura energética

El diseño tradicional del sistema eléctrico uruguayo se caracterizaba por dos grandes áreas de generación, respaldado por la interconexión internacional, en alterna, con Argentina.

Un área de generación se encuentra en el noroeste y centro del país, es responsable de la generación hidroeléctrica, incluye las represas de Palmar, Baygorria y Terra. Esta área dispone además de la interconexión con Salto Grande y con el sistema eléctrico de Argentina.

La otra está ubicada en el sur y concentra los generadores térmicos: Central Batlle, Central Térmica de Respaldo y Punta del Tigre. Con esta área se asocia la mayor demanda, fundamentalmente representada por Montevideo.

Ahora, Uruguay se enfrenta a retos en su infraestructura energética, como consecuencia del crecimiento de la demanda, del aumento de precio de los combustibles, y del empeoramiento de la situación hidráulica debido a los cambios climáticos.

Así, al igual que en otros países, la industria eléctrica se está moviendo de combustibles fósiles convencionales hacia la generación con fuentes alternativas de bajas emisiones de carbono.

Capítulo 1. Introducción

Las tecnologías que pueden contribuir a la consecución de este objetivo incluyen las energías renovables y de pequeña escala no renovables, situados cerca de los centros de carga.

Según [30] se define recursos distribuidos (DR) como "las fuentes de energía eléctrica que no están conectadas directamente a un sistema de transmisión de energía. DR incluye tanto generadores como tecnologías de almacenamiento energético". Y define generación distribuida como "plantas de generación eléctrica conectadas a un sistema eléctrico de potencia, a través de un punto de conexión; un subconjunto de DR".

Sin embargo es común que generación distribuida se asocie a potencias relativamente chicas, tal como se hace en [16] donde se define como "la generación de Autoprodutores y Generadores conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor, cuya potencia instalada de generación no supera los 5.000 (cinco mil) kW".

Para salvar esa limitación en este trabajo se hace uso del término Generación Dispersa (GD), incluyendo en este concepto generadores privados y públicos, geográficamente distribuidos, conectados en la red de Trasmisión y Distribución (T & D), basados en generación eólica y biomasa.

En el acuerdo multisectorial de energía (febrero 2010) [15], se establece entre otros lineamientos incorporar en el quinquenio no menos de 300 MW de potencia eólica y 200 MW de potencia en biomasa, mediante mecanismos atractivos, eficaces y transparentes. En posteriores definiciones sobre el tema el MIEM [50] ha manifestado que se alcanzarán 600 MW de potencia eólica, en un país que consume 1200 MW en promedio y que tiene un pico de 1700 MW.

Además de los beneficios derivados de sus fuentes primarias, renovables y más limpias, la introducción de GD aporta otros, como ser:

- Reducción de pérdidas, ya que la generación se acerca a los centros de consumo.
- Mejora la fiabilidad del sistema al reducir la dependencia de las grandes centrales y de fuentes externas al país.
- Apoyo al mantenimiento de la tensión en redes alejadas, mejorando la calidad de la energía
- Liberación de capacidad de transmisión y distribución, mediante el abastecimiento local de la carga.
- Aplazamiento de construcción de nuevas infraestructuras, redireccionando las inversiones en otras zonas de la red.

Las consecuencias de la creciente penetración de nuevas tecnologías de generación en el SEP provoca también nuevos desafíos [19] [8].

La ubicación a gran escala de energías renovables está determinada por la disponibilidad de la fuente de energía, por ejemplo, lugares con una velocidad media del viento mayor son elegidos por los parques eólicos. En algunos casos puede llegar a invertir el flujo de energía a través de la red.

1.1. Planteo del problema

Las redes de T & D existentes no fueron diseñadas originalmente para dar cabida a GD. En consecuencia, en muchas regiones los operadores de red esperan un aumento de congestión de la red especialmente en las zonas rurales y remotas.

En las redes de distribución, puede resultar una subida de tensión, si la GD se instala en puntos lejanos y débiles de la red, y un aumento de la corriente de falta, si la generación se instala cerca de los centros de carga.

En transmisión, la transferencia de un gran volumen de energía a partir de zonas con mucha GD hacia los centros de carga puede causar estrangulaciones en el transporte a través de las redes y dar lugar a reducir la potencia de los GD.

El método convencional de despacho no puede satisfacer el hecho de una generación intermitente como la eólica, que no es capaz de entregar su producción esperada de energía en la forma tradicional.

En comparación con las plantas convencionales, hay un control limitado sobre la salida de potencia de muchas de las tecnologías empleadas en GD, por ejemplo, la energía eólica con característica de salida variable por las fluctuaciones del viento y su despacho esencialmente autónomo.

La alta penetración de la GD, especialmente aquellos con potencias del orden de unos 50 MW que se conectan a nivel de transmisión, determina nuevas preocupaciones con respecto a los temas de estabilidad y de protecciones.

1.1.2. El *islanding* o funcionamiento en isla

Islanding (o funcionamiento en isla), se puede definir como una condición en la que una parte del sistema de potencia que tiene tanto carga como generación, permanece energizada aislada del resto del sistema.

Se considera no intencional cuando la isla se produce de forma no planificada, constituye una situación no deseada que puede traer consecuencias negativas para los clientes, para el SEP o para los propios GD.

Por el contrario, una isla intencional se forma de manera controlada y sus consecuencias están previstas y si se lleva a cabo es porque se evalúa que serán positivas para todas las partes involucradas.

Bajo ciertas condiciones la formación controlada de islas, es una estrategia válida de protección, ya que puede reducir el impacto de las perturbaciones graves y permitir una restauración más rápida del sistema; véanse las referencias [51] [36].

Hasta hace poco tiempo las redes de distribución y parte de la red de transmisión podían ser consideradas pasivas. En el viejo escenario estas redes radiales, con flujos unidireccionales de energía se atendían a través de un sencillo y eficiente esquema de protección.

Una gran penetración de GD como la planteada en 1.1.1 modifica por completo este entorno, cuando las redes dejan de ser pasivas y gradualmente van cambiando hacia redes activas fuertemente interconectadas, con flujo bi-direccional de energía.

Este tipo de redes habilitan la posibilidad de funcionamiento en isla de parte del SEP alimentado por GD, lo cual puede ocurrir de manera intencional o de manera no intencional.

Capítulo 1. Introducción

1.1.3. Islas con generadores eólicos

Los generadores eólicos modernos de velocidad variable, mayormente basados en generadores de inducción doblemente alimentados, son equipados con convertidores AC/DC/AC.

Para controlar la tensión y frecuencia en la isla, una opción es obtener el control de la frecuencia a través de GD síncronos convencionales que formen parte de la isla, y/o se pueden implementar controles de potencia reactiva / tensión y de potencia activa / frecuencia para los GD eólicos. En [51] y [35] se presentan este tipo de estrategias, para pequeños generadores en los que se puede disponer de fuentes de almacenamiento, por ejemplo bancos de batería.

En esta investigación se aborda la formación de islas intencionales que incluyan parque eólicos, su utilidad como estrategia de protección y las condiciones requeridas para su viabilidad.

En este capítulo se formula el problema y se establecen los objetivos generales y específicos de esta investigación.

Se describe la metodología de investigación utilizada para alcanzar estos objetivos.

1.2. Objetivos generales y específicos, metodología

Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es analizar, bajo ciertas condiciones, la formación controlada de islas, con participación de parques eólicos, como una estrategia válida de protección para el sistema eléctrico uruguayo.

Como objetivos específicos se establecen

- Objetivo específico 1

Establecer que recomendaciones se deben tener en cuenta en el momento de realizar el estudio previo a resolver aplicar esta estrategia de protección.

- Objetivo específico 2

Analizar criterios generales para cada uno de dichos aspectos, que puedan ser aplicados en casos futuros, de forma de reducir los estudios a realizar, estableciendo los límites de aplicación de tales criterios.

- Objetivo específico 3

Encontrar una zona de la red eléctrica uruguayo cuyas características particulares permitan aplicar las recomendaciones y criterios generales sugeridos.

- Objetivo específico 4

Aplicar y evaluar dichos procedimientos en esta zona, determinando si es una zona factible de funcionar como isla intencional.

1.3. Organización de la tesis

El enfoque de la investigación utiliza en parte métodos cualitativos a través del proceso de recopilar las prácticas seguidas a nivel internacional para la formación intencional de islas y desarrollar preguntas e hipótesis antes, durante y después de la recolección y análisis de los datos.

Las decisiones y los resultados se justifican con información proporcionada por datos cuantitativos, conduciendo el proceso de recopilarlos, simularlos, organizarlos e interpretarlos para la aplicación concreta del problema en un contexto real.

1.3. Organización de la tesis

El contenido de los próximos capítulos es el siguiente:

En el Capítulo 2, Funcionamiento en Isla, se resumen ventajas e inconvenientes del islanding, se revisan algunas normas sobre el tema y se introducen conceptos relacionados con el funcionamiento en isla.

El alcance de esta investigación no abarca la creación de modelos, sino que desde un principio se plantea aplicar modelos conocidos y probados. En el Capítulo 3, Modelos, se describen algunos de los modelos a utilizar, especialmente en aquellos elementos cuya elección pueda tener mayor impacto en los resultados. Son de particular interés los modelos de los parques eólicos y de las cargas.

Como se expresa en el objetivo específico 3, se requiere encontrar una parte del sistema eléctrico uruguayo en la cual sea posible considerar la formación de islas intencionales. En el Capítulo 4, Sistema bajo estudio, se hace foco en el sistema eléctrico uruguayo y en las instalaciones estudiadas en esta investigación.

El funcionamiento en isla de una porción del SEP, implica como primer paso reconocer tal condición. En el Capítulo 5, Detección de islas, se realiza una reseña sobre los métodos más usados para tal fin, con especial atención en conocer las magnitudes y tiempos involucrados en la misma. Esta información resulta de importancia para poder tomar acciones correctivas que posibiliten la estabilidad de la isla, ya que el tiempo de detección se resta del tiempo disponible para tomar dichas acciones.

En el Capítulo 6, Control del Sistema, se abordan las interrelaciones entre variaciones de frecuencia y tensión con la potencia activa y reactiva inyectada a la red, se analizan las consecuencias de los desequilibrios repentinos entre generación y carga, y se mencionan algunos métodos que colaboran para recuperar el equilibrio.

Como se menciona en la sección 2.4.2 durante la condición de isla se debe mantener la coordinación de los dispositivos de protección, de forma que aquellas faltas que se pueden detectar y subsanar en el modo paralelo normal, también se detecten y subsanen en el modo de funcionamiento en isla. En el Capítulo 7, Protección en isla, se describen algunos principios de protección y se mencionan aspectos a tener en cuenta para el uso de los mismos en un sistema en isla; el tratamiento en profundidad de este tema supera el alcance de esta tesis.

Capítulo 1. Introducción

Superada la condición que llevó a trabajar en isla, es necesario pasar a trabajar nuevamente en la configuración normal, este rearmado o restauración del sistema es la reconexión de la red en isla desde la red principal. Hay varias formas de reconectar dos redes, en el Capítulo 8, Rearmado del Sistema, se revisan cuales son y se hace hincapié en la conexión asíncrona, aplicable al caso de isla.

En el Capítulo 9, Implementación, se describe el software usado en las simulaciones, la parametrización de los modelos y las decisiones que llevaron a las mismas. Se presentan también validaciones hechas sobre los modelos para corroborar su correcto funcionamiento.

Finalmente en el Capítulo 10, Simulaciones, se presenta una selección de las simulaciones que se consideran más relevantes para justificar los resultados resumidos en el Capítulo 11, Conclusiones.

Capítulo 2

Funcionamiento en isla

Una de las formas en que la GD puede mejorar la confiabilidad y la fiabilidad del SEP, es siendo capaz de proporcionar suministro eléctrico en situación de isla.

Para que esto sea efectivo se requiere unidades de GD confiables y una coordinación cuidadosa con el equipamiento de protección y de apertura del SEP.

En este capítulo se resumen ventajas e inconvenientes del islanding, se revisan algunas normas sobre el tema y se introducen conceptos relacionados con el funcionamiento en isla.

2.1. Funcionamiento normal del SEP

El sistema de potencia está formado por el conjunto de elementos que posibilitan el suministro de energía eléctrica a los consumidores, con los niveles de calidad que se establecen en los reglamentos vigentes.

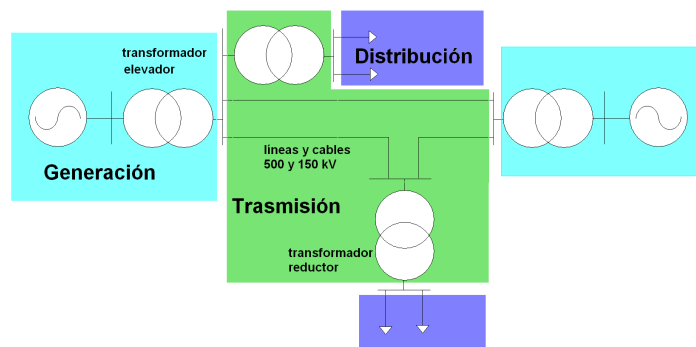


Figura 2.1: Sistema de Potencia

Típicamente se distinguen tres actividades, generación, trasmisión y distribución, (figura 2.1) a cada una de las cuales se les asocia ciertos elementos propios de sus funciones.

Capítulo 2. Funcionamiento en isla

En la separación de funciones tradicional, la generación se encuentra concentrada en unas pocas centrales, despachadas de forma coordinada por un despacho regional o central.

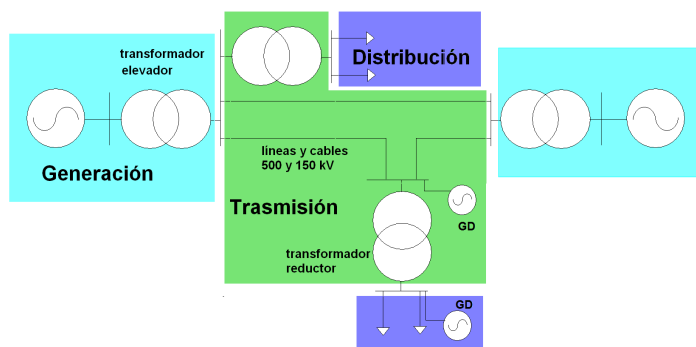


Figura 2.2: Sistema de Potencia con GD

La introducción masiva de GD conduce a un nuevo enfoque de la red de distribución, que deja de ser pasiva y se convierte en una red activa fuertemente interconectada, con flujo bi-direccional de energía.

En el nuevo escenario existen generadores ubicados en la red de T & D, como se representa en la figura 2.2, algunos autodespachados y/o con salida variable minuto a minuto.

En el régimen normal, la GD funciona en paralelo con el SEP, del cual toma la referencia de frecuencia. La tensión, si bien puede participar en su mantenimiento, también es dada fundamentalmente por el SEP.

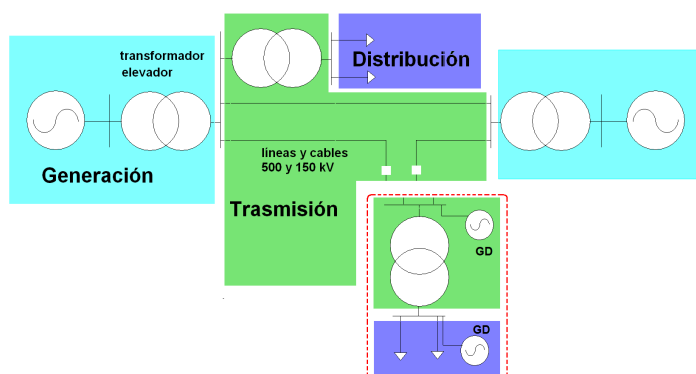


Figura 2.3: Sistema de Potencia con isla

En condiciones excepcionales, la presencia de GD posibilita el funcionamiento en isla de parte del SEP alimentado por GDs, lo cual se representa en la figura 2.3.

Cuando esto ocurre de manera no intencional constituye un comportamiento indeseado, por las razones que se expresan en la sección 2.3.

2.2. Pros y contras del funcionamiento en isla

El funcionamiento en isla también puede ocurrir de forma planificada o intencional; este modo de funcionamiento se analiza en la sección 2.4.

2.2. Pros y contras del funcionamiento en isla

La operación de GD en isla da lugar a discusiones entre las empresas de servicios eléctricos, propietarios de GD y clientes. Es interesante el planteo que se hace en [26] [27] sobre el punto de vista de cada uno de los involucrados, del cual se toman varios elementos en este documento.

En general, propietarios de GD, industrias con formas de auto-generación o cogeneración y clientes en general, ven en las islas una posibilidad de mantener la continuidad del servicio eléctrico, en el peor de los casos en condiciones de potencia reducida o menor calidad de la energía, pero que igualmente minimiza las pérdidas frente a la alternativa de un corte total, tanto sea de corta como de larga duración.

Las empresas eléctricas habitualmente exigen la desconexión inmediata de la GD en caso que se interrumpa el suministro desde la red principal, oponiéndose a su funcionamiento en isla (islanding).

2.2.1. Punto de vista del SEP

La oposición al funcionamiento en isla se basa esencialmente en la consideración de islanding como una operación no intencional de larga duración.

En general, el uso de la GD mejora la fiabilidad para el sistema del cliente propietario del generador, pero no es necesariamente así para los otros clientes atendidos por el mismo sistema de distribución [20].

Para el servicio, la operación en isla de generadores que son totalmente controlados por terceros, podría según [25] [20] causar inconvenientes, algunos de los cuales son:

Retroalimentación, una porción de la red puede quedar, inadvertidamente, alimentada por la GD. Esto es muy peligroso si el personal de obras o mantenimiento considera que la red está desenergizada, pues puede causar graves accidentes. Además, la permanencia de alimentación a la red puede dificultar o impedir la desionización de un arco durante el tiempo de pausa sin tensión del recierre de una línea, fracasando entonces el recierre automático.

Alto riesgo de falla para equipos de clientes, teniendo en cuenta que el operador del sistema sigue siendo el responsable, a pesar de que no posee el control total, de lo energizado en su sistema.

Mala calidad de energía a los clientes, incumpliendo los límites reglamentarios de frecuencia y tensión (durante la conexión, operación y desconexión). En casos extremos, cuando la GD es relativamente grande, puede ponerse en riesgo la estabilidad del sistema T & D.

Capítulo 2. Funcionamiento en isla

Problemas de aterramiento, el neutro del generador puede estar aislado de tierra durante la transferencia y/o durante la operación, pasando desapercibidas las fallas monofásicas, dando lugar a la presencia de sobretensiones en las fases sanas, en instalaciones que no están diseñadas para soportarlas.

Problemas en la desconexión de faltas, ya que el aporte del generador a la falta puede ser insuficiente para que la protección actúe correctamente, cuya consecuencia es el retardo de la desconexión o el mantenimiento no detectado de la falta.

Impacto del transitorio, desde y hacia el sistema, en especial en lo que respecta a las protecciones.

Desbalance de potencia, para que se logre regular tensión y frecuencia es conveniente que las cargas sean menores o iguales a la potencia del generador, durante la operación en isla.

Reconexión fuera de fase, cuando dos fuentes se separan durante la formación de una isla, si las mismas se vuelven a conectar sin el debido proceso de sincronización previo, pueden resultar en daños para una o ambas partes involucradas. Un ejemplo de esto es cuando el recierre automático no prevé que la línea a reconectar pueda estar con tensión.

Grandes saltos de carga, mientras continúa alimentando las cargas dentro de la isla.

Entonces, para las empresas eléctricas el funcionamiento en isla de generadores cuyo control está en manos de particulares supone un riesgo adicional de fallo para las instalaciones y de accidente para su personal.

Sin embargo, las empresas eléctricas, podrían mitigar las consecuencias económicas de los apagones permitiendo la formación de islas que atiendan a parte de los clientes afectados, con GD de la zona, incluso de algunos de estos mismos clientes.

La nueva situación es compleja desde el punto de vista contractual, pero la reducción de gastos en multas y compensaciones puede ser beneficiosa.

2.2.2. Punto de vista de los propietarios de GD

Para los clientes que son dueños de GD, en régimen de Autoprodutor [16], el funcionamiento en isla, tanto sea acotado a su propia planta o en una isla más amplia que lo abarque, puede representar una manera de mantener la continuidad de la operación.

Aunque esta continuidad sea en condiciones de potencia reducida, menor consumo de energía o capacidad de producción limitada, de todas formas las pérdidas económicas son menores que las provocadas por un profundo hueco de tensión o un corte total.

Es interés primordial de la industria que las líneas de producción operen el mayor tiempo posible, por lo que el funcionamiento en isla aumenta la fiabilidad para el cliente.

2.3. Funcionamiento en isla no intencional

El análisis de estos temas implica como uno de los factores, el tiempo. En algunos casos la solución difiere si los tiempos involucrados son cortos o largos. En particular [26] [27] estudia las ventajas de funcionamiento en isla sólo por cortos períodos de tiempo, donde el límite máximo establecido para considerarlo así es de dos segundos. El límite de dos segundos se determina por el cliente y por los sistemas de protección (en especial el régimen de reconexión). Un factor importante para la fijación de la duración del tiempo, es la posibilidad de re-inicio de las líneas de producción que pertenecen a los clientes industriales.

2.2.3. Punto de vista de los clientes

Los clientes priorizan la continuidad del servicio, por lo que encuentran preferible alimentarse en isla, que sufrir un corte. En la mayoría de los casos no son conscientes de los riesgos enumerados en 2.2.1 o no están en condiciones de evaluarlos. También contribuye a la minimización de los riesgos el hecho que aún en caso de producirse problemas como los mencionados, es posible que solo algunos clientes reciban un perjuicio, pasando desapercibido para otros.

2.3. Funcionamiento en isla no intencional

Cuando uno o más generadores distribuidos se aíslan accidentalmente del resto del sistema eléctrico y siguen alimentando a las cargas por separado de la red eléctrica principal, la afección se conoce como formación de islas no intencional (*unintentional islanding*) [42]. El concepto de accidental aquí no es sinónimo de la ocurrencia de una falta que provoca la apertura, sino que se refiere a que no fue previsto que la isla se formara.

Las empresas eléctricas están muy preocupadas por la formación no intencional de islas. Esto se debe esencialmente a que la empresa pierde el control de la tensión y la frecuencia durante la condición de isla [49].

Una causa común de desconexión puede ser una falta transitoria a tierra que provoca la apertura del interruptor de una línea. Sin embargo, la falta transitoria puede no ser detectada por la GD y más aún cuando la causa deja de existir, luego de la apertura del interruptor de la línea.

En este escenario, queda formada una isla no intencional que puede tener, inicialmente, superávit o déficit en energía activa y reactiva. El déficit de potencia activa es acompañado por la liberación de la energía cinética de máquinas de rotación integradas en el sistema local, y por lo tanto la reducción en la frecuencia del sistema. El déficit de energía reactiva es acompañado por el aporte de energía reactiva de algún generador o se manifiesta como una baja de tensión. De forma simétrica se compensan superávit, cuando son bajos.

Este tipo de islas no intencionales crean riesgos para el personal de las empresas eléctricas y para los clientes, al estar energizada una línea que se supone está desconectada de toda fuente de energía.

Los GD en la isla podrían ser dañados cuando la isla se vuelve a conectar a la red, debido a que los generadores pueden estar fuera de sincronismo con el sistema

Capítulo 2. Funcionamiento en isla

en el instante de reconexión, produciéndose grandes corrientes transitorias y daños al eje del generador.

También, la presencia de una GD que alimenta una falta, puede interferir con la recuperación de la aislación (desionización), impidiendo el cierre automático o manual que restablece el servicio normal para los clientes.

Otro problema importante es que la GD aislada podría causar tensión y frecuencias anormales, perjudiciales para los clientes.

La norma IEEE 1547-2003 [30] en su apartado 4.4.1 hace referencia al unintentional islanding, indicando que se debe detectar la isla y cesar de energizar la misma dentro de los dos segundos desde la formación de la misma. En dicha norma se aclara que el funcionamiento en isla estaba bajo estudio, lo que se vio reflejado posteriormente en la IEEE 1547.4 - 2011 y que se trata en la sección 2.4.2.

2.4. Funcionamiento intencional en isla

2.4.1. Generalidades

Para que una isla se considere intencional, la misma debe haber sido previamente estudiada, el sistema eléctrico debe haber sido adaptado y el personal de operaciones debe haber recibido la formación sobre como actuar en tal escenario.

El origen de la separación puede ser una maniobra programada u ocurrir repentinamente por la operación de los sistemas de protección, pero la contingencia debe haber sido prevista y por lo tanto existir procedimientos y controles para manejarla.

Por ejemplo, si durante la ocurrencia de una falta en el SEP, varios grupos de generadores salen de paso entre si, puede ser conveniente disponer la formación de determinadas islas, donde hay un desfase mínimo entre la carga y generación.

Como se menciona en el Prefacio, estudios anteriores del grupo GECSEP sobre condiciones de isla en el sistema eléctrico uruguayo, [24] [46] se basan en generación convencional síncrona, sin generación eólica.

Describen estudios sobre separación en islas del sistema eléctrico de potencia uruguayo, basadas en relés de protección de distancia o sincrofasores. En esos casos se trata de islas que incluyen prácticamente la mitad de la red del país.

Las islas intencionales con participación de GD no es una practica común hasta el momento, pero como las fuentes de energía distribuida se han vuelto más integradas en los sistemas de T& D, se hace viable abrir el sistema T& D en islas que son autorreguladas, suministrando niveles altos de confiabilidad a las cargas criticas. [8]

Cuando se acepta la formación intencional de islas, es necesario tomar algunas acciones de control para asegurar el éxito en la formación de las mismas en los casos previstos.

En la actualidad se ha introducido el concepto de redes activas para describir la distribución que admite una subdivisión en pequeñas células interconectadas (microrredes) con muchos generadores.

2.4. Funcionamiento intencional en isla

La capacidad de atender una parte de la red sin faltas mediante generación distribuida, para mejorar el servicio prestado, jugará un papel clave en las redes activas.

Para ello es importante el avance producido en las ICT (*Information and Communications Technologies*), es decir tecnologías que facilitan el acceso a la información a través de las telecomunicaciones.

Las redes activas harán uso de las ICT y los sistemas de control automático para controlar cargas y generadores, para permitir la participación de DR en el mercado energético y mantener un nivel suficiente de confiabilidad.

El escenario planteado en la presente investigación, pertenece a un tercer tipo de islas, con pocos generadores conectados en la red de transmisión o subtransmisión y que deben ser capaces de soportar la carga en la isla, manteniendo adecuadamente la tensión y la frecuencia a todos los clientes. Al menos algunos de los generadores participantes deben estar equipados con control de excitación y reguladores de velocidad con capacidad de controlar la tensión y la frecuencia local.

Con el fin de evitar los perjuicios y aprovechar los beneficios, la condición de isla debe ser cuidadosamente implementada y controlada [8].

Esta estrategia de control requiere estudios de planificación con el fin de verificar que las magnitudes de tensión y frecuencia, en cada isla, se encuentran entre los límites permitidos por la reglamentación. Además, estos estudios verifican la capacidad de las líneas y los transformadores de potencia de satisfacer la demanda sin restricciones durante la condición de isla.

Deben realizarse estudios de estabilidad en cada isla con el fin de estudiar la interacción entre los generadores de la isla, y entre los generadores y la carga.

También son necesarios flujos de potencia y estudios de cortocircuito con el fin de asegurar que los sistemas de protección situado en las líneas y generadores de la isla detectan correctamente las faltas durante la condición de isla. De estos estudios se puede concluir si es necesaria la instalación de nuevos sistemas de protección.

Además de la formación de la isla y su operación en tal condición, es necesario prever mecanismos para asegurar la reconexión al resto del SEP. Cuando se reconecta, el interruptor que vincula el SEP con la isla, no debe cerrar a menos que ambos estén sincronizados. Esto es analizado en el Capítulo 8

2.4.2. IEEE 1547-4 2011

La norma IEEE 1547-4 2011 organiza las recomendaciones para el funcionamiento de generadores dispersos en isla.

En el apartado 4.2 establece consideraciones específicas para islas con GD que incluyen una porción del SEP:

- Debe existir acuerdo con el operador del SEP para operar el sistema en islas con GD.
- Deben ser identificados cuales GD participan y cuales no participan.

Capítulo 2. Funcionamiento en isla

- Antes de la formación de la isla planificada, cada GD que está en paralelo con el SEP deberá satisfacer los requisitos de IEEE Std 1547-2003.
- Durante la transición y la operación de la isla planificada, uno o más de los GD participantes podrá operar de acuerdo con un conjunto predefinido de requisitos, por fuera de la norma IEEE 1547 - 2003.
- Deben realizarse estudios del sistema para apoyar el establecimiento de la isla planificada.
- El área de SEP se modifica para operar en el modo de isla planificada.
- En el inicio de la isla planificada, se debe determinar que hay suficiente capacidad disponible de GD para satisfacer las necesidades de la isla.
- Los GD que no participan de la isla planificada o no han establecido los acuerdos comerciales para la operación en isla intencional con el operador del SEP, pueden ser autorizados a continuar su operación de acuerdo a la IEEE Std 1547-2003 o como una isla local. Puede ser necesario llevar a cabo estudios de flujo de carga y estudios de estabilidad para identificar si hay riesgo de que la operación de los GD no participantes comprometa el funcionamiento de la isla planificada
- Se debe mantener la tensión y la frecuencia dentro de los límites operacionales para todo el sistema en isla, incluso para los sistemas y cargas de los GD no participantes.
- En una isla planificada, se debe lograr el balance generación-carga por cada fase.

A continuación se realizan consideraciones sobre el modo de funcionamiento en paralelo normal, la transición al modo isla, el funcionamiento en modo isla y la reconexión con el SEP.

Funcionamiento normal en paralelo (sin isla)

Durante el funcionamiento normal, en paralelo con el SEP, todos los GD de la isla planificada deben funcionar de conformidad con IEEE Std 1547-2003 a menos de acuerdos particulares con el operador del SEP.

Los equipos de Monitoreo, Intercambio de información y Control, (MIC), necesarios para el funcionamiento en isla, tienen que estar en funcionamiento durante el modo paralelo.

Es necesario que esta información esté disponible para el sistema de control de la isla, de tal manera que la transición pueda ser planificada de antemano. Esto debe incluir información sobre el estado de los dispositivos de protección, niveles de generación, niveles de carga, y tensiones del sistema.

Puede haber requisitos MIC adicionales; generalmente a mayores islas, mayores requerimientos. Pueden ser requisitos específicos de seguimiento, control y protección de la reconexión, como coordinación de regulación de frecuencia, coordinación

2.4. Funcionamiento intencional en isla

de regulación de voltaje, protecciones asistidas por comunicaciones y esquemas de automatización de distribución.

Transición a la isla

La transición a isla puede ser el resultado de eventos programados o no programados. Las transiciones programadas son situaciones planificadas, para las que el tiempo y la duración prevista de la isla están acordadas por todas las partes involucradas.

Las transiciones no programadas son eventos accidentales que normalmente se inician por la pérdida del SEP o fallas en los equipos; el sistema en isla con GD es seccionado de forma automática por equipos de protección.

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

Durante la transición a la isla deben haber suficientes GD, deben tener disponibles las características necesarias según fue planificado, diseñado e instalado, de forma de controlar la tensión y frecuencia durante la perturbación de la red y hasta tanto los relés de protecciones y los interruptores operen para lograr una transición exitosa.

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

Funcionamiento en isla

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

Debe ser capaz de regular activamente la tensión y la frecuencia dentro de los rangos acordados, por lo que debe haber un margen de reserva adecuada que es una función del factor de carga, la magnitud, la curva de carga y los requisitos de fiabilidad de la carga, y de la disponibilidad de GD. Para equilibrar la carga y la generación dentro de la isla, se pueden usar diversas técnicas, por ejemplo, seguimiento de carga (un esquema de funcionamiento que ajusta automáticamente la potencia eléctrica de la generación para que coincida con la demanda eléctrica), gestión de la carga (equilibrar el suministro de electricidad con la carga eléctrica mediante el ajuste o el control de la carga, por ejemplo tarifas especiales para influir en los consumidores), y disparo de carga (se ve con mas detalle en 6.3).

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

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

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

Capítulo 2. Funcionamiento en isla

Todas las posibles faltas que se pueden detectar y subsanar en el modo paralelo normal, debe ser posible que también se detecten y subsanen en el modo de funcionamiento en isla.

Debe haber un monitoreo y control suficiente para entender y operar el estado de la isla.

Si hay múltiples unidades de GD en el sistema, su funcionamiento debe ser gestionado y coordinado para responder eficazmente a las necesidades de la isla.

Reconexión

Para la reconexión de la isla con GD al SEP, el monitoreo debería indicar que existen las condiciones apropiadas para sincronizar la isla con el SEP.

Después de una perturbación en el SEP no se debería hacer una reconexión hasta que la tensión del SEP esté dentro de los límites operacionales admisibles luego de una perturbación, como se describen en la sección 2.4.4.

Las diferencias de tensión, de frecuencia y de fase entre los dos sistemas deben estar dentro de los límites aceptables (es decir , tal como se especifica en la norma IEEE Std 1547-2003 , Tabla 5) con el fin de iniciar una reconexión.

El dispositivo de interconexión puede retrasar la reconexión hasta cinco minutos después de que el SEP recupera los valores estacionarios de tensión y frecuencia dentro de los rangos establecidos.

Si es un evento no programado el que activa la desconexión del SEP, el tiempo antes de la reconexión puede ampliarse para garantizar que al momento de reconectar la isla al SEP el mismo esté ya dentro de los límites operacionales. Si existen varias islas, debe establecerse una estrategia para escalar deliberadamente la reconexión de las islas al SEP.

Hay varias maneras de volver a conectar el sistema de islas GD de nuevo a las SEP:

- Sincronización activa, hay un mecanismo de control que se puede utilizar para hacer coincidir la tensión, frecuencia, y ángulo de fase del sistema en isla con los del SEP antes de iniciar una reconexión. Esta técnica requiere de medidas del SEP y de la isla, y que esta información se comunique al sistema de control.
- Sincronización pasiva, emplea una verificación de las condiciones de sincronismo y solo permite volver a conectar los sistemas cuando las diferencias están dentro de los límites establecidos. Esta técnica también requiere de medidas del SEP y de la isla y puede tomar más tiempo para volver a conectar que la sincronización activa (incluso puede no ser posible reconectar).
- Isla desenergizada, implica la interrupción del servicio en la isla, con la desconexión de los GD. No se requieren medidas del SEP ni mecanismo de control. Una vez que el sistema en islas está en paralelo con el SEP , todos los GD vuelven a estar regidos por el comportamiento establecido en IEEE 1547-2003.

Estos temas se estudian más detalladamente en el Capítulo 8.

2.4.3. Rechazo de carga o generación

Cuando una subestación T&D, o una porción del SEP se convierte en un sistema en isla, por la apertura de uno o varios interruptores, el balance entre generación y cargas puede no ser equilibrado.

En ocasiones el equilibrio no puede ser recuperado a pesar de los controles de los generadores. Para evitar un posible colapso del sistema es necesario reducir parcialmente la carga (o la generación) para lograr el equilibrio entre la potencia disponible en las GD y la carga.

En [29], se adopta el sistema de Disparo Automático de Carga (DAC) convencional, considerando 6 escalones de disparo de relés de subfrecuencia.

Otros sistemas de rechazo de cargas tienen en cuenta la derivada de frecuencia (denominada también tasa de atenuación de frecuencias) en el momento de formarse la isla.

En los casos en que existe un exceso de generación, este puede ser parcialmente corregido por los controles de los generadores, aunque a veces también se requiere la implementación de esquemas automáticos de desconexión, pero en este caso de Generadores (disparo automático de generación DAG)

En el Capítulo 6 se profundiza en algunos de estos conceptos.

2.4.4. Límites operacionales

Cuando se produce una isla, el estado posterior puede resultar en condiciones tales que la tensión y/o la frecuencia no se estabilizan, los generadores no pueden llegar al régimen, y salen de servicio por disparo de sus protecciones propias.

En caso que esto no suceda y pueda llegarse a un nuevo equilibrio, no necesariamente ese nuevo equilibrio va a ser un estado de régimen aceptable.

A los efectos de evaluar si la operación en isla es conveniente, se toman en cuenta los criterios de desempeño mínimo establecidos para la red de transmisión.

Estos límites operacionales consisten en una banda de variación de la tensión en estado permanente, y una banda mayor de variación de la tensión en condiciones posteriores a una contingencia. En el segundo caso se limita la duración de ese nivel excepcional de tensión a un tiempo de algunos segundos o minutos a partir de ocurrida la contingencia.

Del mismo modo para la frecuencia existe una banda de variación para condiciones normales y otra más amplia durante transitorios de frecuencia, que de forma similar a lo dicho para tensión, tiene una duración acotada en el tiempo, que se establece.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Modelos

Los modelos de las líneas, cables, barras, bancos de reactores y capacitores, habitualmente son conocidos y no presentan dificultades.

Lo mismo puede decirse de los generadores síncronos. Sin embargo a diferencia de los elementos pasivos de la red, cuyo modelado para estudios de estabilidad no difiere del que se usa habitualmente en los estudios de régimen estacionario, la máquina síncrona debe ser modelada en de forma diferente.

Por otra parte, los modelos de los parques eólicos recién comenzaron a ser accesibles a medida que se incorpora esta tecnología masivamente. Si bien el modelado de parques eólicos no forma parte del alcance de esta investigación, en este capítulo se incluye alguna información sobre los mismos.

Por último, las características particulares de las cargas no es una información fácil de recabar, por lo que se usan generalmente aproximaciones que dan resultados aceptables. En este capítulo se analiza también este tema.

3.1. Modelos de parques eólicos y aerogeneradores

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores mas una red que los une y permite la interconexión con el SEP a través de un punto de conexión.

El aerogenerador utilizado para integrar los parques en esta investigación, corresponde a un generador de inducción doblemente alimentado Vestas V-80 de 2MW de potencia nominal.

Este tipo de generador, pertenece a la categoría de los denominados DFIG (*doubly fed induction generator*), figura 3.1, uno de los más usados actualmente dado que presenta una buena relación prestaciones-precio.

La máquina es de rotor bobinado, el cual es alimentado por un convertidor AC/DC/AC, en tanto el estator se alimenta mediante la tensión de la red.

Al poder inyectar una tensión de amplitud y frecuencia variable en el rotor, es posible controlar el par desarrollado por la máquina y a partir de él la potencia activa.

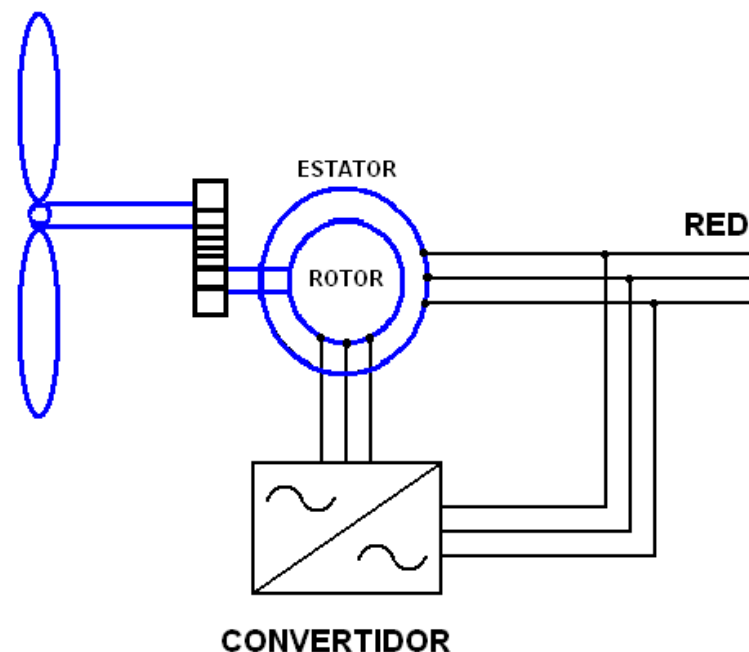


Figura 3.1: Diagrama físico del DFIG

En forma desacoplada se puede controlar la potencia reactiva desarrollada por el estator.

En la figura 3.2 se ilustra un modelo de bloques, con los principales vínculos y con las opciones de control que podrían implementarse.

Las variables involucradas en este modelo son:

W_i velocidad del viento entrante a la turbina.

P_o potencia activa saliente de la turbina, entrante al modelo eléctrico.

V_{reg} tensión en la barra regulada

I_p , I_q corrientes en cuadratura, salientes del modelo eléctrico, entrantes al convertidor.

P_{gen} , Q_{gen} potencia activa y reactiva generadas por el aerogenerador.

P_s , V_s , f_s potencia tensión y frecuencia a la salida, usados en los controles del modelo eléctrico y de la turbina.

El primer bloque, modelo de viento, es un módulo que entrega la entrada de viento al sistema, W_i .

Un segundo bloque denominado modelo de turbina, tiene como entradas el viento W_i , los valores actuales de la salida, (P_s f_s), y entrega una orden de potencia

3.1. Modelos de parques eólicos y aerogeneradores

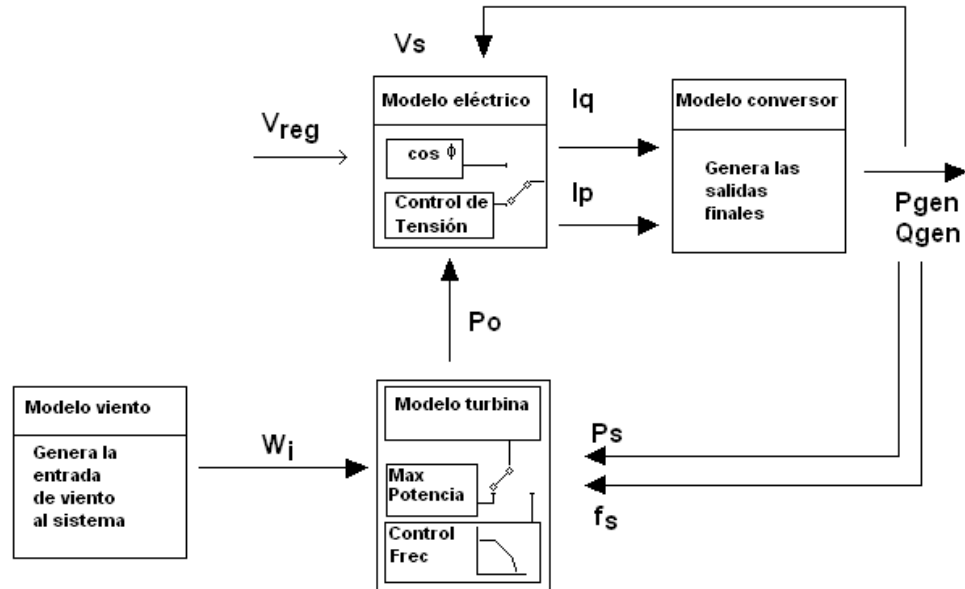


Figura 3.2: Diagrama de bloques del aerogenerador

activa al control eléctrico. Este bloque representa el subsistema de la turbina, sus controles mecánicos, y un control seteable, que según como este configurado posibilita dos estrategias, maximización de potencia activa o control de frecuencia.

El control eléctrico incluye el control de potencia reactiva y la regulación de tensión. Por ejemplo se puede regular la tensión en una barra de referencia o se puede determinar una potencia reactiva constante. Recibe la tensión a regular y la tensión de salida del generador.

Finalmente el conversor, recibe las consignas de corrientes I_p e I_q y genera las salidas Q_{gen} y P_{gen} .

Para los estudios realizados se evaluaron dos estrategias de control. Uno de los mismos controla tensión y maximiza potencia activa. El otro controla tensión y frecuencia dentro de cierto rango. En este trabajo se les llama PV y FV respectivamente.

3.1.1. Parques eólicos: modelo PV

El modelo PV tiene implementado Control de Tensión con limitación de Q (potencia reactiva) y en forma desacoplada, Control de P (potencia activa). Se mantiene el límite de S (potencia aparente), lo cual es equivalente a limitar I (corriente)

Capítulo 3. Modelos

Este modelo de generador, es consistente con la política de interconexión seguida actualmente que prioriza dos principios:

- 1- Procurar no intercambiar potencia reactiva con la red (factor de potencia = 1).
- 2- Mantener la tensión del nodo de interconexión constante.

En una situación ideal de trabajo, en la cual el aerogenerador se interconecta a una red de elevada potencia de cortocircuito, es deseable que la potencia reactiva intercambiada con la red sea cero para maximizar la transferencia de potencia activa.

En caso que la red sea débil, se puede utilizar parte de la capacidad del convertidor para compensar las posibles fluctuaciones de tensión en el nodo de interconexión inyectando potencia reactiva, a costo de disminuir la potencia activa transferida a la red por parte del generador.

3.1.2. Parques eólicos: modelo FV

El modelo FV tiene implementado Control de Tensión con limitación de Q (potencia reactiva) y en forma desacoplada, Control de P (potencia activa) y dentro de cierto rango, control de Frecuencia. Se mantiene el límite de S (potencia aparente), lo cual es equivalente a limitar I (corriente).

En este caso en lugar de maximizar la potencia activa entregada, se busca regular la frecuencia, cuando ésta se aparte determinado porcentaje del valor de referencia.

Para ello se implementa un control cuyo núcleo consiste en una curva de respuesta Frecuencia - Potencia activa.

Conceptualmente es similar al estatismo presente en los generadores síncronos, que consisten en un control con pendiente negativa en la relación variación de velocidad y variación de potencia de salida. El mismo se representa en la figura 3.3

3.1. Modelos de parques eólicos y aerogeneradores

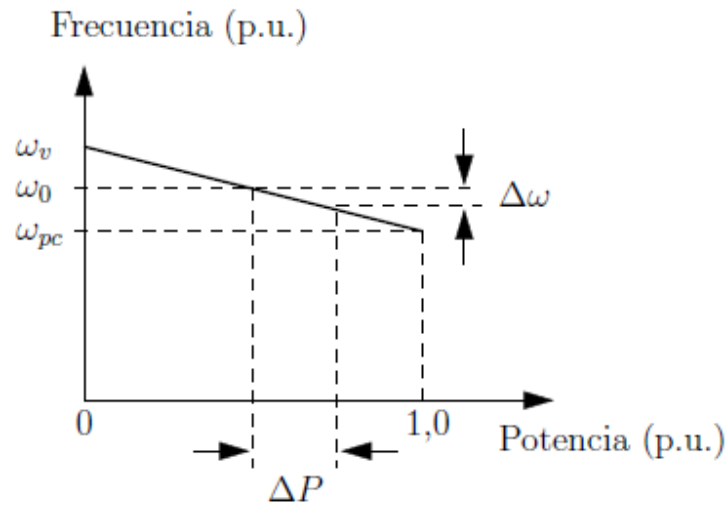


Figura 3.3: Característica de un control con estatismo

En el caso de los aerogeneradores es conocido como APC (*Active Power Control*) y controla la generación del parque de forma tal de tener un margen entre la potencia disponible a generar y la que efectivamente se está inyectando, manejando las rampas de potencia activa y la respuesta ante desviaciones en la frecuencia.

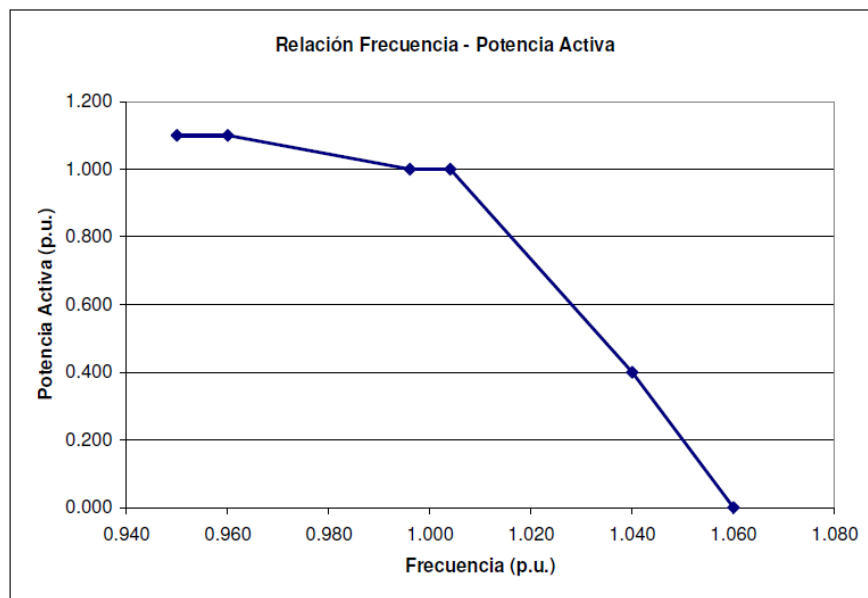


Figura 3.4: Respuesta Frecuencia - Potencia Activa

En la figura 3.4 se puede observar la curva considerada en p.u.

Capítulo 3. Modelos

En la misma se puede apreciar que cuando la frecuencia sale de un entorno de la frecuencia nominal, se comporta de manera lineal, de manera similar al estatismo de una maquina sincrona descrito en parrafos anteriores y representado en la grafica de la figura 3.3.

Como puede observarse en 3.4, si se considera 1,0 la potencia entregada para frecuencia nominal, la máquina debe ser capaz de entregar hasta 1,1 en caso que la frecuencia baje hasta 0,95. Esto implica que en régimen se estaría reservando en el orden de un 10 % adicional de potencia. Es decir, no se puede despachar siempre la máxima potencia disponible porque en caso que la frecuencia disminuya, no seria posible entregar algo más de potencia activa para compensar la caída.

Como ejemplo particular de este tipo de controles se presenta un caso desarrollado en [32].

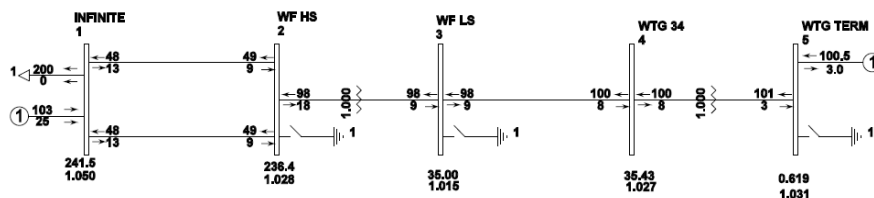


Figura 3.5: Circuito de Test - GE WTG Modeling APC

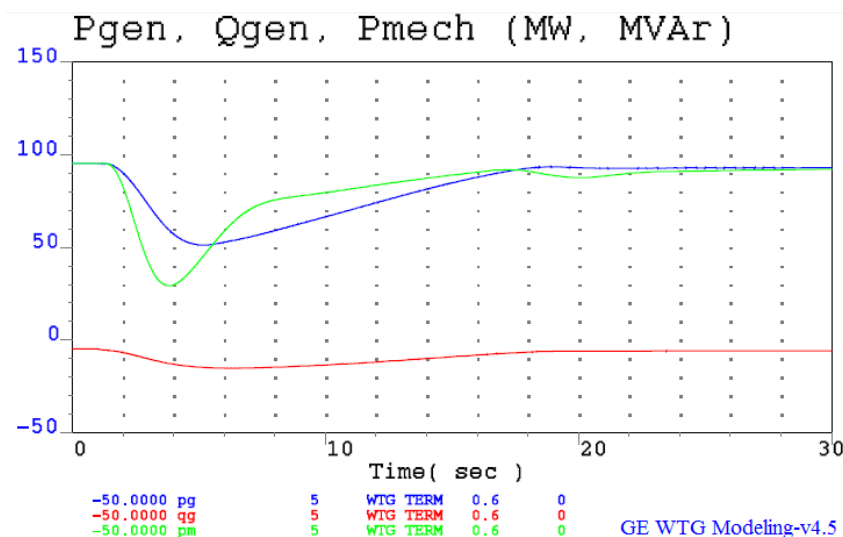


Figura 3.6: Respuesta de Potencias - GE WTG Modeling APC

Se trata de un parque formado por 67 aerogeneradores de 1,5 MVA cada uno, inserto en la red representada en la figura 3.5

3.1. Modelos de parques eólicos y aerogeneradores

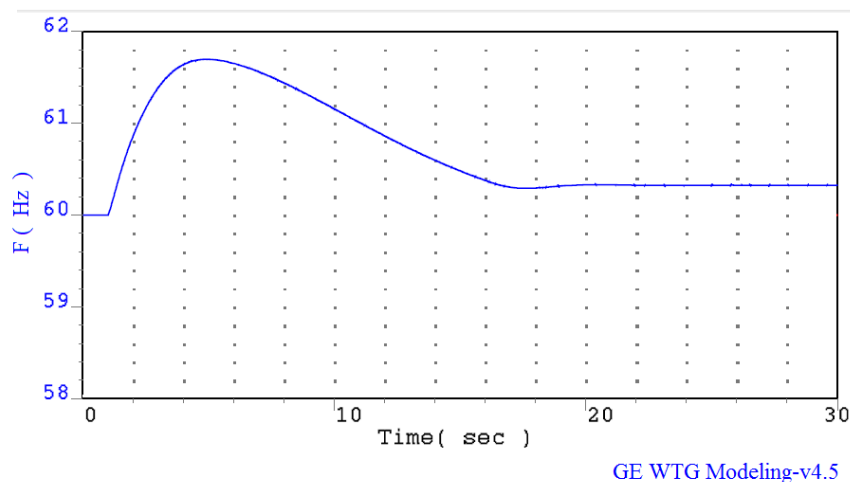


Figura 3.7: Respuesta Frecuencia - GE WTG Modeling APC

En las figuras 3.6 y 3.7 se muestra el efecto en la frecuencia y en las potencias activa y reactiva al actuar el APC frente a una pérdida de carga.

Inicialmente el parque se encuentra restringido al 0.95 pu de la potencia disponible en el viento.

En $t=1$ seg se dispara 100 MW de carga del circuito y como consecuencia la frecuencia del sistema se incrementa.

Rápidamente la frecuencia excede el primer límite ($F 1.004$ pu o 60.24 Hz) y se activa el APC.

El resultado de la simulación muestra que el tiempo necesario para que la potencia comience a modificarse es de 1 o 2 segundos, y de unos 15 segundos para que la frecuencia vuelva a estabilizarse en valores cercanos a 60 Hz.

3.1.3. Parques eólicos: Otras estrategias de control de frecuencia

Existen otras estrategias de control, complementarias a las adoptadas en este trabajo, que pueden ser implementadas en generadores de velocidad variable.

Las turbinas de viento tienen una considerable energía cinética almacenada en sus palas y su rotor, y esta energía se puede extraer para apoyar la regulación primaria de frecuencia. Sin embargo, en una turbina eólica de velocidad variable el rotor es conectado en parte o completamente a la red a través de electrónica de potencia y por lo tanto no hay contacto directo con el SEP.

Es posible modificar la potencia activa generada actuando sobre la referencia del par electromagnético introducida en el control del convertidor. Las constantes de tiempo asociadas a un convertidor electrónico pueden ser chicas, con lo cual se logra una rápida variación de la potencia activa generada, lo que permite proveer regulación primaria pero también emular la inercia de los generadores síncronos.

El objetivo buscado es conseguir un comportamiento equivalente al de los ge-

Capítulo 3. Modelos

neradores síncronos convencionales, con una regulación primaria proporcional al error de la frecuencia respecto a su valor nominal Δf , y una emulación de la inercia proporcional a la velocidad de variación de la frecuencia, df/dt .

Emulación de inercia:

Una masa con constante de inercia H girando a una velocidad ω está sometida al par inercial T definido por su ecuación dinámica, en p.u.:

$$T = 2H \frac{d\omega}{dt}$$

En el caso particular de que la masa sea el rotor de un generador síncrono $\omega = 2\pi f$.

Si se pretende que un aerogenerador de velocidad variable emule la inercia de un generador síncrono, la referencia de par electromagnético debe tener una componente proporcional a la derivada de la frecuencia. La constante de proporcionalidad debe ser dos veces la constante de inercia que se quiera emular. En [39] se describe este modelo y se referencia a otras variantes.

Los tiempos de respuesta de estos controles son más rápidos que solo con control APC, no obstante la respuesta se observa con un retardo de algunos segundos, como puede observar en los casos descritos en [47]

En [13] se repasan varias alternativas de control de frecuencia para parques eólicos y se presenta un cuadro comparativo entre las posibilidades de control que están en desarrollo en la actualidad.

Entre otras conclusiones destaca un tipo de controlador llamado SFFR (Soft Fast Frequency Response), que según el autor ha demostrado ser la solución técnicamente más viable y robusta. Se trata de un controlador basado en ΔF , con retardo de tiempo.

Este mismo informe declara también que:

- Actualmente los grid code contienen solo indicaciones aisladas o directamente no contienen referencias a la inercia de los parques.
- La inercia no se ha aplicado aún en proyectos comerciales.
- El conjunto de las dos observaciones anteriores parece indicar que la necesidad no existe actualmente.

3.2. Modelo Generador síncrono

Dentro de los elementos que integran la red bajo estudio se encuentra un generador síncrono, con fuente primaria de biomasa.

La máquina síncrona se modela a través de un conjunto de ecuaciones no solo algebraicas, sino también diferenciales. Sus transitorios (mecánicos, de los devanados del rotor, y de los sistemas de regulación de velocidad y tensión) muestran que las mayores constantes de tiempo (mecánicas) son del orden de varios segundos.

Existen trabajos anteriores de estabilidad transitoria del grupo GECSEP en los que se utilizan modelos de generadores síncronos, reguladores de velocidad y controles de tensión, por lo que no se profundiza el tema en la presente investigación.

En el Capítulo 9, Implementación, se presenta el modelo usado y verificaciones realizadas para su validación.

3.3. Modelado de la carga

3.3.1. Representación de la carga

El correcto modelado de la carga es un aspecto importante en los estudios sobre sistemas de potencia.

En primer lugar corresponde aclarar que, dependiendo del contexto, el término carga puede referirse a cosas distintas. Puede ser un dispositivo particular, conectado al sistema y que consume potencia. También puede referirse al total de la potencia activa y/o reactiva consumida por los dispositivos conectados. En muchos casos representa una porción del sistema que es tratado como un único consumidor. Por último, en ocasiones, puede referirse también a la salida de potencia de una planta generadora. Por ello suele puntualizarse a que concepto de carga se hace referencia con términos como: carga del dispositivo, carga del sistema, carga de la barra o carga del generador.

De aquí en más, y siempre que no se aclare específicamente otra cosa, se entiende que el término 'carga' se refiere a una parte del sistema eléctrico de potencia que no se representa detalladamente en el modelo; se trata como si fuera un único dispositivo consumidor de potencia conectado a una barra del SEP [43]

En la figura 3.8 se puede observar que tras la representación de una carga, pueden haber, además de la carga de los propios dispositivos, una variedad de elementos como ser: líneas, cables, barras, transformadores, capacitores, reguladores de tensión, etc.

En cuanto a los dispositivos de carga, los mismos pueden clasificarse y agruparse según sus componentes: calentadores de agua, iluminación de distintos tipos, motores, etc.; según su clase: residencial, comercial, industrial; según sus características: factor de potencia, variación de la potencia con la tensión, u otras.

A los efectos de los estudios eléctricos debe establecerse un modelo de la carga. Es decir, una representación matemática de la relación entre la tensión de la barra (magnitud y frecuencia) versus la potencia (activa y reactiva) o la corriente en la carga.

Es posible utilizar dos tipos de modelos: estáticos o dinámicos.

En los primeros, la potencia activa y reactiva que consume la carga es función de la magnitud y frecuencia de la tensión en la barra a la cual están conectada, en ese instante. En los modelos dinámicos, la potencia consumida es función de la magnitud y la frecuencia en ese instante y en los instantes anteriores; por lo cual las ecuaciones que describen la carga son diferenciales [43].

3.3.2. Modelos estáticos

El modelo estático se expresa por funciones algebraicas, siendo consideradas en forma separada la componente de potencia activa P y la componente de po-

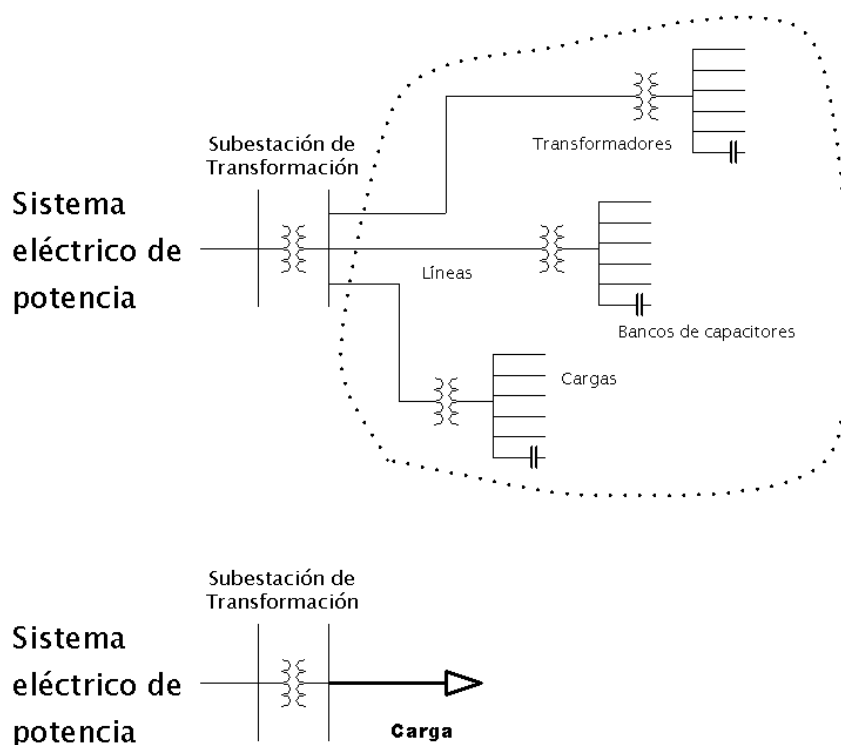


Figura 3.8: Cargas

tencia reactiva Q . Tradicionalmente la dependencia se representa por un modelo exponencial [34]

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^a$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^b$$

Donde el subíndice '0' identifica el valor de la variable en equilibrio. Los parámetros del modelo son los coeficientes a y b .

Si el exponente es 0 el modelo se convierte en:

$$P = P_o$$

$$Q = Q_o$$

es decir Potencia constante.

Si el exponente es 1 el modelo representa

$$\frac{P}{V} = \frac{P_o}{V_o}$$

$$\frac{Q}{V} = \frac{Q_o}{V_o}$$

que es equivalente a considerar Corriente constante.

En tanto si el exponente es 2

$$\frac{P}{V^2} = \frac{P_o}{V_o^2}$$

$$\frac{Q}{V^2} = \frac{Q_o}{V_o^2}$$

es equivalente a Impedancia Constante.

El modelo polinomial o modelo ZIP consiste en una combinación lineal de estos tres casos

$$P = P_o \left[p_1 (V/V_o)^2 + p_2 (V/V_o) + p_3 \right]$$

$$Q = Q_o \left[q_1 (V/V_o)^2 + q_2 (V/V_o) + q_3 \right]$$

Donde los términos p_1 p_2 p_3 y q_1 q_2 q_3 definen la proporción de impedancia, corriente y potencia constante para las potencias activa y reactiva.

El modelo antes mencionado no representa la dependencia con la frecuencia. Para contemplarla se pueden incorporar dos factores al modelo: K_{pf} y K_{qf} .

$$P = P_o \left[p_1 (V/V_o)^2 + p_2 (V/V_o) + p_3 \right] * (1 + K_{pf} * \Delta f)$$

$$Q = Q_o \left[q_1 (V/V_o)^2 + q_2 (V/V_o) + q_3 \right] * (1 + K_{qf} * \Delta f)$$

3.3.3. Modelos dinámicos

Ciertos componentes de los sistemas eléctricos (ej: motores) responden dinámicamente a las perturbaciones, las respuestas no ocurren instantáneamente, sino que requieren algún tiempo.

En otros componentes, tal es el caso de la mayoría de las cargas residenciales, la respuesta a cambios en la tensión y la frecuencia es rápida. Se alcanza muy pronto el estado de equilibrio, al menos para variaciones moderadas de dichas magnitudes. En estos casos los modelos estáticos son suficientes para las simulaciones.

No obstante hay situaciones donde puede llegar a ser necesario tener en cuenta la dinámica de los componentes de la carga, por ejemplo, cuando el sistema presenta grandes concentraciones de motores.

La dinámica de los motores de inducción es un tema ampliamente estudiado y existen modelos con diferentes niveles de aproximación, donde puede representarse al menos tres factores, la dinámica de la carga giratoria a través de la ecuación diferencial inercial, la característica eléctrica de equilibrio del motor y la característica dinámica electromagnética del mismo.

Si bien la elección del modelo adecuado para los estudios a realizar es importante, también lo es determinar los parámetros de los motores, siendo esto último un tema sumamente difícil, ya que cuanto más preciso es el modelo mayor información hay que conocer o estimar.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Sistema bajo estudio

Algunos de los objetivos específicos de esta investigación implican estudios sobre una parte del sistema eléctrico uruguayo en el cual sea posible considerar la formación de islas intencionales. En este capítulo se hace foco en el sistema eléctrico uruguayo y en las instalaciones estudiadas en esta investigación.

4.1. Elección de las instalaciones a estudio

La red de transmisión, formada por las subestaciones reductoras de extra alta y alta tensión y las líneas y cables que las interconectan, se encuentra en un proceso de rápida expansión y complejización, tanto por el crecimiento de la generación y de la demanda, como por la introducción de nuevas tecnologías.

Como se mencionó en 1.1.1, hasta hace pocos años el sistema eléctrico uruguayo constaba de generación hidráulica emplazada en la zona oeste y centro del país, de generación térmica ubicada al sur, cercana a Montevideo, (el mayor centro de consumo del país), así como de interconexiones con Argentina y Brasil.

En los últimos años este escenario se ha ido modificando a través de la incorporación de generadores distribuidos o dispersos, muchos de los cuales utilizan como energía primaria fuentes renovables, entre ellas eólica y biomasa.

Debido a la creciente presencia de generación eólica de naturaleza intermitente y no despachable, se ha debido analizar desde nuevas perspectivas, la estabilidad del sistema de potencia. [10] [3]

Redes que previo a la aparición de la generación dispersa eran pasivas, a partir de su aparición contienen fuentes de energía. Este hecho trae al sistema de transmisión nuevos desafíos y oportunidades.

Entre las oportunidades se encuentra el funcionamiento intencional en isla.

En particular la empresa UTE, para conectarse a la red de distribución, requiere la instalación de dispositivos con funciones específicas de protección para evitar el funcionamiento en isla de los generadores eólicos y de biomasa. Sin embargo, también se reserva el derecho de solicitar dicha operación, en circunstancias especiales [48].

Existe el convencimiento de que en algunos casos de perturbaciones severas y

Capítulo 4. Sistema bajo estudio

de salidas programadas de equipamiento, este tipo de funcionamiento es fiable y ofrece continuidad de servicio en situaciones en que la alternativa es el corte de suministro.

4.1.1. Circuito Bifurcación - Minas

Entre varios circuitos disponibles se opta por una zona de los Departamentos de Canelones, Maldonado y Lavalleja, donde existen proyectos de conexión de generación eólica y generación sincrónica con fuente primaria de biomasa. Este subsistema está basado en anteproyectos en estudio al momento de comenzar este trabajo, en julio de 2011.

Además de poseer los tipos de generación que son de interés a esta investigación, posee la característica de no constituir una red totalmente anillada, entendiéndose como anillada una red que presente más de una alternativa de alimentación.

La figura 4.1 presenta un diagrama esquemático de la red, que muestra la localización del sistema de interés, el cual se encuentra en el sur-este del país, cerca de Bifurcación (BIF) donde existe una subestación de 150 kV. Este sistema está vinculado a la subestación BIF por dos líneas de 150 kV que conectan a la nueva subestación NVA (proyectada).

A la estación NVA se conecta, en la barra de 150 kV el parque Eólica Eme.

A la barra de 60 kV a través de dos líneas que la unen a un puesto de conexión, se alimenta la estación MIN (carga) y CUP (Carga) y se conecta el parque Eólico Jota.

A la barra de 30 kV se conecta el generador Biomasa.

4.1. Elección de las instalaciones a estudio

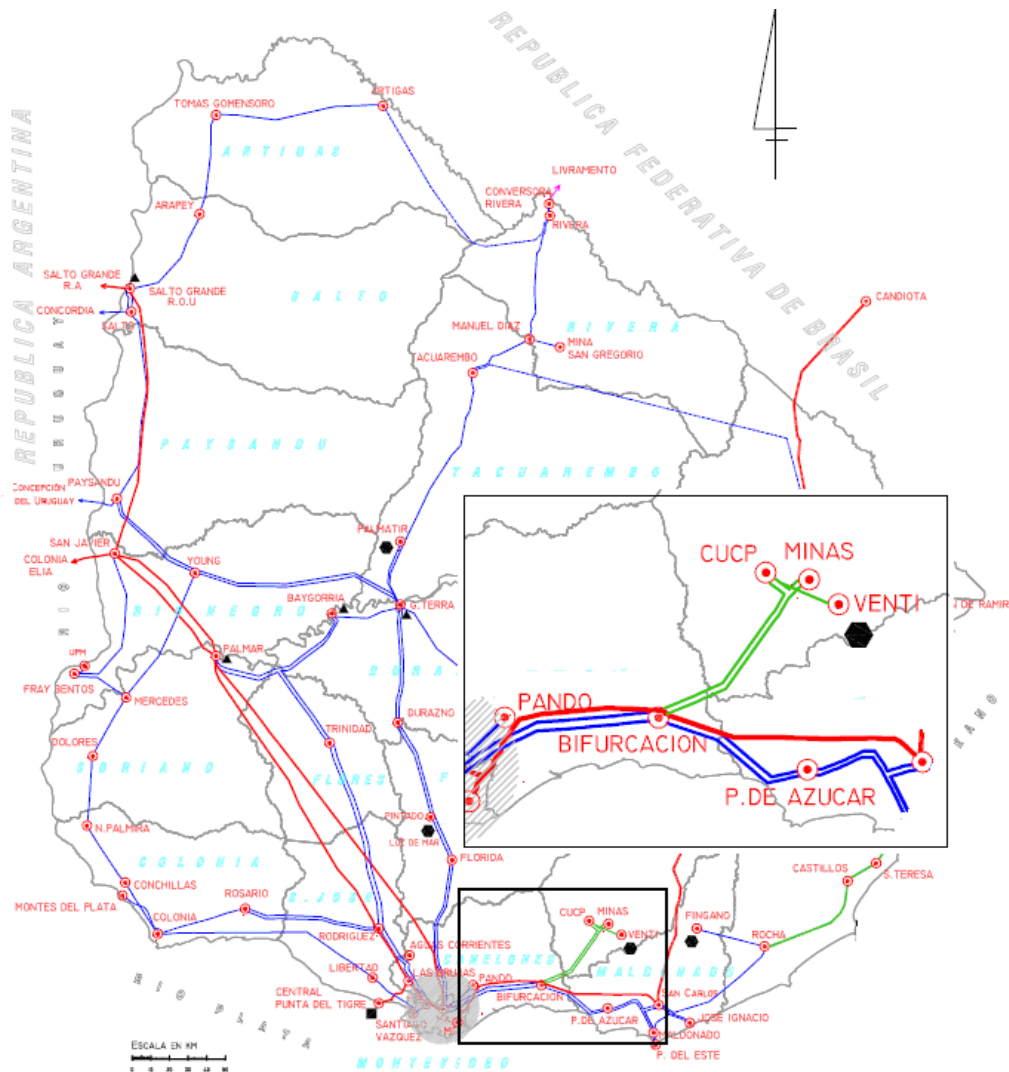


Figura 4.1: Diagrama esquemático de la red uruguaya

En la figura 4.2 se presenta el diagrama unifilar de la parte del sistema de transmisión de energía de Uruguay bajo investigación, el cual permite identificar las líneas de 150 kV que se abren para formar la isla, que son las que unen BIF y NVA. La descripción de las contingencias que lleva a esta separación se presentan en la próxima sección.

La Tabla 4.1 presenta un resumen de la información más relevante sobre las máquinas eólicas y la de biomasa, ubicados en el sistema bajo estudio.

En la Tabla 4.2, se presenta un resumen de la información de los centros de consumo.

Capítulo 4. Sistema bajo estudio

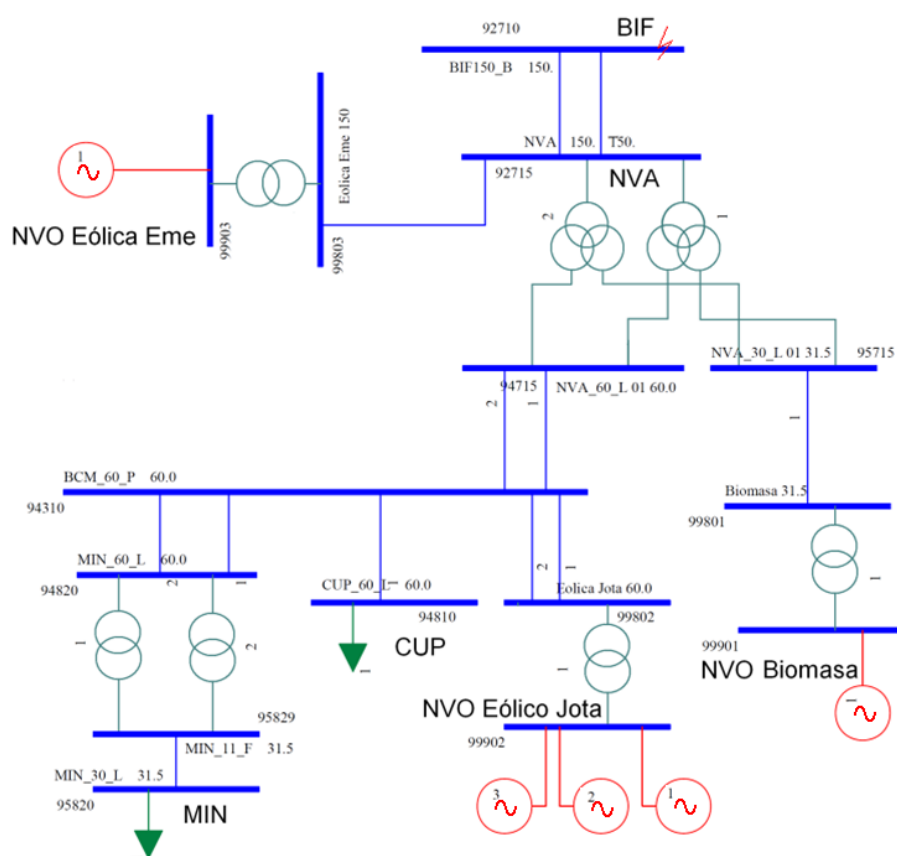


Figura 4.2: Diagrama unifilar del circuito Bifurcación

ID	Nombre	kV	Nominal MVA
99901	NVO Biomasa 1 Gen. In/Out	11	10
99903	NVO Eólica Eme 1 Gen. In/Out	11	42
99902	NVO Eólica Jota 1 Gen. In/Out	11	50
99902	NVO Eólica Jota 2 Gen. In/Out	11	7,5
99902	NVO Eólica Jota 3 Gen. In/Out	11	7,5

Tabla 4.1: Generadores Eólicos y de Biomasa

4.1.2. Balance Carga - Generación en el circuito

Del análisis de las tablas 4.1 y 4.2 se puede constatar que en caso de estar todas las unidades al máximo de sus posibilidades de generación, el subsistema presentaría un importante superávit de generación frente a la carga.

4.1. Elección de las instalaciones a estudio

ID	Nombre	MW	MVAR
94810	CUP-60-L 60.0 1 Load Bus In	7	2.3
95820	MIN-30-L 1 Load Bus In	21.5	7.1

Tabla 4.2: Centros de Consumo

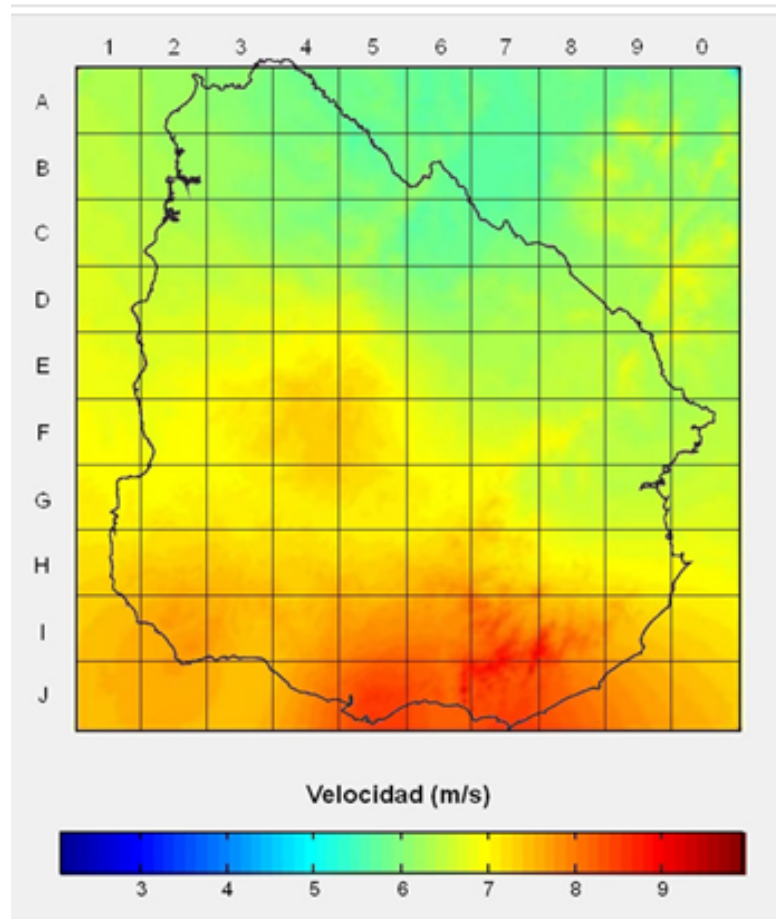


Figura 4.3: Mapa eólico de Uruguay

No obstante debe recordarse que la generación eólica tiene un amplio margen de funcionamiento y que de acuerdo al viento esta generación puede ser bastante menor a sus valores nominales, por lo que existen muchos escenarios posibles con diferente correlación carga-generación.

Considerando el mapa eólico de Uruguay [31], figura 4.3, y en particular de la zona de Bifurcación, figura 4.4, se encuentran velocidades de vientos medias anuales del orden de 7,5 a 8 m/s. Según la curva de los aero generadores usados, figura 4.5 [6] se encuentra que la potencia correspondiente es aproximadamente 30% de la nominal (600 kW de 2000 kW).

Capítulo 4. Sistema bajo estudio



ZONA I7 - Altura:90m

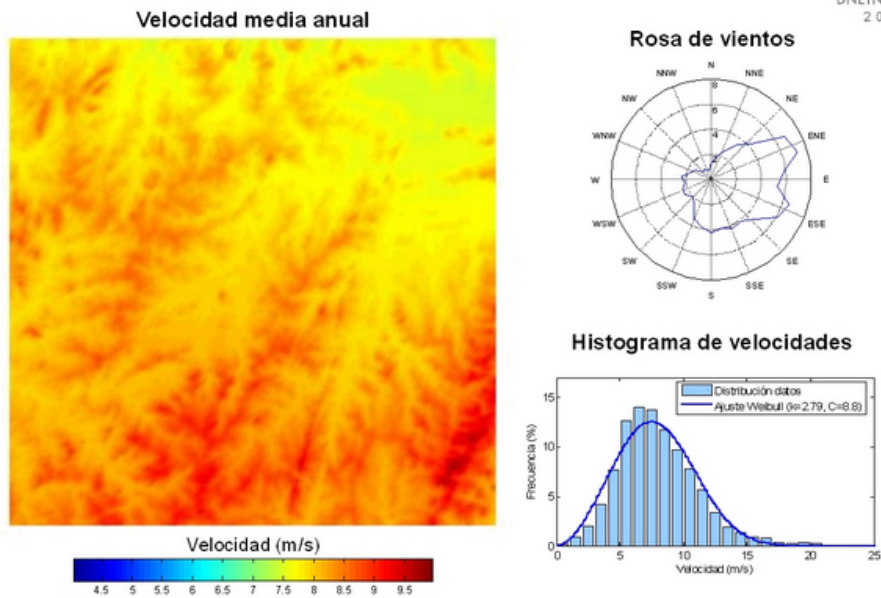


Figura 4.4: Mapa eólico zona Bifurcación

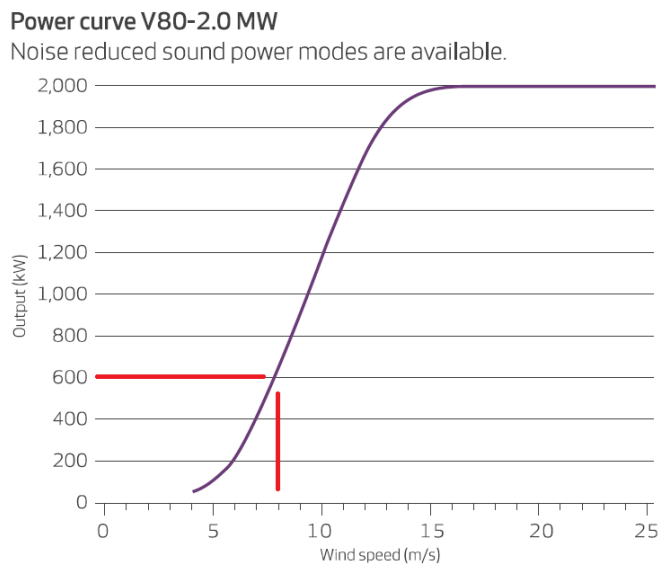


Figura 4.5: Curva de Potencia V80-2 MW

4.2. Contingencias que forman islas

Además, en algunos de los casos simulados se modificó valores de las cargas o los generadores para lograr situaciones interesantes de observar y que, si bien no son realistas en este circuito, pueden ser condiciones que se presenten en otros circuitos.

4.2. Contingencias que forman islas

Existen varias contingencias que provocan que las instalaciones elegidas queden aisladas del resto del SEP. A continuación se mencionan algunas de ellas:

- Falta doble en las líneas BIF NVA 1 y 2

Las líneas BIF - NVA 1 y BIF - NVA 2 al estar físicamente cercanas, (comparten postación) pueden verse afectadas por un mismo fenómeno, por ejemplo un incendio debajo de las líneas, un temporal, etc. y por lo tanto la probabilidad de una falta simultánea es importante y provocará la apertura de ambas.

- Falta en barras de BIF

Una falta en barras de la estación BIF terminará despejándose con la apertura de todas las líneas que la alimentan, tanto sea por la actuación de la protección diferencial de barras como por el disparo de las protecciones de cada una de las líneas en zona de respaldo.

- Disparo incorrecto de las protecciones de la línea BIF NVA 2 ante una falta en BIF NVA 1 (o viceversa)

Al ser líneas similares y cercanas, un cortocircuito en una de ellas genera corrientes altas en la otra, pudiendo, para algún tipo de protección (ej: sobrecorriente no direccional) provocar un disparo incorrecto de la línea sin falta, saliendo ambas de servicio ya que la línea en falta sera necesariamente despejada por sus protecciones.

- Falta en BIF NVA 1 durante un periodo en que BIF NVA 2 se encuentra fuera de servicio por mantenimiento (o viceversa)

Cuando se trabaja sobre una de las líneas, supongamos BIF - NVA 1, la otra es el único vínculo con el SEP, por lo que una falta en BIF - NVA 2 provoca la formación de la isla.

- Falla del interruptor BIF – NVA1 ante Falta en BIF NVA 1

Al no abrir el interruptor encargado de despejar la falta, que es el extremo de la línea en falta, termina abriendo el interruptor de BIF NVA2 porque opera la función Falla Interruptor, cuando está implementada, o por el disparo de cada una de las líneas que alimentan la barra de BIF en zona de respaldo.(ídem para BIF – NVA2)

4.3. Aspectos Reglamentarios en Uruguay

4.3.1. Marco Regulatorio

Esta investigación no abarca aspectos reglamentarios del problema de funcionamiento en isla, por lo cual algunos términos se usan con mayor flexibilidad que las definiciones precisas que da el Reglamento General del Marco Regulatorio [16].

Es así que en este trabajo:

- Se utiliza el término SEP, en lugar de SIN (Sistema Interconectado Nacional)
- No se hace distinción sobre la propiedad de los generadores ni sobre el uso de la energía.
- Se utiliza el término Generación Dispersa en lugar de Generación Distribuida para remarcar que se tratan de generadores de mayor porte de los considerados en la reglamentación.
- De acuerdo al marco regulatorio los generadores se encuentran conectados a nivel de transmisión y sub-transmisión, sin embargo desde el punto de vista eléctrico no resulta necesario hacer estas distinciones.

A pesar que esta investigación no aborda tampoco aspectos contractuales entre UTE, Generadores y Clientes, parece oportuno reflexionar que para llevar a la práctica algunas de las soluciones hay que considerar que el acuerdo entre dichos actores es fundamental y que se requiere de una compleja negociación entre los involucrados, para establecer los procedimientos a seguir en el proceso de funcionamiento en isla.

4.3.2. Reglamento de Trasmisión

A los efectos de fijar los límites operacionales se toman los valores establecido en el Reglamento de Trasmisión [17]

a) Para tensión nominal 150 kV o menor la operación en estado permanente en condiciones normales será entre 0,93 y 1,07 por unidad, en condiciones posteriores a contingencias simples deberá mantenerse en un nivel de entre 0,9 y 1,1 y en condiciones posteriores a cualquier contingencia deberá mantenerse en un nivel de tensión entre 0,85 y 1,20 por unidad de la tensión nominal. Estos niveles de tensión no podrán tener una duración mayor que 60 (sesenta) segundos contados a partir de la contingencia.

b) La frecuencia permanecerá controlada dentro de los límites de $\pm 0,2$ Hz en condiciones normales y se toleran transitorios de frecuencia de $+3/-2,5$ Hz durante 3 (tres) segundos.

Capítulo 5

Detección de islas

Antes de poder tomar cualquier acción para asegurar el funcionamiento en isla de una porción del SEP, hay que reconocer la condición de isla.

En este capítulo se realiza una reseña sobre los métodos de detección de islas más usados, con el fin de conocer las magnitudes y tiempos involucrados en la detección.

5.1. Clasificación

La detección de islas en SEP con GD es un problema que aún no tiene una solución sencilla y satisfactoria en todos los casos. Por eso mismo coexisten numerosos métodos de detección. Una posible clasificación de estas técnicas [38] es la siguiente

- A) Remotas: Basadas en comunicaciones
- B) Locales: Basadas en medidas locales
- B1) Pasivas: Medida de magnitudes eléctricas existentes
- B2) Activas: Introducción de perturbación adicional
- B3) Mixtas: Tiene elementos de las dos anteriores.

Adicionalmente se puede considerar otra categoría de métodos de detección

- C) Métodos de área amplia.

5.2. Detección remota

Los sistemas de Detección Remota se basan en sistemas de comunicación. Son conceptualmente simples pero requieren una buena infraestructura de comunicaciones, que puede llegar a encarecer la solución.

Un esquema muy elemental es monitorizar el estado de los interruptores que podrían ocasionar la situación de isla, enviando una señal a los extremos remotos,

Capítulo 5. Detección de islas

similar a una teleprotección, con el fin de que en ellos se ejecuten las acciones previstas para pasar a trabajar en forma de isla o para asegurar la desconexión de los GD, según corresponda.

Dentro de la categoría de detección remota existen también sistemas más complejos, que utilizan un emisor para enviar, en forma permanente y a través del sistema de transmisión, una señal. Ésta es recibida por receptores instalados en los Generadores o en los puntos en donde es necesario conocer la ocurrencia de la isla, por ejemplo puntos donde se debe ejecutar una orden DAC. Al abrir el interruptor, se deja de recibir la señal por parte de los receptores y así se advierte que se está funcionando en isla.

5.3. Técnicas locales

La detección local se basa en la medida de uno o varios parámetros locales, como tensión, frecuencia, contenido armónico, etc. , en el punto en que se requiere detectar el funcionamiento en isla.

Se pueden subdividir en activas y pasivas, según si se basan o no en la introducción de una perturbación "adicional" que facilita la detección de la isla.

5.3.1. Técnicas pasivas

Las soluciones más sencillas se basan en la incapacidad de la GD de responder a un cambio repentino en la carga sin que la tensión y frecuencia se vean afectadas. Esto se trata en el Capítulo 6.

Cuando el desbalance es grande en potencia reactiva, la afectación fundamental es de tensión y cuando el desbalance es de potencia activa la variable afectada es la frecuencia.

Así pueden establecerse límites de tensión y frecuencia, fuera de los cuales se considera que se está frente a una isla. Estos límites son monitoreados por protecciones de sub tensión (27), sobre tensión (59) y de sub frecuencia / sobre frecuencia (81).

Estos límites pueden verse en la Figura 5.1

Los métodos pasivos basados en frecuencia y tensión son los más sencillos de implementar, son rápidos y no introducen perturbación al sistema. Como contrapartida, tienen una gran zona de no detección (NDZ), dentro de la cual no es posible determinar el funcionamiento en isla.

Existen otras técnicas pasivas entre las cuales se pueden mencionar: derivada de potencia, derivada de frecuencia, variación de frecuencia respecto a la potencia, cambio de impedancia, desequilibrio de tensión, distorsión armónica, vector surge relay (VSR, traducido como "salto vector") y sincrofasores que se menciona en 5.4.

Derivada de potencia: se basa en el hecho que la velocidad de cambio de la potencia entregada por la generación distribuida, dP/dt , es mayor luego de producirse la isla.

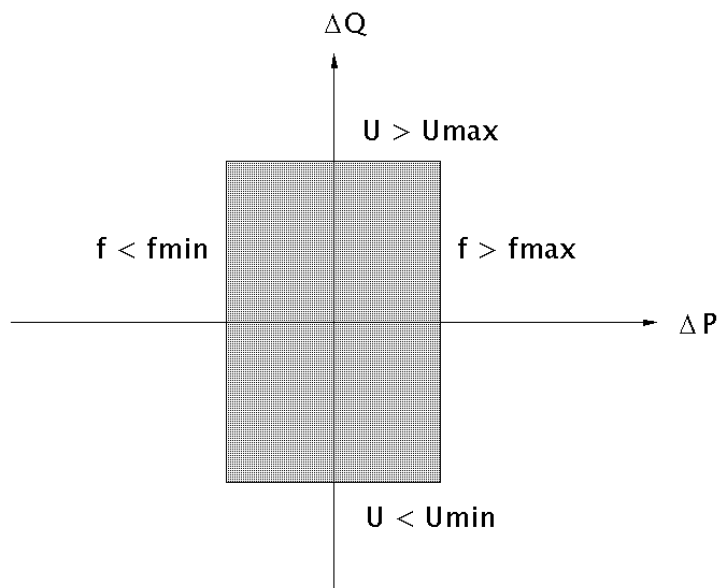


Figura 5.1: Zonas de sub/sobre frecuencia y sub/sobre tensión

Derivada de frecuencia: esta técnica es conocida como ROCOF (Rate of change of Frequency), y mide la velocidad de cambio de la frecuencia, df/dt , la cual también es más alta en situación de isla. Tanto este método como el anterior tienen como ventaja que, si bien no detectan una isla formada en una situación balanceada, cambios posteriores en la carga producen la detección.

Derivada de frecuencia respecto a la potencia: en un sistema chico, un pequeño cambio en la potencia produce un gran cambio en la frecuencia (dP/df). Algunas pruebas han demostrado que este tasa es más sensible que df/dt , [44].

Cambio de impedancia: la impedancia vista se incrementa cuando una sección se desconecta de la red, por lo que la monitorización de la impedancia puede usarse como herramienta para detectar las islas.

Desequilibrio de tensión y distorsión armónica: los cambios en la cantidad y configuración de la carga que se producen durante el islanding da lugar a distorsiones en magnitud, ángulo, frecuencia y contenido armónico de la tensión.

VSR: la técnica (conocida también como vector surge, vector shift, voltaje jump o salto vector en español) mide la duración en segundos de cada ciclo eléctrico de una tensión estatórica fase-neutro ó fase-fase, detectando los pasajes por cero. El último valor medido es comparado con el anterior tomado como referencia. Cuando la variación supera un umbral predeterminado se detecta la isla. En la Figura 5.2 se ilustra de manera simple la comparación que se hace. En [45] se analiza el funcionamiento de este relé encontrándose que de ocho escenarios estudiados solo se detectó la isla en uno de ellos.

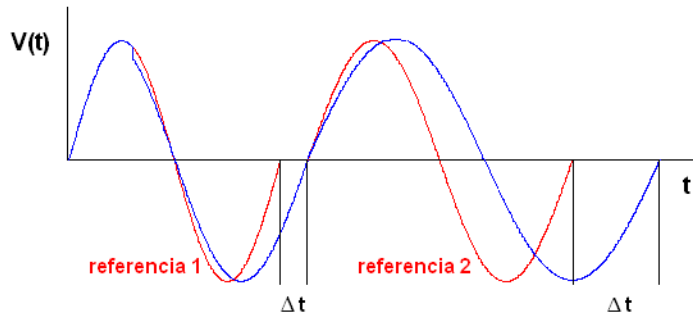


Figura 5.2: Vector shift

5.3.2. Técnicas activas

Se basan en introducir una perturbación en el sistema. Algunos de los esquemas de este tipo son:

Reactive power export error detection scheme: una posible formulación de la estrategia es setear la GD para que circule cierta cantidad de reactiva por el rele de detección, al separarse de la red la GD no consigue mantener esa consigna y se detecta la isla.

Impedance measurement scheme: el principio es similar al usado en la técnica pasiva, es decir que la impedancia vista varía si la GD esta en isla. Se conecta periódicamente y de manera breve un reactor a la salida de la GD calculándose la impedancia de la fuente con la corriente y tensión medida. Existen métodos indirectos que dependen de la introducción de una alta frecuencia, el contenido de alta frecuencia se hace más significativo al producirse la isla.

Phase (or frequency) shift scheme: se introduce una pequeña perturbación que desplaza la fase. Cuando el GD esta conectado al SEP la frecuencia se estabiliza inmediatamente. Cuando está en isla provoca una variación de frecuencia.

Si bien estos métodos logran evitar la NDZ, presentan otro tipo de inconvenientes como ser:

- El tiempo de detección es lento como resultado del tiempo extra necesario para ver la respuesta del sistema de la perturbación introducida.
- La perturbación puede degradar la calidad de energía y si es suficientemente significativa, podría también degradar la estabilidad del sistema.

5.4. Métodos de área amplia

Para determinar la condición de isla pueden aplicarse sincrofasores. Estos se estudian profundamente, aunque con otros fines, en [24].

Segun la norma IEEE C37.118.1, 2011 [14] un sincrofasor o fasor sincronizado es un fasor calculado a partir de una señal muestreada, usando una señal de tiempo estándar como referencia para las medidas. Los sincrofasores de lugares distintos o

5.4. Métodos de área amplia

remotos tienen una relación de fase definida y común. Cada sincrofasor tiene una estampa de tiempo que corresponde al instante en que es medido.

Para la detección de pérdida de sincronismo o pérdida de paso polar entre el SEP y la isla se utilizan las medidas de tensión de secuencia directa de dos PMU (*Phasor Measurement Units*, unidades que proporcionan las medidas a los concentradores de datos), para a partir de ellas, calcular la diferencia angular entre ambas medidas sincronizadas o sincrofasores.

Dicho ángulo o diferencia angular es derivado respecto del tiempo para obtener la frecuencia de deslizamiento S (slip) o velocidad de variación del ángulo. Así mismo, el deslizamiento es derivado respecto del tiempo para obtener la aceleración A .

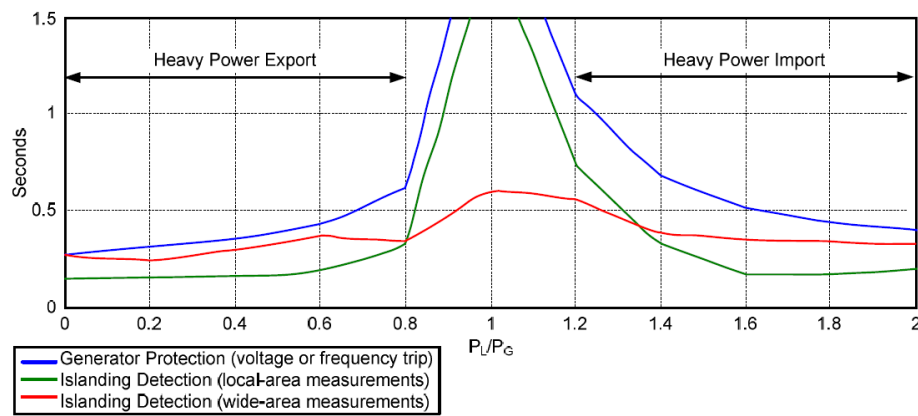


Figura 5.3: Comparación entre protecciones, métodos locales y de área amplia

En [40] se analiza un esquema de medida de área amplia (wide-area measurement-based islanding detection scheme). El esquema propuesto complementa los esquemas locales y presenta ventajas en la velocidad de detección cuando existe equilibrio carga-generación. En la figura 5.3 se muestra una comparación de tiempos entre las protecciones del generador, métodos de detección locales y métodos de área amplia.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6

Control del sistema

En este capítulo se describe la relación entre variaciones de la tensión en ángulo y módulo con variaciones en la potencia activa y reactiva.

Se analizan las consecuencias de un desequilibrio repentino entre generación y carga.

Se mencionan algunos métodos que colaboran para recuperar el equilibrio en tiempos suficientemente cortos para evitar un colapso del sistema.

6.1. Relación entre tensión y potencia

Para visualizar las relaciones entre la transferencia de potencia activa y reactiva con el ángulo y módulo de las tensiones se considera el circuito de la figura 6.1 donde:

\bar{U}_r Fasor tensión en el nodo R

\bar{U}_s Fasor tensión en el nodo S

\bar{Z} Impedancia de la interconexión

Se toma \bar{U}_r como referencia de ángulo

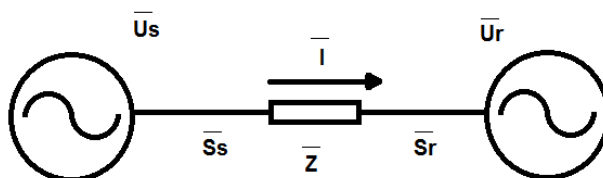


Figura 6.1: Circuito de interconexión de dos nodos

$$\bar{U}_r = U_r e^{j0}$$

Capítulo 6. Control del sistema

$$\begin{aligned}\bar{U}_s &= U_s e^{j\delta} \\ \bar{Z} &= Z e^{j\theta} = R + jX\end{aligned}$$

Se cumple por Kirchoff que:

$$\bar{U}_s = \bar{U}_r + \bar{Z} \bar{I}$$

La potencia transferida al nodo receptor es:

$$\bar{S}_r = \bar{U}_r \bar{I}_r^* \quad \text{o} \quad \bar{S}_r^* = \bar{I}_r \bar{U}_r^*$$

La corriente por el vínculo se calcula como:

$$\bar{I}_r = \frac{\bar{S}_r^*}{\bar{U}_r} = \frac{P_r - jQ_r}{U_r}$$

Tomando $\bar{Z} = R + jX$ y sustituyendo resulta

$$\bar{U}_s = \bar{U}_r + (R + jX) \frac{P_r - jQ_r}{U_r} = U_r + \frac{P_r R + Q_r X}{U_r} + j \frac{P_r X - Q_r R}{U_r}$$

Esta ecuación puede representarse fasorialmente como se muestra en la figura 6.2

En los sistemas de transmisión y generación es válido suponer que la mayoría de los componentes tienen características fuertemente inductivas, entonces se puede simplificar la última ecuación aplicando que R es mucho menor que X , para llegar a:

$$\bar{U}_s = U_r + \frac{Q_r X}{U_r} + j \frac{P_r X}{U_r}$$

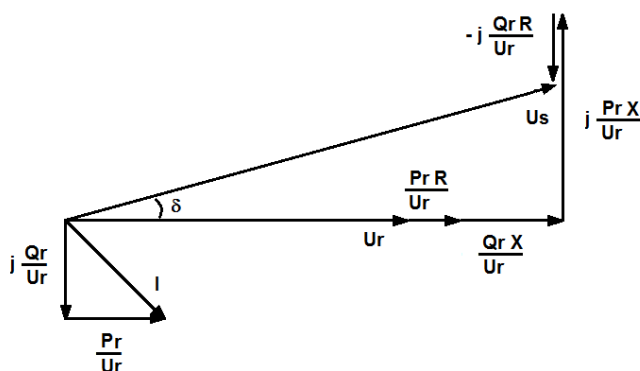


Figura 6.2: Diagrama fasorial del circuito de interconexión

En el diagrama 6.2 se puede observar que para ángulos δ chicos (compatibles con la estabilidad estática) la potencia activa transferida está fuertemente determinada por el ángulo entre las tensiones de los nodos, mientras que la transferencia de potencia reactiva depende fundamentalmente de la diferencia de módulos de dichas tensiones.

Se puede considerar que la potencia reactiva circula desde el nodo con mayor tensión al nodo con menor tensión. Visto desde otra perspectiva significa que para aumentar la tensión en un nodo hay que inyectar potencia reactiva y para disminuir su tensión hay que extraer potencia reactiva o inyectar potencia reactiva negativa. Esta dualidad hace que comúnmente se hable de forma indistinta de control de tensión o control de reactiva.

6.2. Desbalances carga - generación

En un sistema eléctrico en régimen existe un equilibrio entre la generación y la carga del mismo. En estos párrafos, por simplicidad, se hará referencia a generador, turbina, carga, pero en realidad se está haciendo referencia al conjunto de los generadores, al conjunto de las turbinas, al conjunto de las cargas, etc.

Para los pequeños sistemas de potencia industriales y los sistemas en isla, la forma más común de perturbación que inicia un desbalance, es la pérdida súbita de un generador, de una carga importante, o la apertura de una interconexión, que produce un desequilibrio entre la potencia entregada por el generador y la suma neta de la carga eléctrica.

Se aplica la ecuación mecánica de un cuerpo que rota, al conjunto turbina-generador, según se detalla en [37]. Para ello se consideran las siguientes variables:

T_m : Torque mecánico (N-m)

T_e : Torque eléctrico (N-m)

$T_a = T_m - T_e$: Torque acelerante (N-m)

J : Momento de inercia del conjunto turbina-rotor ($Kg - m^2$)

w_m : Velocidad angular mecánica (rad/s)

p_f : Número de pares de polos

$w = w_m \cdot p_f$: Velocidad angular (pulsación) eléctrica (rad/s)

Resultando:

$$J \frac{dw_m}{dt} = T_a$$

Definiendo, para hacer cambios de variables

S_b : Potencia básica (MVA)

w_{0m} : velocidad angular mecánica nominal (rad/s)

$w_0 = 2\pi f_0$ (rad/s) velocidad angular eléctrica

$T_b = S_b / w_{0m}$: Torque básico (N-m)

$H = \frac{1}{2} J \frac{w_{0m}^2}{S_b}$ Constante de inercia (MW-s/MVA)

Y aplicando el cambio de variables se llega a

$$2H \frac{S_b}{w_{0m}^2} \cdot \frac{dw_m}{dt} = T_a$$

siendo

P_m : Potencia mecánica (MW)

P_e : Potencia eléctrica (MW)

Capítulo 6. Control del sistema

$P_a = P_m - P_e$: Potencia acelerante (MW)

$$P_a = T_a \cdot w_m$$

resulta

$$2 \frac{H}{w_{0m}} \cdot \frac{dw_m}{dt} = \frac{P_a}{S_b} \cdot \frac{w_{0m}}{w_m} \approx P_a (pu)$$

considerando que

$$\frac{w_m}{w_{0m}} = \frac{w}{w_0}$$

sustituyendo

$$2 \frac{H}{w_0} \frac{dw}{dt} = P_a (pu)$$

Esta es la llamada ecuación de swing. Cabe aclarar que se ha despreciado el término de amortiguación (esencialmente la fricción mecánica), dado que no tiene un efecto significativo en el periodo estudiado que corresponde al inicio de la perturbación, cuando f es aproximadamente f_0 .

Sustituyendo

$$P_a = P_m - P_e :$$

$$2 \frac{H}{w_0} \frac{dw}{dt} = P_m - P_e (pu)$$

Mientras existe equilibrio, par acelerante nulo, resulta cero la derivada de w , es decir la frecuencia se mantiene constante e igual a f_0 .

Cuando no hay equilibrio, el signo de la derivada de w (o f) es el signo de $P_m - P_e$.

Si una perturbación implica un déficit de generación, el balance de potencias en vez de ser nulo se vuelve negativo, ya que resulta $P_e > P_m$. Se necesita extraer más potencia eléctrica que la potencia mecánica disponible, por lo tanto la derivada de w también será negativa y la frecuencia será decreciente (las máquinas "se frenan")

La derivada $\frac{dw}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H} w_0$ será, en valor absoluto, mayor cuando el desequilibrio es mayor, a la vez que será menor cuanto mayor sea la inercia H . Es decir que con una inercia grande, la variación de frecuencia será más lenta.

Cuando la perturbación consiste en pérdida de carga, la derivada de w resultara positiva, y la frecuencia tenderá a crecer. Valen las mismas apreciaciones sobre su módulo.

Resumiendo, cuando el equilibrio carga - generación se rompe, aparece una diferencia entre la potencia eléctrica y la potencia eléctrica de la turbina del generador creando un par de aceleración o desaceleración en el eje de la turbina.

El resultado puede extenderse a una red. Considerando la figura 6.3 que representa un conjunto de n generadores de potencia P_{ei} , m cargas de potencia P_{lj} y las P_r pérdidas de la red que los une, resulta:

6.2. Desbalances carga - generación

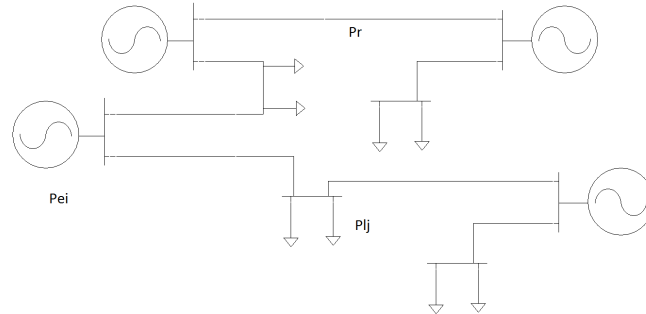


Figura 6.3: Circuito con varios generadores y cargas

$$\sum_{i=1}^n P_{ei} = \sum_{j=1}^m P_{lj} + P_r$$

Para cada uno de los n generadores se cumple

$$2 \frac{H_i}{w_0} \frac{dw_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \text{ (pu)}$$

$$2 \sum_{i=1}^n \frac{H_i}{w_0} \frac{dw_i}{dt} = \sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{j=1}^m P_{lj} - P_r$$

Considerando que la frecuencia en el circuito es aproximadamente igual en todos los puntos:

$$2 \left(\sum_{i=1}^n H_i \right) \frac{1}{w_0} \frac{dw}{dt} = \sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{j=1}^m P_{lj} - P_r$$

Cuando hay más carga que generación la frecuencia del sistema decae hasta que la potencia total excede la demanda eléctrica de la carga (incluidas las pérdidas). De manera simétrica, cuando resulta más generación que carga, la frecuencia del sistema aumenta.

El sistema colapsa debido a que varía la frecuencia del sistema a un ritmo extremo y se produce el disparo de los sistemas de protección de motores y generadores, causando salida adicional de generación y/o carga en cascada hasta una completa interrupción del servicio.

El descenso o aumento de la frecuencia puede ser detenido y corregido cuando los controladores de la turbina hacen que la potencia eléctrica generada iguale la carga del sistema.

Cuando la carga está cubierta por un gran número de unidades de generación, la pérdida de una unidad puede ser cubierto adecuadamente por la respuesta dinámica de los restantes generadores presentes.

Si se utiliza un número pequeño de unidades grandes para cubrir la carga, la respuesta dinámica de los restantes puede no ser capaz de cubrir la pérdida de una unidad, incluso si existe suficiente reserva rodante (diferencia entre la salida

Capítulo 6. Control del sistema

actual de los generadores y la máxima que se puede alcanzar con las maquinas en servicio, sin necesidad de iniciar otra unidad).

Cuando, como en el ejemplo anterior, un sistema no es capaz de equilibrar la carga que sería necesario, se requieren otros mecanismos para recuperar la estabilidad.

6.3. Disparo automático de cargas (DAC)

En algunos escenarios de formación de islas, los generadores no tienen la capacidad de tomar carga en la escala de tiempo que se necesita para evitar o detener una rápida caída de la frecuencia.

Bajo estas circunstancias, la desconexión de carga es el último recurso para intentar mantener el sistema funcionando dentro de los límites operacionales.

El artículo [28] se ocupa de dos métodos para reequilibrar generación y carga en una isla, e impedir la descomposición del sistema a consecuencia de la subfrecuencia.

La tasa de atenuación de frecuencia de un sistema eléctrico en virtud de un déficit de potencia, se relaciona con la magnitud del déficit de potencia, la composición de la carga (motor de inducción, motor síncrono, cargas resistivas, cargas electrónicas), y la inercia del sistema (H).

Un sistema de rechazo de carga por subfrecuencia sólo detecta un deterioro de frecuencia después de la condición de inicio de un déficit de potencia; durante aproximadamente el primer segundo, este deterioro va a ocurrir sin importar el tipo o calidad de gobernador de los generadores. Como se indica anteriormente, este tiempo de respuesta retardada puede no bastar para evitar un apagón en cascada.

Método basado en contingencia:

Un método probado para la corrección de la generación de energía frente al desequilibrio de cargas es desconectar carga inmediatamente después de la apertura de los interruptores a través del cual está fluyendo potencia activa.

Este tipo de sistema se conoce como sistema de protección "LoadShedding" basado en contingencias.

El sistema de protección de rechazo de carga basado en contingencia tiene muchos nombres y siglas de todo el mundo. Estos sistemas son comunmente llamados "planes especiales de protección" (Special Protection Schemes - SPS) o "esquemas de medidas correctivas" (Remedial Action Schemes - RAS).

Estos esquemas de protección de rechazo de carga son comunmente incluidos en muchos sistemas de gestión de demanda de energía industrial (Plant Design Management System - PDMS). Dependiendo de los medios y protocolos de comunicación, los sistemas de disparo de carga basado en contingencia pueden tener tiempos de respuesta muy rápidos (en el orden de alguna decena de milisegundos), abarcando sistemas de cientos de kilómetros y gran número de contingencias y de cargas [7].

6.4. Rechazo de carga por frecuencia (DAF)

Debido a estas velocidades, los RAS basados en contingencia son ahora aplicables para cualquier tamaño o tipo de sistema de energía.

La posibilidad de aplicar este método está relacionado con el sistema de detección usado, que se describen en el Capítulo 5

6.4. Rechazo de carga por frecuencia (DAF)

Los esquemas de rechazo de carga por subfrecuencia son comúnmente empleados en los sistemas de potencia industriales como respaldo a un sistema de rechazo de carga basado en contingencias.

Además de periodos cuando el RAS se inhibe transitoriamente para su actualización o para su mantenimiento, problemas tales como fallas en los equipos, cables rotos, caída de la llave de continua, fallas en el banco de baterías, etc., puede hacer que el sistema basado en contingencia no funcione cuando sea necesario. Incluso una falla en la detección de la contingencia que lo inicia o la ocurrencia de una contingencia no contemplada en el diseño, como daños en limitadores de velocidad de respuesta de los gobernadores o los problemas de combustible / aire. La instalación incorrecta o errores en la puesta en servicio de equipos de protección también puede ser otra razón por la que un sistema basado en contingencia no reaccione cuando sea necesario.

Todas estas razones hacen que sea obligatorio un respaldo de rechazo de carga basado en subfrecuencia para complementar un sistema basado en contingencia.

Hay serias limitaciones en el tradicional sistema de protección con rechazo de carga por subfrecuencia, principalmente porque este tipo de sistema sólo reacciona después de que el SEP está en estado de deterioro debido a la sobrecarga. Estas limitaciones han causado mala reputación a los sistemas de rechazo de carga por subfrecuencia tildándolos de poco confiables.

Existen sistemas de rechazo de carga por subfrecuencia híbridos; subfrecuencia pero manejado centralizadamente. Estos sistemas también desconectan la carga sobre la base de varios umbrales de baja frecuencia, sin embargo, las señales se envían desde los dispositivos remotos a un procesador centralizado.

Estos sistemas de protección seleccionan dinámicamente de una lista priorizada de carga. Es este parecido con los sistemas basados en contingencias, que da a esta categoría de sistemas DAF nombre de híbridos.

6.5. Disparo automático de generación (DAG)

El disparo selectivo de generación es un método utilizado para mejorar estabilidad de sistemas de transmisión. El rechazo de generación en una ubicación apropiada del sistema reduce la potencia a ser transmitida a través de las interconexiones críticas. Ya que las unidades generadores pueden ser disparadas rápidamente, este es un método muy eficaz para mantener estabilidad transitoria.

Capítulo 6. Control del sistema

También pueden ser usados para sistemas en isla, en esta aplicación se trata de corregir un exceso de generación frente a la carga, que no es compensado por los controles de los generadores en un tiempo suficientemente corto para mantener la isla dentro de los rangos de frecuencia admisibles.

Las siguientes son las mayores consecuencias para la turbina del generador

(A) El exceso de velocidad resultante de disparo del generador.

Si frecuentemente se dispara generadores para mantener la estabilidad del sistema, se debe garantizar un funcionamiento seguro y fiable de los controles de velocidad. Se debe poner mayor énfasis en el mantenimiento preventivo y el control periódico de las válvulas de la turbina y el sistema de protección

(B) Stress térmico causado por los cambios de carga rápidos (solo aplica para Biomasa porque se refiere a la turbina).

(C) Puede resultar en niveles elevados de pares de torsión de eje, lo que, como resultado de los esfuerzos sucesivos, produce fatiga del eje. Similares efectos ocurren en las reconexiones como se menciona en la sección 10.5.2.

En [12] se evalúan los esfuerzos de torsión que se producen para maniobras (cierres o aperturas) de generadores síncronos en general y generadores distribuidos en particular. Se comparan los resultados obtenidos con el criterio empírico establecido en [21]. El mismo establece que para una diferencia de potencia en el generador, entre antes y después de la maniobra, que no exceda 0,5 p.u. la pérdida de vida útil es insignificante y se puede cuantificar en menos de 0,01 %.

Capítulo 7

Protección en isla

Como se menciona en la sección 2.4.2 durante la condición de isla se debe mantener la coordinación de los dispositivos de protección, de forma que aquellas faltas que se pueden detectar y subsanar en el modo paralelo normal, también se detecten y subsanen en el modo de funcionamiento en isla.

En este capítulo se describen algunos principios de protección y se mencionan aspectos a tener en cuenta para el uso de los mismos en un sistema en isla.

Esta línea de investigación es muy extensa y merece un desarrollo mayor, que supera el alcance de esta tesis.

7.1. Sistemas de Protección

Los sistemas de protección tienen como uno de sus objetivos detectar faltas de forma selectiva, iniciando lo más rápido posible, acciones correctivas. Las mismas son, la mayoría de las veces, apertura de interruptores.

De esta manera se contribuye al funcionamiento del sistema eléctrico en varios aspectos tales como: el mantenimiento de la continuidad del servicio, la minimización de daños, la seguridad de las personas, la estabilidad del sistema eléctrico, etc.

En los sistemas de protección se toman en cuenta dos facetas que hacen a su Confiabilidad: Seguridad y Dependabilidad. Dependabilidad (del inglés Dependability) se considera la propiedad de que la protección opere cada vez que deba hacerlo, y Seguridad, que no opere cuando no debe hacerlo.

Cuidando un balance entre estos aspectos se debe diseñar el sistema de protección para aislar siempre la porción de red en falta, hacerlo rápidamente y no sacar innecesariamente instalaciones "sanas" fuera de servicio.

A continuación se introducen algunos principios de protección aplicables en el caso bajo estudio. Referencia [11]

7.1.1. Sobreintensidad

Sobreintensidad o sobrecorriente se trata de un principio de protección que responde a la corriente por el equipo protegido, de forma tal que opera cuando la misma supera el valor de ajuste. Se basan en que, en la mayoría de los casos, la corriente de falta es mayor que la corriente de carga.

Es una protección de selectividad relativa, siendo que depende de la medida de cantidades eléctricas en un extremo de la sección protegida; es adecuada para brindar respaldo a los equipos adyacentes. Se aplica especialmente en circuitos radiales, para protección de fase y de tierra. Para lograr selectividad y coordinación se puede hacer por tiempo, ajustando la protección principal y la de respaldo que ambas sean sensibles a la falta pero con tiempos de operación diferentes, esto puede tener la desventaja de tiempos de despejes altos para faltas de corriente alta.

El tiempo de operación puede ser independiente de la corriente, se denominan de tiempo definido (DMT definite minimum time) o el tiempo puede depender de la corriente, siendo menor cuanto mayor sea esta y se denominan de tiempo inverso (IDMT inverse definite minimum time) Estas últimas (IDMT) pueden presentar varias características según el tipo de curva que las caracteriza, siendo la familia de curvas IEC Standard Inverse (SI) Very Inverse (VI) Extremely Inverse (EI), mientras que la IEEE son IEEE Moderately Inverse, IEEE Very Inverse, Extremely Inverse.

En la figura 7.1 se representa la familia de IEC.

7.1.2. Sobreintensidad direccional

Las funciones de sobrecorriente no son adecuadas para proteger redes anilladas, en las cuales cada extremo presenta una fuente. Por ello son necesarios otras funciones de protección que permitan selectividad en esas condiciones.

El principio direccional se basa en la medida de una potencia para determinar la dirección de una falta. Se compara el ángulo entre el fasor de la corriente de operación (la corriente que se sensa para la función sobrecorriente) y otro fasor, independiente de la ubicación de la falta, que se conoce con el nombre de magnitud de polarización.

La máxima sensibilidad de la función se produce cuando el ángulo entre la corriente de operación y la magnitud de polarización es igual al ángulo característico, ángulo de máxima sensibilidad o de máximo torque. Este último nombre proviene de cuando la función se implementaba en relés electromecánicos.

Para elegir la magnitud de polarización, que usualmente es una tensión, debe considerarse que la tensión colapsa en el lugar de la falta, entonces no conviene que se incluya la tensión de la fase en falta.

Además, el factor de potencia de una falta es bajo, la corriente está atrasada casi 90° de la tensión, por lo que para obtener una alta sensibilidad, una magnitud a 90° es muy usada.

En la figura 7.2 se observa la relación entre corriente de operación y magnitud de polarización.

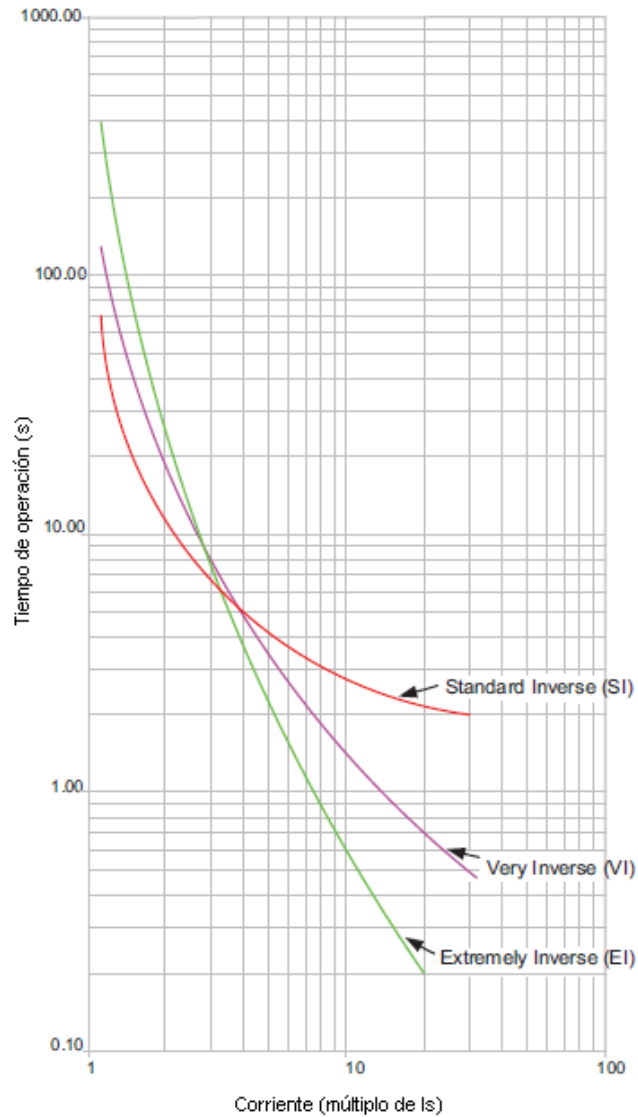


Figura 7.1: Sobrecorriente IEC

En la figura 7.3 se detalla un circuito sencillo y su red de secuencia positiva. Se consideran faltas en tres puntos del circuito y se calcula la función f que determina de dirección, en cada uno de los casos.

En el punto 3, a la salida de E_B

$$U_A = I_A jX_L + I_A jX_{TB}$$

$$U_A = (X_{TB} + X_L)jI_A$$

$$\text{Arg} \left(\frac{U_A}{I_A} \right) = 90^\circ$$

$$f = |U_A||I_A| \text{sen} \text{Arg} \left(\frac{U_A}{I_A} \right) = k3 > 0$$

Capítulo 7. Protección en isla

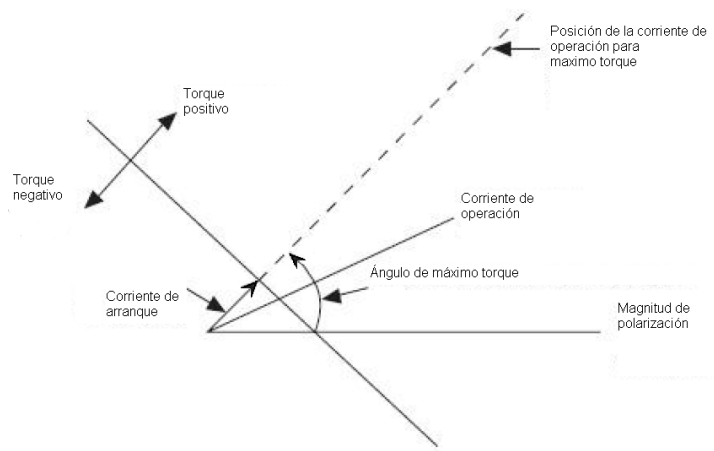


Figura 7.2: Diagrama del direccional

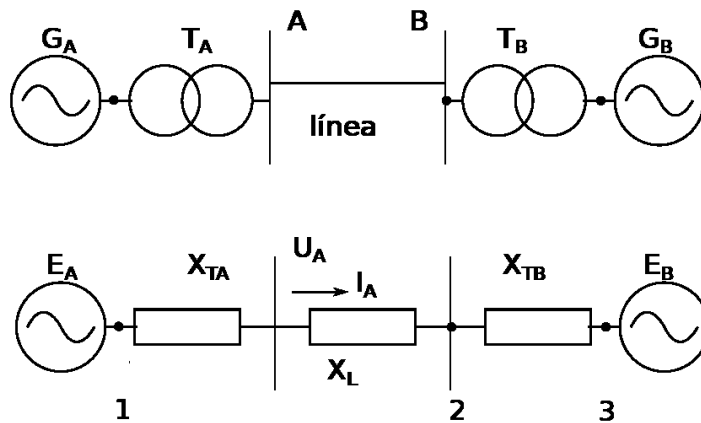


Figura 7.3: Circuito y red secuencia directa

En el punto 2 , a la salida de T_B

$$U_A = I_A jX_L$$

$$\text{Arg} \left(\frac{U_A}{I_A} \right) = 90^\circ$$

$$f = |U_A| |I_A| \text{sen} \text{Arg} \left(\frac{U_A}{I_A} \right) = k2 > 0$$

En el punto 1 , a la salida de E_A

$$U_A = -I_A jX_{TA}$$

$$\text{Arg} \left(\frac{U_A}{I_A} \right) = -90^\circ$$

$$f = |U_A||I_A| \text{sen Arg} \left(\frac{U_A}{I_A} \right) = k1 < 0$$

Esta función f cambia de signo de acuerdo a si una falta se encuentra a un lado u otro del punto donde se mide tensión y corriente. De esta manera, al ser implementada en un relé, permite discriminar en que dirección se encuentra la falta respecto al mismo.

7.1.3. Distancia

La protección de distancia es también una protección de selectividad relativa; su operación depende de medidas locales de corriente y tensión.

La impedancia de una línea es proporcional a su longitud; para la medida de la distancia es posible obtener protecciones que sean capaces de medir la impedancia de la línea desde un determinado punto del sistema de potencia.

Medida de la impedancia

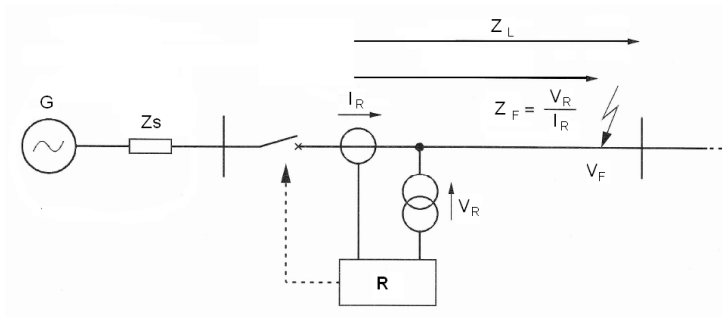


Figura 7.4: Falta ubicada dentro de la línea

El relé de distancia está conectado a la línea a través de los transformadores de medida. Suponemos que ocurre una falta a una distancia Z_F desde el relé. Dado que la tensión V_F en el lugar de la falta puede aproximarse como cero, la tensión en el relé es:

$$V_R = I_R Z_F$$

$$\frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R Z_F}{I_R} = Z_F$$

$$Z_F < Z_L$$

De esta manera el relé opera conociendo las medidas de tensión y corrientes tomadas en forma local, en el extremo de la línea donde esta el relé.

Puede determinarse la dirección por el ángulo relativo entre la tensión de falta y la corriente de falta.

Para faltas muy cercanas a la ubicación del transformador de tensión, la impedancia de falta se hace muy pequeña (teóricamente es cero), por lo cual tomar una decisión en cuanto a la dirección es imposible. Esta zona donde no se puede tomar ninguna decisión en cuanto a la dirección, se denomina zona muerta.

Capítulo 7. Protección en isla

7.1.4. Diferencial

Existen más de un principio de protección diferencial, todos ellos tienen en común ser del tipo de protección de selectividad absoluta.

Su operación y su selectividad respecto de la sección protegida dependen de la comparación de las cantidades eléctricas de cada uno de los extremos de la sección protegida, sólo se requiere medir las corrientes, tanto en amplitud como en fase (fasores).

Este principio de protección NO provee respaldo y cuando se aplica a cables y líneas requiere comunicaciones entre ambos extremos,

El circuito o zona protegida (vigilada), está delimitada por los puntos donde se miden las corrientes (ubicación de los TIs). Las corrientes se miden en todas las ramas que se conectan al equipo protegido.

Si no hay defecto o hay un defecto fuera de la zona vigilada, la suma de corrientes es cero.

Si hay una falta dentro de la zona protegida, la derivación de la corriente de falta no está siendo sumada a las demás (no pasa por ninguna rama sensada), entonces la suma de las corrientes medidas es distinta de cero.

Actualmente, los relés numéricos y el avance de las comunicaciones hacen que una de las más usadas sea la protección diferencial longitudinal (87L). Se utiliza fibra óptica enviando las medidas locales al otro extremo, de manera de compararlas y decidir localmente.

Suele usarse en conjunto con interdisparo al extremo remoto cuando se decide un disparo local, aunque no es imprescindible. La protección 87L funciona correctamente para defectos internos inclusive si hay “ extremo débil ”; se llama así a un extremo que recibe poco aporte de CC por estar eléctricamente lejos de una fuente o ser la misma mucho menor que la del otro extremo. Por lo anterior, esta protección es muy apropiada para el caso bajo estudio, cuando un extremo es alimentado desde el SEP y el otro desde los GDs.

Siempre existe una corriente diferencial derivado de los errores introducidos por los transformadores de corriente. El error es proporcional a la corriente que circula por la línea.

En la Figura 7.5 se muestra la corriente diferencial (I_{diff}), en relación a la corriente I_{bias} , proporcional a la que pasa por la línea durante la operación normal o ante faltas externas. La corriente de operación, aumenta cuando la corriente que circula por el equipo protegido aumenta, y las pendientes de restricción otorgan la estabilidad para corrientes de carga grandes.

7.2. Protección del sistema durante la isla

A continuación se revisan tres temas de protección que intervienen en el correcto funcionamiento de la GD y en particular su operación en isla:

- Aislar la sección de falla más pequeña posible
- Fault ride-through, capacidad de las GD para permanecer conectado durante un período de tiempo específico durante una falta

7.2. Protección del sistema durante la isla

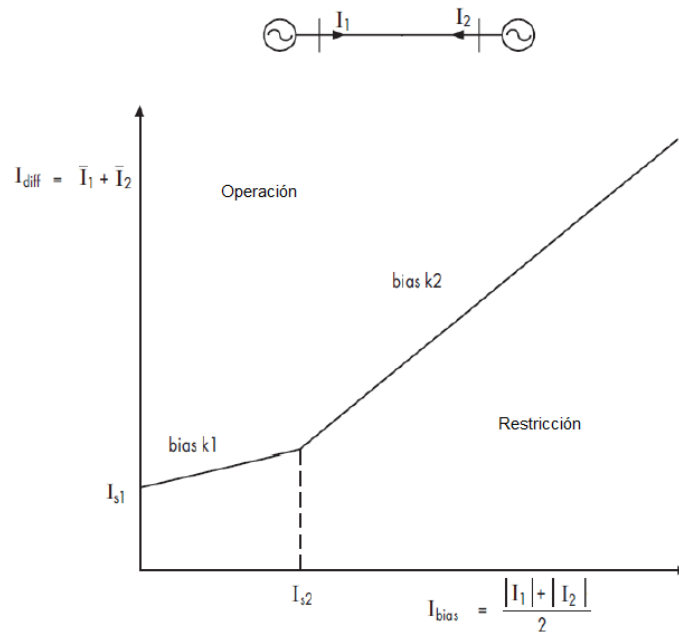


Figura 7.5: Zona de Operación y Restricción

- Protección ante faltas en la red en isla con GD

Ver referencia [18]

7.2.1. Aislar la sección de falla más pequeña

Son varios los tipos de cortocircuitos que pueden ocurrir en un sistema eléctrico, siendo los más comunes:

Trifásico: Se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto

Bifásico: Se ponen en contacto dos fases entre si

Bifásico a tierra: Se ponen en contacto dos fases entre si y a su vez estas a tierra en un mismo punto

Monofásico: Una fase se pone en contacto con tierra.

El tipo más común es el cortocircuito monofásico y en términos generales el más severo es el trifásico, aunque esto último puede cambiar para algunos casos.

En los razonamientos siguientes se consideran faltas trifásicas, porque suelen ser las más críticas para el sistema; otros tipos de faltas, como las faltas a tierra, pueden implicar consideraciones un tanto diferentes, pero de todas maneras, conceptualmente los razonamientos son análogos.

Cuando se produce una falta en un sistema radial, sin generación distribuida, las protecciones aíslan la red en falta abriendo el interruptor aguas arriba de la

Capítulo 7. Protección en isla

falta. Esto puede observarse en la figura 7.6 que ejemplifica una red sin GD, en la cual para una falta dada la alimentación de la misma proviene de un solo sentido.

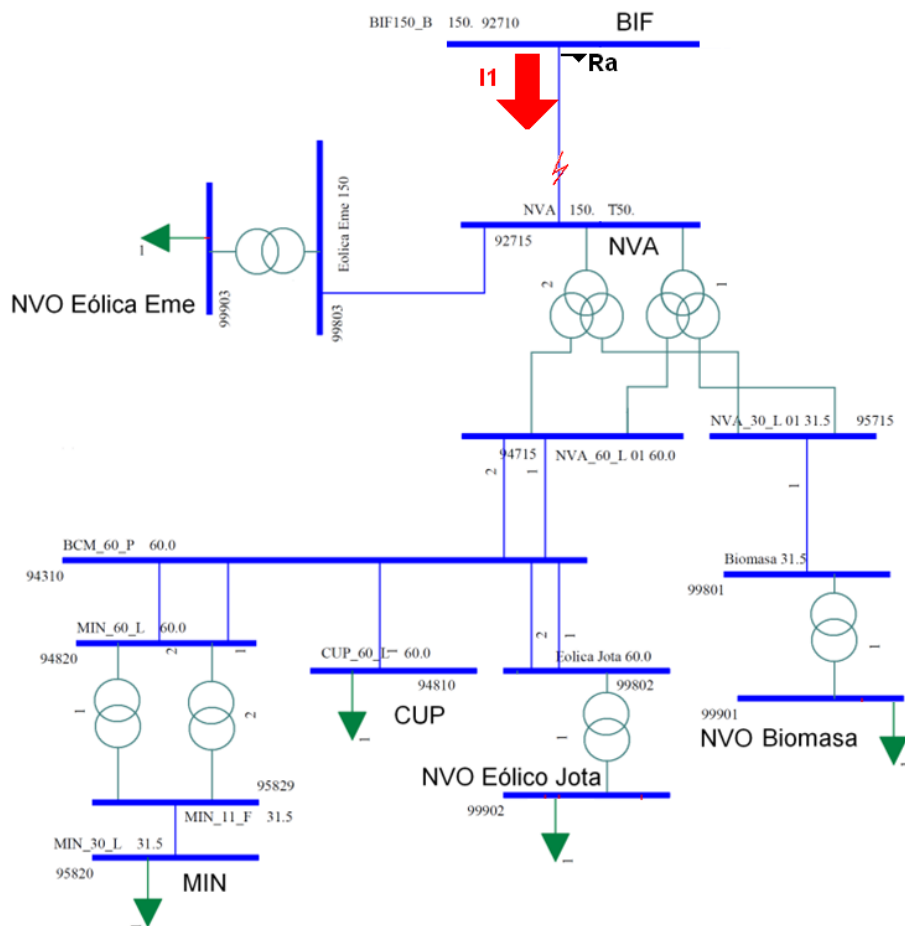


Figura 7.6: Cortocircuito en red sin GD

Puesto que la falta es alimentada desde un solo extremo, (el resto de la red es pasiva) el ajuste de las protecciones es relativamente sencillo, especialmente es clara la forma de coordinar tiempos de actuación para lograr selectividad. Tampoco hay inconvenientes a la hora de reenrgizar ya que no hay problemas de falta de sincronismo entre las redes a interconectar ya que se hace sobre "línea muerta" (sin tensión).

Una desventaja que provoca esta configuración es que para aislar la falta, se provoca una interrupción del suministro de energía a los clientes aguas abajo desde el lugar de la misma [18].

Como se vio en el Capítulo 2, una de las posibilidades que se abre con la presencia de la generación distribuida es la de evitar en algunos casos la interrupción del servicio al cliente.

7.2. Protección del sistema durante la isla

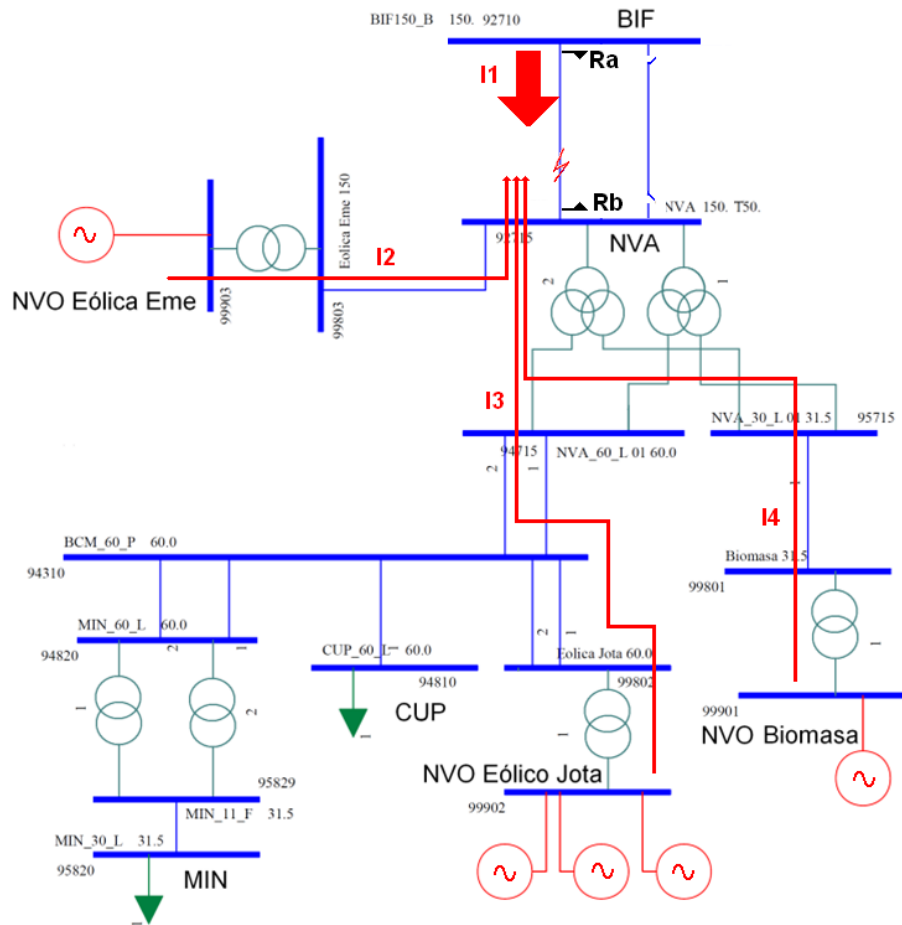


Figura 7.7: Cortocircuito 1 en red bidireccional

En la figura 7.7 puede verse el circuito con el que se realizan las simulaciones en este trabajo.

Se observa que la interrupción de la alimentación de los clientes de MIN y CUCP se puede minimizar si se permite que las GD suministren energía a la porción de la red sin falta.

Para lograr este objetivo, hay que aislar solo la línea en falta, siendo necesario disponer de interruptores en ambos extremos de la línea, cosa que en la condición representada en la figura 7.6 no es imprescindible.

Ante una falta en la línea señalada la protección Ra debe detectar la corriente de falla suministrada por la red, mientras que la protección Rb sensa la corriente de defecto suministrada por todas las GDs de aguas abajo.

Cabe señalar que el sistema principal proporciona temporalmente una corriente de falla que es muy superior a su corriente nominal. En cambio, el convertidor del GD limita la corriente máxima que puede suministrar.

Capítulo 7. Protección en isla

En la figura 7.7 se señalan las corrientes para una falta en una de las líneas BIF NVA, representándose con una flecha gruesa la corriente proveniente de la red fuerte y con flechas finas las provenientes de las GD, para ilustrar su diferencia en magnitud.

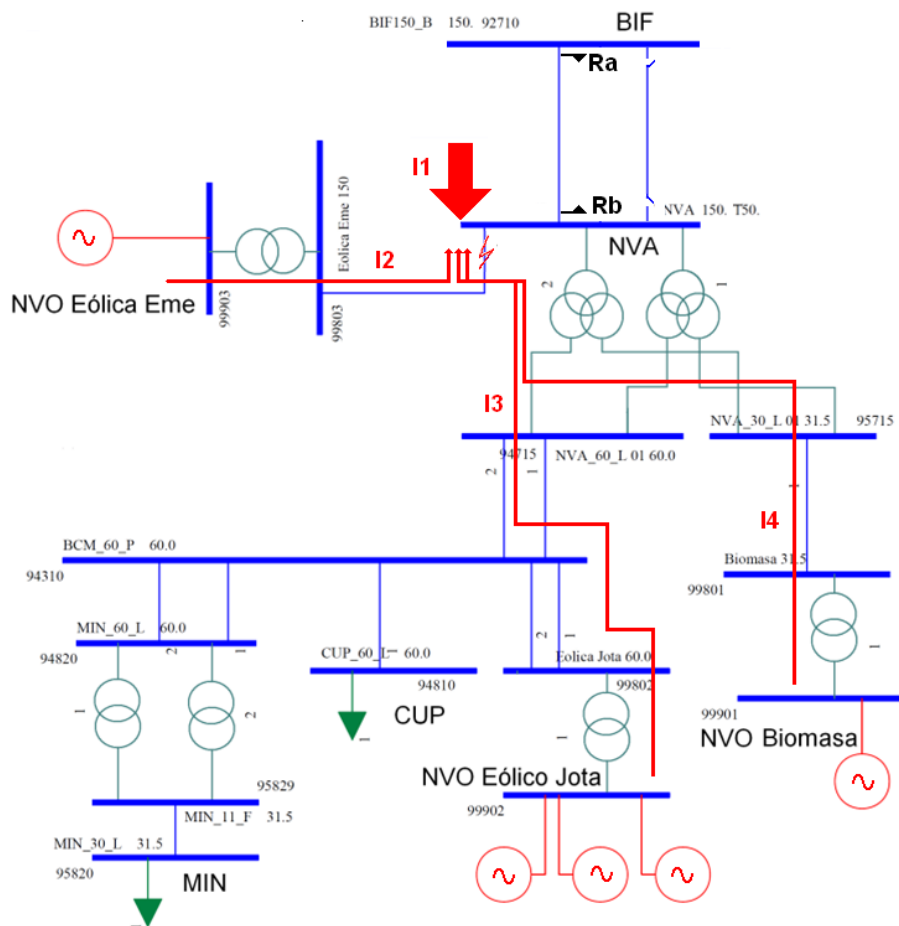


Figura 7.8: Cortocircuito 2 en red bidireccional

Cuando se produce una falta "más abajo", por ejemplo en la línea NVA NVO Eólica Eme, (ver figura 7.8) la corriente que ve el relé R_b , es muy similar a la corriente I_1 vista por R_a en la falta representada en la figura 7.7.

Es decir según el lugar de la falta, el relé R_b ve una gran corriente I_1 o ve la suma de tres pequeñas corrientes I_2 I_3 I_4 .

La corriente de falta vista por el relé R_b cuando la falta es alimentada por el sistema principal (es decir, cuando un fallo se produce aguas abajo al relé) es mucho mayor de lo que puede ver en la dirección inversa, es decir cuando lo que pasa por él es el aporte de las GD.

7.2. Protección del sistema durante la isla

Por lo tanto, los relés deben tener la capacidad de distinguir la dirección de la falta. Se requiere diferentes ajustes del relé hacia delante y hacia atrás. Una opción es usar Relés de sobreintensidad direccionales. También las funciones de distancia pueden aplicarse con una lógica parecida.

Los relés direccionales deben ser ajustados por separado en dirección adelante y atrás con características de disparo adecuados dependiendo de la configuración de la red.

Si todos los GD en una red están conectados todo el tiempo, es posible ajustar los relés según el cálculo de la corriente de defecto en los diferentes buses.

Sin embargo, una situación más realista indica que las conexiones de los GD no son permanentes sino que van cambiando con el tiempo y el nivel de corriente de falla dependen del número de GDs conectados. En esta situación, los ajustes deben modificarse para lograr despejar las faltas de acuerdo al nivel de la corriente de falla disponible.

Se debe realizar un análisis de faltas completo para diferentes configuraciones de red en función de los GD conectados para calcular los ajustes del relé.

Los relés son los responsables para seleccionar el ajuste más adecuado en función de configuración actual del sistema.

Para cambiar los ajustes del relé según la configuración existente en cada momento se requiere un método de comunicación fiable entre las GD y los relés, ya sea centralizado o descentralizado.

En el caso de que la comunicación no funcione cada relé selecciona una configuración predeterminada tal, que contempla el despeje de todas las faltas en todas las situaciones; lo que hará que opere siempre que deba aún cuando pueda operar alguna vez que podría haber sido evitada. Es decir, se prioriza la dependability frente a la security para este caso.

Cabe acotar que las funciones de selectividad absoluta no presentan el problema de la direccionalidad de la corriente. Sin embargo, su uso como función principal resuelve parcialmente el problema ya que se deben usar en combinación con protecciones de selectividad relativa a los efectos de brindar respaldo a las instalaciones adyacente.

7.2.2. *Fault ride-through*

Las GDs vinculadas a la red deben tener la capacidad de "*fault ride-through*" es decir, la capacidad de permanecer conectada un cierto lapso durante una falta, para dar tiempo a que la misma se despeje selectivamente. Uno de los principales objetivos de la capacidad de "*fault ride-through*" es para evitar desconexiones innecesarias de las GDs durante condiciones anormales de breve duración.

En la protección propuesta en [18], las GD conectadas al alimentador inyectan corriente de defecto un período de tiempo definido (denotado por t_d) hasta que la falta es despejada por las protecciones. El período de tiempo t_d puede ser elegido de acuerdo con los requisitos de protección del relé y los requisitos de desconexión para tensiones anormales que se dan en la norma IEEE 1547.

Capítulo 7. Protección en isla

Los relés deben detectar la corriente de falta procedentes de las GD vinculadas aguas abajo. Si las GD se desconectan inmediatamente después de una falta, los relés no tiene ninguna información para detectar y aislar la falta del lado de aguas abajo. Por otra parte, el convertidor del GD limita sus corrientes de salida a un valor que es el doble de la corriente nominal durante la falta de manera de proteger a sus switches semiconductores de potencia. Por lo tanto, los ajustes de los relés se establecen para detectar los defectos utilizando estas corriente de falta limitadas, provenientes de las GDs.

Si la sección en falta es aislada del resto del sistema dentro de la tiempo t_d , tres tipos de estado de la GD pueden ser identificados:

(I) GDs conectado a la red eléctrica

Estas GD pueden funcionar conectadas a la red después de aislar la falta, es decir, del lado de aguas arriba del defecto. En este caso, los beneficios pueden maximizarse tanto para la GD, como para el sistema, como para los clientes.

(II) GDs conectados a la sección en falta

Estos GD siguen suministrando la corriente de falta. Pueden identificar esta condición después de que transcurre el período de tiempo definido t_d . Serán desconectados, ya sea usando el interruptor de circuito o por el bloqueo de los switches semiconductores de potencia. La desconexión de las GD ayudará en la extinción del arco.

(III) GD conectados a la sección en isla

Es posible formar una isla con algunos de los GD y las cargas, después que la sección en falta es aislada.

En esta situación, los GD pueden suministrar la demanda de las cargas en la sección en isla si la capacidad total de la GD es suficiente para que coincida con la carga, o una parte de ellas. Esto se ve en detalle en el caso de estudio.

Si la capacidad de GD no es suficiente para abastecer la demanda de carga, los GDs conectados a la sección de isla serán desconectados. La desconexión, sin embargo, se puede evitar al definir un esquema de reducción de cargas adecuado. Simétricamente si la carga es menos que la generación se podría implementar un sistema de desconexión de generación. Estos temas se analizaron en el Capítulo 6

7.2.3. Protección ante faltas en la red en isla con GD

Si algunos de los GD pueden funcionar en modo isla alimentando la carga, debe establecerse una protección adecuada para este modo de funcionamiento.

La configuración de las protecciones situadas en la isla no serán apropiadas si se han establecido considerando la corriente de falta aportada por todo el sistema eléctrico. Por lo tanto, los ajustes de las protecciones se deben cambiar al conocer el estado de isla.

La desconexión de los GD luego del tiempo t_d , establecido para asegurar el fault ride-through de los mismos, funciona como respaldo a las protecciones de la

7.2. Protección del sistema durante la isla

isla, ya que en caso que las mismas no detecten la falta, los GD no alimentarán la misma más allá de td.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 8

Rearmado del sistema

Rearmado o restauración del sistema es la reconexión de la red en isla a la red principal.

Básicamente existen tres formas de reconectar dos sistemas: conexión sin tensión en uno de los sistemas, conexión síncrona y conexión asíncrona.

En este capítulo se describen dichos modos, fundamentalmente en base a [23], y se profundiza en conexión asíncrona que es el caso más aplicable a esta investigación.

8.1. Tipos de conexión

8.1.1. Conexión sin tensión en al menos uno de los sub-sistemas

En los casos de:

- Barra viva - Línea muerta
- Barra muerta - Línea viva
- Barra muerta - Línea muerta

el cierre del interruptor no requiere funciones de sincronización sino de verificación de tensión (voltaje check).

Viva: significa con amplitud de tensión cercana a la nominal.

Muerta: significa con amplitud de tensión mínima, por lo que puede considerarse desenergizada.

Barra y Línea son ambos lados del interruptor.

La verificación de tensión se logra con funciones de sobretensión y subtensión.

Este caso es necesario considerarlo cuando la isla no resulta viable y todos los GD salen de servicio dejando al sistema local desenergizado.

8.1.2. Conexión síncrona de dos sub-sistemas

En el caso de la conexión síncrona los sub-sistemas ya tienen otra conexión entre sí.

En la figura 8.1 se observa que a ambos lados del interruptor A se encuentran subsistemas que ya tiene una interconexión previa.

Capítulo 8. Rearmado del sistema

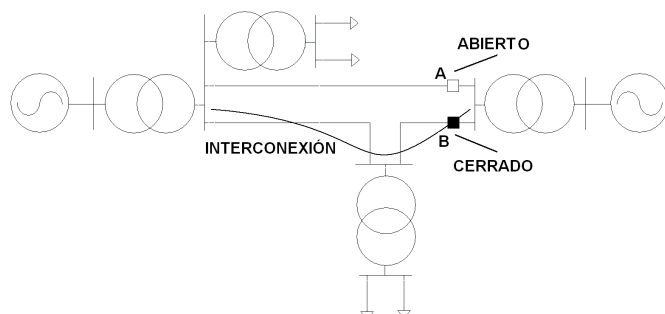


Figura 8.1: Subsistemas con interconexión

Si consideramos el SEP en estado estacionario, ambos sub-sistemas tienen la misma frecuencia, y las diferencias de tensión y fase a ambos lados del interruptor A son constantes.

En la práctica el estado normal de un sistema de potencia no es estrictamente estacionario, sino que existen pequeñas variaciones en las tensiones a ambos lados del interruptor, debido a que está permanente y levemente perturbado por variaciones en las cargas y la generación.

A ambos lados del interruptor A, el desfase será pequeño si ambos sub-sistemas están fuertemente interconectados y mayor si están débilmente interconectados. La diferencia de tensión no solo depende de si los sistemas están fuertemente o débilmente interconectados, sino también de cómo es la nueva interconexión a establecer (por ej. una línea o cable muy capacitivo hace elevar la tensión en el extremo a cerrar).

Cuando se reconecta una isla al SEP, se establecen uno o más vínculos entre ambos. Luego de cerrado el primer vínculo, el cierre del segundo y de los sucesivos, corresponden a reconexiones sincras.

8.1.3. Conexión asíncrona de dos sub-sistemas

Si no existe interconexión previa entre dos sistemas, la conexión será asíncrona.

El caso más típico es el de un generador que se conecta al SEP. Aunque puede ser también la conexión dos sistemas aislados o islas, una isla con el resto del SEP, etc.

En el caso asíncrono, la amplitud de tensión y frecuencia pueden ser distintos en ambos sistemas (a ambos lados del interruptor) y el desfase entre ambos sistemas varía continuamente.

En la figura 8.2 se observan dos vínculos, ambos abiertos. A ambos lados del interruptor A, se encuentran subsistemas aislados entre sí, cada uno con sus propias frecuencias f_1 y f_2 , y sus propias tensiones, V_1 y V_2 .

Los fasores (las tres tensiones de fase) a un lado del interruptor giran respecto a los del otro lado del interruptor con un deslizamiento que es la diferencia de frecuencias.

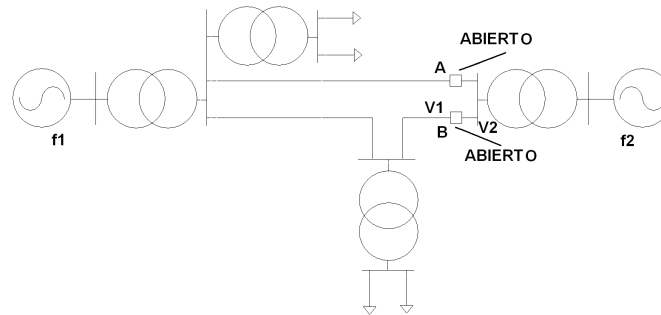


Figura 8.2: Subsistemas sin interconexión

Por lo general, los GD interconectados a través de convertidores incorporan esquemas de protección que bajan los riesgos de daños por conexión fuera de fase, sin embargo, puede dar lugar a sobretensiones innecesarias y transitorios de corriente.

El caso asíncrono es el que merece más atención para la reconexión de la isla al SEP.

8.2. Sincronización

Al interconectar dos sistemas, es necesario garantizar que existan diferencias pequeñas, en tensión, en la fase de las tensiones y en frecuencia.

$$|\Delta U| < \Delta U_{max}$$

$$|\Delta \theta_r| < \Delta \theta_r \text{ max}$$

$$|\Delta f| < \Delta f_{max}$$

La norma IEEE 1547-2003 da límites para generadores de hasta 10 MVA según la tabla 8.1

Potencia generada	ΔU	Δf	$\Delta \theta$
0 a 0.5 MVA	10%	0.3 Hz	20°
0.5 a 1.5 MVA	5%	0.2 Hz	15°
1.5 a 10 MVA	3%	0.1 Hz	10°

Tabla 8.1: Límites para sincronización (IEEE 1547 - 2003)

De no ser así podrían producirse daños en los generadores, producto de incremento de las vibraciones del eje, como ser: fatiga del eje y otras partes mecánicas, desalineación de los cojinetes, afloje de los bobinados, de los laminados. También

Capítulo 8. Rearmado del sistema

pueden producirse problemas de estabilidad en el sistema eléctrico, como oscilaciones de potencia, motorización de generadores, disparo de generadores por potencia inversa.

8.2.1. Verificación de sincronismo

La verificación de sincronismo se trata de permitir o habilitar el cierre manual o automático de un interruptor, solo cuando los sistemas a ambos lados del mismo están dentro de las tolerancias aceptadas.

Se basan en relés o funciones, denominados según IEEE 25SC o 25CS (Synchronism-check o synchro-check relay) que permiten el paralelo de dos circuitos que están dentro de límites prescritos de amplitud de tensión, desfase y frecuencia.

Se usa para supervisión del cierre manual de generadores pequeños, respaldo de la sincronización automática de grandes generadores, cierre de interruptores entre subsistemas que pueden estar o no separados (como por ejemplo recierre tripolar de líneas en anillo) Se implementa a través de un contacto normalmente abierto del verificador que se coloca en el camino de la orden de cierre del interruptor, impidiendo el cierre a menos que se cumplan las condiciones ajustadas (que aseguran tensiones, frecuencia y ángulos similares).

Los ajustes básicos son

$$\Delta U_{AJ}, \Delta \Theta_{r AJ}, \Delta f_{AJ}$$

debiéndose cumplir que

$$|\Delta U| < \Delta U_{AJ}$$

$$|\Delta \Theta_r| < \Delta \Theta_{r AJ}$$

$$|\Delta f| < \Delta f_{AJ}$$

Los ajustes vistos son simétricos, pero puede ajustarse diferente según el sentido de variación. Por ejemplo puede ajustarse un valor para subtensión y otro para sobretensión. en ese caso quedaría

$$\Delta U < \Delta U_{AJ+}, 0 \leq \Delta U, \Delta U_{AJ+} > 0$$

$$-\Delta U < \Delta U_{AJ-}, \Delta U \leq 0, \Delta U_{AJ-} > 0$$

8.2.2. Sincronización manual y semi-automática

La sincronización manual es cuando el operador da la orden de cierre y el momento de darla queda enteramente a su juicio, solamente ayudado por instrumentos de medida o verificaciones elementales, como ser la columna de sincronización..

La sincronización manual es algo que ha caído en desuso por la existencia de tecnologías que facilitan y aseguran la operación.

Se considera cierre semi-automático si el operador es quien da la orden de cierre cuando existe un verificador de sincronismo que permite o no que la orden de cierre llegue a la bobina del interruptor, según sean las diferencias de amplitud de tensión, frecuencia y fase.

8.2.3. Sincronización automática

La definición de IEEE de la función 25 (synchronizig relay) es cuando produce una salida que causa el cierre en el desfase cero de las tensiones, entre dos circuitos. Puede incluir o no control de tensión y velocidad.

Según IEC, y refiriéndose al caso de dos redes, indica el proceso de equiparación de dos sistemas respecto a sus frecuencias y a la amplitud y fase de sus tensiones con el fin de interconectarlos.

Para sincronizar dos redes, o dos islas, la sincronización automática no implica el envío de ordenes de variación de velocidad y de excitación. Acercar los valores de frecuencia y tensión de ambos sistemas puede quedar a cargo de los operadores a través de comunicación entre los mismos.

La sincronización automática lleva una secuencia que se inicia con el operador seleccionando el interruptor a cerrar y poniendo el sincronizador operativo. El sincronizador permanece operativo hasta que se cierra el interruptor, o hasta que transcurre un tiempo prefijado de espera, del orden de decenas de segundos o algún minuto.

Esto constituye un ajuste adicional del sincronizador automático,
 $\tau_{AJ\ 25\ Operativo}$.

El cierre en modo asíncrono implica que el sincronizador detecte que las tensiones, su desfase y el deslizamiento están por debajo de los límites ajustados durante cierto tiempo. Existen dos ajustes de deslizamiento, uno para modo síncrono y otro mayor que es usado para modo asíncrono.

Estos dos ajustes son los que permiten que el sincronizador detecte que se están cerrando dos sistemas aislados, considerando que

$$|\Delta f| < \Delta f_{AJ\ sinc}$$

o

$$\Delta f_{AJ\ sin} < |\Delta f| < \Delta f_{AJ\ asinc}$$

En el modo de cierre asíncrono, los sincronizadores pueden anticipar el instante que deben enviar la orden de cierre al interruptor. Para ello los sincronizadores tienen un valor a ajustar que corresponde al tiempo de cierre del interruptor

$$\tau_{AJ\ Cierre\ Int}$$

Si el módulo del desfase está decreciendo, esta función puede permitir que el cierre de los polos del interruptor se dé efectivamente cuando el desfase entre las tensiones a ambos lados es prácticamente cero (sincronización ideal).

Pero si el valor absoluto del desfase es creciente o es decreciente pero muy cercano a cero, no será posible cerrar los polos del interruptor en el instante de desfase cero. Sin embargo puede ser posible sincronizar con el módulo del desfase menor que el módulo del desfase máximo permitido, o como alternativa, esperar hasta que el valor absoluto del desfase vuelva a ser decreciente.

8.3. Sincronización activa y pasiva

Como se expresa en la sección 2.4.2, la norma 1547-4 emplea el término Sincronización activa, cuando hay un mecanismo de control que se puede utilizar para

Capítulo 8. Rearmado del sistema

hacer coincidir la tensión , frecuencia , y ángulo de fase del sistema en isla con los del SEP antes de iniciar una reconexión . Esta técnica requiere de medidas del SEP y de la isla, y que esta información se comunique al sistema de control .

En cambio considera Sincronización pasiva, a una verificación de las condiciones de sincronismo que solo permite volver a conectar los sistemas dentro de los límites aceptables establecidos. Esta técnica también requiere de medidas del SEP y de la isla.

Capítulo 9

Implementación de los modelos

Los elementos vistos en los capítulos anteriores requieren para ser aplicados la toma de algunas decisiones y la parametrización de los modelos. En este capítulo se describe el software usado en las simulaciones, las elecciones de modelos hechas y algunas validaciones que permiten observar el correcto funcionamiento del modelado.

9.1. Software

9.1.1. Software DSAToolsTM

Esta investigación se realizó utilizando principalmente el software DSATools [1], que es un conjunto de herramientas de análisis de sistemas que incluye características y funciones necesarias para planificación de sistemas eléctricos y estudios de estabilidad. Se utilizaron esencialmente los módulos PSAT y TSAT, aunque el paquete incluye también VSAT y SSAT.

PSAT - Herramienta de cálculo de flujo de carga y cortocircuitos (PowerFlow and Short circuit Assessment Tool)

Es un programa de flujo de carga que desarrolla varias funciones; flujo de carga y análisis de cortocircuito, para la realización de análisis del sistema en estado estacionario, requerido para la planificación del sistema y los estudios de funcionamiento; prepara los datos para la entrada de flujo de carga de otras herramientas del paquete DSATools. Soporta distintos tipos de modelos, de redes convencionales, transformadores, red de secuencia negativa y cero, etc.; además de posibilitar su representación en un diagrama unifilar completo.

VSAT - Herramienta de Evaluación de Estabilidad de Voltaje (Voltage Security Assessment Tool)

Es una herramienta de software usada para evaluar estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia. Permite el análisis integral del sistema en condiciones de funcionamiento, con predicción y prevención de problemas de inestabilidad en tensión.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

Utiliza métodos de análisis estático para cálculos y evaluación de límite de transferencia, sujetas a criterios de seguridad de tensión y contingencias.

TSAT - Transient Security Assessment Tool (Herramienta de evaluación de Estabilidad Transitoria)

Es una herramienta para la evaluación de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, que complementa las otras herramientas del paquete DSATools. Tiene un motor de simulación capaz de dar respuesta a sistemas eléctricos interconectados ante distintos tipos de perturbaciones, así como también ayuda para verificación de modelos de dispositivos. Permite simular faltas de diversos tipos, trifásica, bifásica o monofásica, en un bus o en las líneas, apertura y reconexión de equipos, disparo de generadores o cambios de consignas, des-conexión de carga, rampas de carga, rampas de viento, etc.

SSAT - Análisis de Pequeña Señal (Small Signal Analysis Tool)

Proporciona herramientas para estudios de oscilaciones inter – área de baja frecuencia, análisis de modos locales, puesta a punto de controles y determinación de necesidades de amortiguación.

Como parte del paquete DSATools, se incluye también el UDM Editor.

UDM Editor - Editor de Modelos definidos por usuario (User Model Define)

Sirve para crear, analizar, y modificar modelos definidos por el usuario (UDM). Un archivo de datos UDM normal contiene datos y gráficos del modelo. Puede ser utilizado como un programa independiente, o se puede acceder directamente desde TSAT. Una vez que se crea un UDM, su archivo de datos debe incluirse explícitamente en el TSAT.

9.1.2. Software PSS / E

También se utilizó PSS / E: Power System Simulator for Engineering [33], producido por Siemens Energy, Inc., Siemens Power Technologies International. Se trata de un software integrado e interactivo para simular, analizar y optimizar el rendimiento del sistema de potencia.

Los escenarios en estudio y sus parámetros operacionales tuvieron que ser definidos como parte de los insumos para iniciar los estudios. Esto se hizo mediante la migración a DSAT de modelos del sistema uruguayo originalmente previstos para PSS / E , incluyendo modelos detallados de control y excitación de los generadores convencionales y eólicos basados en [5] y [9].

Se realizó además comparación entre modelos UDM y modelos estándar PSS / E, en especial para verificar el funcionamiento del control de frecuencia implementado en los parques eólicos.

9.2. Modelos de parques eólicos

En la red bajo estudio existen dos parques de generadores eólicos, que se denominan Eólica Eme y Eólica Jota. El primero de 42 MVA y el segundo formado por tres grupos de 50, 7.5 y 7.5 MVA.

El aerogenerador utilizado para integrar los parques en esta investigación, corresponde a un generador de inducción doblemente alimentado Vestas V-80 de 2MW de potencia nominal.

Para los estudios realizados se evaluaron dos estrategias de control que fueron implementados a través de modelos para TSAT elaborados como UDM, (User Defined Model).

Uno de los mismos controla Tensión y maximiza Potencia activa. El otro controla Tensión y frecuencia dentro de cierto rango. En este trabajo se les llama PV y FV respectivamente.

9.2.1. Parques eólicos: modelo PV

Este modelo se basa en el desarrollado para los trabajos citados en [9] y es utilizado con la autorización del autor.

Validación del modelo PV

El modelo, ya validado por su aplicación en los trabajo de [9] se sometió a algunas simulaciones para verificar su comportamiento luego de la parametrización a la que fue sometido para su aplicación en este trabajo. Para ello se utilizó parcialmente la red descrita en el Capítulo 4

Se considera una porción de red, vinculada al resto del sistema por dos líneas de 150 kV (BIF - NVA 1 y 2).

En la red bajo estudio la única generación despachada es el “Eólica Eme” (42 MVA)

La carga se modela como

- Activa = 30 % P cte. + 70 % impedancia cte.
- Reactiva = 100 % Impedancia cte.

En la Sección 9.4 se realizan las consideraciones que llevan a esta elección.

Caso 1: Rampa de viento

En ausencia de perturbaciones en la red, se comprueba el comportamiento del generador ante una variación en el viento (rampa del 30 % aplicada a partir del segundo 10, durante 10 segundos).

Se observa en la figura 9.1 que una rampa de torque reproduce la rampa de viento aplicada.

En correspondencia, en la figura 9.2 aumenta la potencia activa (de 21 a 32 MW) y la velocidad de la máquina, figura 9.3.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

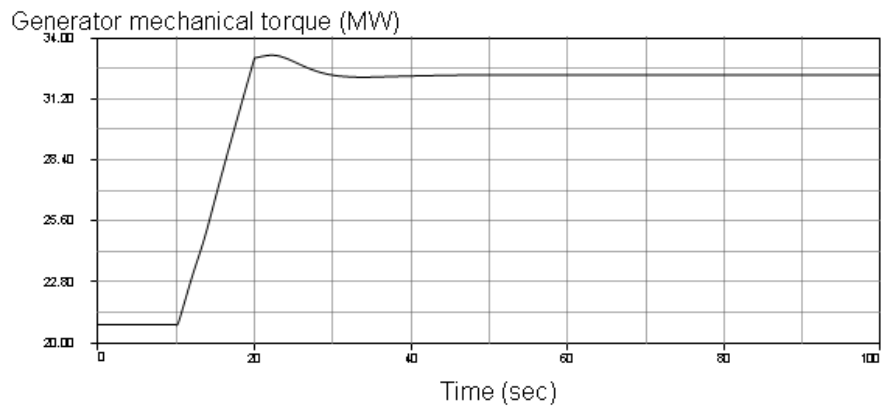


Figura 9.1: Respuesta del torque

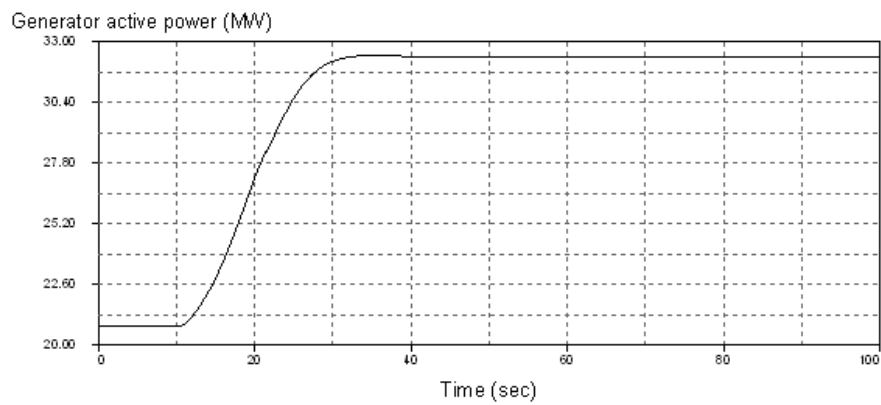


Figura 9.2: Respuesta de Potencia activa

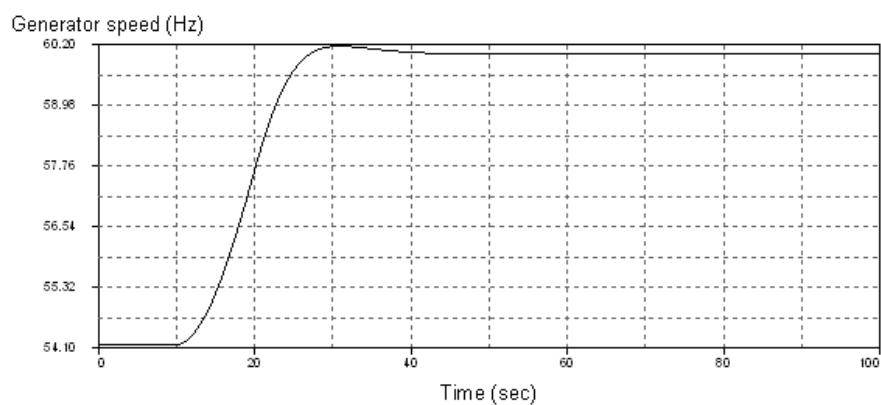


Figura 9.3: Respuesta en la velocidad

9.2. Modelos de parques eólicos

En la gráfica de tensiones, figura 9.4, se observa la tensión en bornes (bus 99903) que disminuye para controlar la tensión en barras de 150 (Remote Controlled Bus 99803)

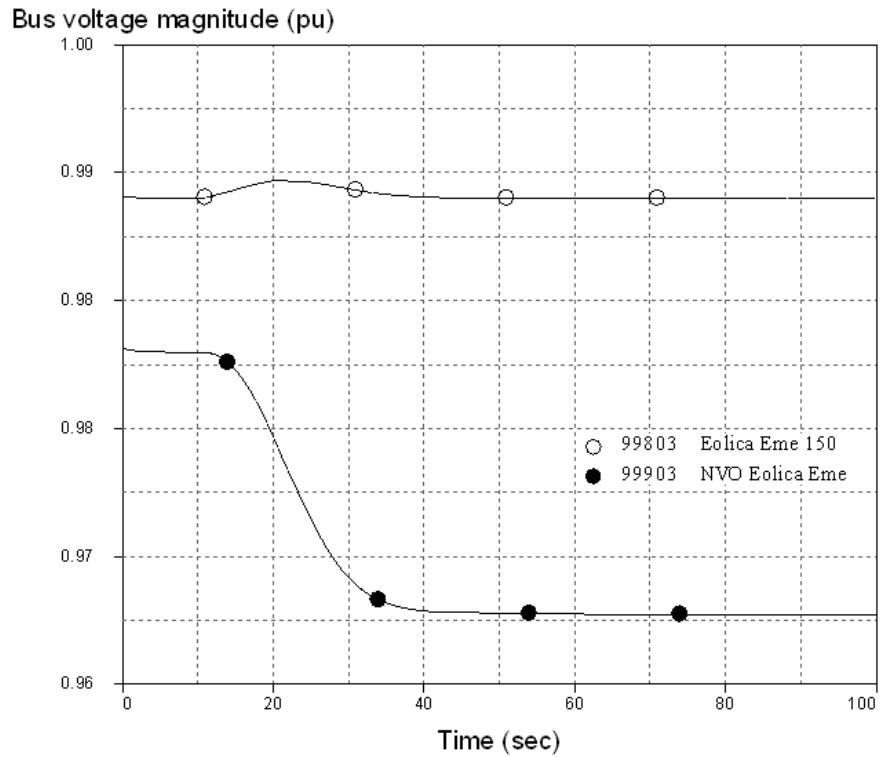


Figura 9.4: Respuesta en la tensión

La reactiva (figura 9.5) pasa de -2,80 a -6,70, disminuyendo la tensión en bornes.

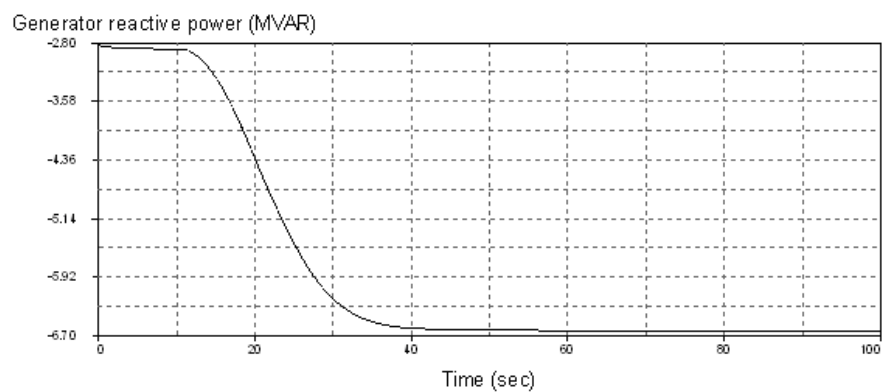


Figura 9.5: Respuesta en la potencia reactiva

Capítulo 9. Implementación de los modelos

Caso 2: Abrir una línea

Se considera, al igual que en el caso 1, que en la red bajo estudio la única generación despachada es “Eólica Eme”, que esta funcionando aproximadamente al 50 % de su potencia nominal.

Se abre, a los 5 seg. de iniciada la simulación, una de las líneas que unen la red con el resto del sistema.

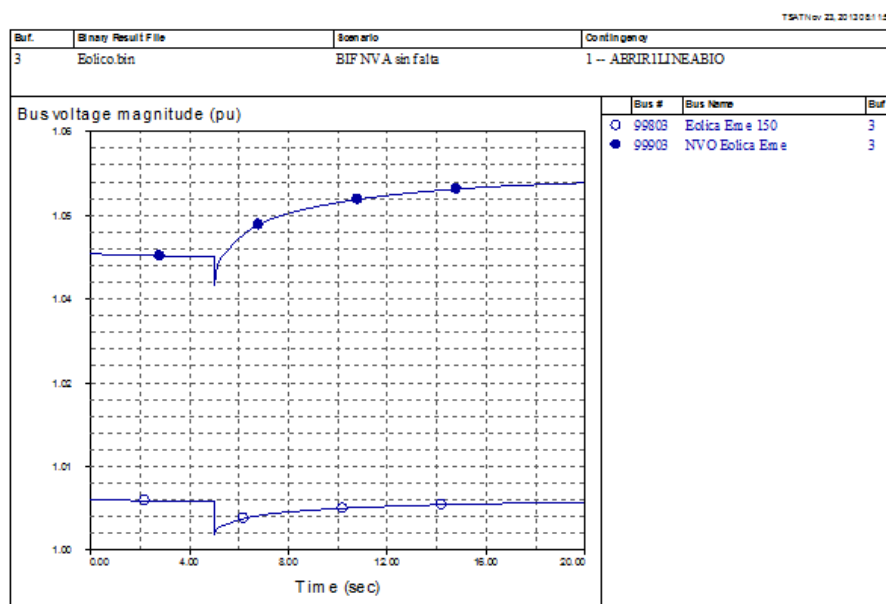


Figura 9.6: Tensiones de barras

En la figura 9.6 se observa que para mantener constante la tensión en la barra controlada (99803) la tensión en bornes del parque sube aproximadamente un 1 %, entre 1.04 y 1.05 pu. El tiempo transcurrido entre el 10 % y el 90 % de la variación es de aproximadamente 10 segundos.

Un comportamiento similar se aprecia en la reactiva, figura 9.5, que sube del 10 % al 90 % de su variación en 10 s, siendo su incremento total de aproximadamente un 30 %.

9.2. Modelos de parques eólicos

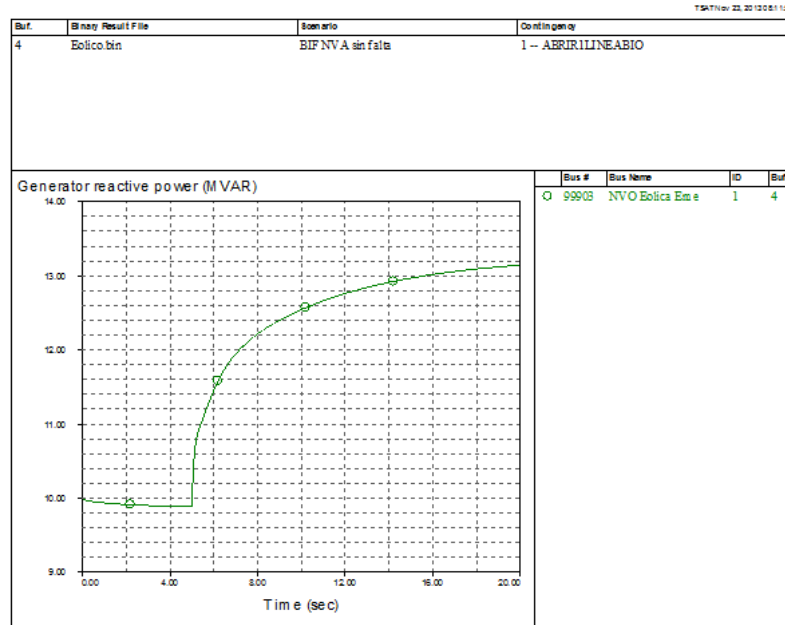


Figura 9.7: Potencia Reactiva

9.2.2. Parques eólicos: modelo FV

Para introducir el control de frecuencia se implementa un control cuyo núcleo sigue la curva de respuesta Frecuencia - Potencia activa representada en la figura 9.8, en la misma la curva considerada está en p.u.

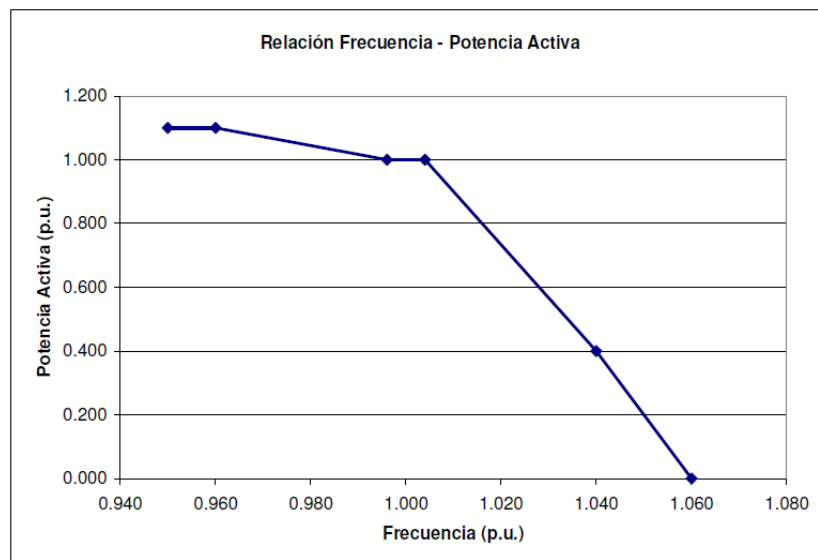


Figura 9.8: Curva de respuesta Frecuencia - Potencia Activa

Capítulo 9. Implementación de los modelos

Validación del modelo FV

El modelo del control de frecuencia usado para los generadores eólicos en el presente trabajo se valida contra un modelo estándar, GEWTE1, GE Wind Turbine Electrical Control.

El control modelado dentro del módulo GEWTE1 del modelo de PSS/E, forma parte del sistema de control del parque eólico WindCONTROL.

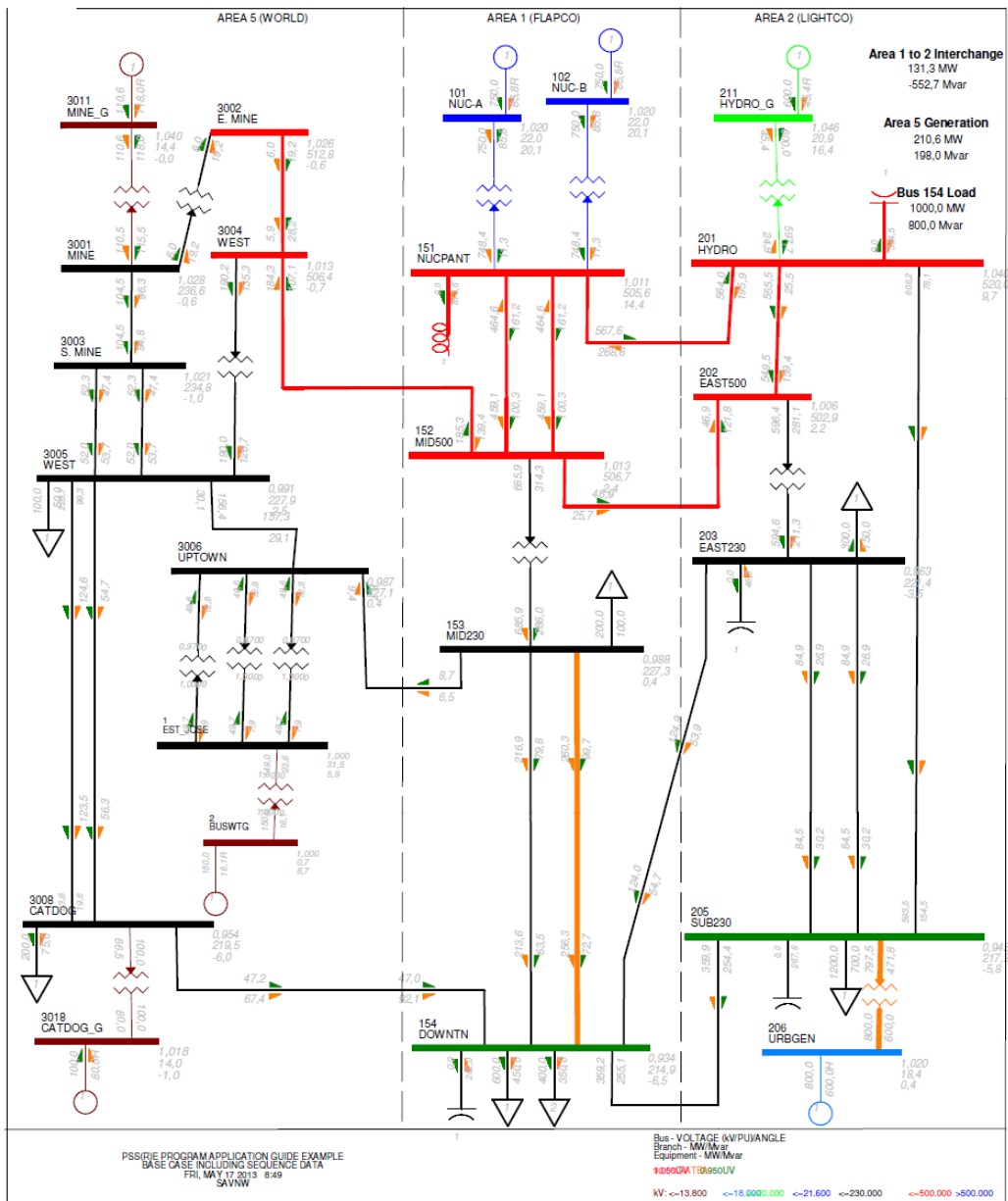


Figura 9.9: Diagrama para comparación con modelos estándar PSS

9.2. Modelos de parques eólicos

Este control, que está por defecto deshabilitado, se activa colocando en el modelo GEWTE1 la ICONs M+4 (APCFLG) en 1.

En caso de desviaciones de frecuencia el control se comporta según lo definido por una curva igual a la mencionada en la sección 3.1.2 e ilustrada en la figura 9.8.

Para ajustar los cuatro puntos contamos con 8 variables, 4 frecuencias y 4 tensiones, estas variables se encuentran disponibles en el modelo GEWTE1. en las CONs J+27 hasta J+34.

Este modelo se inserta sobre una red de prueba conocida que se presenta en la figura 9.9. La red consta de 25 barras y otros 6 generadores con un total de 3000 MVA, además del parque cuyo modelo de control de frecuencia se compara.

El parque eólico se ubica en Barra 2 - BUSWTG, y para que su interacción con el resto de la red pueda ser apreciado, se dimensiona como de 150 MVA.

En las figuras siguientes se presentan los resultados de aplicar una desconexión de carga progresiva en la red, observándose las consecuencias en la frecuencia del sistema.

Comportamiento del modelo estándar PSS / E

En la figura 9.10 se presenta la evolución de la frecuencia del sistema en función del tiempo.

En los instantes correspondientes a 1, 5, 10 y 15 segundos se produce la salida de la carga de los buses 3005 (100 MVA), 153 (200 MVA) 203 (300 MVA) y 3008 (200 MVA), respectivamente.

La gráfica en color rojo (línea llena) corresponde al modelo sin control de frecuencia y la azul (punteada) al modelo con control de frecuencia.

Se observa que, para ambos modelos PSS (con y sin control de frecuencia), la frecuencia del sistema sube cada vez que se desconecta carga.

A partir de la segunda desconexión (a los 5 ms) pero sobre todo luego de la tercera y la cuarta se advierte que cuando el parque eólico tiene control de frecuencia, se produce una disminución del crecimiento de la misma. La disminución alcanza el 2% del crecimiento máximo alcanzado por la frecuencia en el caso sin control.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

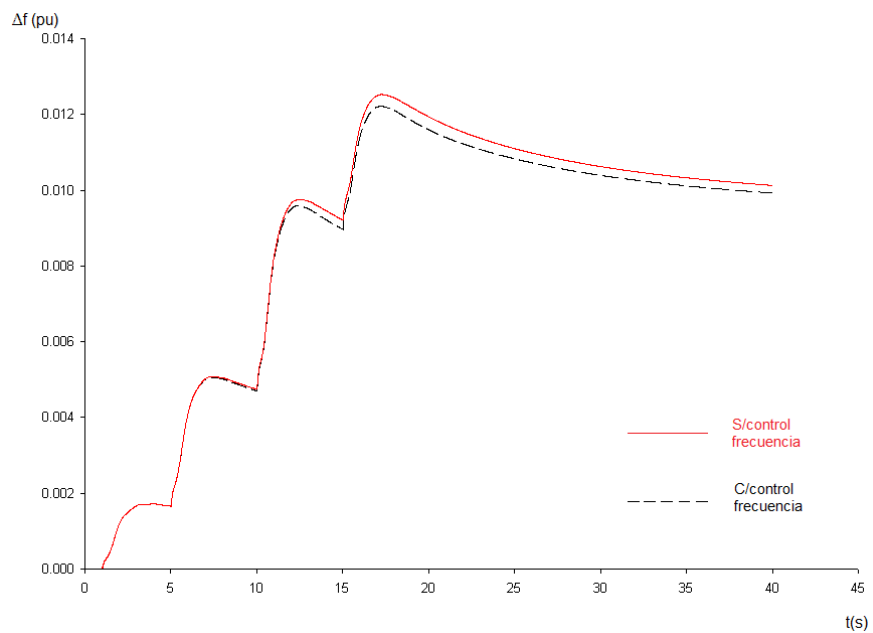


Figura 9.10: Respuesta comparada con y sin controlador modelado en PSS

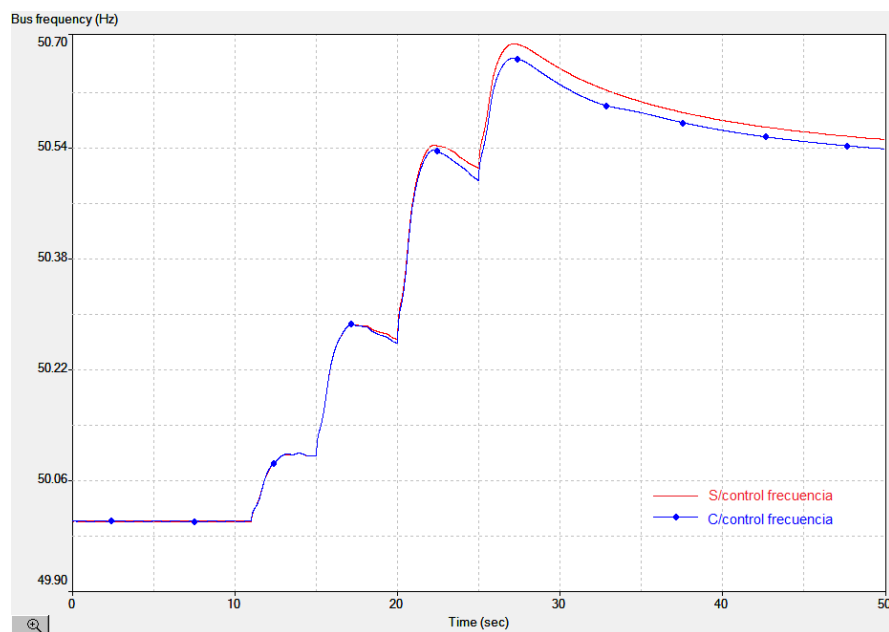


Figura 9.11: Respuesta comparada con y sin controlador FV en DSAT

Comportamiento del modelo implementado en DSAT

La simulación se repite utilizando los modelos programados en DSAT. En este caso la simulación conlleva un tiempo inicial adicional para que se establezca la

9.2. Modelos de parques eólicos

respuesta del modelo, previo a iniciar las desconexiones de carga. Entonces, las desconexiones de carga se dan en los instantes 11, 15, 20 y 25s.

El resultando de esta simulación es completamente análogo, como se observa en la figura 9.11. La gráfica en color rojo (línea llena) corresponde al modelo sin control de frecuencia y la azul (señalada con círculos) al modelo con control de frecuencia.

Se concluye que el modelado hecho en DSAT es correcto y representa adecuadamente el comportamiento de un parque con APC.

Validación de pendiente de control

Adicionalmente se realiza una simulación para verificar que la respuesta del APC sea consistente con la pendiente de la curva Frecuencia - Potencia activa que se representa en la figura 9.8

F	P.A.
0.95	1.1
0.96	1.1
0.996	1
1.004	1
1.04	0.4
1.06	0

Tabla 9.1: Valores curva de control

De los datos de la tabla 9.1 se deduce que la pendiente del primer tramo de frecuencia creciente es:

$$P = (0,4 - 1)/(1,04 - 1,004) = -16,66$$

La simulación incluye los mismos disparos de carga que los aplicados para comparar el modelo DSAT con el modelo PSS, hasta el disparo de carga correspondiente a $t=20$ s y se continua luego por 10 s sin disparar más carga, dado que es el tramo de frecuencia correspondiente a la pendiente a verificar.

Para calcular la pendiente se considera la misma entre el instante en que la frecuencia cruza por 50.2 Hz (1.004 pu), hasta el fin del periodo considerado.

En el instante inicial la frecuencia es 50.2 Hz y la potencia activa 150 MW porque el control aún no comenzó a actuar.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

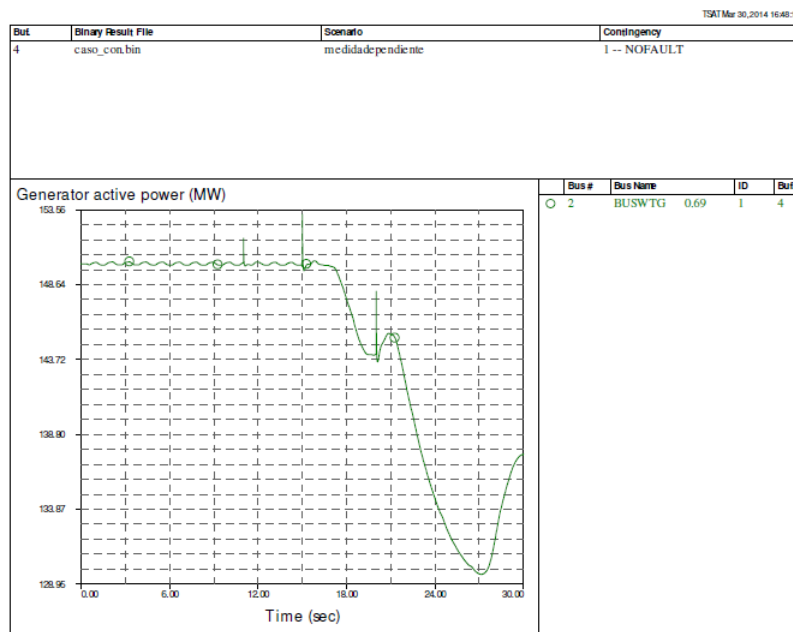


Figura 9.12: Variación de Potencia Activa

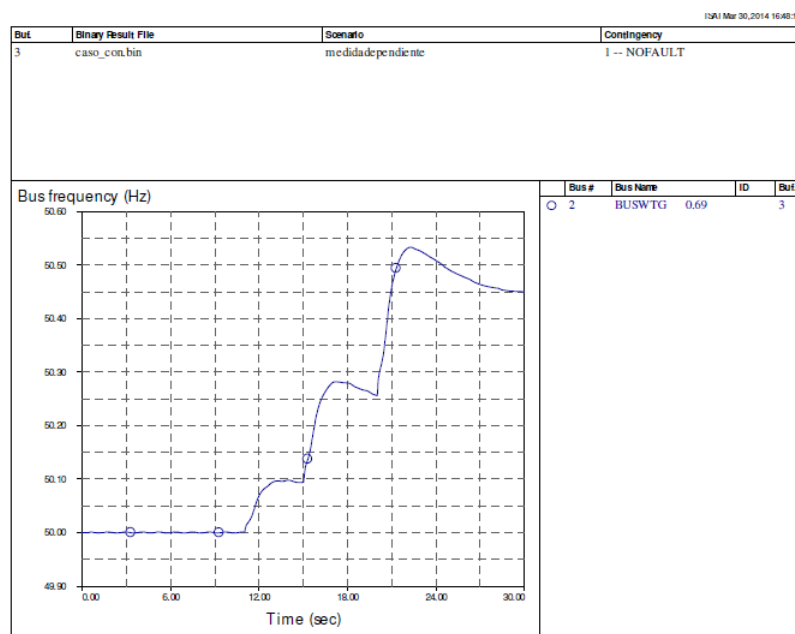


Figura 9.13: Variación de Frecuencia

	f (Hz)	f (pu)	P (MW)	P (pu)
instante 1	50.200	1.004	150.000	1.000
instante 2	50.450	1.009	138.000	0.920

9.3. Modelo del generador síncrono

Se consideran 10 segundos de simulación luego del disparo de carga, que ocurre en el instante 1 ($t=20$), se tiene una frecuencia en el instante 2 ($t=30$ s) es de 50.45 Hz y la potencia activa de 138 MW.

La tabla 9.2 resume los valores obtenidos.

Calculando la pendiente:

$$P = (0,92-1)/(1,009-1,004) = -16$$

Se confirma así la pendiente del control APC.

9.3. Modelo del generador síncrono

Dentro de los elementos que integran la red bajo estudio se encuentra un generador síncrono, con fuente primaria biomasa. Si bien no se conocen datos concretos del mismo, de acuerdo a los anteproyectos existentes a la fecha del inicio de la investigación se asume que su potencia nominal es de 10 MVA.

Para su modelado se recurre a utilizar, modelos ya probados en anteriores trabajos de estabilidad transitoria del grupo GECSEP, por ejemplo [2], entre otros.

9.3.1. Modelo del generador

Se utiliza el modelo GENROU, el cual provee una buena aproximación para el comportamiento de un generador sincrónico de rotor liso, con devanados de amortiguamiento. Para su parametrización se compararon los valores por defecto que trae el DSAT, los de Botnia y los de Bioener. Los valores son todos en p.u., habiendo relativamente poca dispersión entre los valores de los tres conjuntos de parámetros revisados. Se opta por adoptar el modelo de Botnia, adaptando el valor de H (inercia en MW-sec/MVA). Ver parámetros en el Apéndice A.1.1.

9.3.2. Modelo del control de velocidad

Se estudiaron y compararon los parámetros de:

1-Control tipo IEEEG1 del generador de Botnia

2-Control estándar sugerido en DSAT

3-Recomendaciones del artículo: Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies, Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions, 1973.

Se encontró similares respuestas para los dos primeros y una respuesta más lenta para el tercero. Se asume que por la época del artículo (1973) los parámetros corresponden más bien a generadores grandes. Se opta por usar el modelo de Botnia al ser un modelo que ya ha sido usado satisfactoriamente en estudios de estabilidad anteriores. Ver referencias [22] y [4]

El regulador se modela como IEEEG1 (fuente PSS / E), recomendado como modelo general para control de velocidad de turbinas de vapor.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

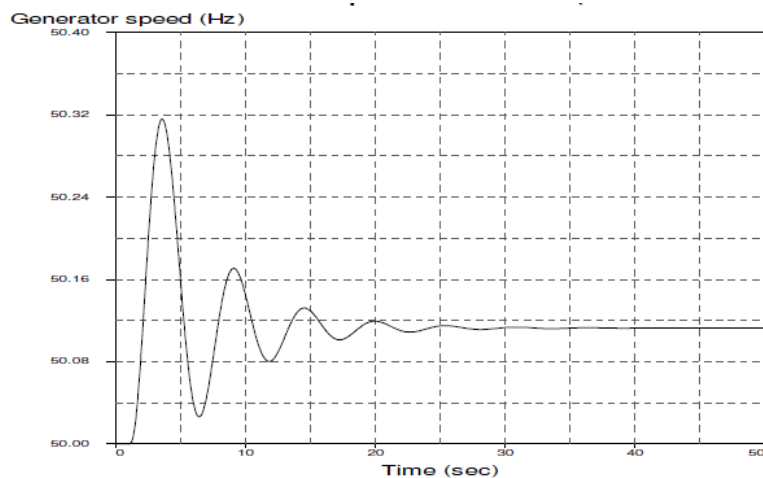


Figura 9.14: Control de velocidad – respuesta a escalón de la referencia)

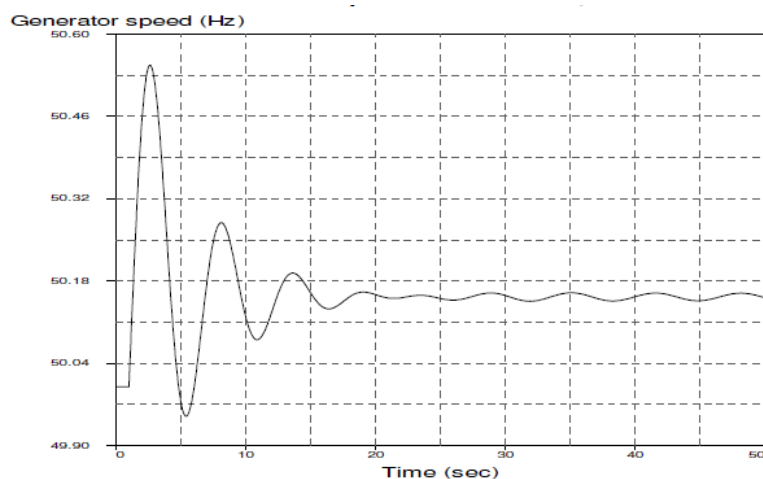


Figura 9.15: Control de velocidad – respuesta a escalón de carga

En las figuras 9.14 y 9.15 se observan, respectivamente, la respuesta a un escalón en la referencia y a un escalón de rechazo de carga del 10%. Ver parámetros en el Apéndice A.1.2.

9.3.3. Modelo del regulador de tensión

Este regulador fue el que mereció el mayor análisis dada la diversidad de modelos usados hasta ahora y la disparidad de respuesta de cada uno de ellos.

Se evaluaron esencialmente:

Regulador de Botnia (UDM con características bastante específicas)

9.3. Modelo del generador síncrono

Regulador estándar de DSAT Type AC1A

Regulador de CTR

EBM regulador IEEE2 (fuente PSS E)

En primer término se descartó el usado para modelar Botnia al ser demasiado customizado, por lo cual el estudio perdía generalidad.

En segunda instancia se descarta el regulador AC1A con la parametrización estándar al dar respuestas insatisfactorias para algunos casos de perturbaciones. Cuando el generador queda en isla y en la misma hay un desequilibrio importante, generación mucho menor que demanda, este regulador no intenta restablecer la tensión al valor de referencia sino que admite funcionar durante un largo periodo a valores de entre 0.3 y 0.4 p.u. Sometida la red a una perturbación, CC en barras de una estación aguas arriba, una vez recuperada la normalidad en el circuito (desaparece el CC), el generador presenta comportamientos erráticos en el control de tensión, ver figura 9.16.

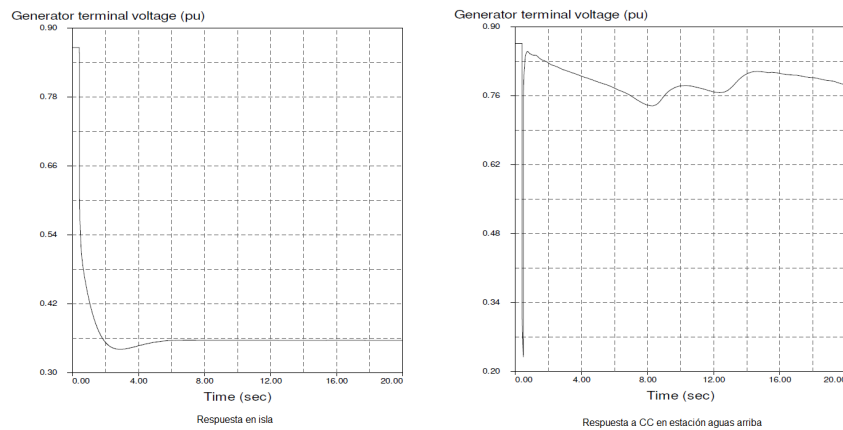


Figura 9.16: Control de velocidad AC1A

CTR: las pruebas usando el controlador de CTR son satisfactorias en cuanto a la forma de la respuesta. Sin embargo se considera que la misma es algo lenta, y que en caso de un generador moderno y chico como el considerado tienen menores constantes de tiempo.

EBM: resultado de tomar como base el modelo de CTR pero con las constantes K_f , T_A , T_E , T_{F1} y T_{F2} escaladas por un factor 0.6.

Este último controlador es el que es usado y corresponde a un modelo IEEE2. Ver parámetros en el Apéndice A.1.3.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

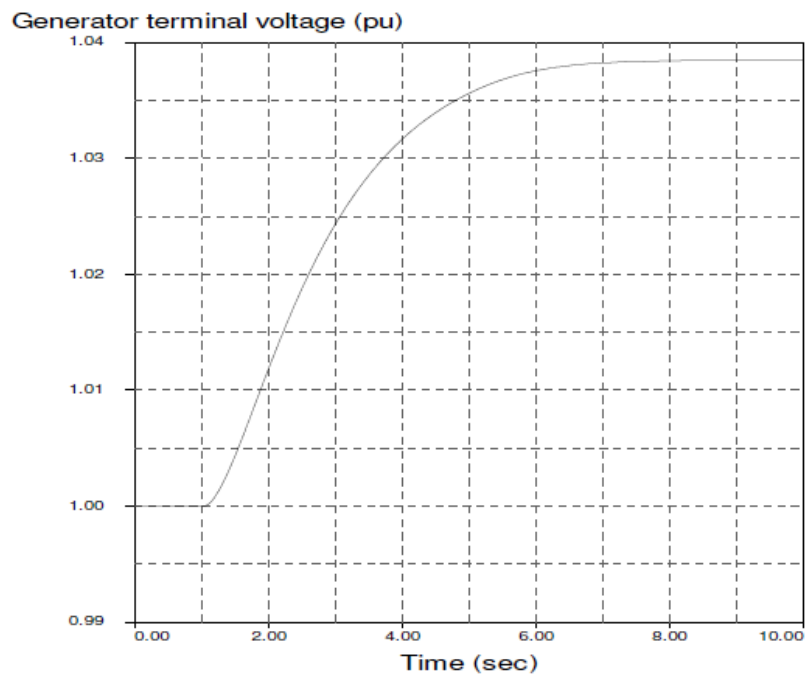


Figura 9.17: Control de tensión – respuesta a escalón - condición power flow

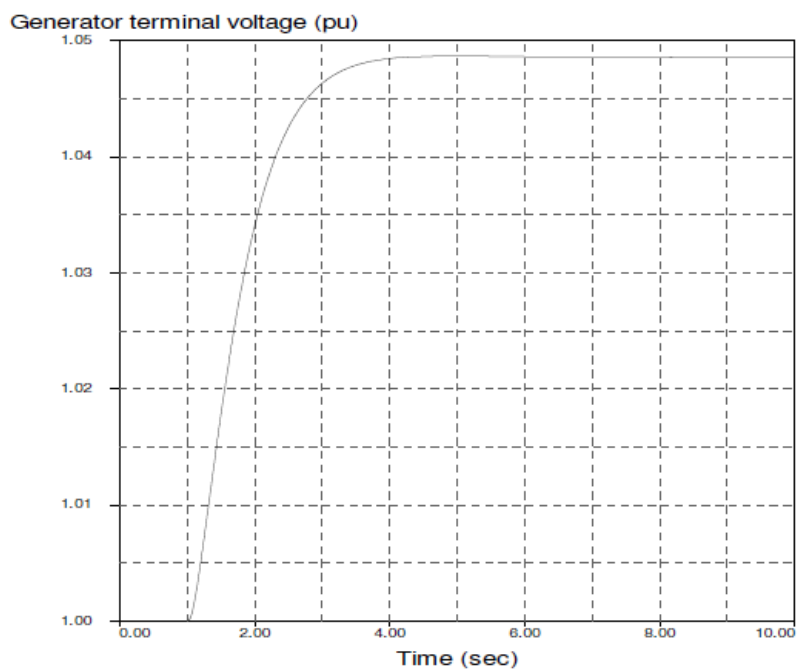


Figura 9.18: Control de tensión – respuesta a escalón - circuito abierto

En las figuras 9.17 y 9.18 se observan las respuestas a escalones de 0,05 en

la referencia de tensión, con la carga del power flow y con el circuito abierto, respectivamente.

9.4. Modelado de la carga

9.4.1. Criterios adoptados

Como modelo estático, se opta por utilizar el modelo ZIP. El mismo está disponible en DSATools.

El mismo se parametriza con la ponderación actualmente aceptada por UTE para sus estudios:

- P = 70 % impedancia constante + 30 % potencia constante
- Q = 100 % impedancia constante

Para llegar a tomar este criterio se probaron varias configuraciones ZIP y un modelo dinámico.

En 9.4.2 se muestra el resultado de simulaciones que comparan diversas configuraciones del modelo ZIP y además, dado que en el sistema bajo estudio se encuentra una planta industrial (CUCP), una en la cual la carga se asimila a motores.

Para la configuración con motores se trabaja con el modelo CMOTOR el cual se representa en la Figura 9.19.

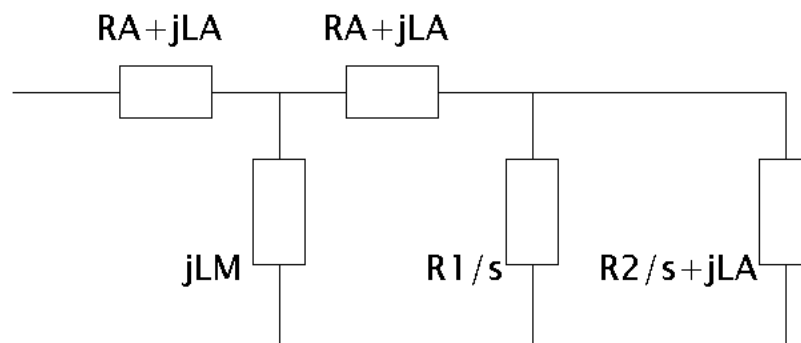


Figura 9.19: Motor

Este modelo representa la dinámica de la carga giratoria representada por la ecuación diferencial inercial pero no considera la dinámica electromagnética del motor, la cual se entiende que se puede despreciar para estudios de estabilidad transitoria.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

9.4.2. Simulaciones sobre la carga

El objetivo de esta simulación es evaluar la incidencia del modelado de la carga en la respuesta de frecuencia y tensión al formarse una isla.

La misma simulación se repite cambiando el tipo de carga considerada, siendo las configuraciones las siguientes:

- Modelo ZIP aceptado por UTE para sus estudios
- Modelo con Potencias constantes (P y Q)
- Modelo con Corrientes constantes (P y Q)
- Modelo con Impedancias constantes (P y Q)
- Carga representada como motores

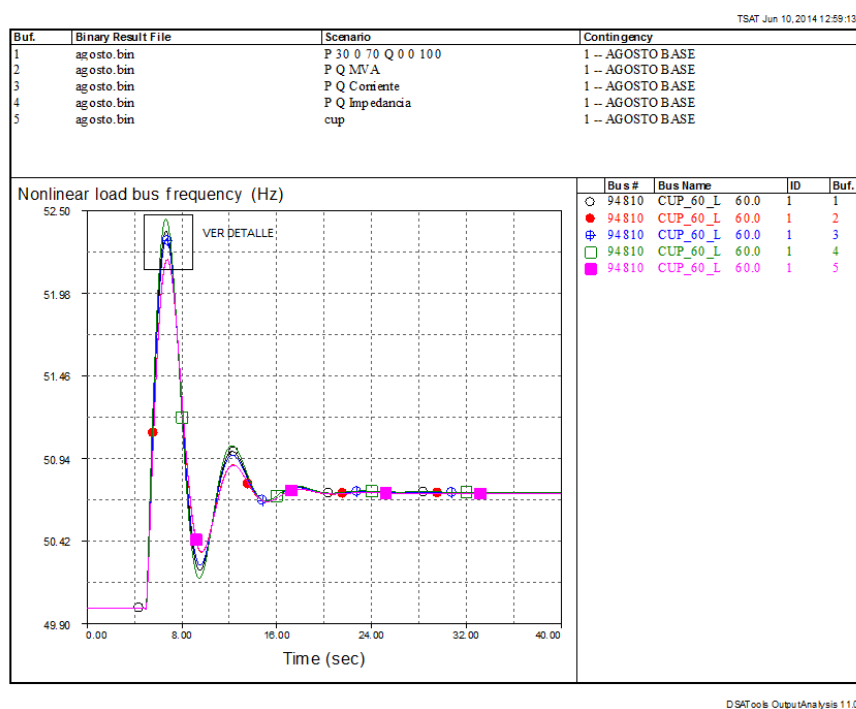


Figura 9.20: Respuesta de la frecuencia

Para ello se configura el sistema, durante su funcionamiento en paralelo con el SEP, con un superávit de generación. El mismo es producto de que Boimasa está entregando 9MW, Eólica Jota 7.5 MW y la carga de CUCP consumiendo 12 MW, la carga de Minas se desconecta en esta simulación. La reactiva esta aproximadamente igualada.

Se elige una configuración así dado que se entiende que el principal punto de interés es la carga industrial de CUCP que puede apartarse del comportamiento del conjunto de las cargas del SEP.

9.4. Modelado de la carga

En esas condiciones se realiza la apertura de los vínculos BIF NVA y se registra la evolución de la frecuencia y la tensión.

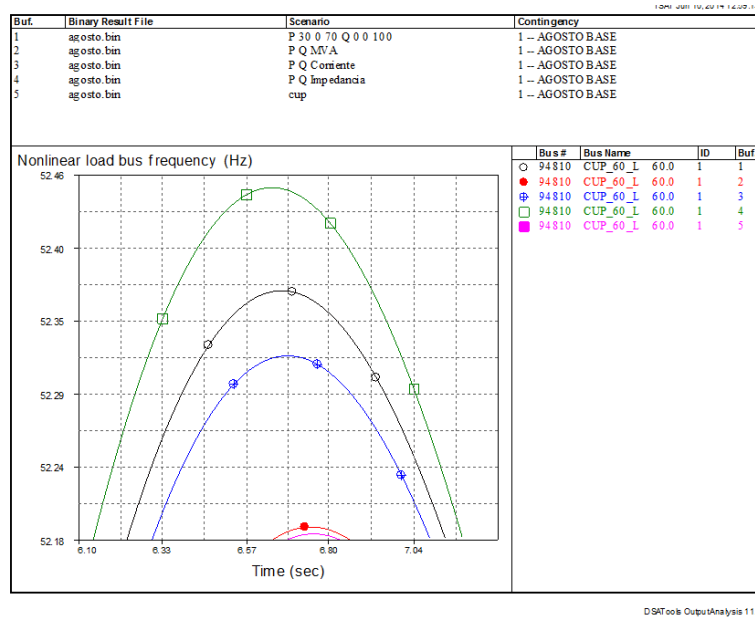


Figura 9.21: Respuesta de la frecuencia - detalle

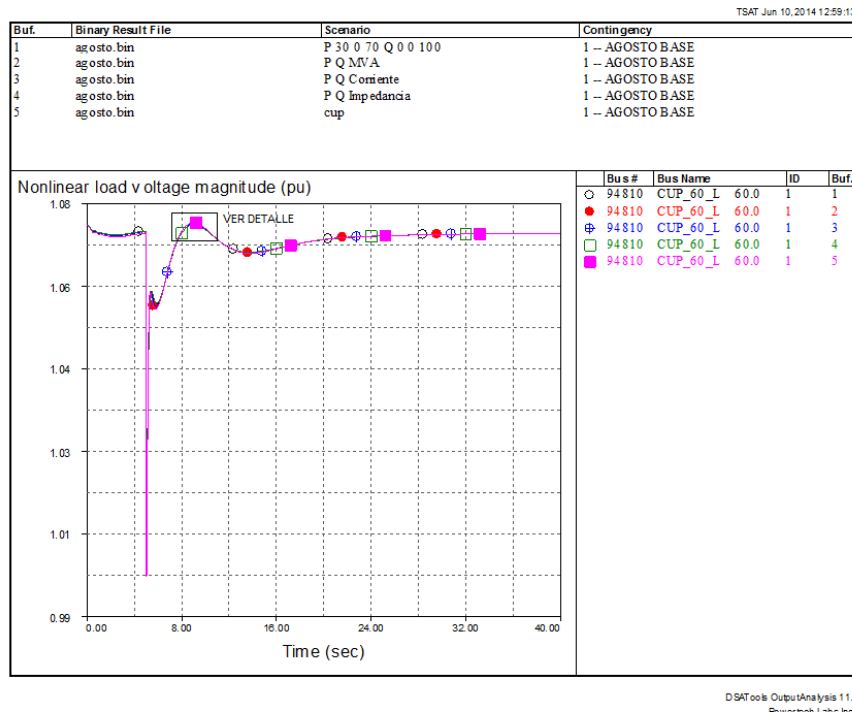


Figura 9.22: Respuesta de las tensiones

Capítulo 9. Implementación de los modelos

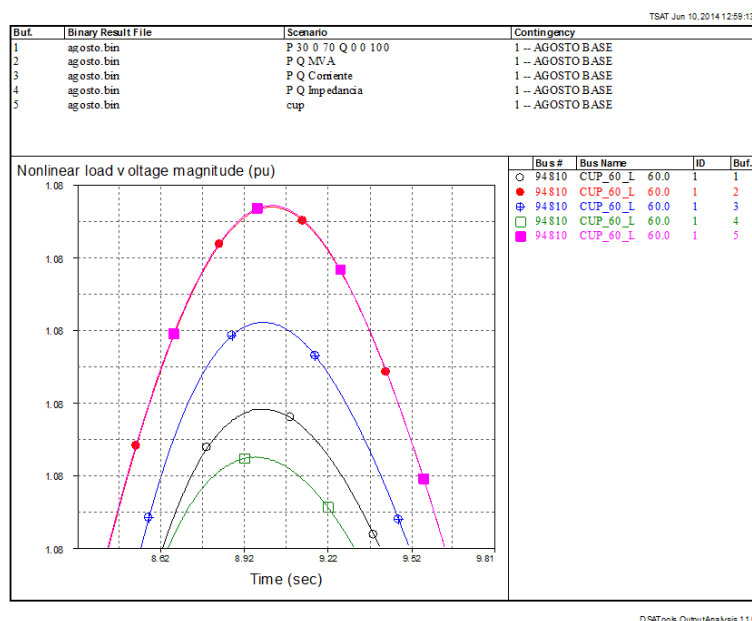


Figura 9.23: Respuesta de las tensiones - detalle

El resultado de las simulaciones muestra que las diferencias de comportamiento en las tensiones es insignificante (nótese que en la figura 9.23 toda la gráfica corresponde al valor 1.08 pu, la diferencia esta en la tercera cifra decimal)

En cuanto a la frecuencia, la figura 9.21 muestra que las diferencias están contenidas en un rango de 0.25 Hz, que representa aproximadamente un 5 % de la variación posible de la frecuencia (47.5 a 53 Hz).

Estos resultados muestran que es válido realizar las simulaciones con el modelo definido en 9.4.1, sin perder generalidad.

9.5. Detección de la isla

El objetivo de las simulaciones de esta sección es evaluar, para el sistema en estudio, la detección de la condición de isla a través de una combinación del criterio de sobre/sub frecuencia con el criterio de derivada de frecuencia.

Surge de los resultados la confirmación de lo expresado en 5.3.1 acerca de la NDZ (zona de no detección)

A raíz de esto es necesario establecer además de métodos pasivos locales, otros métodos de detección adicionales.

Por tanto en las simulaciones realizadas en el Capítulo 10 se considera que se dispone de información remota sobre el estado de los interruptores de las líneas BIF NVA y que la formación de la isla por apertura de estos interruptores es monitoreada por el equipamiento MIC (monitoreo, intercambio de información y control) disponible.

A continuación se presentan las simulaciones hechas.

9.5. Detección de la isla

Se toman ajustes típicos de frecuencia con una primer etapa que cumple simultáneamente el límite ± 0.2 Hz y una derivada de ± 1.75 Hz/s, y una segunda etapa dada solo por frecuencia con valor ± 1 Hz.

A los efectos de estimar los tiempos de detección de islas se simulan dos casos, uno con un pequeño exceso de carga y otro con un gran exceso de carga.

El primero de ellos corresponde al funcionamiento del generador Biomasa y los tres parques que forman Eólica Jota, generando aproximadamente un 5% menos de lo que consume la carga. Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, formándose la isla en el instante $t=1.10s$

Más detalles del caso pueden encontrarse en 10.2.3

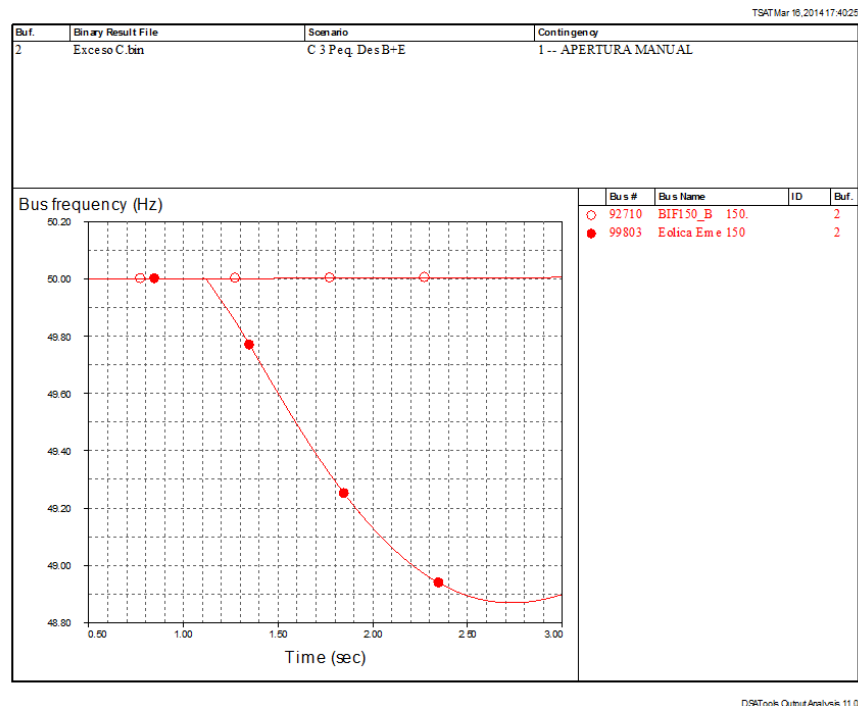


Figura 9.24: Detección de islas - frecuencia

Según se puede observar en las figuras 9.24 y 9.25 se demora 1 segundo en detectar el pasaje por 49 Hz. No detecta el pasaje por 49.8, porque la pendiente no alcanza -1.75 Hz/s, ya que el mínimo es aproximadamente -1.15 Hz/s.

Las figuras 9.26 y 9.27 corresponden al generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota alimentando una carga que supera en un 30% la generación. Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, formándose la isla en el instante $t=1.10s$

Más detalles del caso pueden encontrarse en la sección 10.2.5 ya que el escenario es el usado en el caso de exceso de carga C5.

La detección se produce en 60 ms, al atravesar 49.8 Hz en $t=1.16$, con una pendiente de aproximadamente -3 Hz/s menor al ajuste de -1.75 Hz/s.

Capítulo 9. Implementación de los modelos

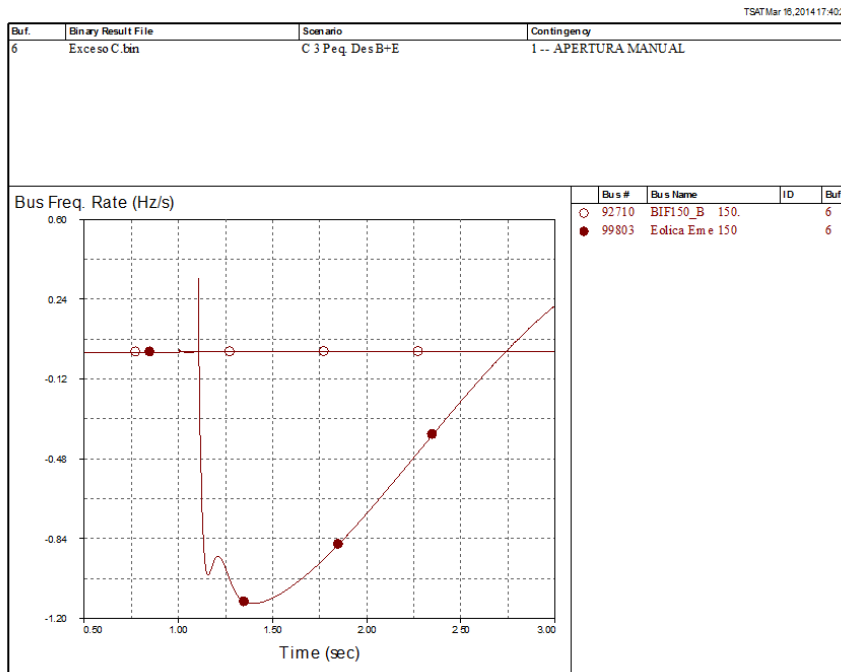


Figura 9.25: Detección de islas - derivada de frecuencia

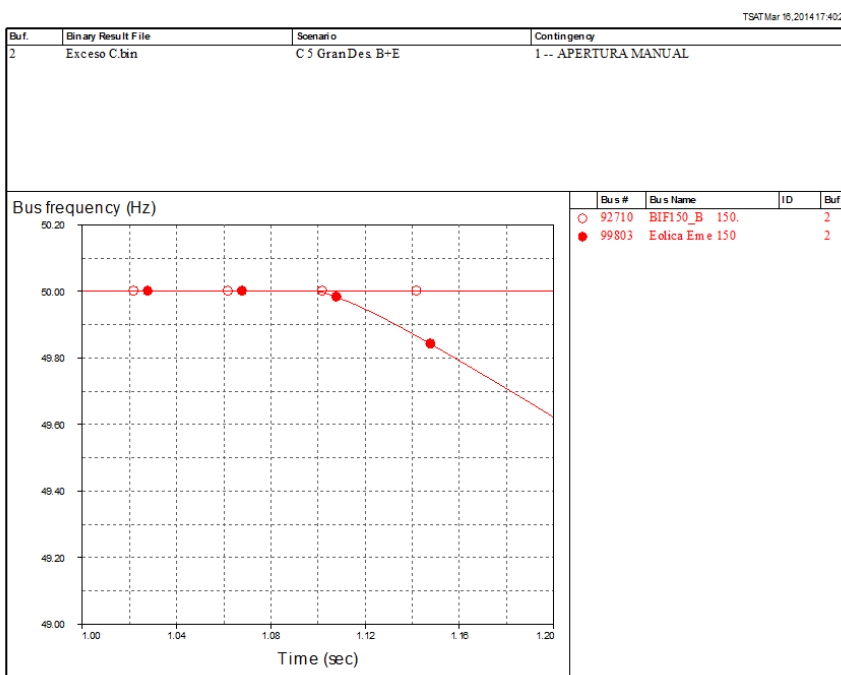


Figura 9.26: Detección de islas - frecuencia

9.5. Detección de la isla

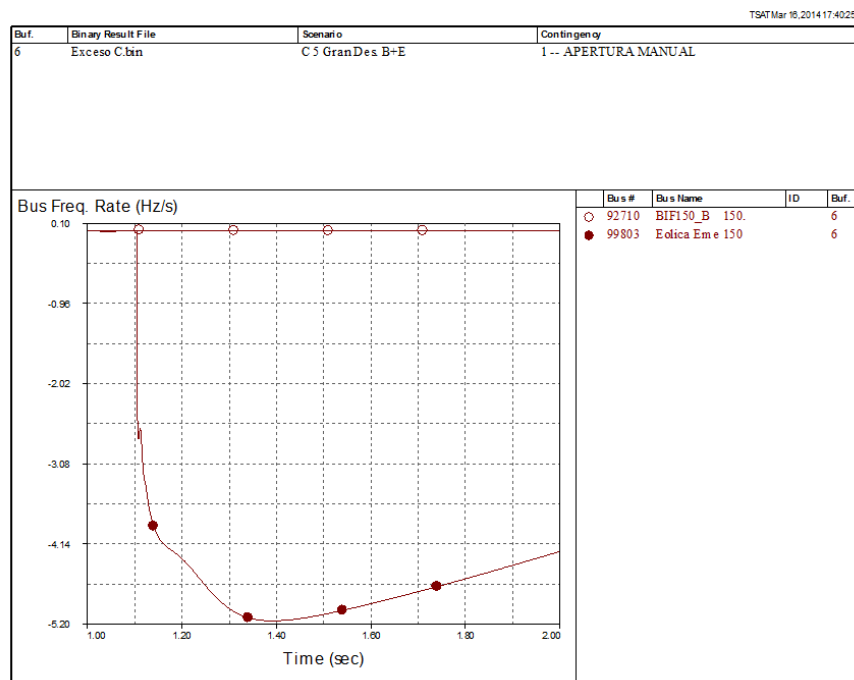


Figura 9.27: Detección de islas - derivada de frecuencia

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 10

Simulaciones

En el presente capítulo se presenta un resumen de las simulaciones realizadas para analizar los escenarios de generación, y la formación de islas en dichos escenarios. También se presentan algunas simulaciones sobre la protección de la isla y su reconexión al SEP.

10.1. Escenarios de Generación

10.1.1. Generalidades

Esta serie de simulaciones se refiere a las condiciones de Carga - Generación desde las cuales es posible que el sistema local funcione en isla. La estrategia seguida es mantener la carga en las condiciones de pico (ver tabla 10.1), e ir variando la generación.

En términos generales el sistema local tiene un superávit de generación; considerar otros estados de carga no agrega casos conceptualmente diferentes, sino que son aplicables los mismos razonamientos realizando el correspondiente ajuste proporcional en la generación.

CARGA MW	CARGA MVAR
28,5	9,4

Tabla 10.1: Carga - Potencia nominal

La carga tiene un $\cos(\varphi)$ de 0.95

Se estudian varios escenarios de generación con el fin de determinar el resultado de abrir los interruptores que forman la isla en cada uno de ellos.

Los estados considerados se resumen en la tabla 10.2.

En todos los escenarios, excepto en “Límite Simulación”, se considera un $\cos(\varphi)$ de 0.95 para los generadores. En las siguientes secciones se muestra el detalle de cada uno de los escenarios y se acompaña cada uno con resultados de las simulaciones hechas y comentarios sobre las mismas.

Capítulo 10. Simulaciones

Resumen de Escenarios	P – GEN.	Q – GEN.	Comentarios
Régimen Nominal	111.2	36.5	Se considera Eólicos y Biomasa al 100 % de la potencia nominal
Limite simulación	71.7	22.5	Se incrementa activa Eólica Eme en 3.1 MW respecto al Régimen Sesenta
Régimen Sesenta	68.6	22.5	Se considera los parques eólicos funcionando al 60 % de su capacidad, Biomasa al 80 %
Régimen Cincuenta	58.4	19.2	Se considera los parques eólicos funcionando al 50 % de su capacidad, Biomasa al 80 %
Régimen Medio	38.1	12.5	Se considera los parques eólicos funcionando al 30 % de su capacidad, Biomasa al 80 %

Tabla 10.2: Resumen de situaciones de generación

10.1.2. Régimen Nominal

El caso consiste en tener la GD generando al 100% de su capacidad, según se muestra en la tabla 10.3.

Generador	Nominal		
	MVA	MW	MVAR
Biomasa	10.0	9.5	3.1
Eólica Eme	42.0	39.9	13.1
Eólica Jota 1	50.0	47.5	15.6
Eólica Jota 2	7.5	7.1	2.3
Eólica Jota 3	7.5	7.1	2.3
Total	117.0	111.2	36.5

Tabla 10.3: Potencia nominal

Se ejecuta la simulación, donde se abre la primera línea a los 15.00 segundos y se observa que la frecuencia cambia, subiendo levemente. Cuando se abre la segunda línea a los 15.1 segundos y el sistema local queda en isla, la simulación matemáticamente no converge, dando el error:

```
### CONTINGENCY - 1 - APERTURA DOS LINEAS ###
```

```
AT TIME 15.1000 SECONDS AC BUS VOLTAGE SOLUTION ITERATION
EXCEEDS THE MAXIMUM OF 100 WITH MAXIMUM VOLTAGE ERROR
0.317521E-01 PU.
```

El comportamiento es tal que el sistema no alcanza una configuración dentro de los márgenes de convergencia en el primer ciclo de 100 iteraciones luego de abierta la línea. Por lo tanto en este tipo de casos no se conoce, a través de la simulación, la evolución física del sistema en isla. Razonando sobre las condiciones

10.1. Escenarios de Generación

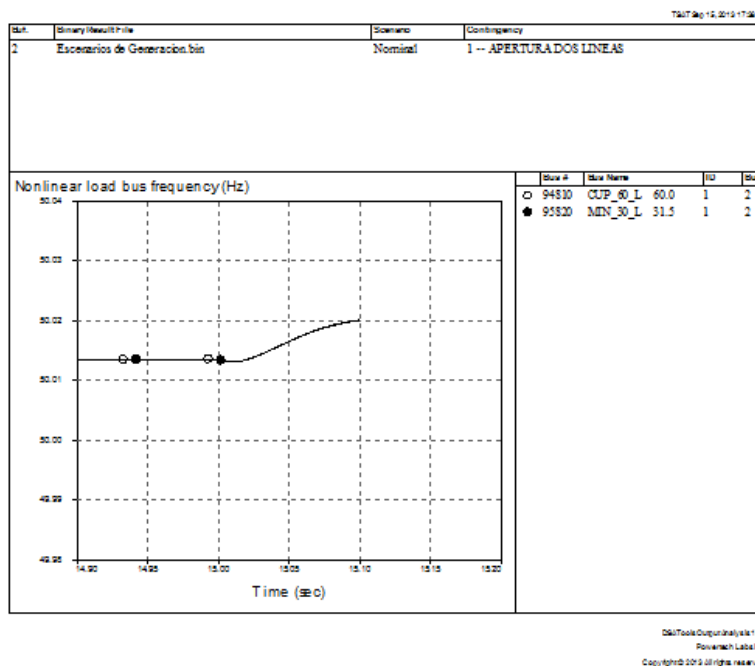


Figura 10.1: Caso Potencia Nominal

en que se forma esta isla se puede afirmar que la misma colapsara inmediatamente después de formarse. Existe una relación aproximada de cuatro a uno entre la potencia generada, y la consumida por la carga. Como se establece en 9.4, la componente activa de la carga está modelada en un 30 % como potencia constante, y el resto como impedancia constante. La componente reactiva está modelada en un 100 % como impedancia constante. En el caso de la potencia reactiva, proporcional al cuadrado de la tensión, elevar la potencia consumida cuatro veces implicaría prácticamente duplicar la tensión.

10.1.3. Límite de Simulación

En el caso de la generación a potencia nominal, como se dijo en la sección anterior, la simulación no aporta información sobre el comportamiento del sistema.

Por otra parte, en la sección 10.1.4 se describen escenarios para los cuales la simulación muestra correctamente el comportamiento del sistema local y permite sacar conclusiones validas sobre los mismos.

En esta sección se muestra el caso que se encuentra en el límite entre ambas situaciones y que ilustra la forma en que el software responde, desde el error de convergencia, hasta llegar a la simulación válida.

Para llegar a este caso se parte del escenario de una simulación exitosa y se aumenta la potencia de uno de los parques eólicos hasta encontrar que el comportamiento de la frecuencia pierde continuidad.

En la tabla 10.4 se resume el escenario.

Capítulo 10. Simulaciones

Eólicos 72 MW Biomasa 80 %			
Generador	MVA	MW	MVAR
Biomasa	8.0	7.6	2.5
Eólica Eme	28.1	* 27.0	7.9
Eólica Jota 1	30.0	28.5	9.4
Eólica Jota 2	4.5	4.3	1.4
Eólica Jota 3	4.5	4.3	1.4
Total	75.1	71.7	22.5

Tabla 10.4: Límite de simulación

* Eólica Eme se cambia a 27 MW y el resto es igual al caso 60 %. Es el único caso que no se mantiene $\cos(\varphi) = 0.95$ para Eólica Eme

Se ejecuta la simulación con los generadores eólicos trabajando ligeramente por encima del 60 % de la potencia nominal, Biomasa al 80 % (ver tabla 10.4) .

Se abre la primera línea a los 15.00 segundos y se observa que la frecuencia cambia, subiendo levemente. Cuando se abre la segunda línea y el sistema local queda en isla, la simulación oscila a una frecuencia tal que esta oscilación no puede corresponder a un comportamiento físico real; por lo tanto esta simulación no se considera válida para sacar conclusiones. El resultado de la frecuencia en las barras de carga se muestra en las figuras 10.2 y 10.3, siendo la misma gráfica con dos escalas diferentes.

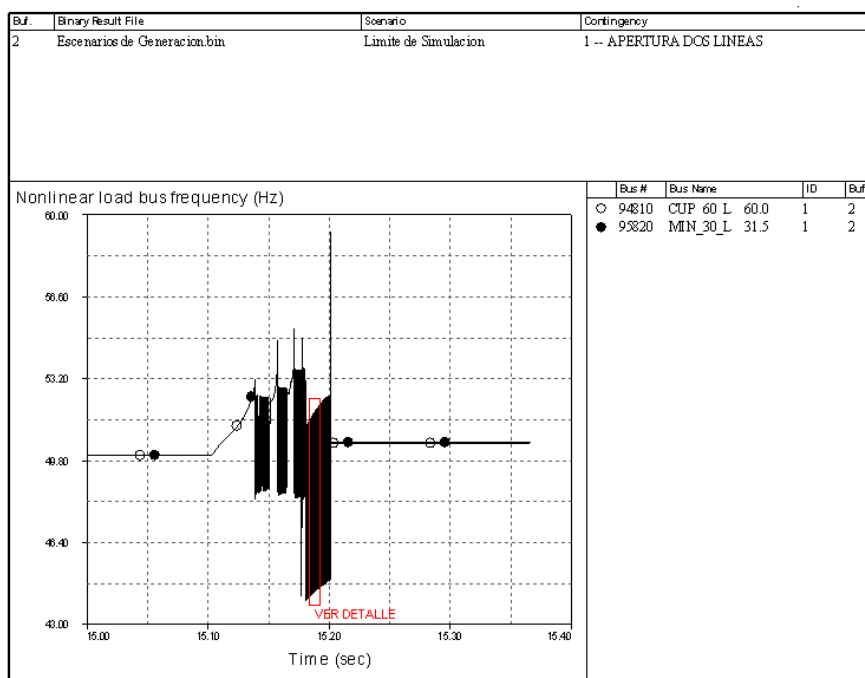


Figura 10.2: Caso límite - simulación de 400 ms

10.1. Escenarios de Generación

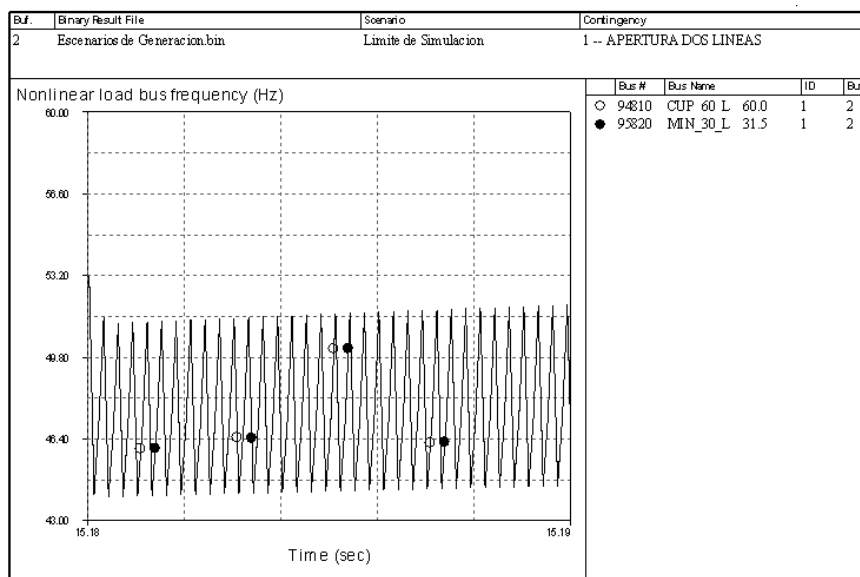


Figura 10.3: Caso límite - Detalle de 10 ms

Las variables llegan a fluctuar entre 44 y 52 Hz entre un cálculo y el siguiente. La separación entre muestras para este caso pierde el intervalo definido de 0.05 ciclos (1 ms) y es del orden de 0.1 ms, lo cual reafirma que el software no está haciendo cálculos que puedan ser considerados válidos para esta situación.

Se intentó modificar los parámetros del mismo pero las modificaciones que se probaron en el método de integración y en el tamaño del intervalo, todos padecieron de errores similares.

10.1.4. Casos Sesenta, Cincuenta y Medio

Se ejecuta la simulación con los generadores eólicos trabajando al 60 %, 50 % y 30 % de la potencia nominal, Biomasa siempre al 80 %. (Tablas 10.5 10.6 y 10.7)

Generador	Eólicos 60 % Biomasa 80 %		
	MVA	MW	MVAR
Biomasa	8.0	7.6	2.5
Eólica Eme	25.2	23.9	7.9
Eólica Jota 1	30.0	28.5	9.4
Eólica Jota 2	4.5	4.3	1.4
Eólica Jota 3	4.5	4.3	1.4
Total	72.2	68.6	22.5

Tabla 10.5: Sesenta % de la potencia nominal

Eólicos 50 % Biomasa 80 %

Generador	MVA	MW	MVAR
Biomasa	8.0	7.6	2.5
Eólica Eme	21.0	20.0	6.6
Eólica Jota 1	25.0	23.8	7.8
Eólica Jota 2	3.8	3.6	1.2
Eólica Jota 3	3.8	3.6	1.2
Total	61.5	58.4	19.2

Tabla 10.6: Cincuenta % de la potencia nominal

Eólicos 30 % Biomasa 80 %

Generador	MVA	MW	MVAR
Biomasa	8.0	7.6	2.5
Eólica Eme	12.6	12.0	3.9
Eólica Jota 1	15.0	14.3	4.7
Eólica Jota 2	2.3	2.1	0.7
Eólica Jota 3	2.3	2.1	0.7
Total	40.1	38.1	12.5

Tabla 10.7: Medio: Treinta % de la potencia nominal

Se abre la primera línea a los 15.00 segundos y se observa que la frecuencia cambia subiendo muy levemente. Cuando se abre la segunda línea y el sistema local queda en isla, la simulación muestra un ascenso rápido de la frecuencia del sistema.

La simulación se corta cuando el generador Biomasa llega al límite de sobre-frecuencia del 10% de frecuencia impuesta para la misma (55 Hz).

Se observa que la pendiente de la frecuencia es mayor cuanto más potencia se está generando, por lo tanto el tiempo en que Biomasa alcanza los 55 Hz es menor para Sesenta que para Cincuenta y que para Medio. Se hace notar que los eólicos no tienen control de frecuencia en estas simulaciones.

10.1. Escenarios de Generación

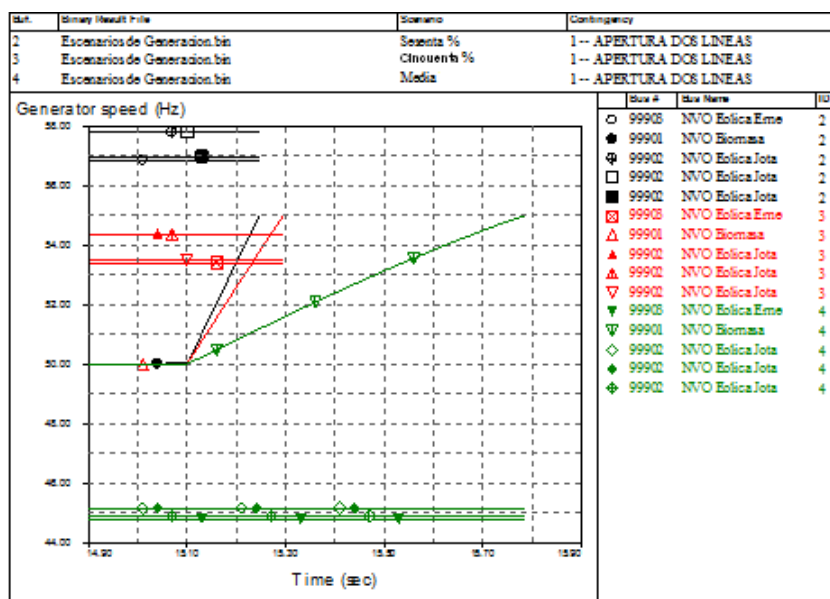


Figura 10.4: Frecuencia de generadores

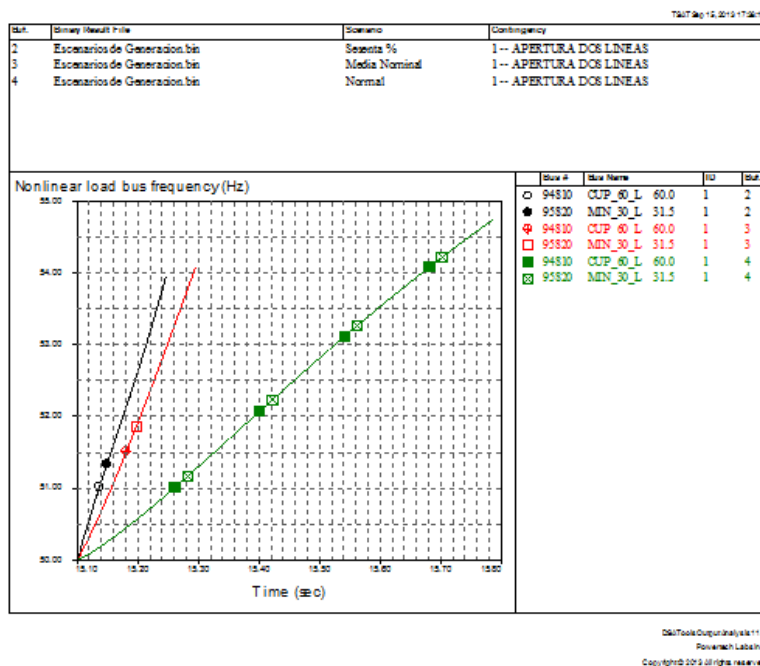


Figura 10.5: Frecuencia en barra de carga

Los tiempos y la pendiente para Biomasa en este caso son los de la tabla 10.8. Si se observa la frecuencia en la barra de carga la situación es ligeramente diferente (figura 10.5).

Capítulo 10. Simulaciones

Biomasa	Sesenta	Cincuenta	Medio
tiempo hasta 52 Hz (ms)	60,0	80,0	250,0
tiempo hasta 55 Hz (ms)	140,0	200,0	680,0
Pendiente (Hz/s)	37,5	25,0	7,0

Tabla 10.8: Frecuencia en generador Biomasa

Carga	Sesenta	Cincuenta	Medio
tiempo hasta 52 Hz (ms)	80,0	100,0	290,0
Pendiente (Hz/s)	25,0	20,0	6,9

Tabla 10.9: Frecuencia en barra de Carga

Además del comportamiento de la frecuencia, interesa ver el comportamiento de la tensión. Se observa en la figura 10.6 que para los tres casos su evolución esta perfectamente controlada, no siendo la misma motivo de pérdida de estabilidad del sistema local.

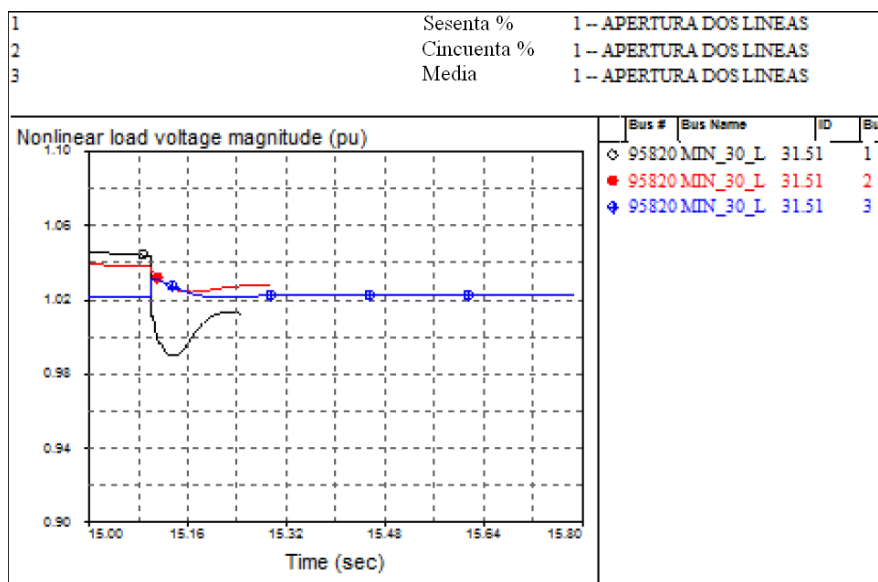


Figura 10.6: Tensiones en barra de carga

10.1.5. Comparación del modelo eólico, sin y con control de frecuencia.

Se ejecutan las mismas simulaciones usando para los eólicos el modelo con control de frecuencia. No existen diferencias significativas en los intervalos de tiempo estudiados. En la figura 10.7 se observa que el comportamiento de Biomasa en la simulación sin y con control de frecuencia en los generadores eólicos. Ambas gráficas coinciden, no se observa diferencia alguna.

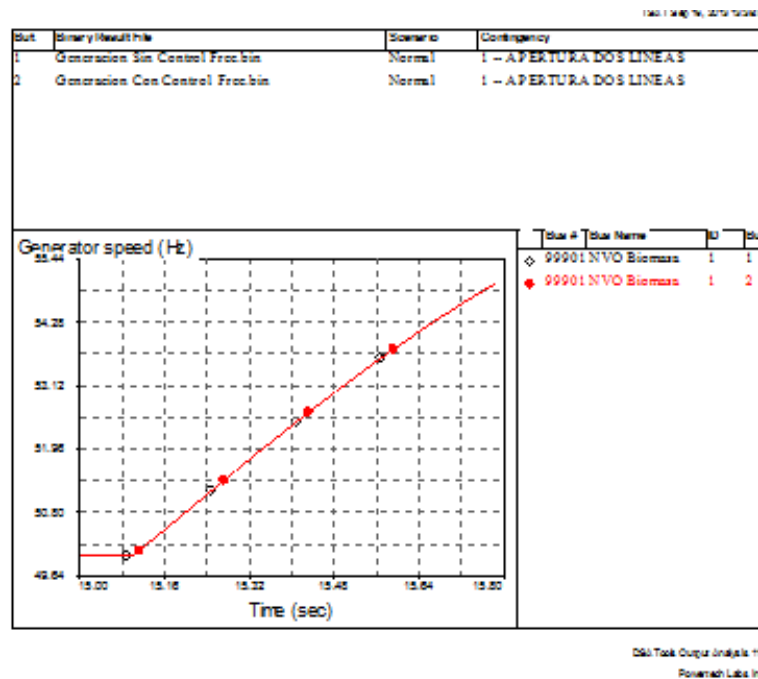


Figura 10.7: Comparación de frecuencia de Biomasa

En la figura 10.8 se observa que los eólicos varían algo su comportamiento pero no influye en el comportamiento del sistema local.

Capítulo 10. Simulaciones

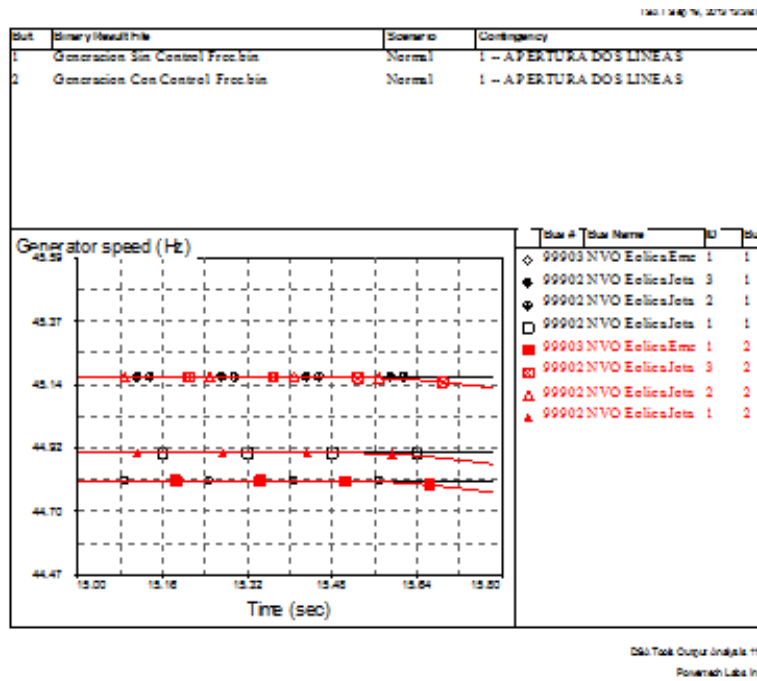


Figura 10.8: Frecuencia de los generadores eólicos

En 10.9 se observa la frecuencia en el barra de carga; tampoco se aprecia la diferencia en este orden de tiempos

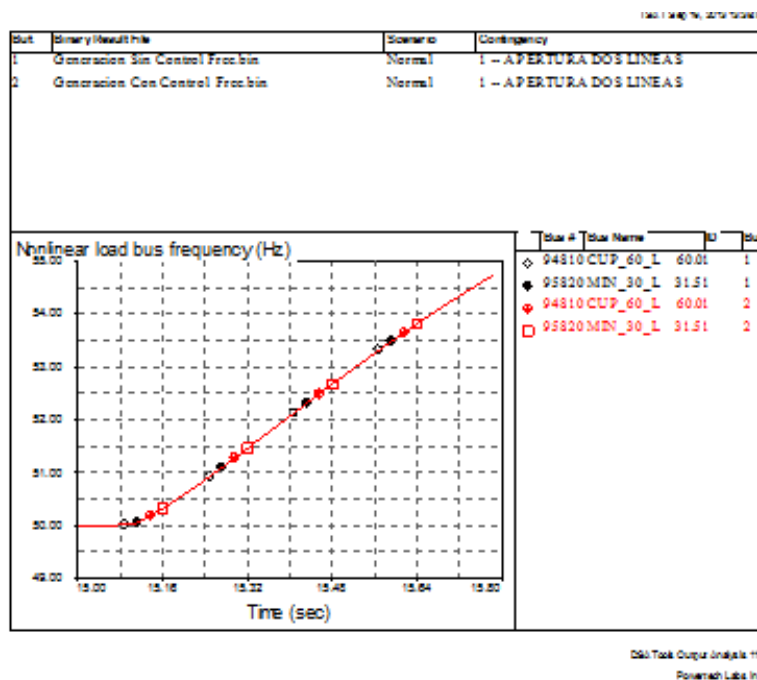


Figura 10.9: Frecuencia en el barra de carga

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

El resultado de estas simulaciones confirma lo visto en 3.1.2. El control de frecuencia APC tiene tiempos de respuesta del orden de algunos segundos y por lo tanto no colabora de forma apreciable en la transición hacia el funcionamiento en isla, que se produce en tiempos del orden de algunas centenas de ms.

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

En esta sección y en la siguiente (Sección 10.3), se estudian dos series de escenarios en el circuito Bifurcación – Minas, una en la que existen diversos grados de excesos de cargas y otra en la que los excesos son de generación.

El objetivo es comprobar la viabilidad de formar islas en diversos escenarios de carga y generación, partiendo siempre del circuito en estudio funcionando en paralelo con el resto del SEP, con éste funcionando en régimen del escenario máximo invierno 2017.

Para cuando existe un exceso de carga en el circuito BIF - MIN, se consideran ocho casos, cuatro con un pequeño exceso, del orden del 5% de la carga total, y cuatro con un gran exceso, del orden del 30%.

En condiciones de pequeño desequilibrio se estudian los casos en que:

- el único generador es el de Biomasa
- el único generador es un Eólico
- hay una combinación de ambos y la apertura del vínculo con SEP es manual
- hay una combinación de ambos y la apertura es automática luego de un CC trifásico en barras de la estación BIF

En cuanto a los casos de un gran exceso de carga, todos ellos disponen de generación eólica y síncrona previo y posterior a la apertura de los vínculos con el SEP y los casos son:

- apertura manual sin aplicar DAC
- apertura manual y se aplica DAC
- apertura automática luego de un CC en BIF sin aplicar DAC
- apertura automática luego de un CC en BIF aplicando DAC

En la tabla 10.10 se resumen los casos descritos en los párrafos anteriores, indicándose en las últimas columnas el resultado en términos de si se logró o no establecer la isla en el lapso estudiado (diez segundos).

Capítulo 10. Simulaciones

Caso	Desequilibrio	Generadores Biomasa/Eólicos	Apertura manual/tras CC	DAC	Se forma la isla	Respeto los márgenes	Respeto los tiempos
C1	Pequeño	B	Manual	No	Si	Si	Si
C2	Pequeño	E	Manual	No	No	--	--
C3	Pequeño	B+E	Manual	No	Si	No	--
C4	Pequeño	B+E	CC	No	Si	No	--
C5	Grande	B+E	Manual	No	No	--	--
C6	Grande	B+E	Manual	Si	Si	Si	Si
C7	Grande	B+E	CC	No	No	--	--
C8	Grande	B+E	CC	Si	Si	Si	Si

Tabla 10.10: Resumen de casos con exceso de carga

De los casos estudiados se puede concluir que, habiendo poco exceso de carga, es posible formar la isla en tanto está presente el generador Biomasa que controla frecuencia, aunque en los casos estudiados en que está en combinación con los parques eólicos no se alcanzan a cumplir totalmente los márgenes o los tiempos del reglamento.

El hecho de que la apertura sea manual o automática luego de un CC no influye en el resultado final.

Habiendo gran exceso de carga, solo es posible formar la isla usando una estrategia DAC que saque el monto de carga en exceso, de lo contrario la frecuencia decrece hasta provocar la salida de las máquinas por sub frecuencia.

En los casos en que se aplica DAC, los resultados son dependientes del lapso transcurrido entre la formación de la isla y el instante en que la carga en exceso es desconectada. En el caso C6 puede observarse claramente las diferencias entre aplicar el DAC en 200 o 300 ms, siendo mejor el resultado obtenido con 200 ms.

A continuación se presentan uno a uno los casos estudiados, describiéndose el escenario, la contingencia considerada y los resultados más relevantes.

10.2.1. Caso C1

Se considera que en el circuito bajo estudio solo está funcionando el generador Biomasa, generando aproximadamente un 5 % menos de lo que consume la carga. Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t= 1$ s y 1,1 s respectivamente.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.11

En la figura 10.10 se observa que la frecuencia del generador en ningún momento supera el margen de 47,5 – 53 Hz. Luego de la oscilación, y antes de los 3 s a partir de la apertura, la oscilación entra y permanece dentro del rango de 49,8 Hz a 50 Hz.

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

Condiciones Previas a la isla			Eventos	
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description	Apertura manual
CUCP	7.00	2.30	Simulation	10.000000 Seconds
			Step Size	0.05 Cycles
			At Time 1, Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1	/
			At Time 1.1 Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2	/
			Nomore	/
			END	

Nombre	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	6.67	1.00

Tabla 10.11: Resumen de escenario y contingencia

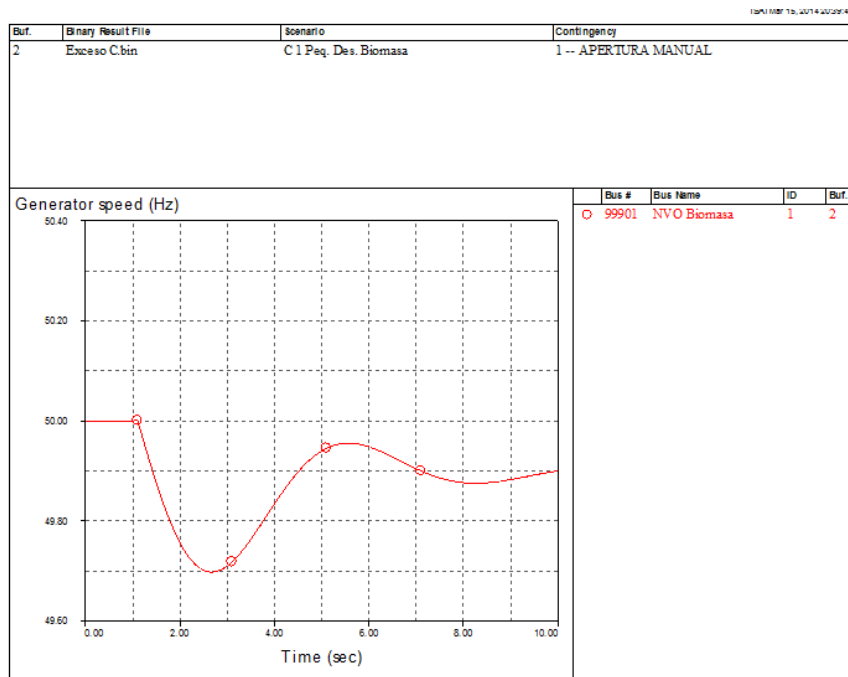


Figura 10.10: Respuesta de la Frecuencia

En la figura 10.11 se observa que la tensión en bornes del generador en ningún momento sale del margen 0,93 – 1,07 pu a los 2,5 s.

En base a ambas observaciones puede considerarse que en estas condiciones la isla se forma con éxito

Capítulo 10. Simulaciones

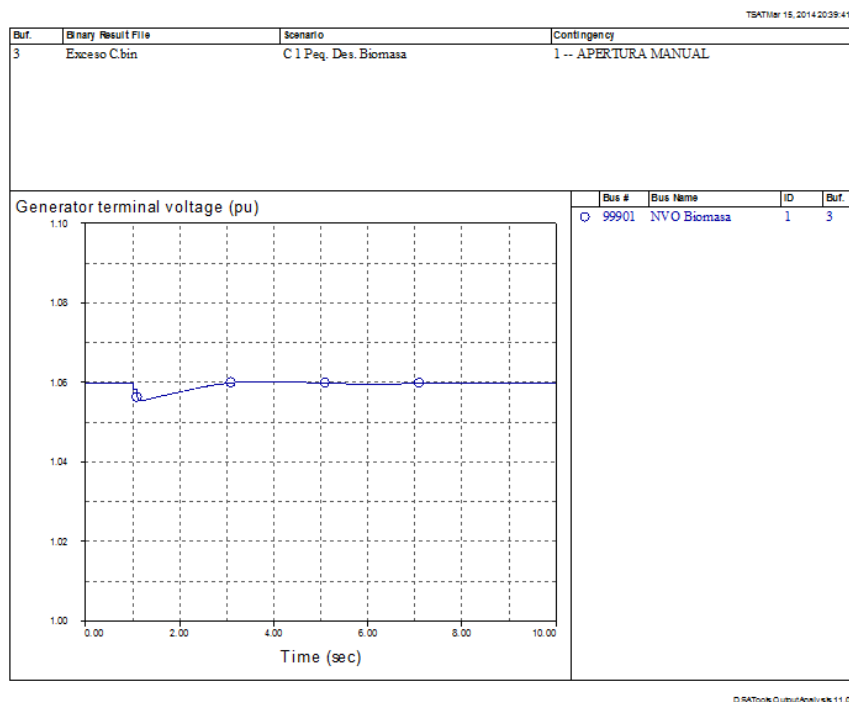


Figura 10.11: Respuesta de la Tensión

10.2.2. Caso C2

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura manual
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds
			Step Size 0.05 Cycles
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 1.1 Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2
			Nomore
			/
			END

Tabla 10.12: Resumen de escenario y contingencia

Se considera que en el circuito bajo estudio solo está funcionando el generador Eólica Jota 1 y se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA.

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

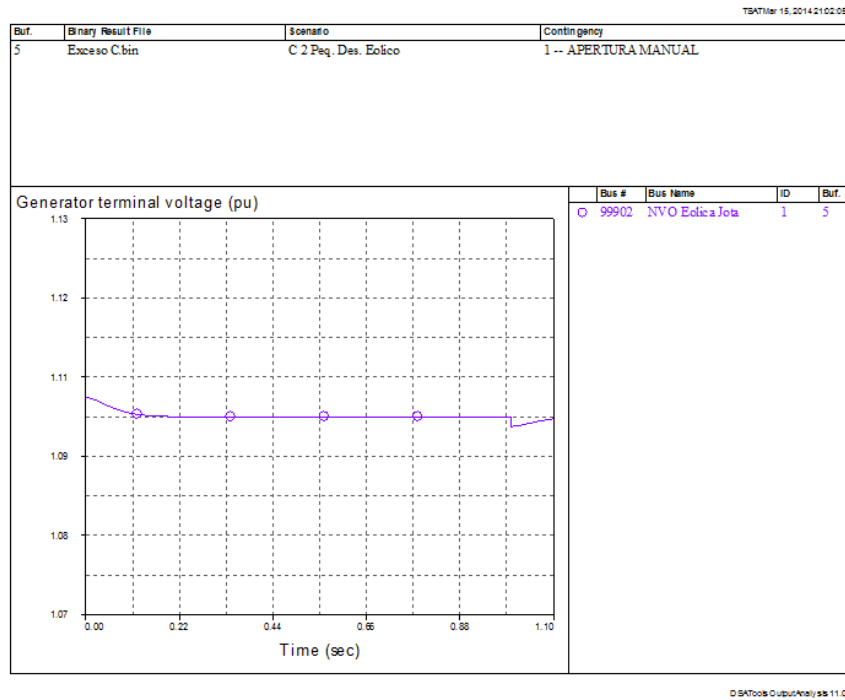


Figura 10.12: Respuesta de la Tensión

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.12

En la figura 10.12 se observa el resultado de la simulación hasta el instante en que se abre la segunda línea, luego de este momento la simulación no converge, la isla no es exitosa.

Capítulo 10. Simulaciones

10.2.3. Caso C3

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura manual
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10	
Total	28.50	9.40	Step Size 0.05 Cycles
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 1.1 Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2
			Nomore
			/
			END

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	17.00	5.60
Eólico Jota 2	2.50	0.80
Eólico Jota 3	2.50	0.80
Total	27.00	8.90

Tabla 10.13: Resumen de escenario y contingencia

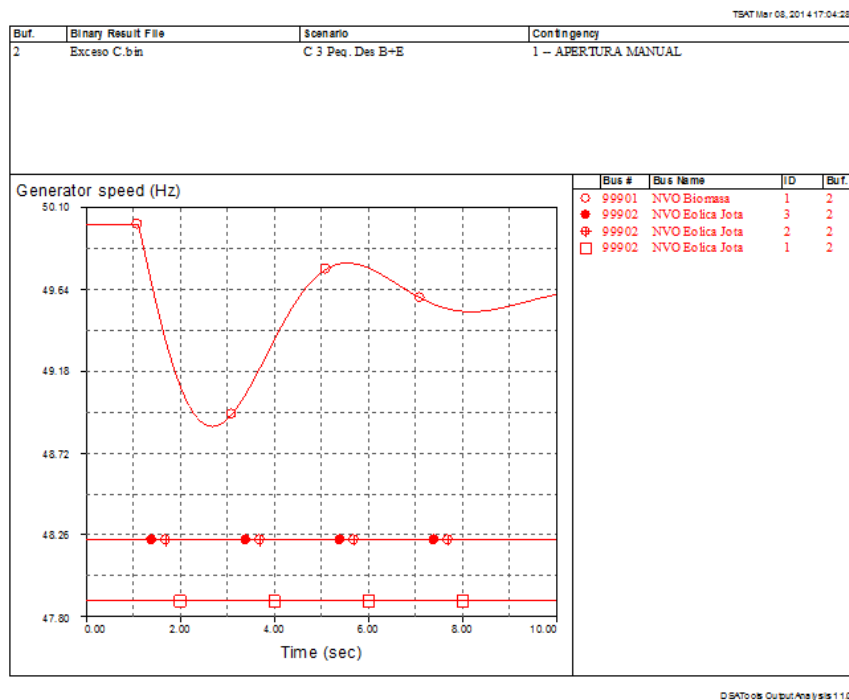


Figura 10.13: Respuesta de la Frecuencia

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que forman Eólica Jota, generando aproximadamente un 5% menos de lo que consume la carga.

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

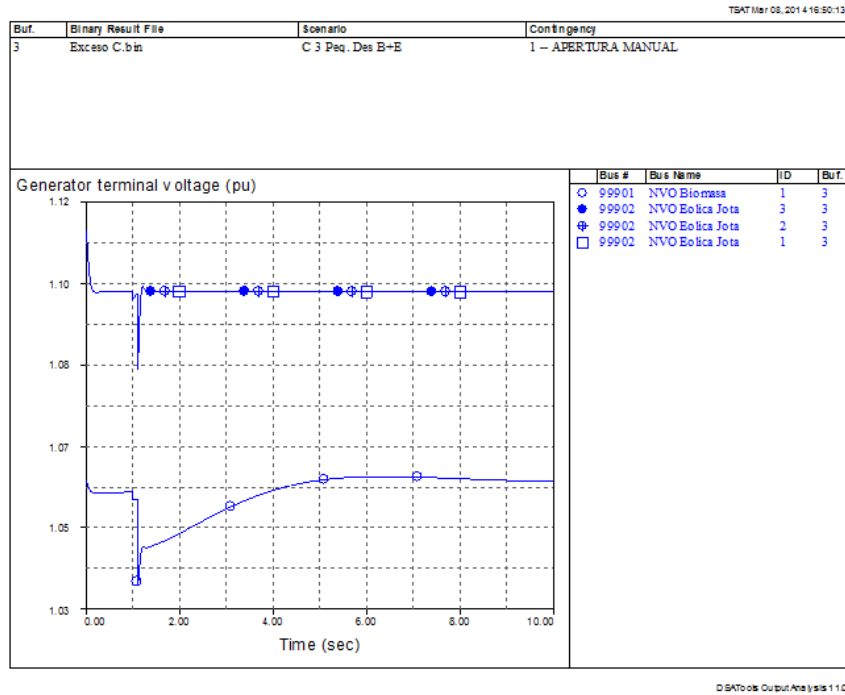


Figura 10.14: Respuesta de la Tensión

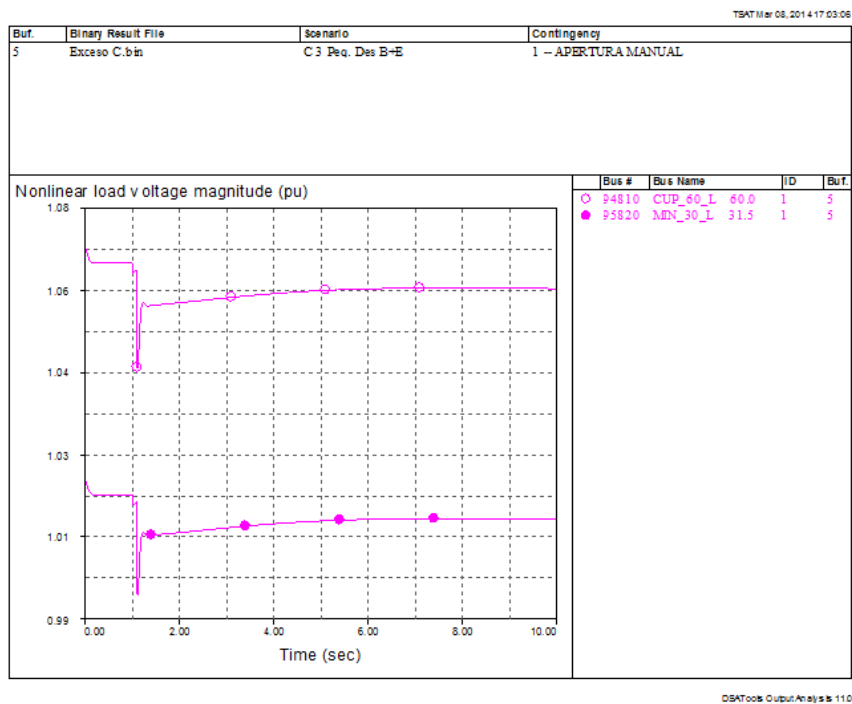


Figura 10.15: Respuesta de la Tensión en las cargas

Capítulo 10. Simulaciones

Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t= 1$ s y 1,1 s respectivamente.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.13

En la figura 10.15 se observa que las tensiones en las cargas, no registran problemas, permaneciendo siempre dentro de los límites que impone el reglamento de trasmisión.

En cuanto a la frecuencia, figura 10.13, a los tres segundos no está dentro del rango de tolerancia de 0,2 Hz, ni vuelve a él dentro de los 10 s que dura la simulación. Por lo tanto, a pesar que la isla se forma y se mantiene, sería necesario tomar otro tipo de acciones correctivas para controlar la frecuencia.

En este caso, así como en el resto de esta sección, se simula hasta $t=10$ s, sin embargo se hicieron otras simulaciones más largas que confirmaron que posteriormente no ocurren sucesos que modifiquen las conclusiones a las que se llegan.

Como se vio en el capítulo de implementación y también en el capítulo de simulaciones en escenarios de generación, la solución para que la frecuencia entre al rango de tolerancia en el tiempo requerido no pasa por la aplicación del control APC, ya que no tiene efectos en el lapso considerado. En los casos con mayor exceso de carga se plantea con éxito la aplicación de una estrategia DAC.

10.2.4. Caso C4

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura CC
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10	Step Size 0.05 Cycles
Total	28.50	9.40	At Time 0.9 Seconds
			Three Phase Fault At Bus ;92710
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 1.05 Seconds
			Clear Three Phase Fault
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2
			Nomore
			/
			END

Tabla 10.14: Resumen de escenario y contingencia

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota, al igual que en el caso anterior. En esta oportunidad se produce la apertura automática de los vínculos

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

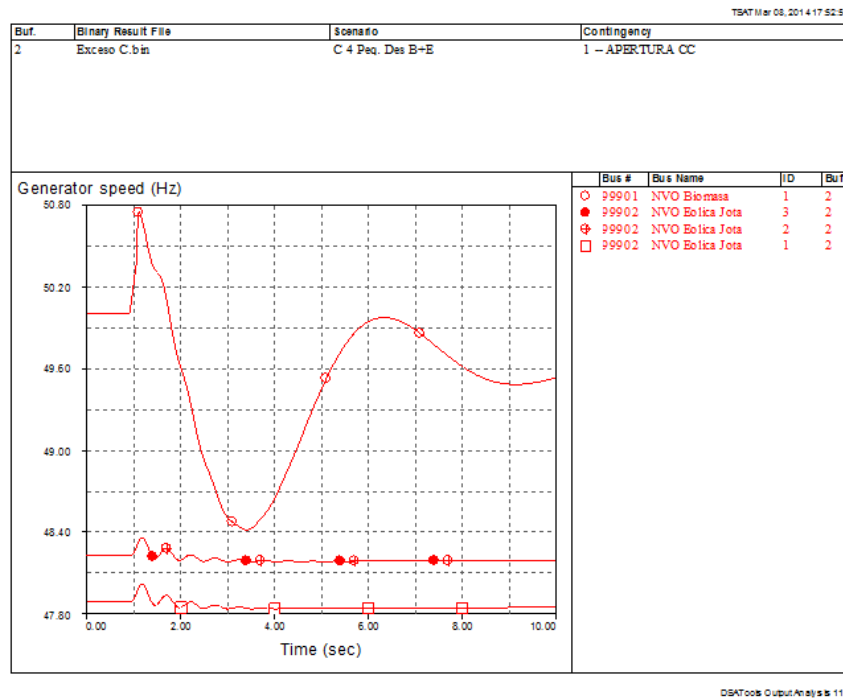


Figura 10.16: Respuesta de la Frecuencia

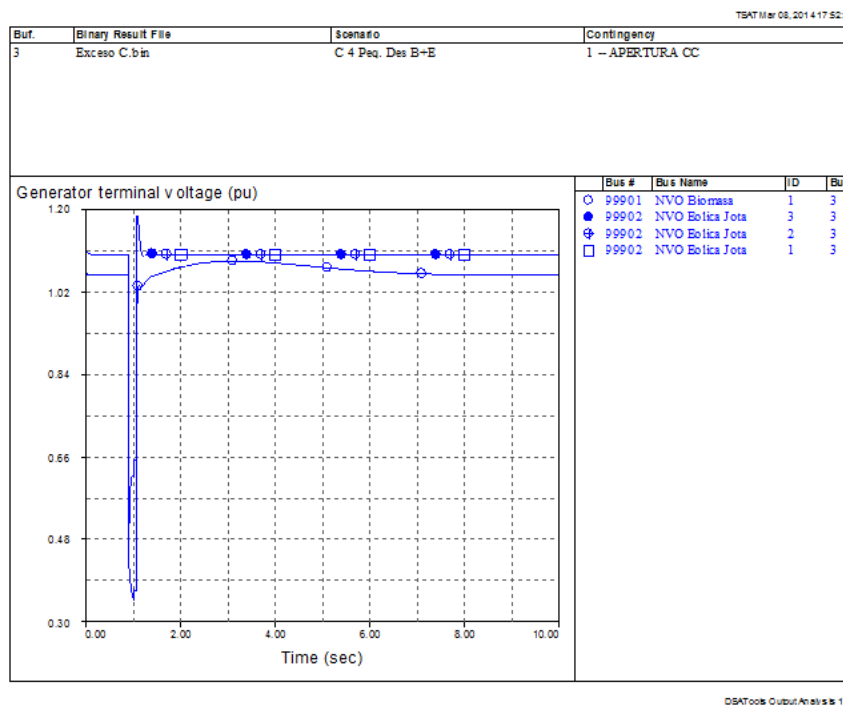


Figura 10.17: Respuesta de la Tensión

Capítulo 10. Simulaciones

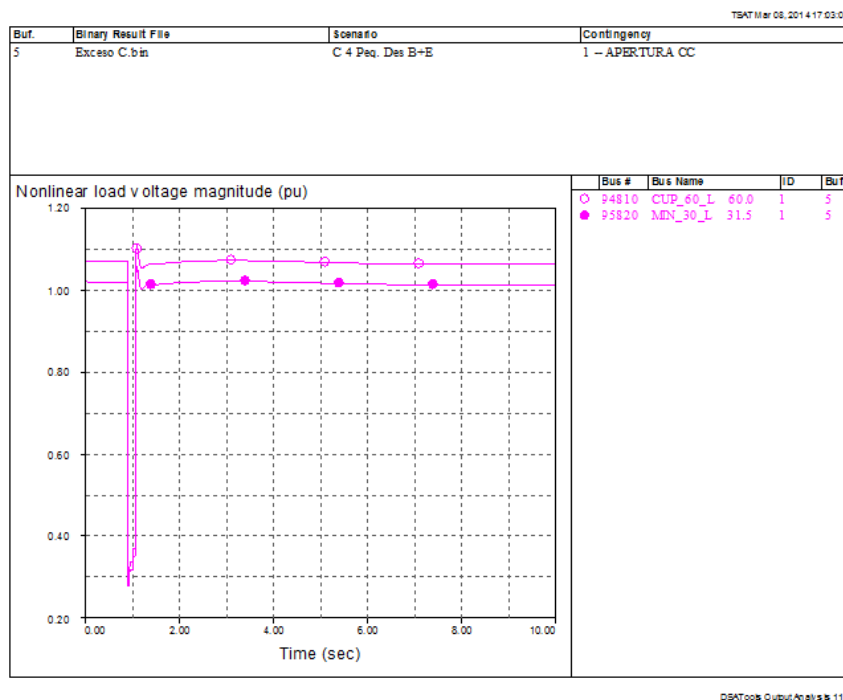


Figura 10.18: Respuesta de la Tensión en las cargas

entre la estación BIF y NVA, luego de un CC Trifásico en barras de BIF. El CC ocurre en el instante $t=0.9$ s, el primer vínculo se abre automáticamente en $t= 1$ s (100 ms después de iniciado el CC), y 50 ms después abre el segundo vínculo formándose la isla.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.14

El transitorio producto del CC en barras de BIF, hace bajar notoriamente la tensión en el circuito, a menos de 0.5 pu, durante su duración.

Además produce un pico en la frecuencia que alcanza los 50.8 Hz.

Pero luego de superado el CC el comportamiento se asemeja bastante al caso C3, por lo que caben las mismas observaciones.

10.2.5. Caso C5

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota. La carga, al igual que en los casos C6 C7 y C8, supera en un 30% la generación. Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t= 1$ s y 1,1 s respectivamente. La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.15

La tensión en ningún momento sale del margen 0,93 – 1,07 pu , por lo que no presentaría problemas en ese sentido. La frecuencia decrece constantemente

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

Condiciones Previas a la isla			Eventos	
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description	Apertura manual
CUCP	7.00	2.30	Simulation	10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10		
Total	28.50	9.40	Step Size	0.05 Cycles
			At Time 1, Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1	/
			At Time 1.1 Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2	/
			Nomore	/
				/
			END	

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	13.00	4.30
Eólico Jota 2	2.00	0.60
Eólico Jota 3	2.00	0.60
	22.00	7.20

Tabla 10.15: Resumen de escenario y contingencia

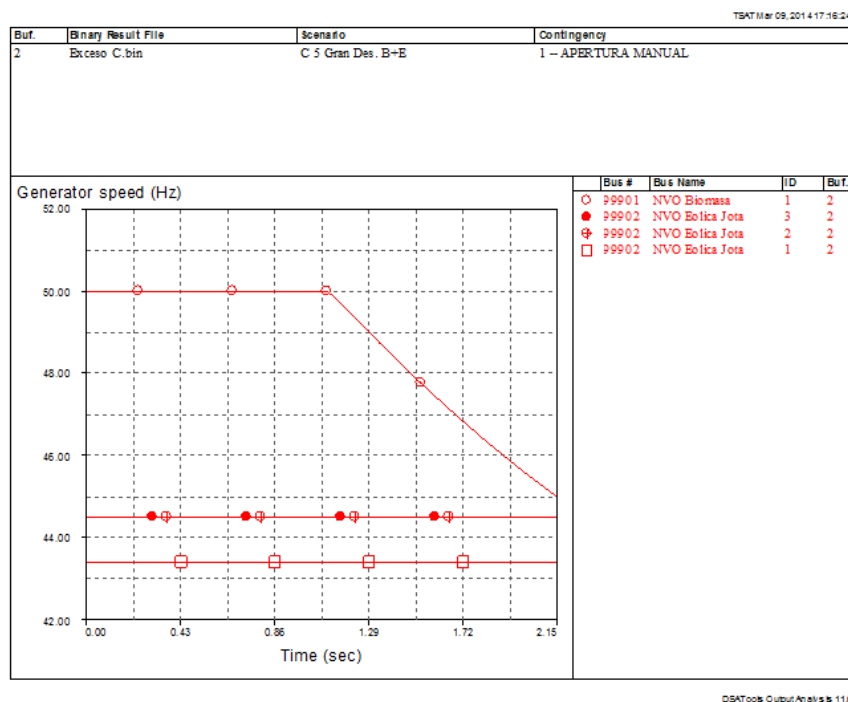


Figura 10.19: Respuesta de la Frecuencia

a partir de la condición de isla hasta llegar al valor de 45 Hz, establecido en el software como desvío máximo para proseguir con la simulación. De todas formas las protecciones de subfrecuencia no permitirían siquiera llegar a este punto al generador de Biomasa, por lo que la isla no es exitosa. Es de hacer notar que existe un exceso de carga de aproximadamente 6 MW que no puede ser absorbido

Capítulo 10. Simulaciones

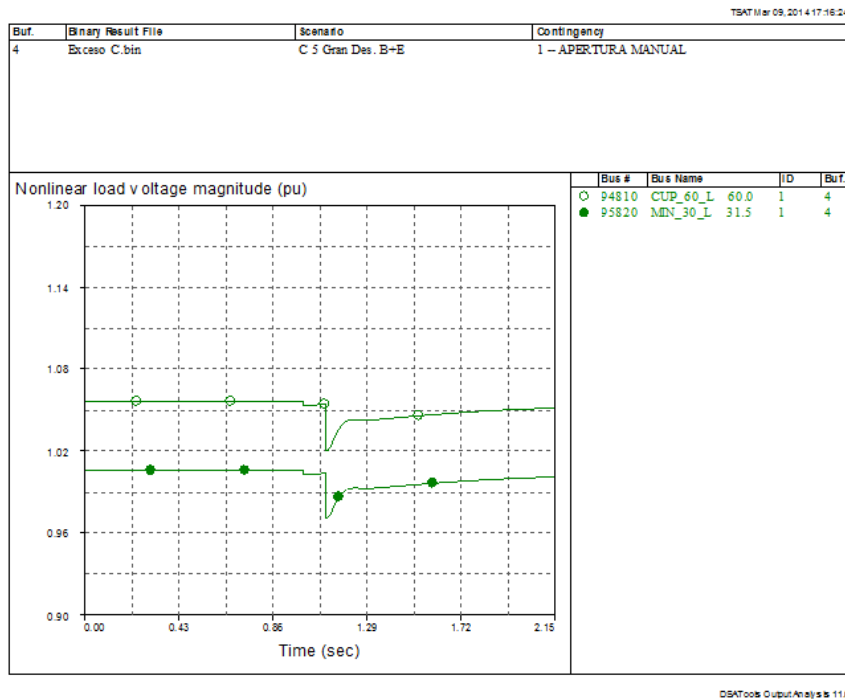


Figura 10.20: Respuesta de la Tensión

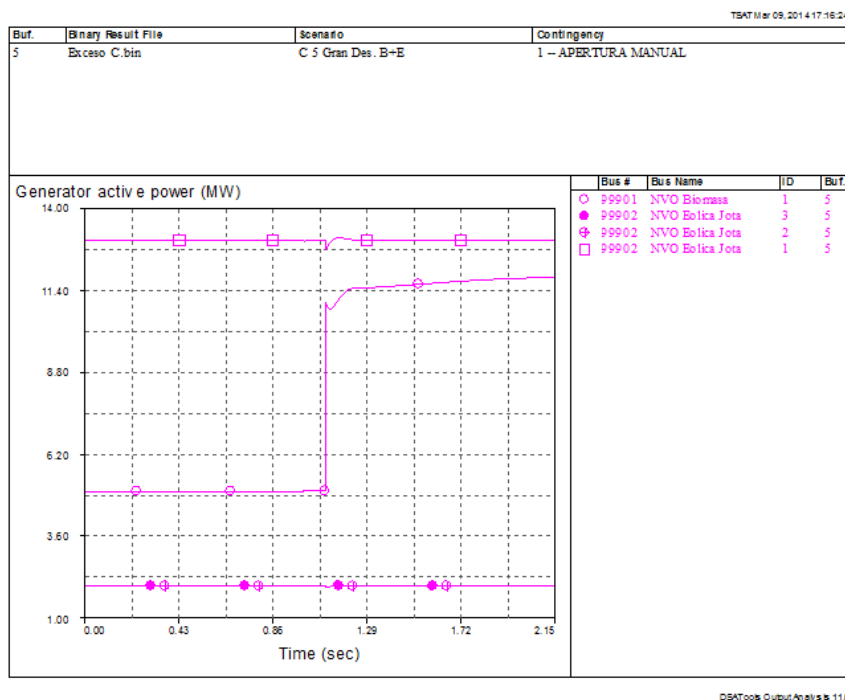


Figura 10.21: Respuesta de la Potencia Activa

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

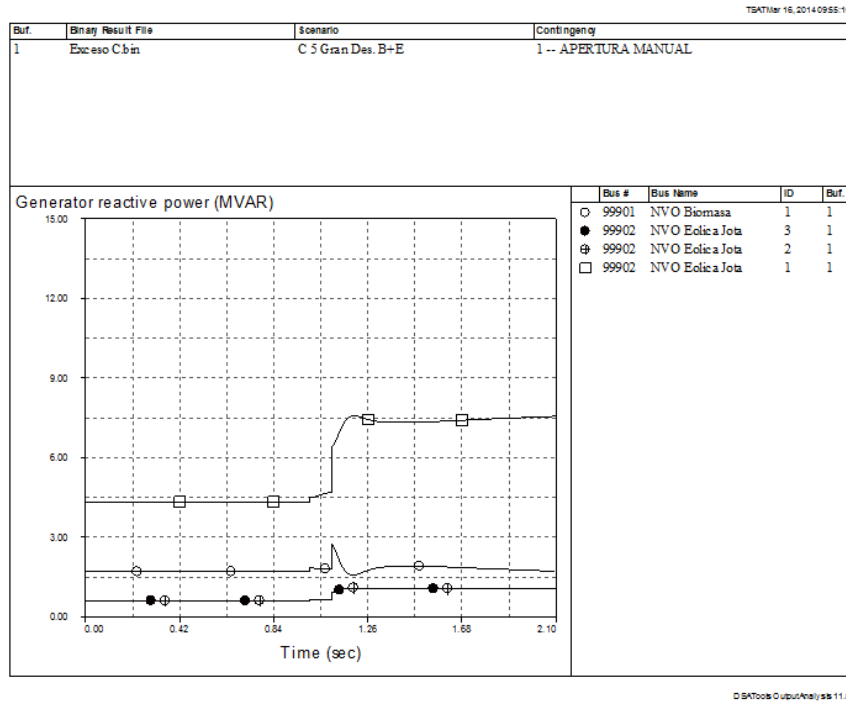


Figura 10.22: Respuesta de la Potencia Reactiva

por el único generador con capacidad de regular frecuencia, que es Biomasa. Dicho generador entrega durante cierto lapso 11 MW (y unos 1,5 MVAR) ocasionándole pérdida de velocidad, según se vio en 6.2, Capítulo 6

10.2.6. Caso C6

Condiciones Previas a la isla			Eventos		Eventos	
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description	Apertura manual y DAC	Description	Apertura manual y DAC rapido
CUCP	7.00	2.30	Simulation	10.000000 Seconds	Simulation	10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10	Step Size	0.05 Cycles	Step Size	0.05 Cycles
Total	28.50	9.40	At Time	1, Seconds	At Time	1, Seconds
			Remove Line	;92710 ;92715 ;1	Remove Line	;92710 ;92715 ;1
			/		/	
			At Time	1.1 Seconds	At Time	1.1 Seconds
Biomasa	5.00	1.70	Remove Line	;92710 ;92715 ;2	Remove Line	;92710 ;92715 ;2
Eólico Jota 1	13.00	4.30	At Time	1.3 Seconds	At Time	1.3 Seconds
Eólico Jota 2	2.00	0.60	Shed Load	;95820 ;1 0, 30, 30,	Shed Load	;95820 ;1 0, 30, 30,
Eólico Jota 3	2.00	0.60	Nomore		Nomore	
	22.00	7.20	/		/	

Tabla 10.16: Resumen de escenario y contingencia

Al igual que en el caso C5, se consideran funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota, existiendo una carga que supera en un

Capítulo 10. Simulaciones

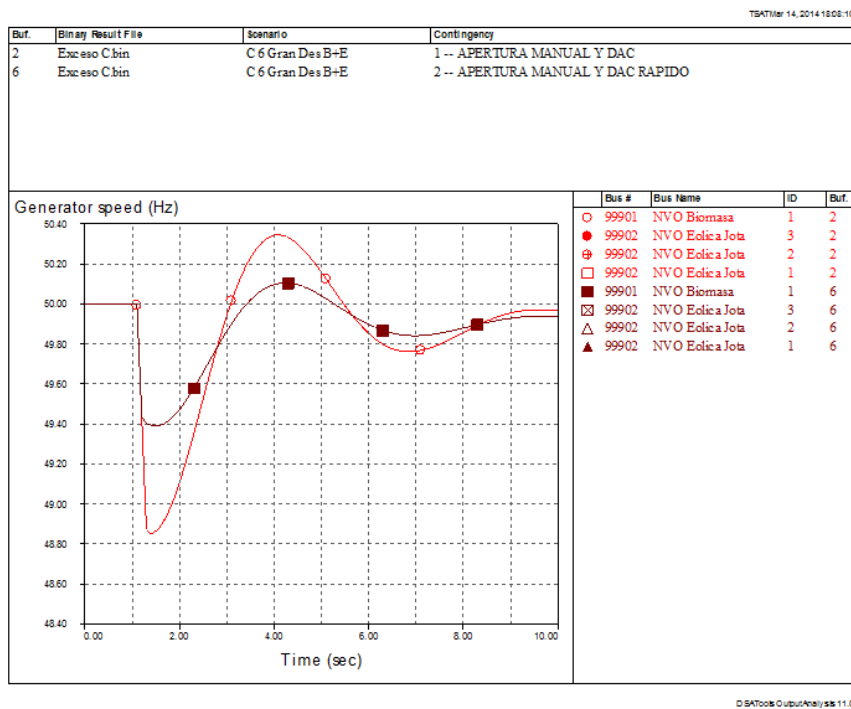


Figura 10.23: Respuesta de la Frecuencia

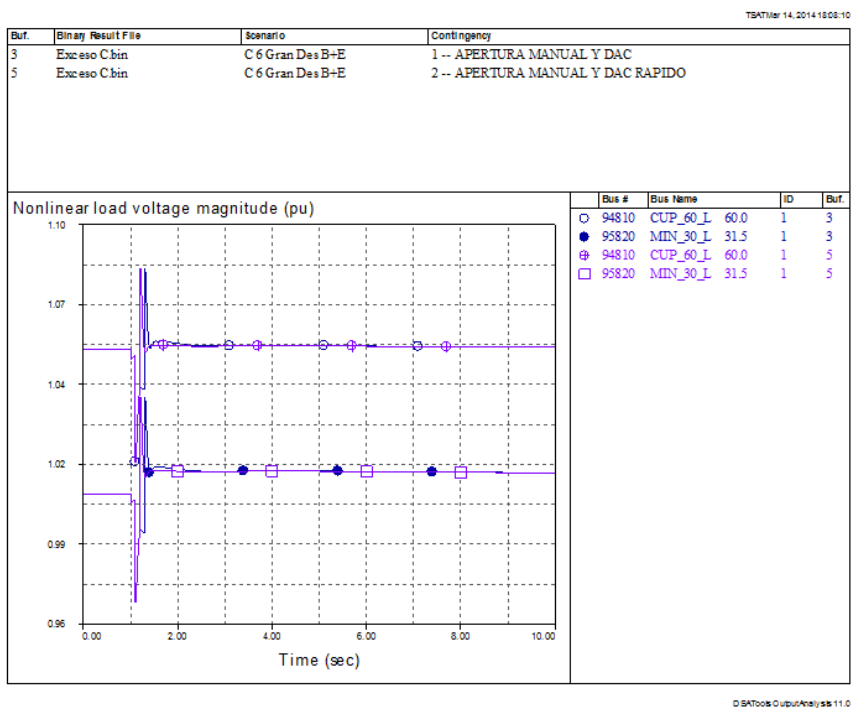


Figura 10.24: Respuesta de la Tensión

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

30 % la generación. Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t= 1$ s y 1,1 s respectivamente.

Para evitar que ocurra la salida del generador Biomasa por subfrecuencia se aplica una desconexión automática de carga (DAC) del 30 %. Se realizan dos simulaciones para este caso, efectuando el DAC una vez en el instante $t=1.3$ s (200 ms después de formada la isla) y en otro caso en el instante $t=1.2$ s (100 ms después de formada la isla) .

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.16

En cuanto a la frecuencia se observa que cuando el DAC se aplica a los 200 ms, el transitorio de la frecuencia es mucho más amplio que en el caso en que se aplica a los 100 ms, ya que durante todo el tiempo que demore el DAC la frecuencia está cayendo.

En el segundo caso, es decir aplicado a los 100 ms, la frecuencia entra en el margen 49,8 - 50,2 Hz antes de los 3 segundos contados a partir de la formación de la isla, por lo que puede considerarse que la isla es exitosa.

En la figura se observa que las tensiones presentan un rápido transitorio de unos 100 ms durante los que la misma supera apenas el margen 0,93 – 1,07 pu , retornando inmediatamente a los valores de régimen, por lo que desde este punto de vista no hay inconvenientes con la isla.

10.2.7. Caso C7

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura CC
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10	
Total	28.50	9.40	Step Size 0.05 Cycles
			At Time 0.9 Seconds
			Three Phase Fault At Bus ;92710
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 1.05 Seconds
			Clear Three Phase Fault
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2
			Nomore
			/
			END
	P - GENERACION	Q - GENERACION	
Biomasa	5.00	1.70	
Eólico Jota 1	13.00	4.30	
Eólico Jota 2	2.00	0.60	
Eólico Jota 3	2.00	0.60	
	22.00	7.20	

Tabla 10.17: Resumen de escenario y contingencia

Capítulo 10. Simulaciones

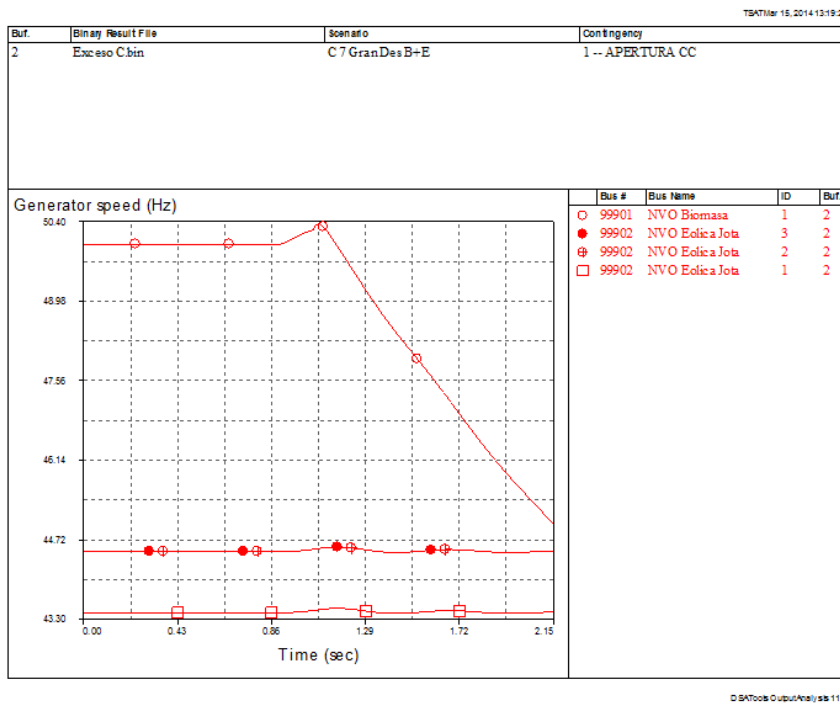


Figura 10.25: Respuesta de la Frecuencia

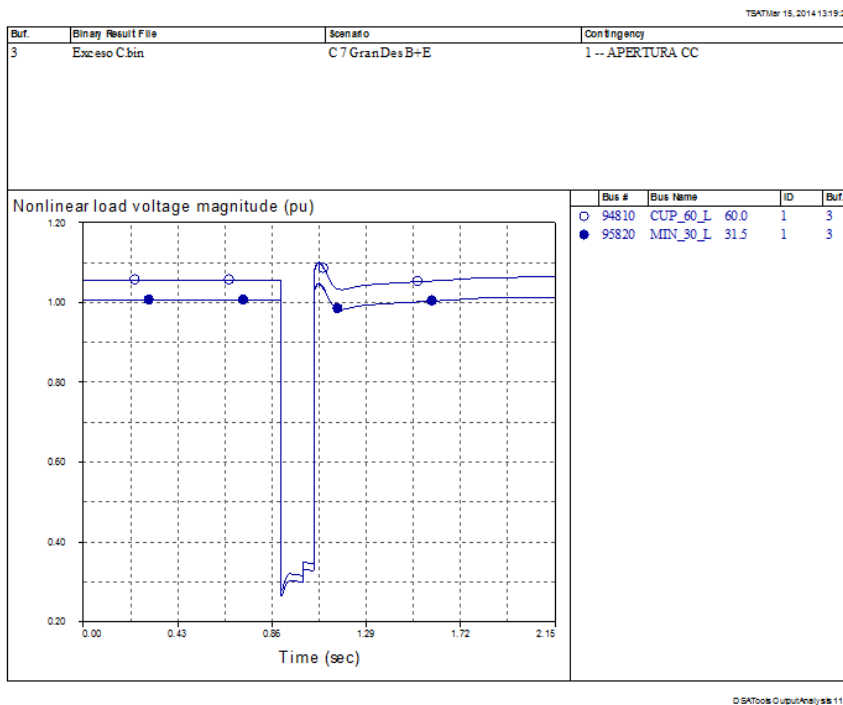


Figura 10.26: Respuesta de la Tensión

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota. La carga supera en un 30% la generación. Se produce la apertura automática de los vínculos entre la estación BIF y NVA, luego de un CC Trifásico en barras de BIF.

El CC ocurre en el instante $t=0.9$ s, el primer vínculo se abre automáticamente en $t= 1$ s (100 ms después de iniciado el CC), y 50 ms después abre el segundo vínculo formándose la isla.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.17

El comportamiento de este caso es muy similar al caso C5 en el que se producía la apertura manual. La isla no se forma dado que el desequilibrio por exceso de carga de aproximadamente 6 MW no puede ser absorbido por el único generador con capacidad de regular frecuencia, el cual se frena produciéndose su salida por subfrecuencia.

10.2.8. Caso C8

Condiciones Previas a la isla			Eventos	Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura CC y DAC	Description Apertura CC y DAC rapido
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds	Simulation 10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10		
Total	28.50	9.40	Step Size 0.05 Cycles	Step Size 0.05 Cycles
			At Time 0.9 Seconds	At Time 0.9 Seconds
			Three Phase Fault At Bus ;92710	Three Phase Fault At Bus ;92710
			At Time 1, Seconds	At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1	Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/	/
			At Time 1.05 Seconds	At Time 1.05 Seconds
			Clear Three Phase Fault	Clear Three Phase Fault
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2	Remove Line ;92710 ;92715 ;2
			At Time 1.25 Seconds	At Time 1.15 Seconds
			Shed Load ;95820 ;1 0, 30, 30,	Shed Load ;95820 ;1 0, 30, 30,
			Nomore	Nomore
			/	/
			END	END

Tabla 10.18: Resumen de escenario y contingencia

Al igual que en el caso C7, se consideran funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota, existiendo una carga que supera en un 30% la generación. Se produce la apertura automática de los vínculos entre la estación BIF y NVA, luego de un CC Trifásico en barras de BIF.

Para evitar que ocurra la salida del generador Biomasa por subfrecuencia se aplica una desconexión automática de carga (DAC) del 30%, efectuando el DAC una vez en el instante $t=1.3$ s (200 ms después de formada la isla) y en otro caso en el instante $t=1.2$ s (100 ms después de formada la isla).

El comportamiento es bastante similar la caso C6 cuando se aplica el DAC luego de una apertura manual. A diferencia de aquel caso, en esta oportunidad cuando el DAC se aplica con tiempo de 100 ms la frecuencia demora unos 400 ms más en entrar en el margen de 49,8 – 50,2 que cuando se aplica en 200 ms.

Capítulo 10. Simulaciones

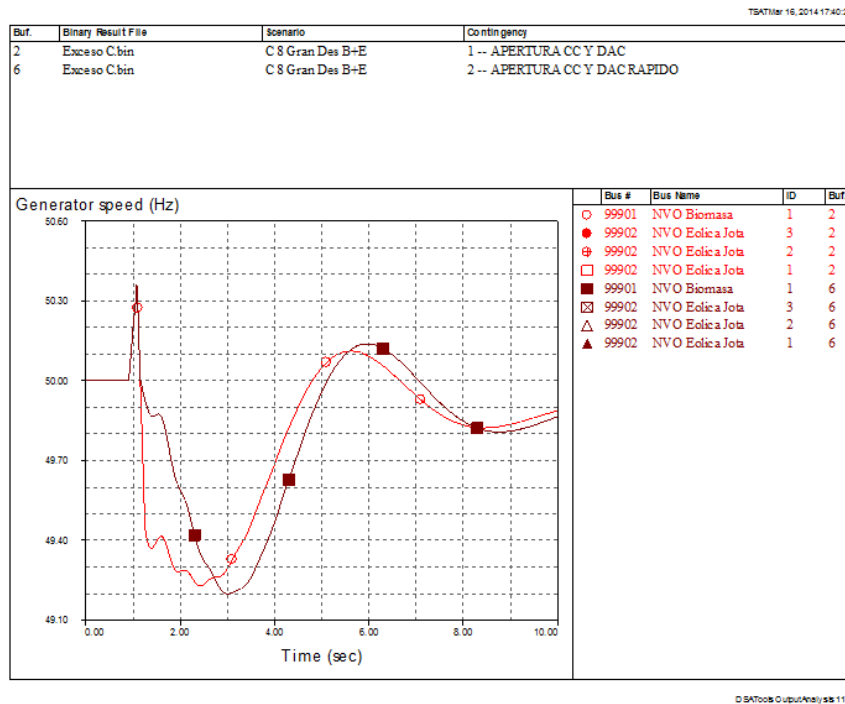


Figura 10.27: Respuesta de la Frecuencia

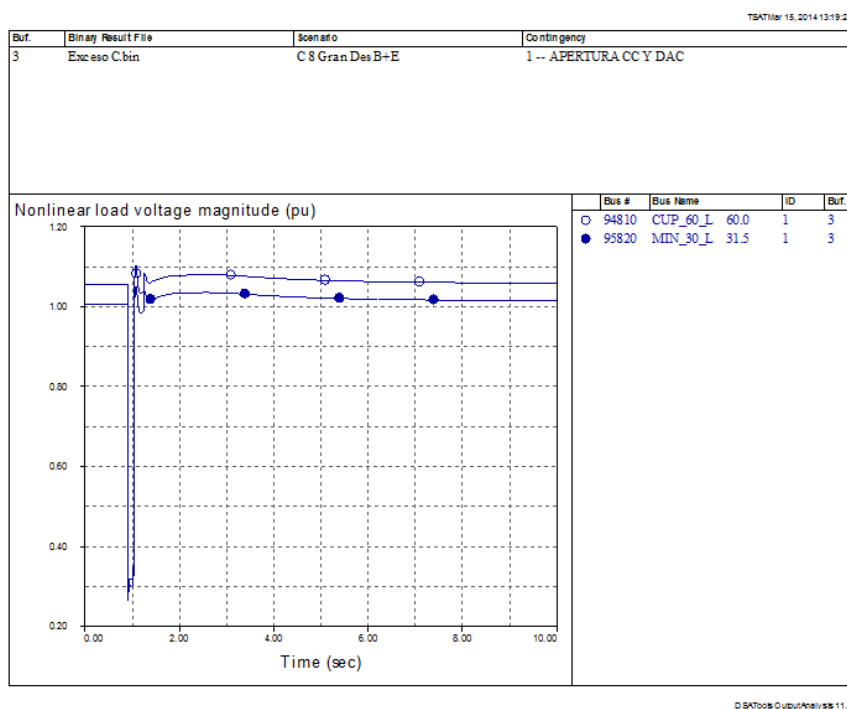


Figura 10.28: Respuesta de la Tensión

10.2. Formación de islas - Exceso de carga

De todas formas en ambos casos lo hace en tiempos cercanos a los 3 segundos de iniciada la isla por lo que se considera que la misma en este caso es exitosa.

El comportamiento de las tensiones no presenta inconvenientes.

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

Se consideran ocho casos, cuatro con un pequeño exceso, del orden del 5 % de la generación total, y cuatro con un gran exceso, del orden del 30 %.

En condiciones de pequeño desequilibrio se estudia los casos en que:

- el único generador es el de Biomasa
- el único generador es un Eólico
- hay una combinación de ambos y la apertura del vínculo con SEP es manual
- hay una combinación de ambos y la apertura es automática luego de un CC trifásico en barras de la estación BIF

En cuanto a los casos de un gran exceso de generación, todos ellos disponen de generación eólica y síncrona previo y posterior a la apertura de los vínculos con el SEP y son los siguientes:

- apertura manual sin aplicar DAG
- apertura manual y se aplica DAG
- apertura automática luego de un CC en BIF sin aplicar DAG
- apertura automática luego de un CC en BIF aplicando DAG

En la tabla 10.19 se resumen los casos descritos en los párrafos anteriores, indicándose en las últimas columnas el resultado en términos de si se logró o no establecer la isla en el lapso estudiado (diez segundos).

De los casos estudiados se puede concluir que, habiendo poco exceso de generación es posible formar la isla en tanto está presente el generador Biomasa que controla frecuencia, aunque en los casos estudiados en que está en combinación con los parques eólicos no se alcanzan a cumplir totalmente los márgenes o los tiempos del reglamento.

Habiendo gran exceso de generación, solo es posible formar la isla usando una estrategia DAG que saque el monto de generación en exceso, de lo contrario la frecuencia aumenta hasta provocar la salida de las máquinas por sobre frecuencia.

El hecho de que la apertura sea manual o automática luego de un CC no influye en el resultado final; en uno de los casos el tiempo de apertura de los interruptores resulta determinante para la convergencia o no de la simulación.

A continuación se presentan uno a uno los casos estudiados, describiéndose el escenario, la contingencia considerada y los resultados más relevantes.

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

Caso	Desequilibrio	Generadores Biomasa/Eólicos	Apertura manual/tras CC	DAG	Se forma la isla	Respeto los márgenes	Respeto los tiempos
G1	Pequeño	B	Manual	No	Si	Si	Si
G2	Pequeño	E	Manual	No	No	--	--
G3	Pequeño	B+E	Manual	No	Si	No	--
G4	Pequeño	B+E	CC	No	Si	No	--
G5	Grande	B+E	Manual	No	No	--	--
G6	Grande	B+E	Manual	Si	Si	Si	No
G7	Grande	B+E	CC	No	No	--	--
G8	Grande	B+E	CC	Si	Si	Si	No

Tabla 10.19: Resumen de casos con exceso de generación

Capítulo 10. Simulaciones

10.3.1. Caso G1

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description
CUCP	7.00	2.30	Apertura manual
			Simulation 10.000000 Seconds
			Step Size 0.05 Cycles
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 1.1 Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2
			Nomore
			/
			END

Nombre	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	7.40	0.00

Tabla 10.20: Resumen de escenario y contingencia

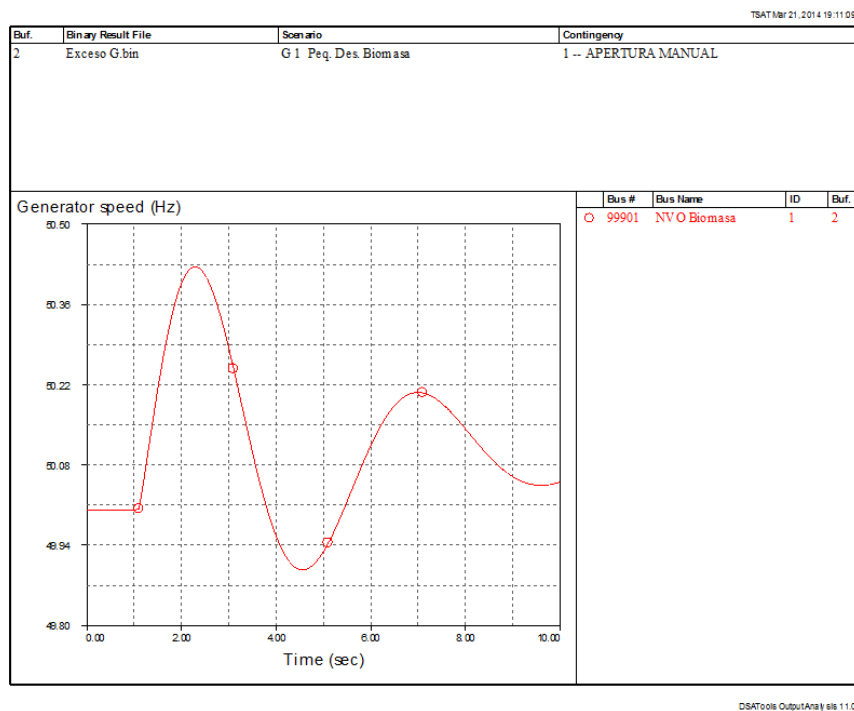


Figura 10.29: Respuesta de la Frecuencia

Se considera que en el circuito bajo estudio solo está funcionando el generador Biomasa, generando aproximadamente un 5% más de lo que consume la carga.

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

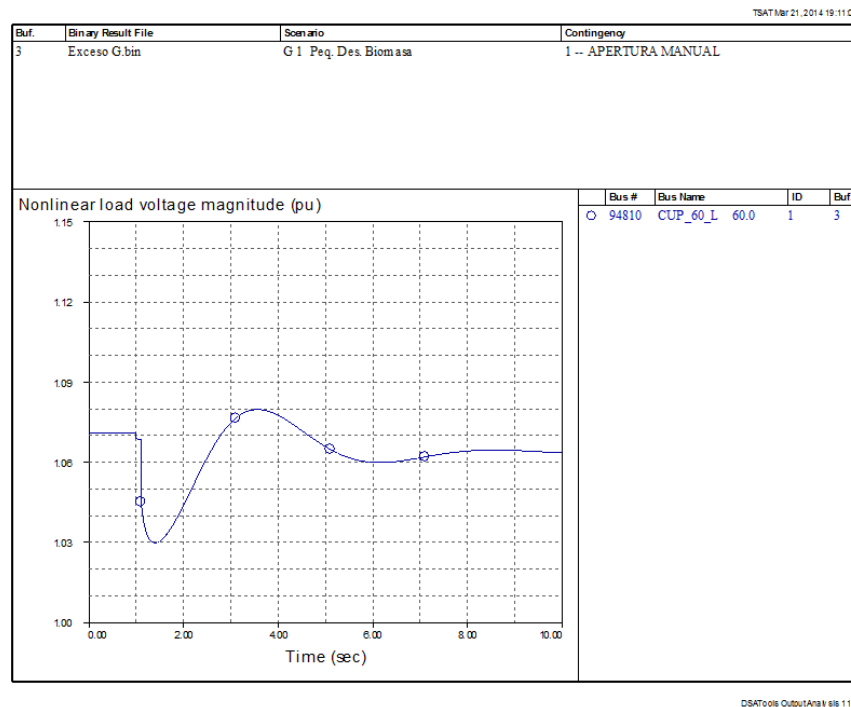


Figura 10.30: Respuesta de la Tensión

Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t=1$ s y 1,1 s respectivamente.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.20

En la figura 10.29 se observa que la frecuencia del generador en ningún momento supera el margen de 47,5 – 53 Hz. Luego de la oscilación, y antes de los 3 s a partir de la oscilación entra y permanece dentro del rango de 49,8 Hz a 50 Hz.

En la figura 10.30 se observa que la tensión en bornes del generador en ningún momento sale del margen 0,93 – 1,07 pu.

En base a ambas observaciones puede considerarse que en estas condiciones la isla se forma con éxito.

10.3.2. Caso G2

Se considera que en el circuito bajo estudio solo está funcionando el generador Eólica Jota 1 y se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA. La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.21

A partir del instante en que se abre la segunda línea, la simulación no converge, la isla no es exitosa.

Capítulo 10. Simulaciones

Condiciones Previas a la isla			Eventos	
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description	
CUCP	7.00	2.30	Apertura manual	
			Simulation 10.000000 Seconds	
			Step Size 0.05 Cycles	
			At Time 1, Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1	
			/	
			At Time 1.1 Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2	
			Nomore	
			/	
			END	

Nombre	P - GENERACION	Q - GENERACION
Eólica Jota 1	7.40	0.00

Tabla 10.21: Resumen de escenario y contingencia

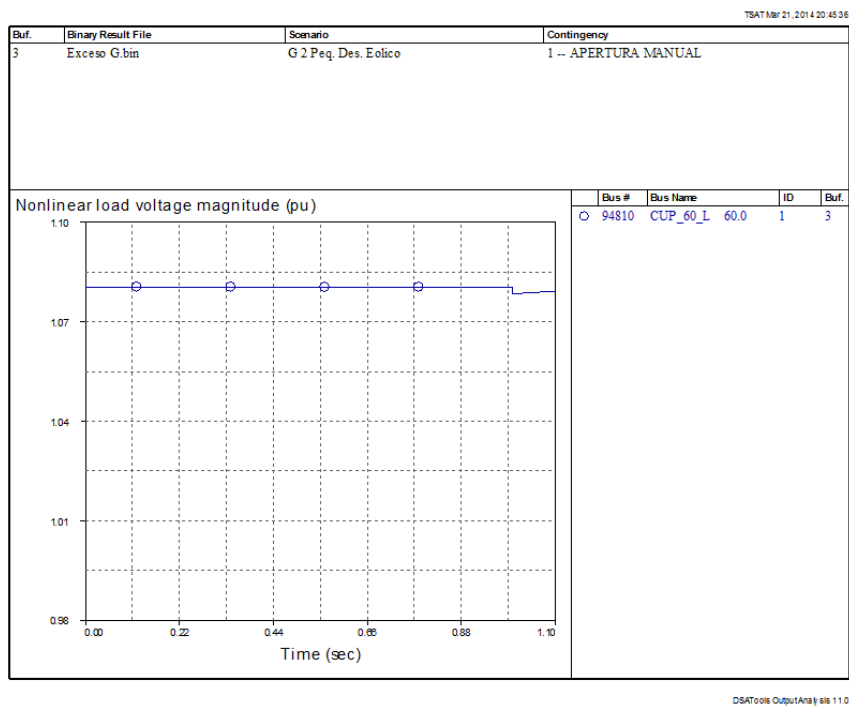


Figura 10.31: Respuesta de la Tensión

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

10.3.3. Caso G3

Condiciones Previas a la isla			Eventos	
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description	Apertura manual
CUCP	7.00	2.30	Simulation	10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10		
Total	28.50	9.40	Step Size	0.05 Cycles
			At Time 1, Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1	/
			At Time 1.1 Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2	/
			Nomore	/
			END	

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	20.00	6.50
Eólico Jota 2	2.50	0.80
Eólico Jota 3	2.50	0.80
Total	30.00	9.80

Tabla 10.22: Resumen de escenario y contingencia

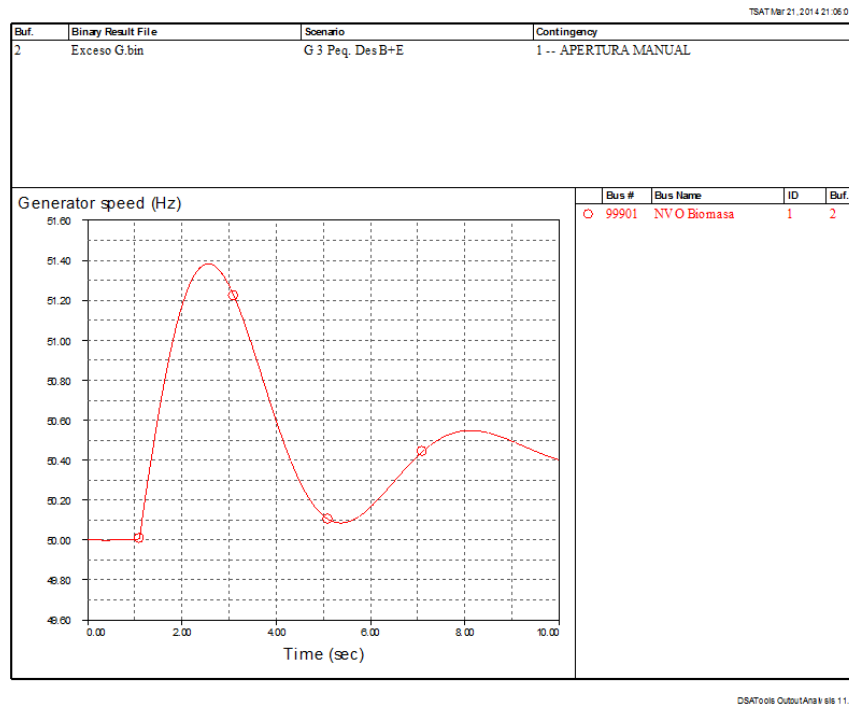


Figura 10.32: Respuesta de la Frecuencia

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que forman Eólica Jota, generando aproximadamente

Capítulo 10. Simulaciones

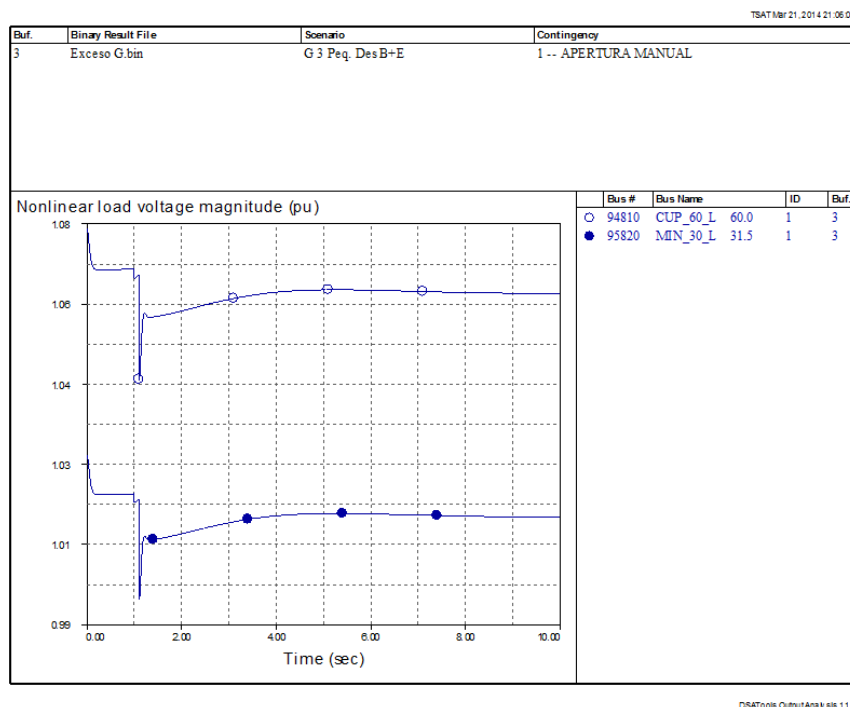


Figura 10.33: Respuesta de la Tensión

un 5% más de lo que consume la carga. Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t=1$ s y 1,1 s respectivamente.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.22

En la figura 10.33 se observa que las tensiones en las cargas, no registran problemas, permaneciendo siempre dentro de los límites que impone el reglamento de transmisión.

En cuanto a la frecuencia, a los tres segundos no está dentro del rango de tolerancia de 0,2 Hz, ni vuelve a él dentro de los 10 s que dura la simulación. Por lo tanto, a pesar que la isla se forma y se mantiene, sería necesario tomar otro tipo de acciones correctivas para controlar la frecuencia.

Como se vio en el Capítulo de Implementación y también en el Capítulo de Simulaciones, en escenarios de generación, la solución no pasa por la aplicación del control APC, ya que no tiene efectos en el lapso considerado.

10.3.4. Caso G4

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota, al igual que en el caso anterior.

En esta oportunidad se produce la apertura automática de los vínculos entre la

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura CC
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10	
Total	28.50	9.40	Step Size 0.05 Cycles
			At Time 0.9 Seconds
			Three Phase Fault At Bus ;92710
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 1.05 Seconds
			Clear Three Phase Fault
			Nomore
			/
			END

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	20.00	6.50
Eólico Jota 2	2.50	0.80
Eólico Jota 3	2.50	0.80
Total	30.00	9.80

Tabla 10.23: Resumen de escenario y contingencia

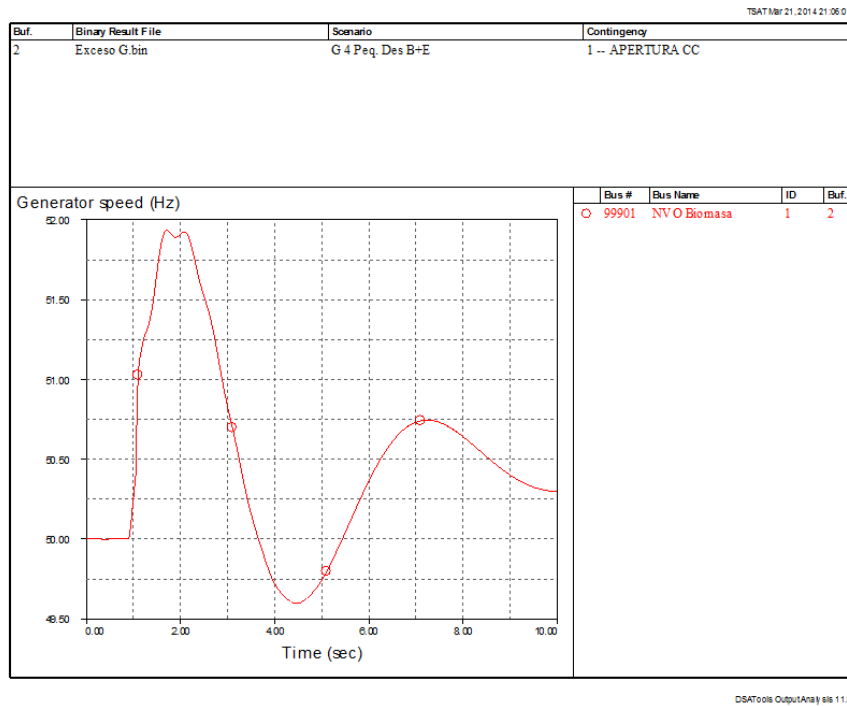


Figura 10.34: Respuesta de la Frecuencia

estación BIF y NVA, luego de un CC Trifásico en barras de BIF. El CC ocurre en el instante $t=0.9$ s, el primer vínculo se abre automáticamente en $t= 1$ s (100 ms después de iniciado el CC), y 50 ms después abre el segundo vínculo formándose la isla.

Capítulo 10. Simulaciones

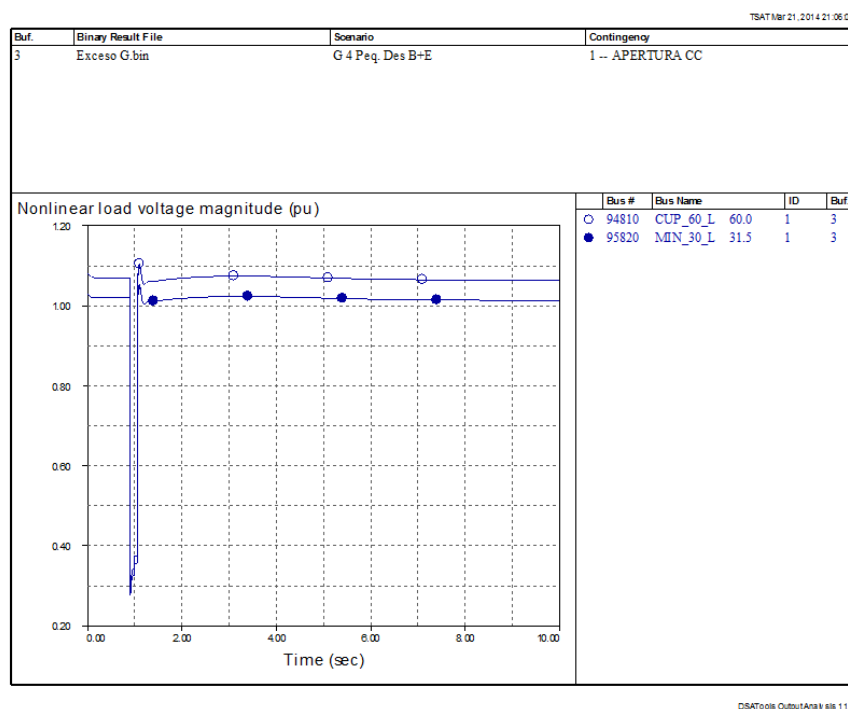


Figura 10.35: Respuesta de la Tensión

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.23

El transitorio producto del CC en barras de BIF, hace bajar notoriamente la tensión en el circuito, a menos de 0.5 pu., durante su duración. El pico en la frecuencia alcanza casi los 52 Hz, algo más que en el caso de apertura manual.

Pero luego de superado el CC, el comportamiento se asemeja bastante al caso G3, por lo que caben las mismas observaciones.

10.3.5. Caso G5

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota. La generación, al igual que en los casos G6 G7 y G8, supera en un 30% la carga.

En este caso produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t= 1$ s y 1,1 s respectivamente.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.24

La tensión, luego de la formación de la isla, en ningún momento sale del margen 0,93 – 1,07 pu. , por lo que no presentaría problemas en ese sentido, ver figura 10.37.

La frecuencia crece constantemente a partir de la condición de isla hasta llegar al valor de 55 Hz, establecido en el software como desvío máximo para proseguir con

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

Condiciones Previas a la isla			Eventos	
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura manual	
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds	
Minas	21.50	7.10	Step Size 0.05 Cycles	
Total	28.50	9.40	At Time 1, Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1	
			/	
			At Time 1.1 Seconds	
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2	
			Nomore	
			/	
			END	

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	22.80	8.50
Eólico Jota 2	4.10	1.00
Eólico Jota 3	4.10	1.00
	36.00	12.20

Tabla 10.24: Resumen de escenario y contingencia

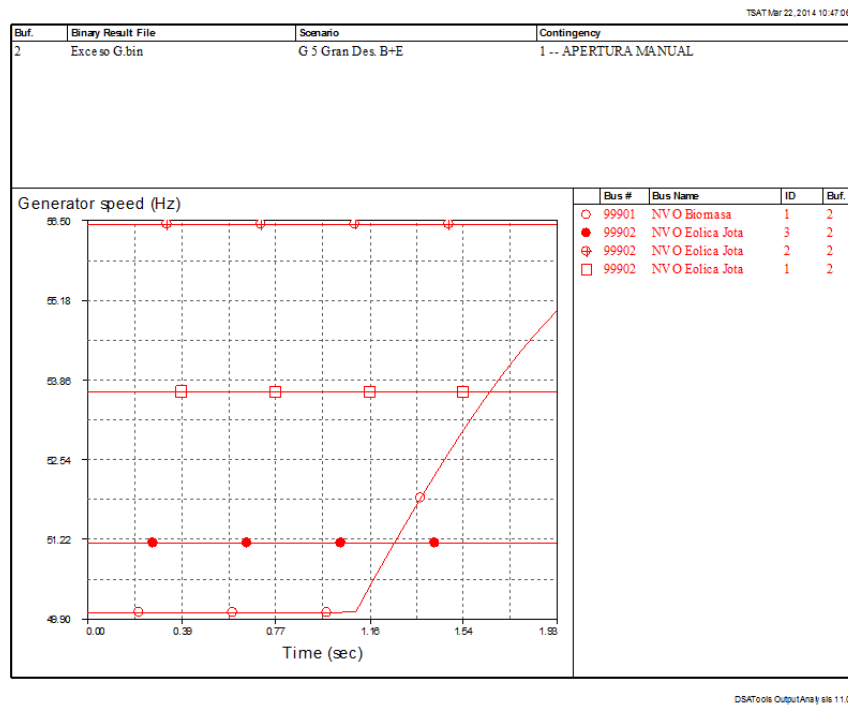


Figura 10.36: Respuesta de la Frecuencia

la simulación. De todas formas las protecciones de sobrefrecuencia no permitirían siquiera llegar a este punto al generador de Biomasa, por lo que la isla no es exitosa, ver figura 10.36.

Es de hacer notar que existe un exceso de generación de aproximadamente 8 MW que no puede ser compensado por el único generador con capacidad de regular frecuencia, que es Biomasa. Dicho generador absorbe unos 4 MW durante casi 800

Capítulo 10. Simulaciones

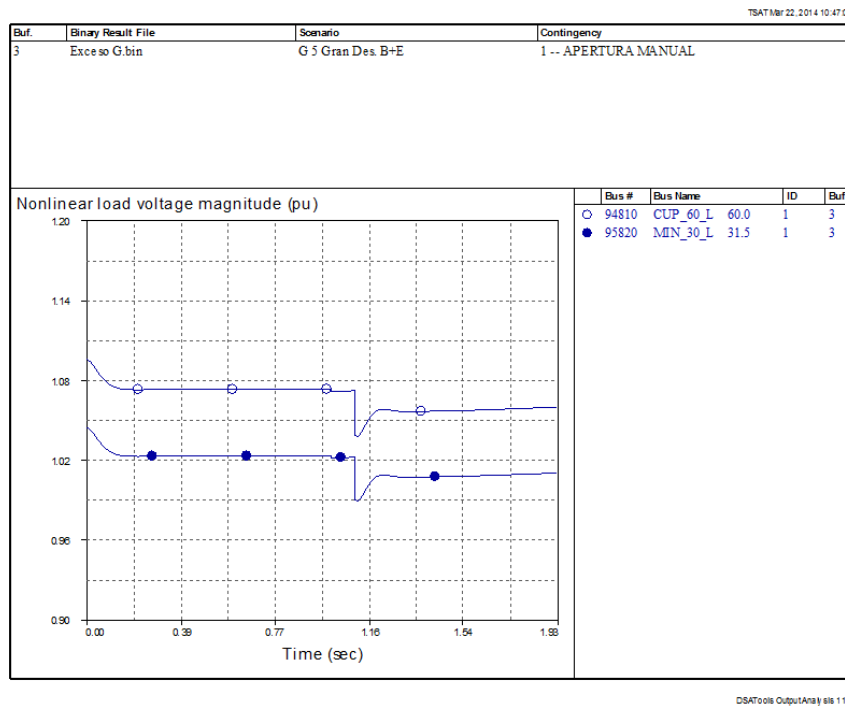


Figura 10.37: Respuesta de la Tensión

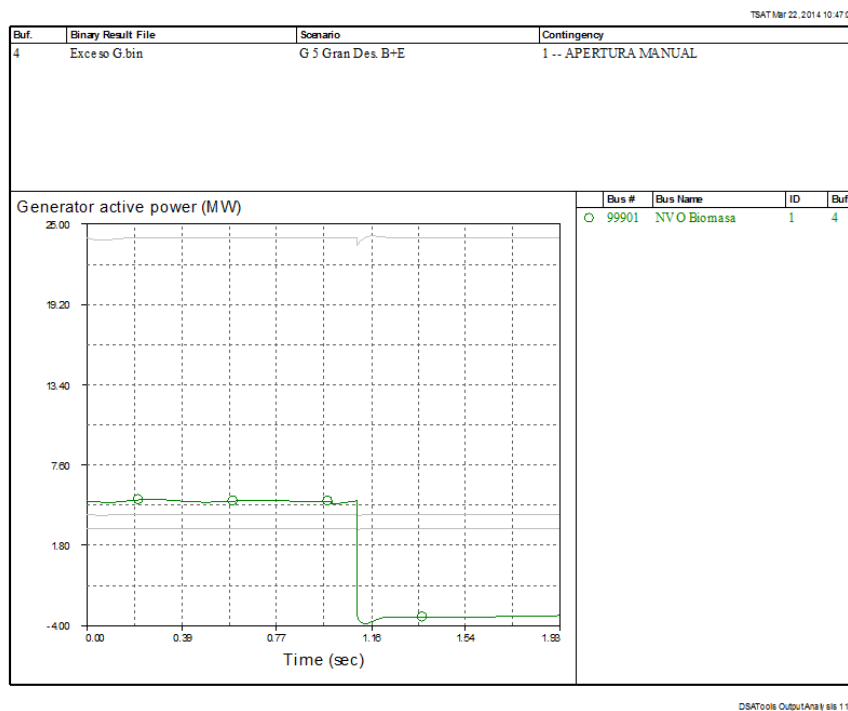


Figura 10.38: Respuesta de la Potencia Activa

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

ms (ver figura 10.38), ocasionándole que se acelere hasta salir por sobrefrecuencia, según se vio en 6.2 (Capítulo 6)

10.3.6. Caso G6

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura manual y DAG
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10	
Total	28.50	9.40	Step Size 0.05 Cycles
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			At Time 1, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 1.1 Seconds
			Clear Three Phase Fault
			At Time 1.3 Seconds
			Disconnect Generator ;99902 ; 2
			Disconnect Generator ;99902 ; 3
			Nomore
			/
			END

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	22.80	8.50
Eólico Jota 2	4.10	1.00
Eólico Jota 3	4.10	1.00
	36.00	12.20

Tabla 10.25: Resumen de escenario y contingencia

Al igual que en el caso G5, se consideran funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota, existiendo una generación que supera en un 30 % la carga. Se produce la apertura manual de los vínculos entre la estación BIF y NVA, con diferencia de 100 ms entre uno y el otro, en los instantes $t= 1$ s y 1,1 s respectivamente.

Para evitar que ocurra la salida del generador Biomasa por sobrefrecuencia se aplica una desconexión automática de generación (DAG) de los parques Jota 2 y Jota 3 en el instante $t=1.3$ s (200 ms después de formada la isla) .

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.25

En cuanto a la frecuencia se observa que la misma tiene un pico que llega a 51.4 Hz, e inmediatamente decrece entrando a la banda 49.8 – 50.2 antes de los 4 segundos de formada la isla. A pesar que no cumple estrictamente el tiempo de 3 segundos, desde el punto de vista cualitativo puede considerarse que la isla es exitosa.

En la figura 10.40 se observa que las tensiones permanecen en el margen 0,93 – 1,07 pu. , por lo que desde este punto de vista no hay inconvenientes con la isla.

Capítulo 10. Simulaciones

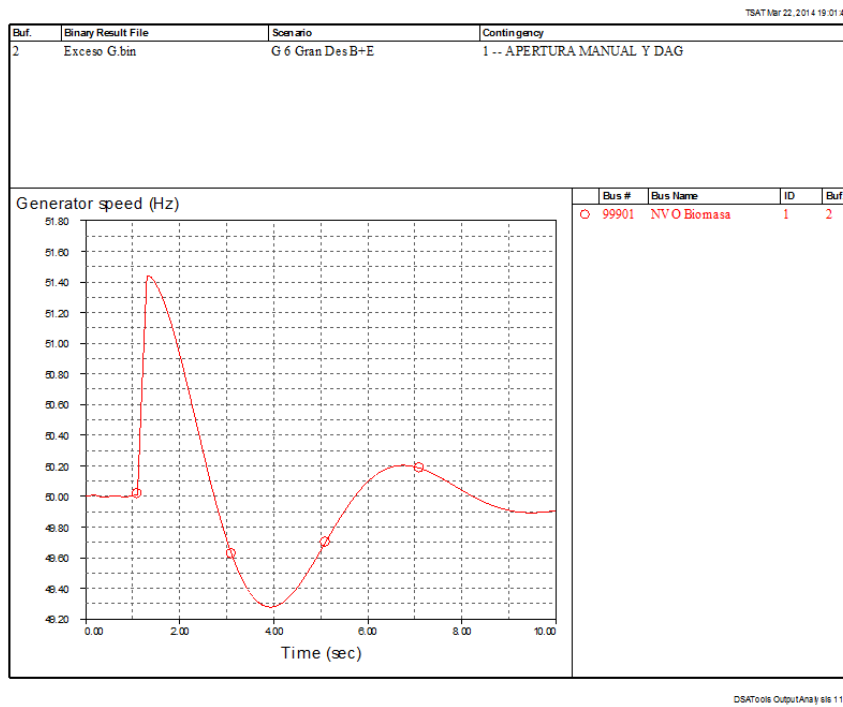


Figura 10.39: Respuesta de la Frecuencia

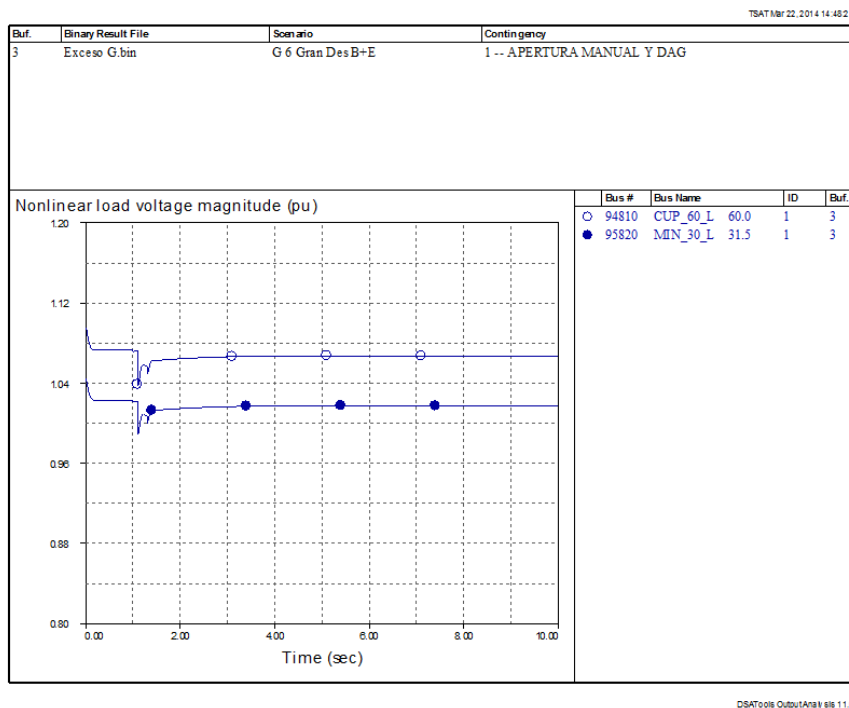


Figura 10.40: Respuesta de la Tensión

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

Nombre	P - CARGA	Q - CARGA
CUCP	7.00	2.30
Minas	21.50	7.10
Total	28.50	9.40

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	22.80	8.50
Eólico Jota 2	4.10	1.00
Eólico Jota 3	4.10	1.00
	36.00	12.20

Description	Apertura CC rapido
Simulation	10.000000 Seconds
Integration	TRAP
Step Size	0.05 Cycles
At Time 0.90 Seconds	
Three Phase Fault At Bus ;92710	
At Time 0.97 , Seconds	
Remove Line ;92710 ;92715 ;1	
/	
At Time 0.98 Seconds	
Clear Three Phase Fault	
Remove Line ;92710 ;92715 ;2	
Nomore	
/	
END	

Tabla 10.26: Resumen de escenario y contingencia

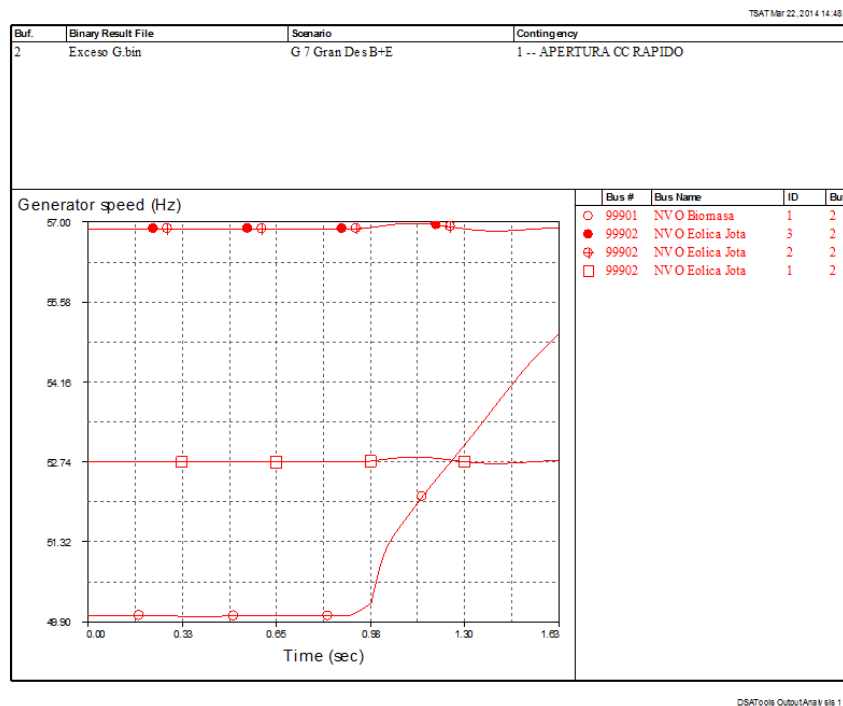


Figura 10.41: Respuesta de la Frecuencia

10.3.7. Caso G7

Se considera que en el circuito bajo estudio están funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota. La carga supera en un 30% la generación. Se produce la apertura automática de los vínculos entre la estación BIF y NVA, luego de un CC Trifásico en barras de BIF. El CC ocurre en

Capítulo 10. Simulaciones

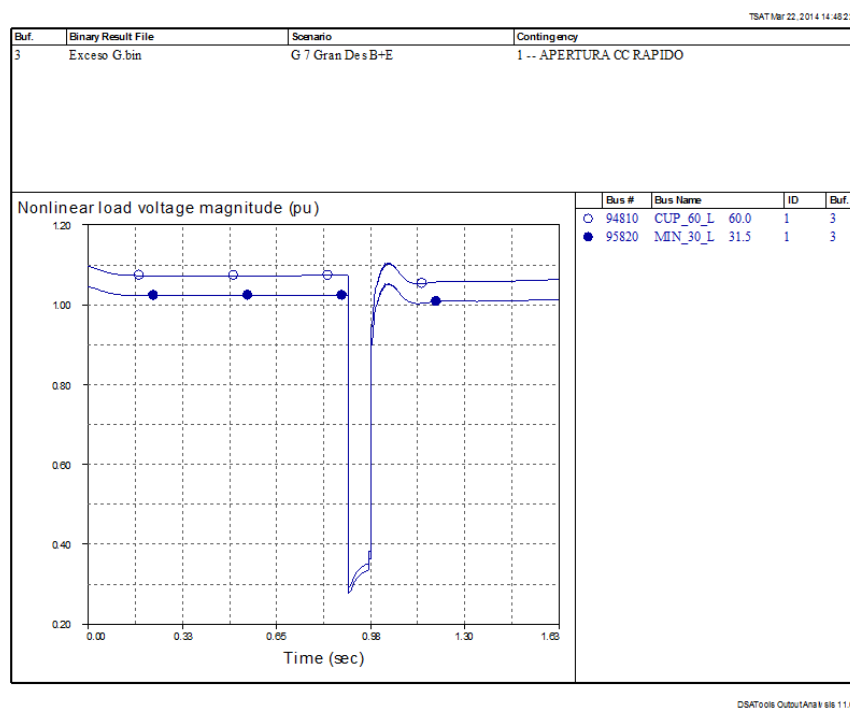


Figura 10.42: Respuesta de la Tensión

el instante $t=0.9$ s.

El primer vínculo se abre automáticamente en $t= 0.97$ s (70 ms después de iniciado el CC), y 80 ms después del CC ($t= 0.98$ s) el segundo vínculo, formándose la isla.

Cabe acotar que en esta simulación se toma tiempos estándar de apertura de CC en la red de 150 kV. En otras simulaciones (por ejemplo G4, C4, C7, etc.), con un criterio conservador, se tomaron tiempos mayores (100 y 150 ms); en este caso se descarto este criterio porque dichos tiempos hacen que la simulación no converja.

La situación previa a la formación de la isla y los eventos que llevan a la apertura de los vínculos se resumen en la tabla 10.26

El comportamiento de este caso es muy similar al caso G5 en el que se producía la apertura manual. La isla no se forma.

10.3. Formación de islas - Exceso de generación

10.3.8. Caso G8

Condiciones Previas a la isla			Eventos
Nombre	P - CARGA	Q - CARGA	Description Apertura CC rapido y DAG
CUCP	7.00	2.30	Simulation 10.000000 Seconds
Minas	21.50	7.10	
Total	28.50	9.40	Step Size 0.05 Cycles
			At Time 0.90 Seconds
			Three Phase Fault At Bus ;92710
			At Time 0.97, Seconds
			Remove Line ;92710 ;92715 ;1
			/
			At Time 0.98 Seconds
			Clear Three Phase Fault
			Remove Line ;92710 ;92715 ;2
			At Time 1.3 Seconds
			Disconnect Generator ;99902 ; 2
			Disconnect Generator ;99902 ; 3
			Nomore
			/
			END

	P - GENERACION	Q - GENERACION
Biomasa	5.00	1.70
Eólico Jota 1	22.80	8.50
Eólico Jota 2	4.10	1.00
Eólico Jota 3	4.10	1.00
	36.00	12.20

Tabla 10.27: Resumen de escenario y contingencia

Al igual que en el caso G7, se consideran funcionando el generador Biomasa y los tres parques que conforman Eólica Jota, existiendo una carga inferior en un 30% a la generación. Se produce la apertura automática de los vínculos entre la estación BIF y NVA, luego de un CC Trifásico en barras de BIF, con los mismos tiempos que G7.

Para evitar que ocurra la salida del generador Biomasa por sobrefrecuencia se aplica una desconexión automática de generación (DAG) en el instante $t=1.3$ s

El comportamiento es bastante similar la caso G6 cuando se aplica el DAG luego de una apertura manual. A diferencia de aquel caso, demora bastante más en entrar en la bando de 49.8 – 50.2, unos 9 segundos luego de formada la isla.

El comportamiento de las tensiones no presenta inconvenientes.

Capítulo 10. Simulaciones

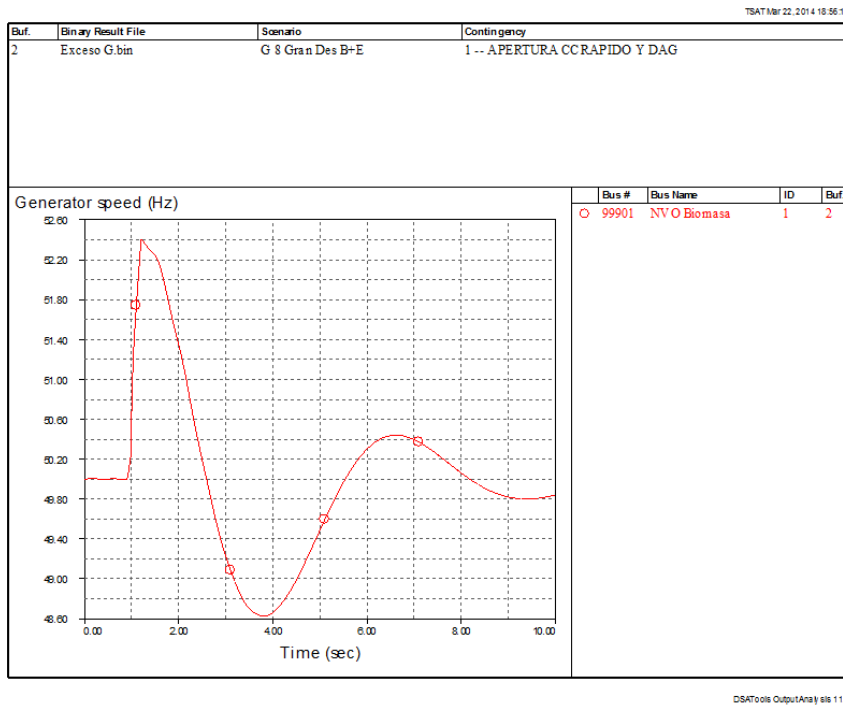


Figura 10.43: Respuesta de la Frecuencia

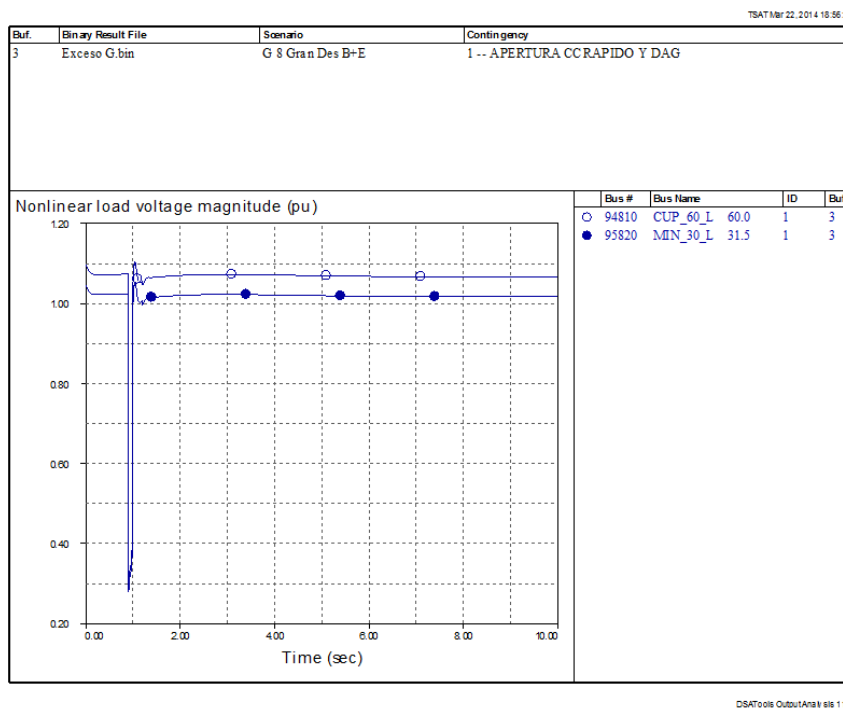


Figura 10.44: Respuesta de la Tensión

10.4. Protecciones

El objetivo de esta simulación es comprobar las variaciones en las corrientes de aporte a un CC, según si el circuito bajo estudio se encuentra en paralelo con el SEP o se encuentra en isla.

Se realiza una simulación que presenta dos CC trifásicos en barras de MIN (barra 95820 MIN en figura 4.2).

Primero, en $t=10$ s, en condición de paralelo con el SEP. Este cortocircuito se extingue luego de 500 ms, considerándose un tiempo largo de permanencia del mismo al solo efecto de medir adecuadamente las corrientes en la simulación.

En $t=15$ s se abren las líneas BIF NVA, formando de esta manera la isla.

En esta condición se presenta en $t=30$ s el segundo CC (también trifásico en barras de MIN como el de $t=10$ s), pero ahora con el circuito funcionando en isla.

Se comparan algunas corrientes, en una y otra condición.

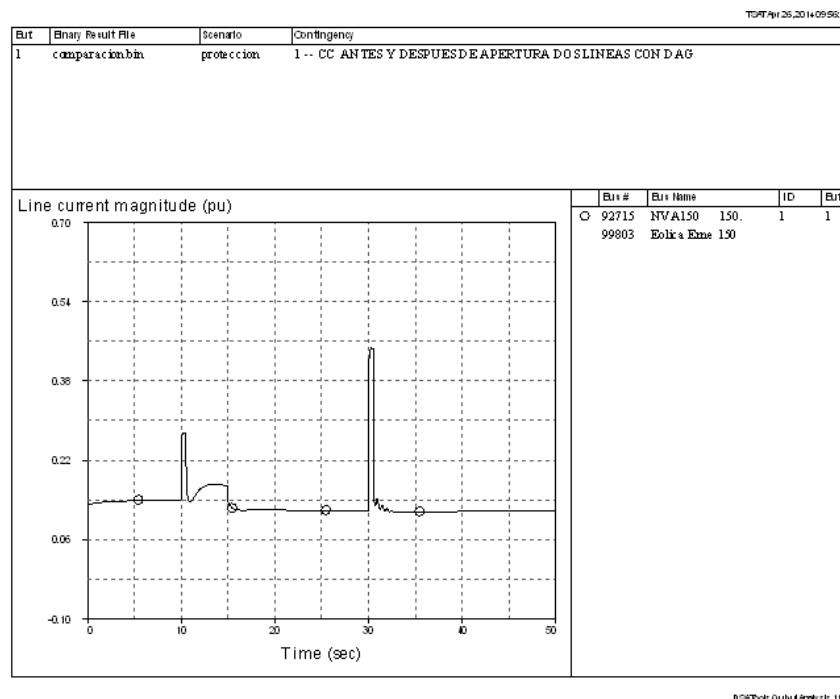


Figura 10.45: Corriente en línea NVA EME

Capítulo 10. Simulaciones

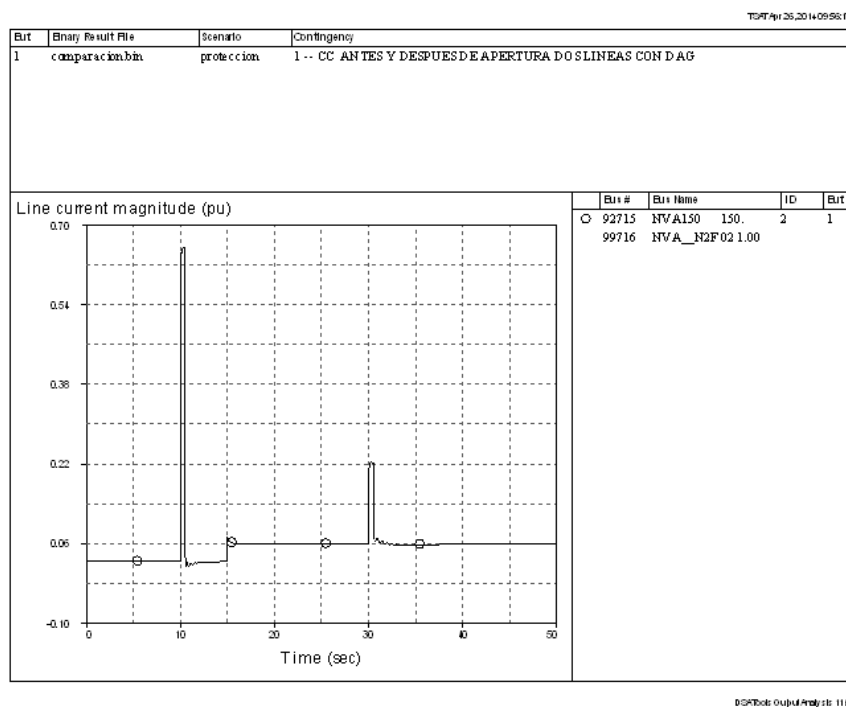


Figura 10.46: Corriente en Transformador NVA (150 kV)

En la línea EME NVA, figura 10.45 existe aporte en ambas condiciones pero es mayor en la condición de isla.

Por otra parte en el Transformador de NVA, del lado de 150 kV (figura 10.46, también existe aporte en ambas condiciones, pero es mayor cuando el circuito está en paralelo con el SEP.

Se observa que existen variaciones del orden del 200 a 400% entre los aportes al CC en situación de isla y en situación de paralelo con el SEP. La variación es en uno u otro sentido, es decir, que según el punto puede ser mayor en isla o en paralelo. No se observa en esta simulación, pero también se producen cambios de sentido de la corriente.

Se confirma lo visto en el Capítulo 7, acerca de la necesidad de revisar el funcionamiento de las protecciones cuando el circuito funciona en isla, debiendo optar por protecciones de selectividad absoluta o trabajar con distintos grupos de ajuste para cada condición.

10.5. Reconexión

En el Capítulo 8 se detallan las posibilidades que existen al reconectar dos subsistemas. En la presente sección se muestran los resultados de reconectar la isla al SEP bajo dos condiciones: considerando que la diferencia de ángulos de las tensiones en las barras frontera estén dentro de la tolerancia admisible, y sin tener en cuenta esta limitante.

10.5.1. Reconexión dentro de las tolerancias admisibles

Se realiza la simulación resumida en la tabla 10.28. En la misma se re-conecta la isla al SEP en el instante $t= 62.7$ s.

Condiciones Previas a la Reconexión		Eventos
P - CARGA	Q - CARGA	Description Ángulo sincronizado 62.7seg
26.7	9	Simulation 100.000000 Seconds
		At Time 15, Seconds
		Remove Line ;92710 ;92715 ;1
		/
		At Time 15.1 Seconds
		Remove Line ;92710 ;92715 ;2
		At Time 15.45 Seconds
		Disconnect Generator ;99902 ; 2
		Disconnect Generator ;99902 ; 3
		At Time 62.7, Seconds
		Reconnect Line ;92710 ;92715 ;1
P - GENERACION	Q - GENERACION	
28.5	10	

Tabla 10.28: Condiciones de la simulación de reconexión dentro de las tolerancias

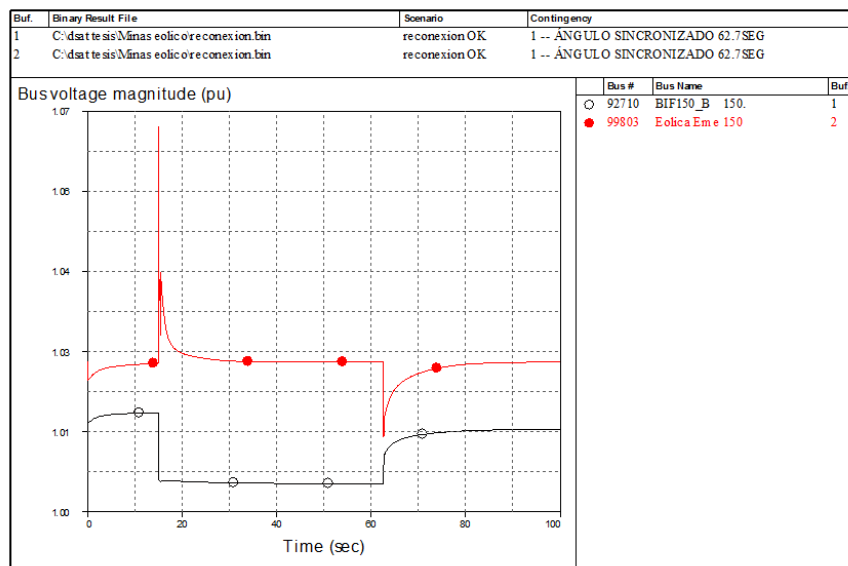


Figura 10.47: Tensiones en barras BIF y NVA

En la figura 10.47 se observa que previo a la reconexión existe una diferencia de tensiones menor al 3% entre las barras de la estación BIF y NVA. Esta diferencia

Capítulo 10. Simulaciones

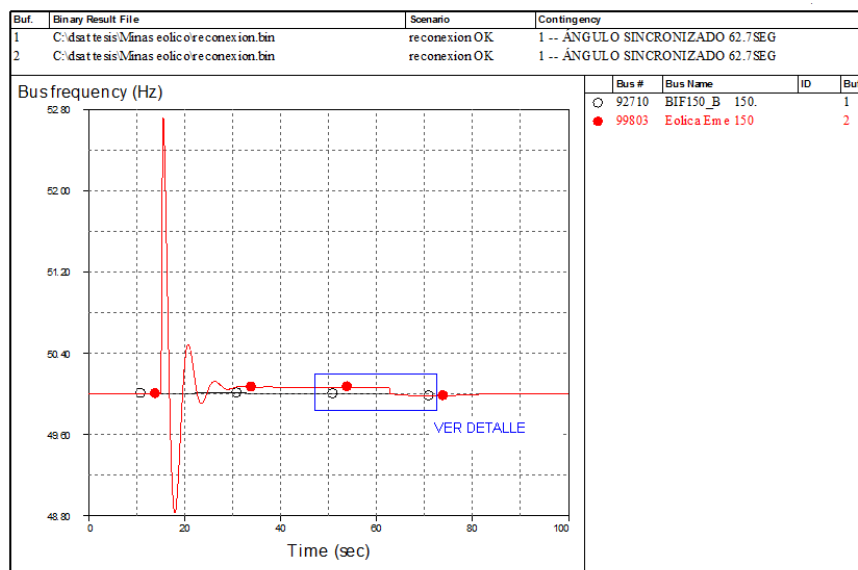


Figura 10.48: Frecuencia en barras

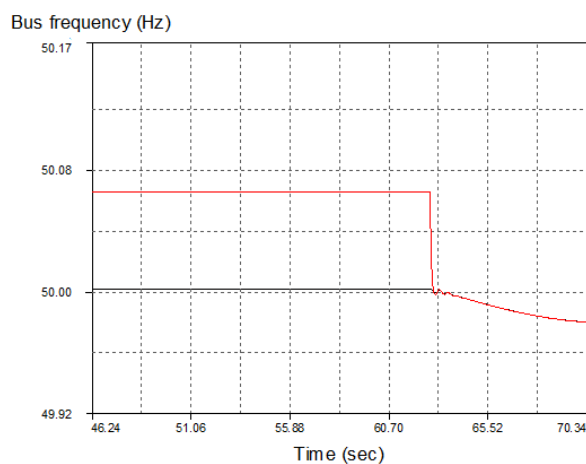


Figura 10.49: Frecuencia en barras - detalle

es una cota superior de la diferencia que se presenta a ambos lados del interruptor que se cierra. Luego de efectuado el cierre la diferencia baja a menos del 2%, que representa la caída de tensión a través de la línea que une ambas barras.

En la figuras 10.48 y 10.49 se observa que la diferencia de frecuencia entre las estaciones BIF y NVA previo al cierre es menor a 0.08 Hz. Luego del cierre las frecuencias coinciden.

En las figuras 10.50 y 10.51 se muestra el instante de cierre, $t=62.7$ s. Se observa que en ese momento los ángulos coinciden, por lo cual es un instante adecuado para

10.5. Reconexión

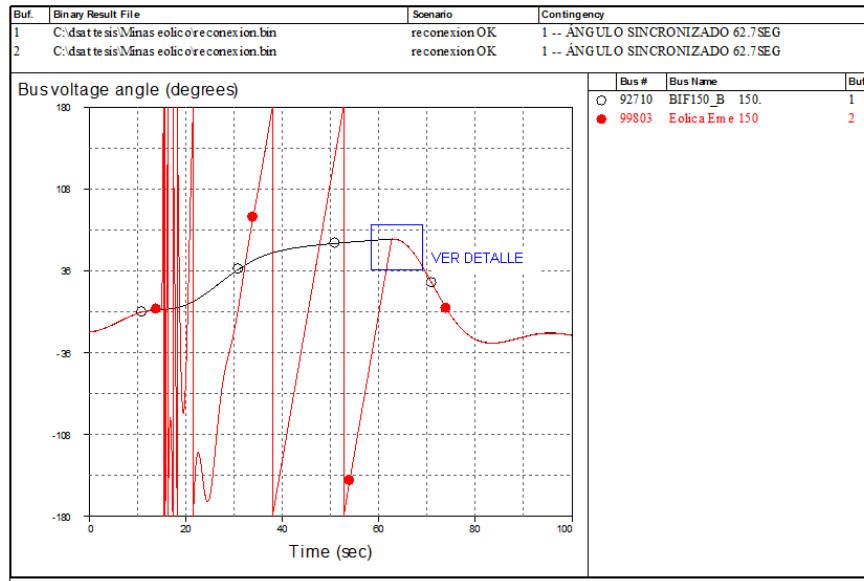


Figura 10.50: Ángulos en barras

que el cierre se efectúe minimizando los efectos transitorios.

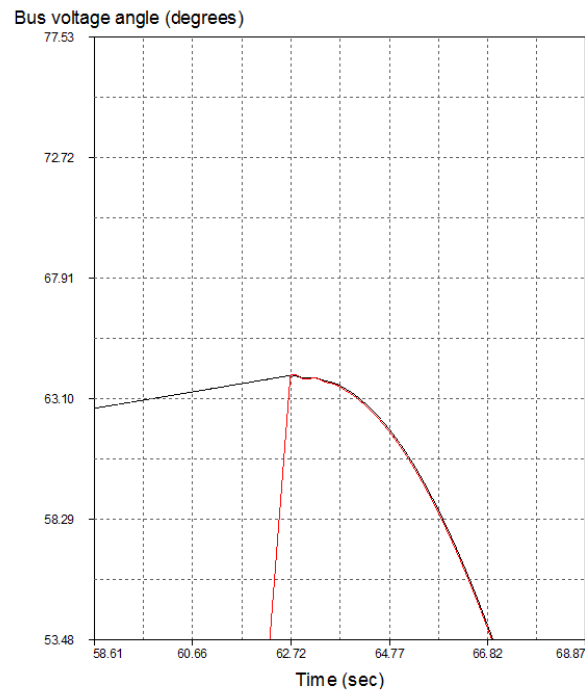


Figura 10.51: Ángulos en barras - detalle

Capítulo 10. Simulaciones

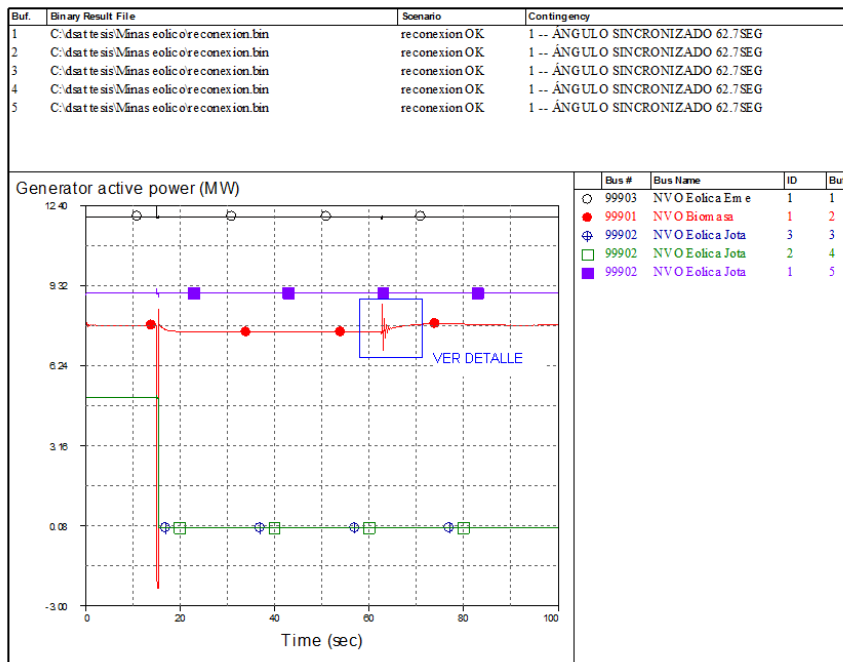


Figura 10.52: Potencia Activa

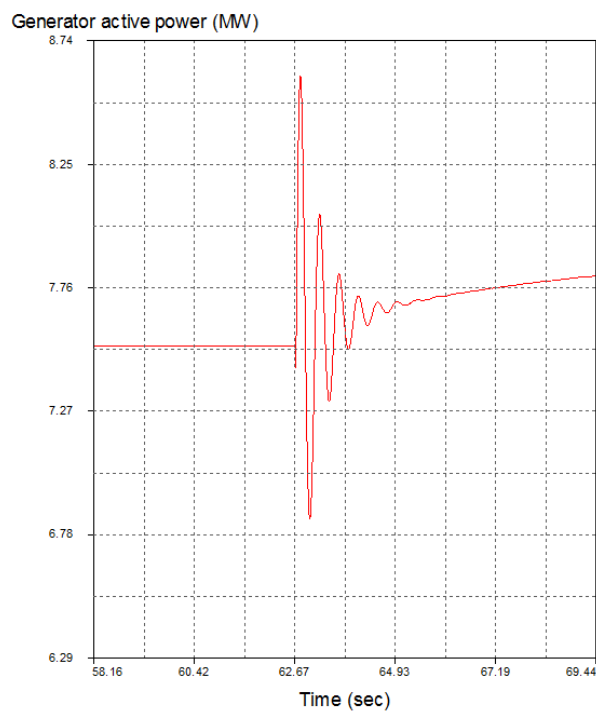


Figura 10.53: Potencia Activa - detalle

10.5. Reconexión

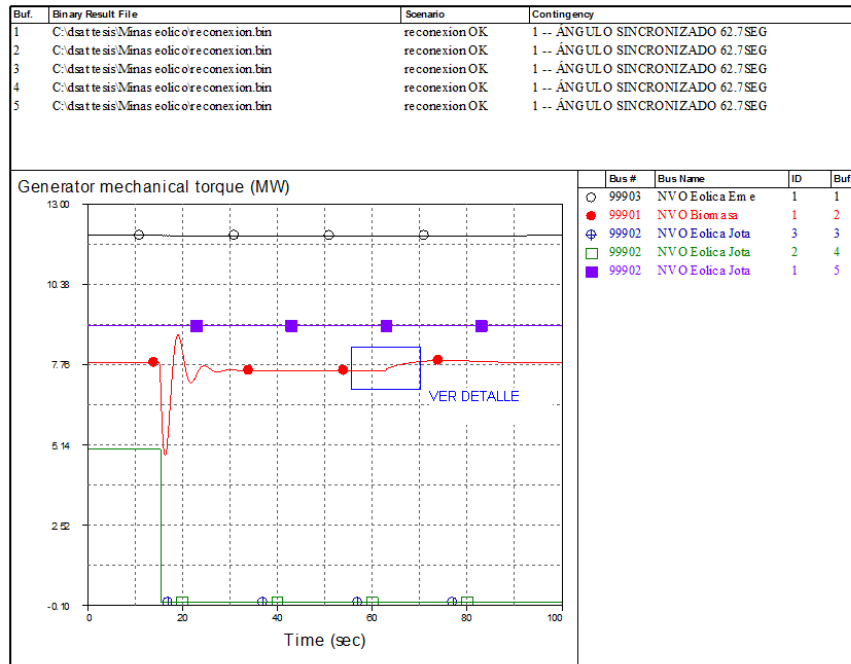


Figura 10.54: Torques

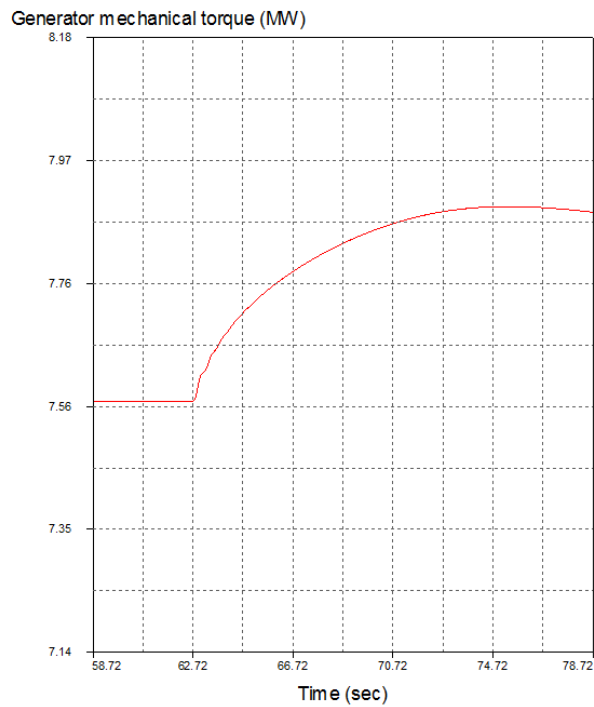


Figura 10.55: Torques - detalle

Capítulo 10. Simulaciones

Las figuras 10.52 10.53 10.54 10.55 muestran las consecuencias de la reconexión en la potencia activa y en el torque de los generadores. Se observa que las oscilaciones son muy acotadas y que se concentran casi exclusivamente en el generador sincrónico.

10.5.2. Reconexión fuera de las tolerancias admisibles

Para comprobar las consecuencias de una reconexión fuera de las tolerancias admisibles se realiza la simulación resumida en la tabla 10.29.

En la misma se re-conecta la isla al SEP en el instante $t= 80$ s.

A diferencia de la simulación referida en 10.5.1, en este caso no se tiene en cuenta la condición de proximidad de los ángulos de ambas barras.

Condiciones Previas Reconexión no OK		Eventos
P - CARGA	Q - CARGA	Description Reconexión No OK 80seg
26.7	9	Simulation 100.000000 Seconds
		At Time 15, Seconds
P - GENERACION	Q - GENERACION	Remove Line ;92710 ;92715 ;1
28.5	10	/
		At Time 15.1 Seconds
		Remove Line ;92710 ;92715 ;2
		At Time 15.45 Seconds
		Disconnect Generator ;99902 ; 2
		Disconnect Generator ;99902 ; 3
		At Time 80, Seconds
		Reconnect Line ;92710 ;92715 ;1

Tabla 10.29: Condiciones de la simulación de reconexión fuera de las tolerancias

10.5. Reconexión

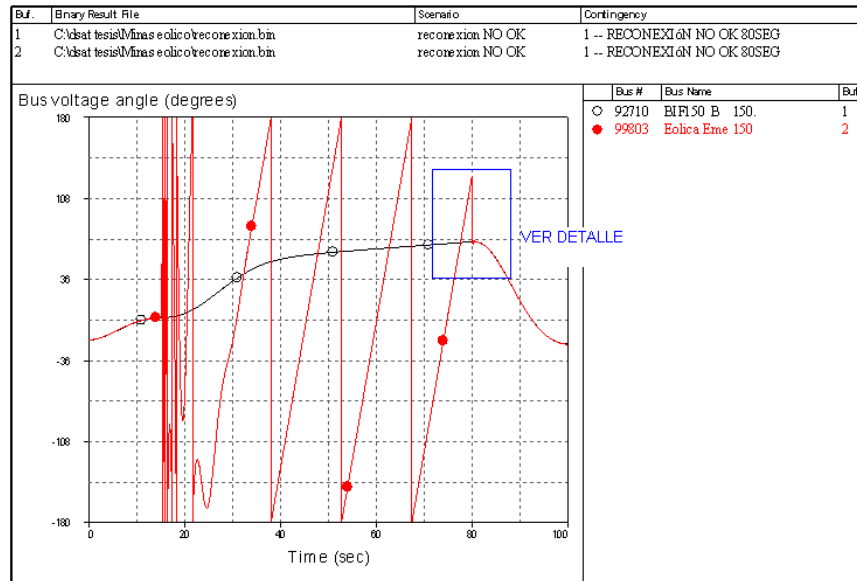


Figura 10.56: Ángulos

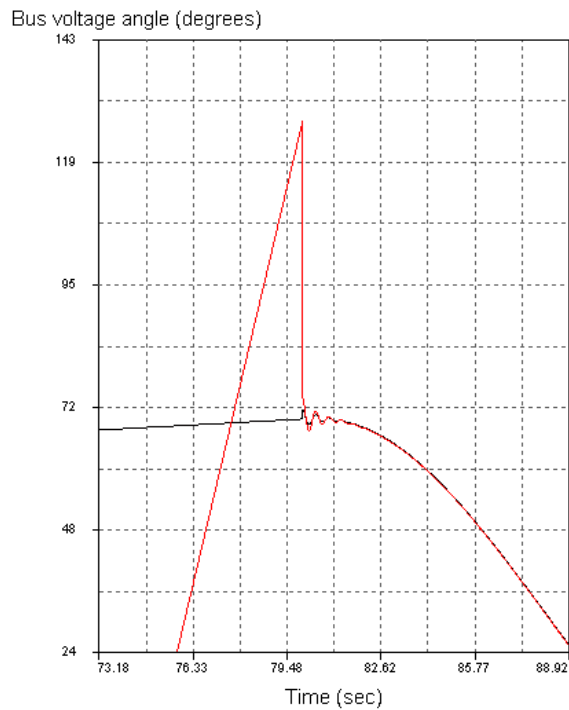


Figura 10.57: Ángulos - detalle

En las figuras 10.56 y 10.57 se puede observar que existe una diferencia de ángulos cercana a 50 grados entre los extremos a reconectar.

Capítulo 10. Simulaciones

Las figuras 10.58 10.59 y 10.60 muestran las consecuencias de la reconexión en la potencia activa y en el torque de los generadores.

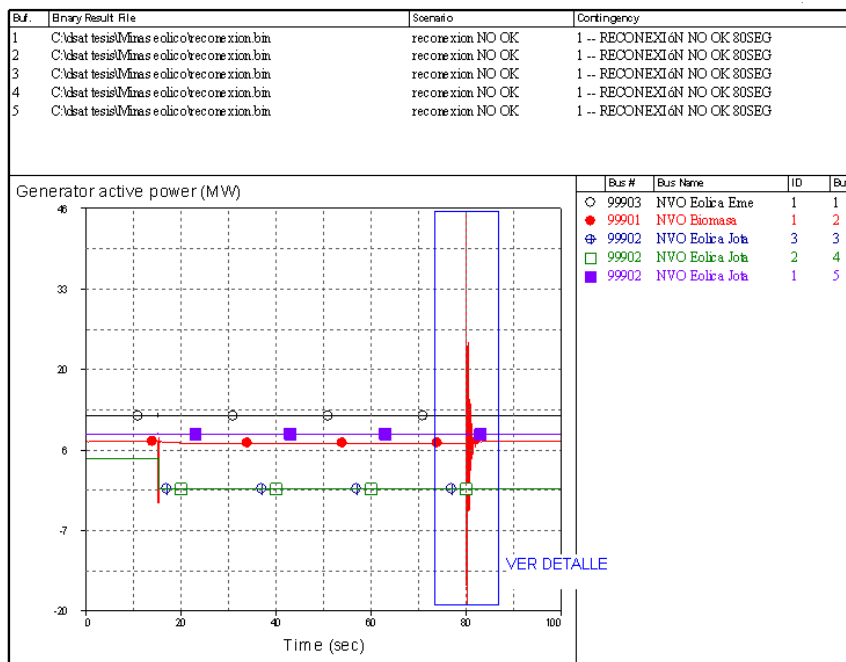


Figura 10.58: Potencia Activa

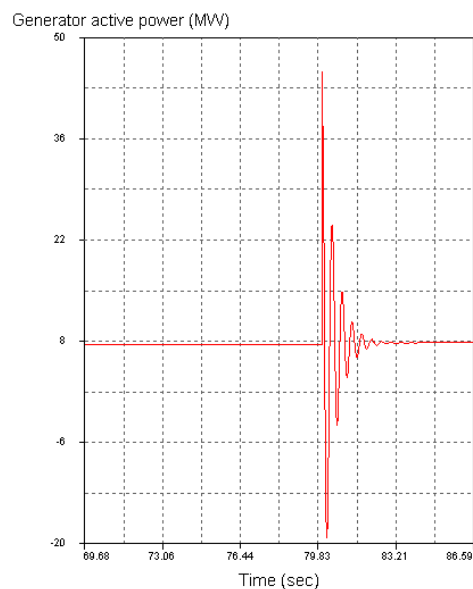


Figura 10.59: Potencia Activa - detalle

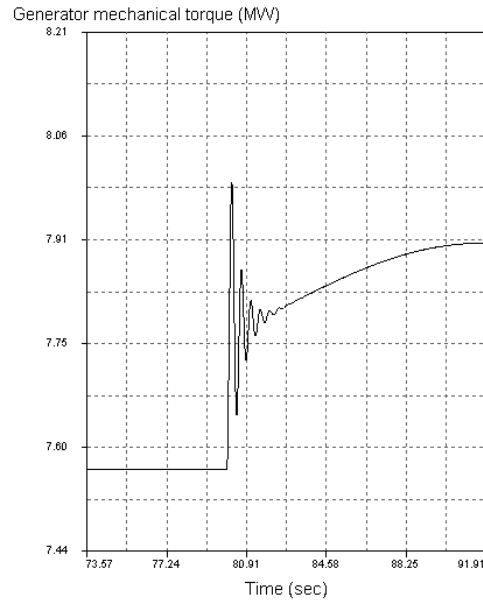


Figura 10.60: Torques - detalle

Se observa que las oscilaciones son muy superiores al caso de 10.5.1 y que se concentran casi exclusivamente en el generador sincrónico. Estos esfuerzos transitorios deben ser evitados ya que causan deterioro de los componentes rotatorios y fijos del sistema turbina-generador. Los cuidados a tener en cuenta al maniobrar generadores a vapor se describen en [21].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 11

Conclusiones

11.1. Conclusiones generales

El objetivo general del presente trabajo es analizar la formación controlada de islas, con participación de parques eólicos, como una estrategia válida de protección para el sistema eléctrico uruguayo.

Para ello se estudia el funcionamiento en isla de sistemas que incluyen generadores dispersos geográficamente, con fuente primaria eólica y biomasa. En base a experiencias de casos similares dados en otros países, así como del análisis de la norma 1547-2011 se concluye que aspectos se debe tener en cuenta.

La primer acción a ser planificada es cómo reconocer la condición de isla. Se debe considerar qué método se aplica para la detección de islas, conociendo las magnitudes y tiempos involucrados en la detección. Esta información resulta de importancia para poder tomar acciones correctivas que posibiliten la estabilidad de la isla, ya que el tiempo de detección se resta del tiempo disponible para tomar dichas acciones.

En cuanto se conoce la condición de isla, deben tomarse acciones de control manejando las interrelaciones entre variaciones de frecuencia y tensión con la potencia activa y reactiva inyectada a la red, minimizando las consecuencias de los desequilibrios repentinos entre generación y carga y recuperando el equilibrio.

Un aspecto relevante es la posibilidad de controlar frecuencia en la isla. Para ello es necesario disponer de generadores que dispongan de este tipo de control, como por ejemplo generadores síncronos. Para que puedan efectivamente controlar la frecuencia de la isla, deben tener una potencia nominal, y un margen de maniobra disponible suficiente para absorber los excesos de carga o de generación que se produzcan. Complementariamente los generadores eólicos pueden disponer de controles de frecuencia que colaboren con el control de la misma y se pueden establecer estrategias de disparo de carga DAC o de generación DAG que equilibren rápidamente carga y generación.

Durante la condición de isla se debe mantener la coordinación de los dispositivos de protección, de forma que aquellas faltas que se pueden detectar y subsanar

Capítulo 11. Conclusiones

en el modo paralelo normal, también se detecten y subsanen en el modo de funcionamiento en isla.

Superada la condición que llevó a trabajar en isla, es necesario pasar a trabajar nuevamente en la configuración normal, mediante la reconexión de la red en isla desde la red principal, contemplando las diversas circunstancias en las que se puede dar tal reconexión.

11.2. Conclusiones sobre el circuito estudiado

En base a las simulaciones efectuadas sobre el circuito Bifurcación Minas, se pueden determinar con mucha claridad algunas de las condiciones que hacen a la posibilidad de formar islas.

Para que la formación de la isla sea exitosa es necesario que se den al menos una de las siguientes tres condiciones:

- Previo a la apertura el balance Subsistema - Red es equilibrado.
- El desequilibrio de potencia puede ser absorbido por el generador síncrono.
- Habiendo exceso de carga/generación, se implementa un sistema DAC/DAG adecuado (es decir, que logre equilibrar carga con generacion).

Es posible también extraer algunas condiciones que hacen que no sea posible formar una isla intencional:

- Que no esté presente el generador síncrono, ya que el control de frecuencia APC aplicado en esta investigación a los parques Eólicos no es suficientemente rápido.
- Si a pesar del DAC/DAG, la carga/generación aún supera la capacidad disponible del generador síncrono.

Otras conclusiones que pueden extraerse de las simulaciones son que:

- Las islas formadas cumplen con las tolerancias establecidas en el reglamento de transmisión, pero no siempre los tiempos.
- La formación automática requiere de un complejo sistema de monitoreo , comunicaciones y lógica de disparo de carga o generación.
- El funcionamiento en isla requiere el reajuste de todas las protecciones del circuito, por ejemplo disponer al menos dos grupos de ajustes que conmuten automáticamente. Este punto no se profundiza en este trabajo, queda abierto a nuevas investigaciones, búsqueda de otros principios de protección, etc.
- Las tolerancias implicadas en la reconexión son menores a las de funcionamiento normal, se requiere entonces sincronizadores o al menos, verificadores de sincronismo, al momento de la reconexión. Con esta precaución reconexión no presenta problemas.

11.3. Reflexiones sobre la aplicación a éste u otros circuitos en Uruguay

11.3. Reflexiones sobre la aplicación a éste u otros circuitos en Uruguay

Una falta anual de una hora en el circuito Bifurcación - Minas, implica un costo aproximado de $4000 \text{ U\$\$} * 30 \text{ MVA} = 120\,000 \text{ U\$\$}$.

Es una cifra que, en principio, es chica en comparación con la inversión que podría implicar los cambios a introducir para posibilitar el funcionamiento en isla de un circuito como el estudiado.

Por las dimensiones del país y las políticas de UTE, la red es muy mallada y existirán pocos circuitos radiales que contengan generación y carga en niveles importantes.

Estas reflexiones apuntan a que, al menos en un corto o mediano plazo, parece adecuado mantener la actual política de no permitir la formación de pequeñas islas con GD en el SEP de Uruguay.

11.4. Trabajos futuros

Estudiar otras formas de control de frecuencia en parques eólicos, en particular la simulación de inercia.

Estudiar en profundidad el problema de protección de sistemas en isla con generadores dispersos.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

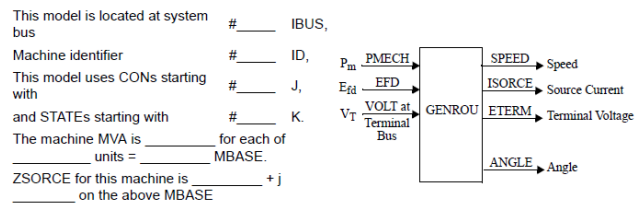
Apéndice A

Apéndice

A.1. Parámetros de generador de Biomasa

A.1.1. Modelo del generador

Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)



CONs	#	Value	Description
J			T'_{d0} (>0) (sec)
J+1			T''_{d0} (>0) (sec)
J+2			T'_{q0} (>0) (sec)
J+3			T''_{q0} (>0) (sec)
J+4			H, Inertia
J+5			D, Speed damping
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

Note: X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d , X''_q , X_l , H, and D are in pu, machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d .

IBUS, 'GENROU', ID, CON(J) to CON(J+13) /

Apéndice A. Apéndice

GENRou

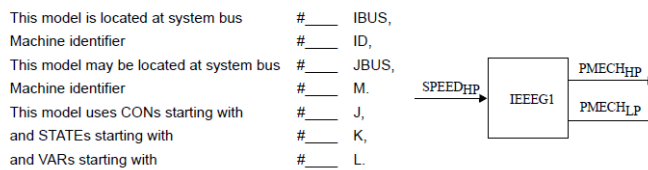
99901 'GENROU' 1 8.3200 0.05000 2.50000 0.15000

2.95 0.0000 2.03000 1.92000 0.24700

0.4210 0.1570 0.12100 0.13600 0.64600 /

A.1.2. Regulador de velocidad

IEEE Type 1 Speed-Governing Model



CONs	#	Value	Description
J			K
J+1			T ₁ (sec)
J+2			T ₂ (sec)
J+3			T ₃ (> 0) (sec)
J+4			U ₀ (pu/sec)
J+5			U _c (< 0) (pu/sec)
J+6			P _{MAX} (pu on machine MVA rating)
J+7			P _{MIN} (pu on machine MVA rating)
J+8			T ₄ (sec)
J+9			K ₁
J+10			K ₂
J+11			T ₅ (sec)
J+12			K ₃
J+13			K ₄
J+14			T ₆ (sec)
J+15			K ₅
J+16			K ₆
J+17			T ₇ (sec)
J+18			K ₇
J+19			K ₈

IBUS, 'IEEEG1', ID, JBUS, M, CON(J) to CON(J+19) /

/ Reguladores de velocidad

99901 'IEEEG1' 1 0 0 20.0000 4.50000 2.00000

0.93900 0.25000 0.00000 0.90000 0.00000

0.10000 0.16000 0.00000 0.10000 0.62000

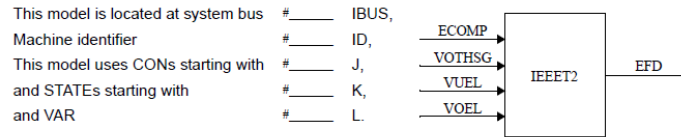
0.00000 0.10000 0.22000 0.00000 0.00000

0.00000 0.00000

A.1. Parámetros de generador de Biomasa

A.1.3. Regulador de tensión

IEEE Type 2 Excitation System



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_{F1} (>0) (sec)
J+9			T_{F2} (>0) (sec)
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

IBUS, 'IEEE2', ID, CON(J) to CON(J+13) /

```
99901 'IEEE2' 1 0.02200 1255.00 0.06000 25.7000
0.00000 1.00000 0.84000 0.05160 0.36000
0.84000 4.70000 0.80000 6.27000 3.10000 /
```

A.2. Modelo Eólico PSS GEWTE1

GEWTE1 – GE Wind Turbine Electrical Control Model

CONS	Description	CONS	Description
J	Tfv	J+32	PFRb
J+1	Kpv	J+33	PFRc
J+2	Kiv	J+34	PFRd
J+3	Rc	J+35	PFRmax
J+4	Xc	J+36	PFRmin
J+5	Tfp	J+37	Tw
J+6	Kpp	J+38	T_LVPL
J+7	Kip	J+39	V_LVPL
J+8	Pmax	J+40	SPDW1
J+9	Pmin	J+41	SPDWMX
J+10	Qmx	J+42	SPDWMN
J+11	Qmn	J+43	SPD_LOW
J+12	IPmax	J+44	WTTHRES
J+13	Trv	J+45	EBST
J+14	RPMX	J+46	KDBR
J+15	RPMN	J+47	Pdbr_MAX
J+16	Tpower	J+48	ImaxTD
J+17	KQi	J+49	Iphl
J+18	Vmincl	J+50	Iqhl
J+19	Vmaxcl	J+51	TIpqd
J+20	KVi	J+52	Kqd
J+21	XIQmin	J+53	Xqd
J+22	XIQmax	J+54	Kwi
J+23	Tv	J+55	Dbwi
J+24	Tp	J+56	TIpwi
J+25	Fn	J+57	Twowi
J+26	Tpav	J+58	urIwi
J+27	FRa	J+59	drIwi
J+28	FRb	J+60	Pmxwi
J+29	FRc	J+61	Pmnwi
J+30	FRd		
J+31	PFRa		
ICONS	Description	ICONS	Description
M	Remote bus # for voltage control	M+5	FRFLG
M+1	Memory	M+6	PQFLAG
M+2	PFAFLG	M+7	Q-droop branch From Bus
M+3	VARFLG	M+8	Q-droop branch To Bus
M+4	APCFLG	M+9	Q-droop branch circuit ID

Referencias

- [1] *DSAT (DSATools, Dynamic Security Assessment Software, Powertech Labs Inc), programas y manuales.*
- [2] M. Artenstein C. Sena R. Franco A. Giusto, P. Monzón. Estudios de estabilidad de escenarios a corto plazo del sistema eléctrico uruguayo. proyecto pdt 47/05. Technical report, Universidad de la República, 2008.
- [3] Ignacio Afonso. Huecos de tensión en redes eléctricas de transmisión y su impacto en la generación eólica. Master's thesis, Universidad de la República Facultad de Ingeniería, 2012.
- [4] Álvaro Giusto y Pablo Monzón. Análisis modal del sistema eléctrico uruguayo. In *7 encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas. Montevideo-URUGUAY. PAG 99*, 2008.
- [5] M. Artenstein and A. Giusto. Equivalent models of the argentinian electrical power system for stability analysis of the uruguayan network. In *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Colombia, August, 2008*.
- [6] Vestas Wind Systems A/S. *Technical Data V80-2MW*.
- [7] M. B. Cho, H. Kim Almulla, and N. Seeley. The application of a redundant load-shedding system for islanded power plants. In *35th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2008*.
- [8] P.P. Barker and R.W. De Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems. radial distribution systems. In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, volume 3, pages 1645 –1656 vol. 3, 2000.
- [9] F. Berrutti. Modelado y simulación de generadores de inducción doblemente alimentados para aplicaciones de generación eólica. In *Seminario de Potencia - Facultad de Ingeniería - Universidad de la República. Uruguay. Octubre, 2010*.
- [10] Fernando Berrutti. Análisis modal y transitorio de sistemas eléctricos con incorporación de energía eólica a gran escala. Master's thesis, Universidad de la República Facultad de Ingeniería, 2012.

Referencias

- [11] R. Franco C. Sena. *Curso de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Universidad de la República - FING, 2012.
- [12] A.Manzoni D.M.Falcao S.L.Escalante J.I.Rodriguez T.M.L.Assis C.E.V.Pontes, G.N.Taranto. Desempenho dinamico da geracao distribuida frente a perturbacoes no sin e de manobras na rede de distribuicao. *Anais do V CITENEL, Belem, PA, 22-24, Junho, 2009*.
- [13] Peter W. Christensen. Wind power plants and future power system frequency stability. Technical report, Vestas Technology RD Denmark, 2012.
- [14] S. Das and T. Sidhu. A simple synchrophasor estimation algorithm considering IEEE standard c37.118.1-2011 and protection requirements. *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, 62(10):2704–2715, Oct 2013.
- [15] Comisión Multipartidaria de energía. Documento de acuerdo multipartidaria de energía. 2010 www.presidencia.gub.uy.
- [16] Ministerio de Industria Energía y Minería. Decreto nro 276/002. In *Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional 28/06/02*, 2002.
- [17] Ministerio de Industria Energía y Minería. Decreto nro 278/002. In *Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica Promulgación 28/06/02*, 2002.
- [18] M. Dewadasa, A. Ghosh, and G. Ledwich. Protection of distributed generation connected networks with coordination of overcurrent relays. In *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, pages 924–929, 2011.
- [19] J. Douglas, N. Roscoe, and S. Andrews. Future network architecture 2014; power network, protection, control and market requirements for 2020. In *SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar*, pages 1–4, 2008.
- [20] R.C. Dugan. Impact of dg on reliability. *Transmission an Distribution World*, 2002.
- [21] D. R. Green et al. Screening guide for planned steady-state switching operations to minimize harmful effects on steam turbine-generators. Technical report, IEEE, 1980.
- [22] Alvaro Musetti Fredy Sánchez Fabio Añon, David Bonjour. Entrada en servicio de Botnia, como autoprodutor al sistema uruguayo. In *7 encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas. Montevideo-URUGUAY. PAG 1*, 2008.
- [23] R. Franco and C. Sena. *Sincronización, Verificación De Sincronismo, Conmutación Rápida De Servicios*. Curso PROSEP, Universidad de la Republica, Facultad de Ingeniería, 2011.

- [24] Ricardo Franco. Uso de sincrofasores para la detección de oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismos, aplicación al sistema eléctrico uruguayo para la separación controlada en islas. Master's thesis, Universidad de la República Facultad de Ingeniería, 2012.
- [25] J. Gomez. Dg presentation 11 islanding. In *Material del Curso*, 2009.
- [26] J. Gomez, D. Tourn, and G. Campetelli. Generación distribuída: operación en isla intencional. In *CIDEL*. Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Nacional de Río Cuarto, 2010.
- [27] J.C. Gomez and M.M. Morcos. Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES*, pages 1 –5, 2008.
- [28] E. Roy Hamilton, John Undrill, Paul S. Hamer, and Scott Manson. Considerations for generation in an islanded operation. In *IEEE*, 2009.
- [29] Cheng-Ting Hsu and Chao-Shun Chen. Islanding operations for the distribution systems with dispersed generation systems. In *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pages 2962 – 2968 Vol. 3, 2005.
- [30] IEEE. IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Std 1547*, 2003.
- [31] MIEM IMFIA. Mapa eolico de uruguay - <http://www.energiaeolica.gub.uy/>.
- [32] General Electric International Inc. Ge wtg modeling. Technical report, 2010.
- [33] Siemens Power Technologies International. *PSS PSSE Version 32 Siemens PTI - Software Solutions Siemens Power Technologies International June 2009*.
- [34] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. EPRI Power System Engineering Series, 1994.
- [35] Yunwei Li, D.M. Vilathgamuwa, and Poh Chiang Loh. Design, analysis, and real-time testing of a controller for multibus microgrid system. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 19(5):1195–1204, 2004.
- [36] Rafael R. Londero, Carolina M. Affonso, Marcus V. A. Nunes, and Walmir Freitas. Planned islanding for brazilian system reliability. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, pages 1 –6, april 2010.
- [37] P. Monzon M. Artenstein, A. Giusto. *Curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Universidad de la República - FING, 2012.
- [38] P. Mahat, Zhe Chen, and B. Bak-Jensen. Review of islanding detection methods for distributed generation. In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, pages 2743 –2748, april 2008.

Referencias

- [39] Néstor Aparicio Marín. *Nuevas estrategias para la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia de los sistemas eléctricos*. PhD thesis, Universidad Polité de Valencia, 2011.
- [40] John Mulhausen, Joe Schaefer, Mangapathirao Mynam, Armando Guzman, and Marcos Donolo. Anti-islanding today, successful islanding in the future. Technical report, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- [41] J. R. Munsch, C. Sena, and A. Giusto. Intentional islanding in power systems with dispersed generation. In *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, pages 1–8, Sept 2012.
- [42] F. Noor, R. Arumugam, and M.Y. Vaziri. Unintentional islanding and comparison of prevention techniques. In *Power Symposium, 2005. Proceedings of the 37th Annual North American*, pages 90 – 96, 2005.
- [43] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Load representation for dynamic performance analysis of power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8(2):472–482, may 1993.
- [44] S. J. Pai, F. S.; Huang. A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units. In *Power Engineering Review, IEEE*, 2001.
- [45] C.R. Saldaña. Análisis del desempeño de un relé anti-isla de un generador distribuído. Technical report, UTE.
- [46] Celia Sena. Oscilación de potencia en los sistemas eléctricos: protección y control. Master’s thesis, Universidad de la República - Facultad de Ingeniería, 2012.
- [47] Mohammad Seyedi. The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance. Technical report, ELFORKS, 2013.
- [48] UTE. K43037 parte ivb - anexo ii. In *Convenio de Uso con Circulares*, 2011.
- [49] R.A. Walling and N.W. Miller. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, volume 1, pages 92 –96 vol.1, 2002.
- [50] www.presidencia.gub.uy. Generación eólica por 600 MW. 2011.
- [51] A. Yazdani. Islanded operation of a doubly-fed induction generator (dfig) wind-power system with integrated energy storage. In *Electrical Power Conference, 2007. EPC 2007. IEEE Canada*, pages 153 –159, 2007.

Índice de tablas

4.1. Generadores Eólicos y de Biomasa	34
4.2. Centros de Consumo	35
8.1. Límites para sincronización (IEEE 1547 - 2003)	69
9.1. Valores curva de control	83
9.2. Valores extraídos de la simulación	84
10.1. Carga - Potencia nominal	97
10.2. Resumen de situaciones de generación	98
10.3. Potencia nominal	98
10.4. Límite de simulación	100
10.5. Sesenta % de la potencia nominal	101
10.6. Cincuenta % de la potencia nominal	102
10.7. Medio: Treinta % de la potencia nominal	102
10.8. Frecuencia en generador Biomasa	104
10.9. Frecuencia en barra de Carga	104
10.10 Resumen de casos con exceso de carga	108
10.11 Resumen de escenario y contingencia	109
10.12 Resumen de escenario y contingencia	110
10.13 Resumen de escenario y contingencia	112
10.14 Resumen de escenario y contingencia	114
10.15 Resumen de escenario y contingencia	117
10.16 Resumen de escenario y contingencia	119
10.17 Resumen de escenario y contingencia	121
10.18 Resumen de escenario y contingencia	123
10.19 Resumen de casos con exceso de generación	127
10.20 Resumen de escenario y contingencia	128
10.21 Resumen de escenario y contingencia	130
10.22 Resumen de escenario y contingencia	131
10.23 Resumen de escenario y contingencia	133
10.24 Resumen de escenario y contingencia	135
10.25 Resumen de escenario y contingencia	137
10.26 Resumen de escenario y contingencia	139
10.27 Resumen de escenario y contingencia	141

Índice de tablas

10.28	Condiciones de la simulación de reconexión dentro de las tolerancias	145
10.29	Condiciones de la simulación de reconexión fuera de las tolerancias	150

Índice de figuras

2.1. Sistema de Potencia	7
2.2. Sistema de Potencia con GD	8
2.3. Sistema de Potencia con isla	8
3.1. Diagrama físico del DFIG	20
3.2. Diagrama de bloques del aerogenerador	21
3.3. Característica de un control con estatismo	23
3.4. Respuesta Frecuencia - Potencia Activa	23
3.5. Circuito de Test - GE WTG Modeling APC	24
3.6. Respuesta de Potencias - GE WTG Modeling APC	24
3.7. Respuesta Frecuencia - GE WTG Modeling APC	25
3.8. Cargas	28
4.1. Diagrama esquemático de la red uruguaya	33
4.2. Diagrama unifilar del circuito Bifurcación	34
4.3. Mapa eólico de Uruguay	35
4.4. Mapa eólico zona Bifurcación	36
4.5. Curva de Potencia V80-2 MW	36
5.1. Zonas de sub/sobre frecuencia y sub/sobre tensión	41
5.2. Vector shift	42
5.3. Comparación entre protecciones, métodos locales y de área amplia	43
6.1. Circuito de interconexión de dos nodos	45
6.2. Diagrama fasorial del circuito de interconexión	46
6.3. Circuito con varios generadores y cargas	49
7.1. Sobrecorriente IEC	55
7.2. Diagrama del direccional	56
7.3. Circuito y red secuencia directa	56
7.4. Falta ubicada dentro de la línea	57
7.5. Zona de Operación y Restricción	59
7.6. Cortocircuito en red sin GD	60
7.7. Cortocircuito 1 en red bidireccional	61
7.8. Cortocircuito 2 en red bidireccional	62

Índice de figuras

8.1. Subsistemas con interconexión	68
8.2. Subsistemas sin interconexión	69
9.1. Respuesta del torque	76
9.2. Respuesta de Potencia activa	76
9.3. Respuesta en la velocidad	76
9.4. Respuesta en la tensión	77
9.5. Respuesta en la potencia reactiva	77
9.6. Tensiones de barras	78
9.7. Potencia Reactiva	79
9.8. Curva de respuesta Frecuencia - Potencia Activa	79
9.9. Diagrama para comparación con modelos estándar PSS	80
9.10. Respuesta comparada con y sin controlador modelado en PSS	82
9.11. Respuesta comparada con y sin controlador FV en DSAT	82
9.12. Variación de Potencia Activa	84
9.13. Variación de Frecuencia	84
9.14. Control de velocidad – respuesta a escalón de la referencia)	86
9.15. Control de velocidad – respuesta a escalón de carga	86
9.16. Control de velocidad AC1A	87
9.17. Control de tensión – respuesta a escalón - condición power flow	88
9.18. Control de tensión – respuesta a escalón - circuito abierto	88
9.19. Motor	89
9.20. Respuesta de la frecuencia	90
9.21. Respuesta de la frecuencia - detalle	91
9.22. Respuesta de las tensiones	91
9.23. Respuesta de las tensiones - detalle	92
9.24. Detección de islas - frecuencia	93
9.25. Detección de islas - derivada de frecuencia	94
9.26. Detección de islas - frecuencia	94
9.27. Detección de islas - derivada de frecuencia	95
10.1. Caso Potencia Nominal	99
10.2. Caso límite - simulación de 400 ms	100
10.3. Caso límite - Detalle de 10 ms	101
10.4. Frecuencia de generadores	103
10.5. Frecuencia en barra de carga	103
10.6. Tensiones en barra de carga	104
10.7. Comparación de frecuencia de Biomasa	105
10.8. Frecuencia de los generadores eólicos	106
10.9. Frecuencia en el barra de carga	106
10.10 Respuesta de la Frecuencia	109
10.11 Respuesta de la Tensión	110
10.12 Respuesta de la Tensión	111
10.13 Respuesta de la Frecuencia	112
10.14 Respuesta de la Tensión	113
10.15 Respuesta de la Tensión en las cargas	113

10.16	Respuesta de la Frecuencia	115
10.17	Respuesta de la Tensión	115
10.18	Respuesta de la Tensión en las cargas	116
10.19	Respuesta de la Frecuencia	117
10.20	Respuesta de la Tensión	118
10.21	Respuesta de la Potencia Activa	118
10.22	Respuesta de la Potencia Reactiva	119
10.23	Respuesta de la Frecuencia	120
10.24	Respuesta de la Tensión	120
10.25	Respuesta de la Frecuencia	122
10.26	Respuesta de la Tensión	122
10.27	Respuesta de la Frecuencia	124
10.28	Respuesta de la Tensión	124
10.29	Respuesta de la Frecuencia	128
10.30	Respuesta de la Tensión	129
10.31	Respuesta de la Tensión	130
10.32	Respuesta de la Frecuencia	131
10.33	Respuesta de la Tensión	132
10.34	Respuesta de la Frecuencia	133
10.35	Respuesta de la Tensión	134
10.36	Respuesta de la Frecuencia	135
10.37	Respuesta de la Tensión	136
10.38	Respuesta de la Potencia Activa	136
10.39	Respuesta de la Frecuencia	138
10.40	Respuesta de la Tensión	138
10.41	Respuesta de la Frecuencia	139
10.42	Respuesta de la Tensión	140
10.43	Respuesta de la Frecuencia	142
10.44	Respuesta de la Tensión	142
10.45	Corriente en línea NVA EME	143
10.46	Corriente en Transformador NVA (150 kV)	144
10.47	Tensiones en barras BIF y NVA	145
10.48	Frecuencia en barras	146
10.49	Frecuencia en barras - detalle	146
10.50	Ángulos en barras	147
10.51	Ángulos en barras - detalle	147
10.52	Potencia Activa	148
10.53	Potencia Activa - detalle	148
10.54	Torques	149
10.55	Torques - detalle	149
10.56	Ángulos	151
10.57	Ángulos - detalle	151
10.58	Potencia Activa	152
10.59	Potencia Activa - detalle	152
10.60	Torques - detalle	153

Esta es la última página.
Compilado el martes 26 agosto, 2014.
<http://iie.fing.edu.uy/>