



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL EN BASE A SINCRÓFASORES
PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN EN ISLA**

Roberto Méndez de León

Asesorado por el Ing. Norman Scott Gámez Higueros

Guatemala, octubre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL EN BASE A SINCRÓFASORES
PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN EN ISLA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ROBERTO MÉNDEZ DE LEÓN

ASESORADO POR EL ING. NORMAN SCOTT GAMEZ HIGUEROS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Romeo Nefalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL EN BASE A SINCRFASORES
PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN EN ISLA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 30 de mayo de 2011.



Roberto Méndez de León

Guatemala 09 de mayo de 2013

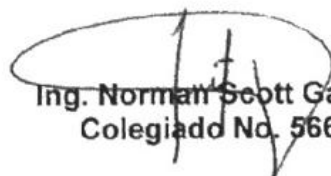
Ingeniero Francisco Javier González López
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González,

En cumplimiento a la resolución emitida por la Dirección de su Escuela, procedí a asesorar el trabajo de graduación del estudiante: Roberto Méndez de León con carnet No. 2007 14534, con documento de identificación 1662 23379 0101; el Trabajo de Graduación: **SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL EN BASE A SINCRÓFASORES PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN EN ISLA**

Considero que el trabajo cumple con los requisitos que establece la legislación universitaria, por lo que recomiendo su aprobación e impresión.

Agradeciendo la atención a la presente me suscribo atentamente,


Ing. Norman Scott Gamez
Colegiado No. 5663

*Ing. Norman Scott Gamez Higuera
Colegiado No. 5663*

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 60.2013
Guatemala, 30 de JULIO 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL
EN BASE A SINCRÓFASORES PARA LA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN EN ISLA,
de la estudiante Roberto Méndez de León que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 60. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ROBERTO MÉNDEZ DE LEÓN titulado: SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL EN BASE A SINCRÓFASORES PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUÍDA Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN EN ISLA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 28 DE AGOSTO 2,013.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

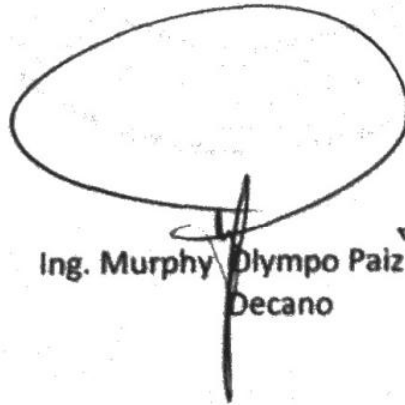


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 702.2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL EN BASE A SINCRUFASORES PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN EN ISLA**, presentado por el estudiante universitario **Roberto Méndez de León**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 9 de octubre de 2013

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Sobre todas las cosas por brindarme la bendición y oportunidad de cumplir este logro.
- Mis padres** Eleazar Méndez e Idalia de Méndez, por brindarme el amor y calor de hogar que me da las fuerzas para continuar y ser una persona de bien.
- Mis tíos** Roberto Méndez y Mayra de Méndez, por ser mis segundos padres y por brindarme el ejemplo y el cariño que siempre fueron una bendición para mi persona.
- Mis hermanos** Pablo y Laura Méndez, por estar siempre conmigo y por ser una influencia positiva.
- Mis primos** Jacobo y Fernando Méndez, por crecer junto a mí, por ser además mis grandes amigos.
- Mi familia** Por todas esas cosas bellas que siempre me brindaron, que compartieron y que influyeron en mí para ser quien soy hoy en día.
- Mis amigos** Por compartir conmigo tristezas y alegrías, durante distintas etapas de mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento necesario para afrontar los retos profesionales y las herramientas para forjar un criterio de bien.
Mis compañeros de estudio	Por compartir conmigo la experiencia universitaria.
Ing. Norman Gámez	Por apoyarme en mi desarrollo profesional y por compartirme sus conocimientos, experiencias y recomendaciones para la consecución de este trabajo.
Ing. Yuri Urbina	Por motivarme durante el desarrollo del presente trabajo y brindarme amablemente sus consejos para la consecución del mismo.

1.6.1.	Operación en isla no intencional.....	21
1.6.1.1.	Protección anti-islas.....	22
1.6.1.1.1.	Desplazamiento vectorial	24
1.6.2.	Operación en Isla Intencional	25
2.	PROTECCIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS DE GD	29
2.1.	Introducción.....	29
2.2.	Protección contra fallas de generadores distribuidos.....	30
2.2.1.	Tipos de fallas	30
2.2.2.	Funciones de protección	31
2.2.3.	Esquema de protección para generadores distribuidos en operación aislada	34
2.2.3.1.	Generador operando en red aislada (50kVA-5MVA).....	34
2.2.3.2.	Generador operando en paralelo en red aislada.....	35
2.2.3.3.	Generador distribuido conectado a la red de distribución.....	36
2.3.	Control de sistemas de distribución con GD	40
2.3.1.	Fundamentos del control automático de generación.....	40
2.3.1.1.	AGC en sistemas aislados	41
2.3.1.2.	AGC en sistemas interconectados	43
3.	FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN FASORIAL: SINCROFASORES.....	49
3.1.	Medición fasorial: antecedentes	49
3.2.	Representación fasorial de una onda senoidal	49
3.2.1.	Series de Fourier y transformada de Fourier.....	52

	3.2.1.1.	Series de Fourier.....	52
	3.2.2.	Muestreo de datos y Aliasing	52
3.3.		Estimación de fasores a frecuencia nominal.	55
3.4.		Actualización de fasores.	58
	3.4.1.	Actualizaciones no recursivas.....	58
	3.4.2.	Actualizaciones recursivas	61
3.5.		Estimación de frecuencia.....	63
	3.5.1.	Estimación de frecuencia en entradas trifásicas balanceadas	65
3.6.		Sincrofasores	69
	3.6.1.	Reporte de fasores sincronizados	72
3.7.		PMU – Unidad de Medición Fasorial.....	73
	3.7.1.	Jerarquía de Sistemas de Medición Fasorial.	74
	3.7.2.	Comunicación entre PMUs	76
3.8.		Protección y control de GD utilizando medición fasorial.....	77
	3.8.1.	Protección de pérdida de sincronismo (<i>Out-of- Step</i>).....	77
3.9.		Control de Sistemas de Potencia con Medición Fasorial.	79
	3.9.1.	Control con retroalimentación fasorial	80
	3.9.2.	Control óptimo lineal	80
	3.9.2.1.	Aplicación a problemas no lineales.....	82
3.10.		Aplicaciones de control de GD con sincrofasores.	84
	3.10.1.	Control centralizado de excitación.....	85
3.11.		Aplicaciones de protección de GD con sincrofasores.....	87
	3.11.1.	Protección anti-islas	87
	3.11.1.1.	Esquemas de detección de Islas basada en mediciones locales (DI-L). ..	87
	3.11.1.1.1.	Esquemas de detección pasivos.....	87

3.11.1.1.2.	Detección por elemento de voltaje.....	88
3.11.1.1.3.	Detección por elemento de frecuencia.....	88
3.11.1.1.4.	Esquemas de detección activos.....	89
3.11.1.1.5.	Esquemas de detección basados en sistemas de comunicación.....	90
3.11.1.2.	Esquema de detección de islas basada en mediciones en áreas amplias (DI-AA).....	91
3.11.1.2.1.	Diferencia de ángulo de carga.....	92
3.11.1.2.2.	Deslizamiento de frecuencia y aceleración de frecuencia.....	92
4.	CASO DE ESTUDIO, CONTROL Y PROTECCIÓN DE GD CON MEDICIÓN FASORIAL	95
4.1.	Caso de estudio.....	95
4.1.1.	Red de estudio: conexión de generación distribuida	96
4.1.1.1.	Generador distribuido renovable	97
4.1.1.1.1.	Gobernador y excitatriz.....	98

	4.1.1.2.	Subestación A.....	98
	4.1.1.3.	Subestación B.....	100
	4.1.1.4.	Cargas prioritarias.....	101
	4.1.1.5.	Cargas no prioritarias	101
	4.1.2.	Protección.....	101
	4.1.3.	Control.....	101
4.2.		Implementación de modelo con medición fasorial.....	102
	4.2.1.	Objetivos del modelo.	102
	4.2.2.	Creación del caso de estudio en Simulink	103
	4.2.2.1.	Modelo generador distribuido renovable	103
	4.2.2.2.	Modelo de transformación	108
	4.2.2.3.	Punto de conexión o de entrega.....	109
	4.2.2.4.	Subestación A.....	111
	4.2.2.5.	Subestación B.....	113
	4.2.2.6.	Centro de control, supervisión y adquisición de datos, SCADA.....	113
	4.2.3.	Conexión de PMUs al caso de estudio.....	115
	4.2.3.1.	Unidades de medición fasorial.....	116
		4.2.3.1.1. PMU en GDR	116
		4.2.3.1.2. PMU en SNI	118
	4.2.3.2.	Estimación de fasores en modelo de estudio	119
	4.2.3.3.	Concentrador de datos fasoriales, PDC.....	121
		4.2.3.3.1. Disparo por ángulo de carga	124
4.3.		Integración total del caso de estudio.	125

5.	SIMULACIÓN, RESULTADOS Y CONCLUSIONES DE ESTUDIO	127
5.1.	Simulación.....	127
5.1.1.	Caso de estudio A: operación normal, GD conectado a la red.....	127
5.1.1.1.	Conclusiones caso de estudio A	137
5.1.2.	Caso de estudio B: disparo CBA, alimentador principal.....	137
5.1.2.1.	Caso de estudio B.1: isla no intencional	138
5.1.2.1.1.	Apertura de alimentador CBA	138
5.1.2.1.2.	Conclusiones	145
5.1.2.2.	Caso de estudio B.2: isla intencional..	146
5.1.2.2.1.	Conclusiones	162
5.1.3.	Caso de estudio C: disparo CBA, falla en línea distribución	162
5.1.3.1.	Conclusiones	166
5.1.4.	Desviaciones de los casos de estudio.....	167
	CONCLUSIONES.....	169
	RECOMENDACIONES.....	171
	BIBLIOGRAFÍA	173

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema Eléctrico Nacional.....	1
2.	Sistema de distribución con GD (turbina eólica).....	4
3.	Esquema general central hidroeléctrica	7
4.	Principios de la termodinámica aplicados a la cogeneración	9
5.	Parque de generación eólica	10
6.	Esquema de funcionamiento turbina de gas	12
7.	Esquema simple de generación solar.....	14
8.	Operación en isla. Falla en bus 7.....	22
9.	Control, esencial para cambios bruscos de carga.....	27
10.	Esquema de protección generador en red aislada.....	35
11.	Generador operando en paralelo en red aislada	36
12.	Generador conectado con red de distribución	37
13.	Generador de alta importancia conectado a red de distribución.	38
14.	AGC, control integral en generación.....	42
15.	Interconexión entre dos áreas	44
16.	Equivalente eléctrico de dos áreas interconectadas	44
17.	Sistema de control para dos áreas interconectadas	45
18.	Diagrama eléctrico, respuesta de frecuencia	47
19.	Representación fasorial de una onda senoidal	50
20.	Representación transformada de Fourier	53
21.	Representación de Aliasing.....	54
22.	Representación de fasores en ventanas de tiempo	59
23.	Estimación de fasores en ventanas	59

24.	Estimación no recursiva de fasores	60
25.	Estimación recursiva de fasores.....	63
26.	Antiguo frecuencímetro utilizado en plantas de generación	64
27.	Ajuste de monotonía el ángulo de fase	66
28.	Onda senoidal con referencia de tiempo UTC	70
29.	Intervalos de muestreo.....	73
30.	Arquitectura de sistema de medición fasorial.....	75
31.	Característica de operación para función “ <i>Out-of-step</i> ”	79
32.	Control óptimo lineal, ángulo de carga	86
33.	Detección de islas por deslizamiento de frecuencia	93
34.	Sistema de estudio inicial	95
35.	Unifilar sistema de estudio con GDR conectado	97
36.	Unifilar Subestación A	99
37.	Unifilar Subestación B	100
38.	GDR con AGC y medición.....	104
39.	Envío de datos de GDR al sistema	104
40.	Punto de medición trifásico del GDR.....	105
41.	Subsistema de control automático de generación.....	106
42.	Detalle de subsistema de control automático de generación AGC	107
43.	Punto de toma de mediciones para PMU	108
44.	Medición trifásica punto de entreg	109
45.	CB1 en punto de entrega de GDR	110
46.	Subsistema de protección de sobre corriente	111
47.	Modelo de Subestación A en Simulink.....	112
48.	Modelo de Subestación B en Simulink.....	113
49.	Adquisición y supervisión de datos –SCADA-.....	114
50.	Subsistema SCADA.....	115
51.	Esquema de conexionado de PMUs en modelo	116
52.	Subsistema PMU_GDR en modelo	117

53.	Conversión de señales en fasores	118
54.	Subsistema PMU_Sistema en modelo	118
55.	Subsistema Series de Fourier.....	119
56.	Fasor representado en Matlab	121
57.	Comunicación entre fasores para modelo de estudio.....	122
58.	Función de protección por ángulo de carga en PDC	123
59.	Subsistema de protección de ángulo de carga	124
60.	Vista general Sistema de Estudio	126
61.	Interruptor CB1 en la interconexión a la red	128
62.	Voltajes en GDR.....	129
63.	Corrientes en GDR	130
64.	Voltajes de alimentador principal.....	131
65.	Corrientes de alimentador principal	132
66.	Corrientes en Subestación B	133
67.	Corrientes en Subestación A	134
68.	Velocidad del GDR	135
69.	Potencia activa entregada por el GDR	136
70.	Potencia reactiva entregada por el GDR	136
71.	Corrientes alimentador principal.....	139
72.	Corrientes en Subestación A y Subestación B	140
73.	Subsistema de protección en CB1	141
74.	Arranques y disparos de la función de sobre corriente	142
75.	Voltajes en GDR.....	143
76.	Corrientes en GDR	144
77.	Frecuencia en GDR	145
78.	Comportamiento ángulo de carga en GDR	147
79.	Voltajes en GDR	148
80.	Corrientes en GDR	149
81.	Arranque y disparo para función de sobrecorriente	150

82.	Fasor de voltaje estable del GDR	151
83.	Intercambio de información entre PMUs	152
84.	Subsistema de comparación de ángulos	153
85.	Ángulo de carga antes y después de la apertura de CBA	154
86.	Alarma de límite de ángulo a PMU_Sistema	155
87.	Envío de disparo de PMU-Sistema a CB2 y CB5	155
88.	Alarma de disparo de ángulo de carga	156
89.	Comando de disparo por ángulo a Subestación B	157
90.	RTU en Subestación B	157
91.	Corrientes Subestación A	158
92.	Corrientes Subestación B	158
93.	Corrientes GDR en Isla Intencional	159
94.	Ángulo de GDR en Isla Intencional	160
95.	Potencia Activa GDR en Isla Intencional	160
96.	Comparación disparo por sobre corriente y por ángulo	161
97.	Comportamiento ángulo de carga en GDR	163
98.	Corriente en GDR en Isla Intencional y posterior falla	164
99.	Comportamiento P y Q de GDR	165
100.	Disparo de ángulo de carga y posterior disparo de sobre corriente	165

TABLAS

I.	Tipos de falla y funciones de protección	32
II.	Valores típicos de arranque protecciones	91
III.	Datos de la línea	96
IV.	Características del GDR	98
V.	Características Subestación A	99
VI.	Características Subestación B	100

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\angle	Ángulo
δ	Ángulo de carga
θ	Ángulo de desfase
Φ	Ángulo de fase
β	Beta
I	Corriente
f	Función o frecuencia
Z	Impedancia
H	Inercia de generador
∞	Infinito
KVA	Kilo Voltamperio
KVAR	Kilo Voltamperio Reactivo
KW	Kilo Watt
ρ	Landa
K	Matriz
MVA	Mega Voltamperio
MVAR	Mega Voltamperio Reactivo
MW	Mega Watt
π	Pi
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
X_T	Reactancia

X	Reactancia
q	Subíndice
b	Subíndice
Δ	Variación
ω	Velocidad angular
E	Voltaje interno de la máquina
V	Voltios

GLOSARIO

Algoritmo	Conjunto preescrito de instrucciones o reglas bien definidas que permite realizar una actividad mediante pasos sucesivos.
AGC	<i>Automatic Generation Control.</i>
Aliasing	Interposición de una señal durante su digitalización.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
ANSI	American National Standards Institute.
Armónico	Ondas con frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo del sistema y de amplitud decreciente conforme el aumento del múltiplo.
Arranque	Estado de la protección donde empieza el conteo a disparo a partir de que la corriente supera el valor de ajuste.
Carga	Elemento del sistema de potencia activo o pasivo que representa un consumo de potencia.
CIGRE	International Council on Large Electric Systems.

CIRE	International Conference of Electricity Distribution.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Disparo	Estado de la protección donde envía la señal de apertura al interruptor de potencia debido a una corriente de falla.
Estabilidad	Es la cualidad de un sistema de potencia de mantener su frecuencia y voltajes en niveles estables.
Estator	Uno de los dos elementos fundamentales en el generador eléctrico. Se trata de la parte fija de una máquina rotativa, en donde son inducidas corrientes debido al efecto electromagnético.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
Fase	Cada uno de los circuitos de corriente alterna.
Fasor	Representación gráfica de un número complejo que se utiliza para representar una onda u oscilación en su magnitud y ángulo de fase.
Frecuencímetro	Instrumento utilizado para medir la frecuencia de una señal.

GD	Generación Distribuida.
GDR	Generación Distribuida Renovable.
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Inercia	Propiedad que tienen los cuerpos de permanecer en su estado de reposo o movimiento, mientras no se aplique sobre ellos alguna fuerza.
Isla	Estado en el cual el SNI se desconecta de una porción la red y esta queda operando aisladamente por generación propia.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
NTGDR	Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable.
Oscilación	Variación, perturbación o fluctuación en el tiempo de un medio o sistema.
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i> . Concentrador de mediciones fasoriales provenientes de PMUs.

PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i> o Unidad de Medición Fasorial. Se encarga de monitorear las medidas en fasores en distintos puntos de una red eléctrica.
Potencia	Relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo, es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.
Protección	Función dentro de un sistema de potencia, encargado de limitar el paso de corrientes de falla, voltajes y frecuencias no permisibles u otras variables.
Relevador	Elemento del sistema de potencia que cumple con una serie de funciones de protección, el cual es destinado a la protección de los elementos importantes del sistema eléctrico de potencia.
Rotor	Componente que gira en una máquina eléctrica, sea esta un motor o un generador eléctrico. Sus características difieren dependiendo si la máquina es síncrona, asíncrona o de corriente continua.
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i> o en español, Unidad Terminal Remota. Encargada de la comunicación en subestaciones eléctricas como recepción o transmisión de señales digitales, analógicas y comunicaciones por medio de protocolos

propietarios y estándar.

SCADA

Supervisory Control and Data Acquisition. Es un sistema a base de software que se encarga de la supervisión, control y adquisición de datos en una red eléctrica de potencia.

Sincrofasor

Señal medida en un sistema de potencia y transformada en fasor que es sincronizada vía satelital por medio del UTC.

SNI

Sistema Nacional Interconectado.

Subestación

Instalación desinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica además de realizar funciones de maniobras.

Transitorio

Respuesta en un circuito eléctrico que se extingue en el tiempo, en contraposición del régimen permanente que es la respuesta que permanece constante hasta que se varia bien el circuito o bien la excitación del mismo.

Trifilar

Representación de un diagrama eléctrico por medio de sus tres fases.

Unifilar

Representación de un diagrama eléctrico por medio de una sola fase, asumiendo que es un sistema balanceado.

UTC

Universal Time-Coordinated, es el principal estándar de tiempo por el cual el mundo regula los relojes y el tiempo.

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se propone un esquema de protección para generación distribuida por medio del uso de sincrofasores. El método a utilizar es el disparo por ángulo de carga. En el capítulo 1, se repasan las tecnologías de generación distribuida según su tipo, cuáles son los requisitos y los requerimientos técnicos para la interconexión de los generadores a la red de distribución y qué tipos de fallas pueden existir después de llevarla a cabo. Adicionalmente se presenta el concepto de una isla.

Se repasan los conceptos de protección y control de generación en el capítulo 2. Cabe mencionar que los esquemas presentados en este capítulo se basan en mediciones locales. Se hace una breve mención de los sistemas AGC, que desempeñan un importante papel en el tema.

Entrando en materia, en el capítulo 3 se estudian los fundamentos de la medición fasorial, empezando por el origen de los fasores, desde la digitalización de una onda senoidal, su conversión a fasor, hasta su sincronización con la referencia de tiempo (UTC).

En el capítulo 4 se desarrolla el sistema de estudio, consistente en la conexión de un GDR entre dos subestaciones de distribución mediante una línea de 13.8 kV. Se presentan algunos datos del sistema. Se ubican los PMU conforme al esquema de protección y control propuesto. Se toma en el esquema como criterio de decisión de disparo la diferencia de ángulo de carga del bus de referencia con respecto al bus del GDR. La herramienta utilizada es Simulink.

Finalmente, en el capítulo 5, se muestran los resultados de las simulaciones realizadas en el sistema de estudio descrito en el capítulo 4. La información de la simulación es analizada en este capítulo.

OBJETIVOS

General

Desarrollar y simular un esquema de protección y control en base a sincrofasores para la generación distribuida y analizar su utilización para la operación en isla.

Específicos

1. Evaluar los requerimientos técnicos para la interconexión de un generador a la red de distribución.
2. Representar por medio de Simulink un sistema de distribución con un GDR conectado.
3. Analizar los conceptos de medición fasorial y sincrofasores.
4. Simular la detección de Islas en el sistema propuesto y la operación en Isla del GDR.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la mayor parte de esquemas de protección para distribución y transmisión, utilizan las medidas locales para la detección de anomalías en la red. Este es el caso para los esquemas utilizados en generación distribuida. El presente trabajo es un estudio acerca de la aplicación que se le puede dar a la medición fasorial sincronizada en el ámbito de protección y control de generación distribuida.

En la mayoría de los casos, los GDRs se encuentran en áreas rurales, donde la densidad de carga es baja y la confiabilidad del sistema también lo es. Para estos casos, un esquema de detección de islas puede ser útil para que se mantenga la continuidad del servicio. Sin embargo, hay que tomar en cuenta la normativa nacional, pues como en la mayoría de países, se dicta que ante cualquier falta de suministro eléctrico de parte del distribuidor, el GDR debe ser desconectado inmediatamente por razones técnicas y de seguridad. Para este caso aplica la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable (NTGDR).

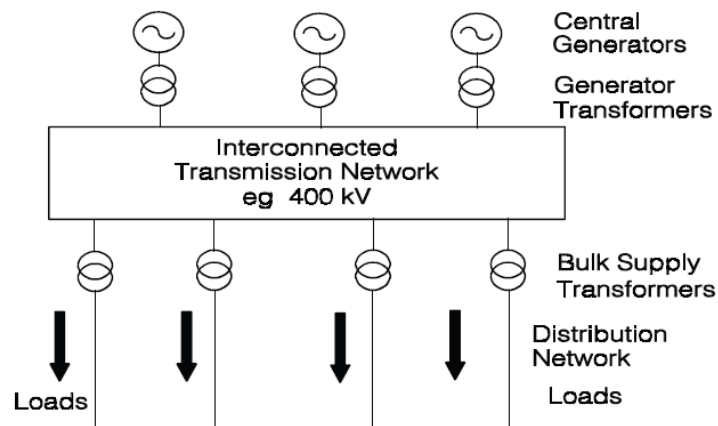
Se desarrolla entonces un modelo de generación distribuida que utilice e intercambie medición fasorial para lograr un funcionamiento en Isla Intencional, este esquema utiliza como criterio de decisión la diferencia del ángulo de carga de la máquina con respecto al ángulo de carga del bus de referencia.

1. INTERCONEXIÓN DE GD A RED DE DISTRIBUCIÓN

1.1. Antecedentes de la generación distribuida

Antes de que la demanda fuera tan exuberante, los centros de generación se encontraban relativamente cerca de los hogares y pequeñas industrias, con el único inconveniente de que poseen niveles de voltaje muy bajos, se manejaban corrientes de magnitud alta, obligando a la utilización de conductores gruesos y por lo tanto más costosos. Esta energía era suministrada en corriente directa, sin la suficiente aparamenta para transmitir a largas distancias.

Figura 1. Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

Durante el último medio siglo, el aumento en la demanda de energía eléctrica ha llevado a la necesidad de incrementar la capacidad del suministro

eléctrico, desarrollando nuevas fuentes de generación cada vez mayores. Para la construcción de estas grandes centrales de generación se toman en cuenta distintos puntos de factibilidad, de los cuales, uno muy importante es la cercanía del generador con la fuente de energía primaria, para fines prácticos y económicos. Como energía primaria se puede tomar por ejemplo, el caudal de un río para una hidroeléctrica, el carbón para una central de carbón, bunker, para una central de gas o vapor, etc. Las cuales generalmente se encuentran muy distantes de los puntos de consumo.

El arreglo, entonces, para una red de transporte de energía eléctrica convencional se basa en largas líneas de transmisión que transportan grandes cantidades de potencia conectadas a subestaciones que transforman el nivel de voltaje para el uso adecuado del usuario final. Estas largas distancias provocan pérdidas en el transporte y por ende pérdidas económicas sin tomar en cuenta el costo en infraestructura, derechos de paso, equipos, etc.

Hoy en día, el encarecimiento del combustible fósil y el cuidado del medio ambiente desvían todas las técnicas y diseños, enfocándolos en una nueva tendencia marcada por el aprovechamiento óptimo de los recursos con mayor eficiencia.

La generación distribuida (GD) es uno de estos enfoques, que aunque no sea una modalidad de generación desarrollada al 100 % en el país, seguramente en el futuro lo será. Es por esto que en los siguientes capítulos se tratarán temas técnicos de la GD.

1.2. Generación distribuida

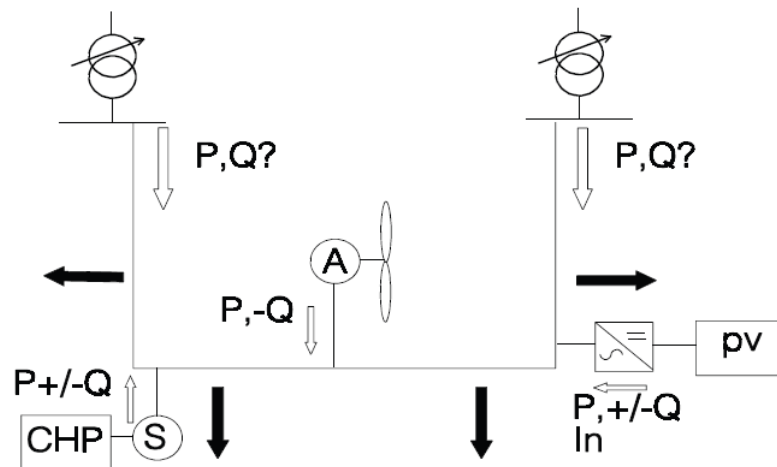
Entre 1997 y 1999 la generación distribuida fue investigada por grupos de trabajo por CIGRE (Conferencia Internacional de Sistemas Eléctricos de Alto Tensión, por sus siglas en inglés) y CIRED (Conferencia Internacional de Redes Eléctricas de Distribución). Los sendos reportes de estos grupos de trabajo, que son complementarios, proveen en mayor grado una revisión comprensible disponible acerca de la GD.

De lo anterior, surgen algunos atributos comunes de la GD listados a continuación:

- Generalmente no son de planeación centralizada
- No son despachados con anterior planificación
- Normalmente menores de 50-100MW
- Conectadas usualmente al sistema de distribución

En algunos lugares basan la definición de generación distribuida en la capacidad o el nivel de voltaje en donde se conecta el generador o la planta eléctrica.

Figura 2. **Sistema de distribución con GD (turbina eólica)**



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

Una definición más concentrada de generación distribuida dice que es cualquier forma de generación o almacenamiento de energía eléctrica, lo más cerca posible de los centros de consumo.

Pero la definición más acertada, es la siguiente: la GD es la forma de generación o almacenamiento de energía eléctrica, cerca de los puntos de carga.

1.2.1. **Tecnologías de la generación distribuida**

A continuación se presenta una descripción de las tecnologías actuales de generación, teniendo en cuenta en su orden, el grado de madurez y penetración en el mercado.

Algunas de estas tecnologías son muy bien aprovechadas en la generación a gran escala, sin embargo, también son viables para la generación en pequeñas porciones. Cabe resaltar que estas tecnologías de generación pueden dividirse en dos grandes grupos, GD renovable y GD no renovable. Este último grupo comprende todos aquellos tipos de generación donde la energía primaria utilizada proviene de combustibles fósiles: motores alternativos (combustión interna), turbinas de gas, pilas de combustible y micro turbinas. En esta tesis se hará una breve descripción de las principales tecnologías de generación distribuida renovable o GDR y en los últimos capítulos se hará un especial énfasis a una pequeña hidroeléctrica.

1.2.1.1. Pequeñas plantas hidroeléctricas

Se considera una planta hidroeléctrica dentro del ámbito de GD cuando su potencia generada es menor a los 10MW, definiéndose la potencia de la instalación como el producto del caudal por el salto.

Las centrales hidroeléctricas pequeñas pueden dividirse en dos tipos:

- Central de agua fluyente o en derivación: son aquellas en las que parte del agua del río se desvía de su cauce por medio de un azud y de uno o varios canales, siendo devuelta al río aguas abajo. En este tipo de centrales, el caudal del agua varía durante el año, en función del régimen hidrológico del curso de agua. La operación de pequeñas o medianas unidades de generación hidráulica en paralelo con el sistema de distribución es ahora más común.

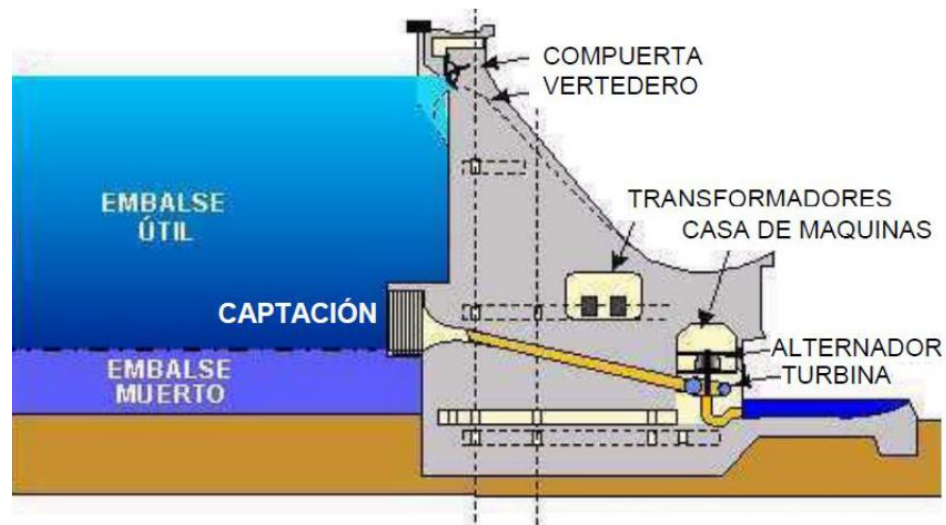
Sin embargo, estos sistemas sin capacidad de almacenamiento podrían experimentar variaciones en el flujo de agua disponible, y por lo tanto en la salida del generador, particularmente si el captamiento (el área de tierra donde el agua es captada por la presa), se encuentra entre rocas o un lugar poco profundo. Claramente una alta variabilidad de lluvia llevará a una alta variabilidad del recurso hídrico. De aquí es que se origina el concepto factor de capacidad, que es la relación de la energía anual generada con la energía que sería generada si la planta operara a capacidad nominal en todo el año.

- Central de embalse o de regulación: en este caso, se construye una presa en el cauce del río formándose un embalse en el que se almacena agua. Puede estar situada a pie de presa o más alejada para mejorar el salto (mixta).

Los elementos básicos de una central minihidráulica no difieren de los empleados en una central hidráulica de gran potencia. El elemento diferenciador de una central hidráulica lo constituye la turbina, que puede ser de acción (Pelton), en las que la energía de presión del agua se transforma íntegramente en energía cinética en la parte fija (inyector), o de reacción (Francis, Kaplan), en las que la transformación en energía cinética se produce tanto en la parte fija (caracol, distribuidor) como en la móvil (rodete).

La instalación de estos elementos es necesaria para regular y controlar el buen funcionamiento de la central, además de los dispositivos de protección que deben colocarse en la central y la línea eléctrica, y que actuarán cuando se produzca algún fallo en la central.

Figura 3. **Esquema general central hidroeléctrica**



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

Los principales bucles de control y sistemas de supervisión y mando para una minicentral hidroeléctrica son:

Para el control de la turbina:

- Regulador de velocidad en instalaciones con grupos síncronos.
- Reguladores de nivel para centrales con grupos asíncronos conectados a la red.
- Regulador de potencia generada para centrales en red aislada.
- Regulador de caudal turbinado.
- Para el control del generador.
- Regulador de tensión para grupos síncronos.
- Equipo de sincronización, cuando existen grupos síncronos funcionando conectados a la red.

- Baterías de condensadores y un relé taquimétrico, cuando existan grupos asíncronos funcionando conectados a la red.

1.2.1.2. Plantas de cogeneración

También llamadas Combined Heat and Power Plant (CHP), es en el presente, el tipo de GD más significativo en los sistemas de distribución a nivel mundial. La cogeneración es la producción simultánea de energía eléctrica y calor útil para procesos industriales o calefacción.

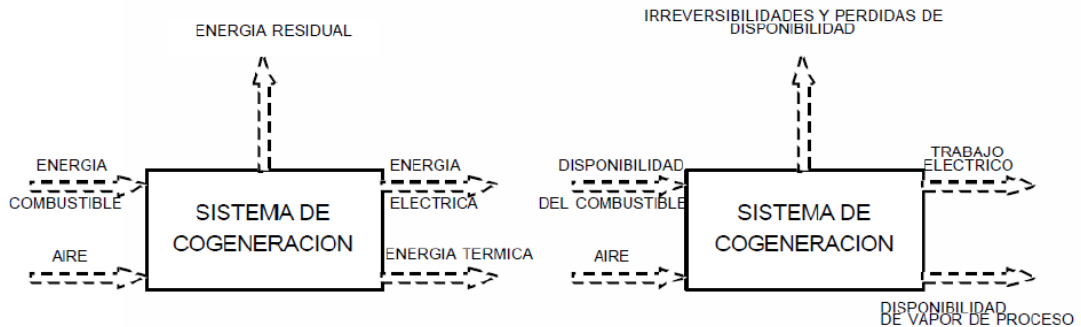
Para hablar en términos más concretos, cogenerar es transformar un tipo de energía en dos tipos distintos de energía como mínimo. Por regla general estos dos tipos de energía transformada son:

- Energía mecánica transducida a un par motor sobre un eje.
- Energía Térmica.

Haciendo una subdivisión de la energía térmica en calorífica y frigorífica entramos en el concepto de trigeneración.

En Guatemala, la cogeneración inicio a principios de los años 90, cuando los ingenios azucareros comenzaron a entregar energía a la Empresa Eléctrica de Guatemala en el área sur. Hoy en día, la capacidad de generación de los Ingenios ascienden a 160 MVA, con miras de aumentar a futuro, cambiando el combustible utilizado en el primotor así como también modificando su tecnología de generación para poder operar eficientemente.

Figura 4. Principios de la termodinámica aplicados a la cogeneración



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

1.2.1.3. Parques eólicos

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovables para la que se dispone de una tecnología madura, por lo que su explotación es técnica y económicamente viable, en unas condiciones de producción y coste competitivas con las fuentes de energía tradicionales (hidráulica, térmica clásica o incluso termonuclear).

Actualmente son varias las razones por las que se presta una especial atención particularmente a la energía eólica. Entre ellas cabe citar:

No hay emisión de gases contaminantes, ni de efluentes líquidos y gaseosos ni de residuos sólidos. Tampoco utiliza agua.

Es una fuente de energía renovable, sin requerir de procesos de extracción subterráneos o a cielo abierto como ocurre en minería o geotermia.

Su uso y posibles incidentes en su explotación no implican riesgos ambientales de gran impacto (derrames, explosiones, incendios, etc).

Ahorra combustibles fósiles y diversifica el suministro energético.

Los principales problemas asociados con la energía eólica son:

El viento es disperso y de gran variabilidad y fluctuación (tanto en velocidad como en dirección), por lo que no todos los lugares son adecuados para una explotación técnica y económica viable de la energía eólica.

Aumento del nivel de ruido: un aerogenerador puede producir un ruido que podría llegar a ser molesto si está situado en un lugar cercano.

Figura 5. Parque de generación eólica



Fuente: Parque Eólico, Costa Rica.

1.2.1.4. Generación con motores de combustión interna

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un embolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplean principalmente en las plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil.

Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural.

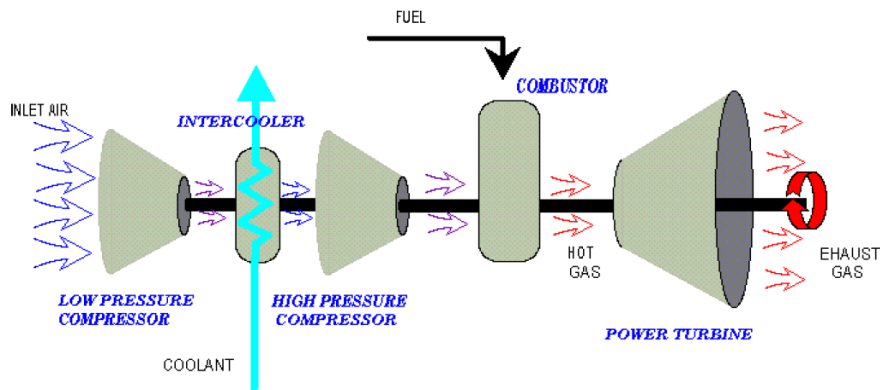
Estos son utilizados como pri-motores en plantas de generación eléctrica industriales para mover sobre el mismo eje un generador eléctrico.

1.2.1.5. Turbina de gas

Una turbina de gas, de tipo simple, consta de un compresor de aire, una cámara de combustión, una turbina, y varios dispositivos auxiliares que dependen de las características de velocidad y de la relación peso-potencia. Los dispositivos auxiliares son los de la lubricación, regulación de la velocidad, alimentación de combustible y puesta en marcha. En el funcionamiento de las turbinas de gas se representan varias limitaciones de índole práctica, las cuales determinan en gran parte la actuación de esta clase de máquinas motrices. Entre las limitaciones merecen citarse la temperatura y velocidad de los alabes, rendimiento del compresor, rendimiento de la turbina y la transmisión de calor.

El empleo de la turbina de gas como motor principal tiene ciertas ventajas sobre las centrales de vapor, aunque el funcionamiento normal resulta menos económico. La ventaja principal radica en la capacidad de arrancar y adquirir toda la carga rápidamente. De aquí que las turbinas de gas están empezando a utilizarse como método para tener en cuenta las cargas puntas del sistema. Otro empleo de este tipo de máquinas es un compensador síncrono para ayudar a mantener los niveles de tensión. Incluso desde un punto de vista económico es probablemente ventajoso el poder hacer frente a las puntas de carga poniendo en marcha, en un tipo del orden de dos minutos, turbinas de gas paradas y no tener en marcha de modo continuo plantas de vapor de repuesto.

Figura 6. **Esquema de funcionamiento turbina de gas**



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

1.2.1.6. **Generación fotovoltaica**

La luz está formada por fotones. Los fotones son partículas energéticas cuya energía es proporcional a la frecuencia a la cual vibran. La luz blanca es una mezcla de colores. Cada color de luz tiene una frecuencia diferente. Por lo tanto, la luz es una mezcla de fotones de distinta energía.

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico.

Este fenómeno tiene lugar en la célula solar, o fotovoltaica, que no es otra cosa que un diodo con la característica esencial de tener la superficie amplia, de varios cm^2 .

Una planta solar fotovoltaica tiene como función generar energía eléctrica de origen renovable, mediante la captación de la radiación solar.

Esta energía producida será íntegramente inyectada o exportada a la red de la compañía distribuidora de energía de la zona, mediante la interconexión en una torre propiedad de la compañía distribuidora con la red de distribución y que se encuentra en un camino colindante a la parcela.

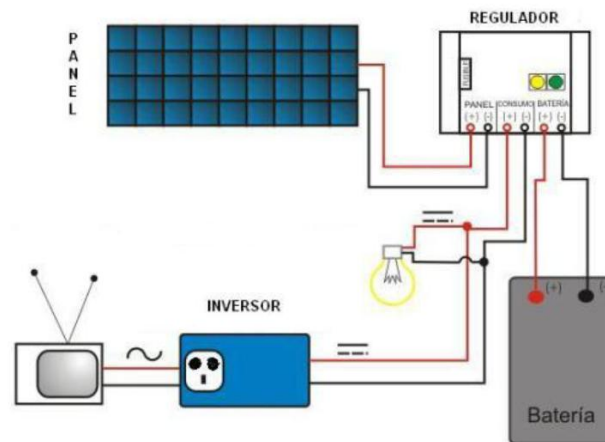
La planta se compone de los siguientes elementos:

- Sistema fotovoltaico: módulos fotovoltaicos sobre estructura metálica fija.
- Equipos conversores CC/AC de energía (inversores)
- Subsistemas complementarios: cuadro de interconexión, conducciones protecciones eléctricas, monitorización o control, etc.
- Equipos de transformación.
- Sistema de media tensión para entronque con la línea de evacuación de energía

Los equipos de protección de una planta solar fotovoltaica cuentan con sistemas de protección que tienen como fin evitar que la planta opere en forma aislada, o bien, en forma de isla. Cuando ocurre una falla y parte de la red en la

cual se encuentra la planta solar queda aislada, los paneles fotovoltaicos deberán ser automáticamente desconectados.

Figura 7. **Esquema simple de generación solar**



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

1.3. Interconexión con la red de distribución

La interconexión de generación distribuida (GD) o generación distribuida renovable (GDR) en los sistemas eléctricos, ocasiona problemas cuya importancia depende del nivel de penetración alcanzado. Entre los problemas, tanto en la operación en régimen permanente como transitorio, puede citarse: mal funcionamiento del esquema de protecciones, posible operación en isla, anulación de las ventajas del uso de reconectores, generación de sobretensiones permanentes, excitación de ferro resonancia, e impacto en calidad de potencia.

La existencia de estos problemas, condujo a que inicialmente las empresas eléctricas se opusieran a su instalación, política que ha ido cambiando en el tiempo debido a los beneficios a alcanzar y a las compensaciones que han pagado por la “energía no suministrada” y “energía suministrada con baja calidad”.

Hoy en día los problemas descritos anteriormente poseen soluciones con tecnologías actualmente disponibles.

Como solución a estos problemas con el menor cambio en el sistema eléctrico, se emplea el siguiente concepto: “frente a cualquier perturbación, la generación distribuida debe ser desconectada tan rápido como sea posible, devolviendo al sistema a su situación original”.

Este criterio es satisfactorio para la empresa eléctrica ya que su aplicación todavía no pone en riesgo a la estabilidad del sistema, pues la penetración de GD no hay alcanzado montos importantes. Pero, tal solución no resulta atractiva para el dueño de la generación, que pierde confiabilidad, reduciendo la posibilidad de respaldo al poder mantener alimentada su carga frente a perturbaciones del sistema. Este simple análisis, muestra que las soluciones a los problemas mencionados, presentan aspectos positivos y negativos que impactan de forma distinta y muchas veces antagónica, a la empresa eléctrica y al usuario.

La manera de generar un ordenamiento en esta problemática es mediante la redacción de normas de interconexión, que en algunos países se encuentra muy adelantada. Una de las normas más completas es la IEEE 1547, que demando varios años de discusión, hasta alcanzar en el 2005 su estado actual

de Estandar. En razón de su amplia utilización no solo en EEUU sino a nivel mundial, se presentan a continuación sus principales requerimientos.

Tal Estandar consta hasta el momento, de tres partes, una general y otras dos, 1 y 3, encontrándose la parte 2 en estudio o en situación de proyecto. La norma general, indica las especificaciones técnicas y los requerimientos para poder realizar la interconexión. En ella se detallan los apartamientos de tensión y frecuencia, dando los tiempos permitidos para tales apartamientos, similarmente se especifican los límites de calidad de potencia, para perturbaciones tales como inyección de corriente continua, armónicas y flicker. Uno de los temas tratados en detalle es lo referente al funcionamiento “en isla no intencional”, dejando sin considerar la “operación intencionada en isla”, señalando los tiempos de detección y desconexión de tal funcionamiento.

También se detallan las tolerancias en frecuencia, tensión y fase para las operaciones de sincronización. Finalmente presenta la nómina de ensayos de recepción de equipamiento de generación

1.3.1. IEEE Std 1547™

Un grupo de profesionales miembros de la IEEE trabajo en el 2003 para el desarrollo de un estándar que alineara los conceptos y criterios para la interconexión de generadores distribuidos a la red eléctrica. Este estándar de la familia 1547, llamado IEEE 1547-2003, define los parámetros técnicos a tomar en cuenta para la interconexión.

La Norma IEEE 1547-1 detalla el procedimiento a seguir en los ensayos listados en la Norma IEEE 1547, tendientes a verificar la interconexión de la

generación distribuida al sistema de potencia. Los ensayos se orientan a asegurar que se cumplen con los límites especificados en la norma general.

En cuanto la parte 3, IEEE 1547-3, se refiere a los protocolos para el intercambio de información y el control de la operación, o enlace entre la generación distribuida y el sistema de potencia.

Básicamente este estándar provee las especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión, así como las especificaciones y requerimientos en las pruebas de la misma.

El estándar de la IEEE para la interconexión comprende de los siguientes puntos:

- Guía ilustrada para el monitoreo, intercambio de información y control del GD con el sistema eléctrico de distribución.
- Guía de aplicación para la IEEE P1547 para la interconexión de recursos distribuidos a una red de potencia
- Guía para el diseño, operación e integración de GD en isla con sistemas eléctricos de distribución.
- Guía para la prueba de los equipos a utilizar en la interconexión de la GD con el sistema eléctrico de distribución.

Este estándar será tomado como referencia para los siguientes capítulos.

1.3.2. Normativa Nacional

En Guatemala, el 24 de octubre de 2009 se publicó en el Diario de Centro América la Norma Técnica de Generación Distribuida, emitida por la Comisión

Nacional de Energía Eléctrica a través del Ministerio de Energía y Minas. En esta norma aparte de definir temas técnicos, se detallan temas jurídicos, interpretaciones, definiciones, obligaciones de las partes involucradas dentro de un proyecto de GD, aplicaciones, etc.

La NTGDR establece que la generación distribuida es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual al que establece el RLGE, 5MVA.

El objetivo del NTGDR es el de establecer las disposiciones generales que deben cumplir los generadores distribuidos renovables o GDRs para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables. Asimismo, se definen las características genéricas de los equipos que se deben colocar en la interconexión del GDR con la red. Por ejemplo, protección de voltaje y frecuencia, verificador de sincronismo, dispositivos de desconexión, etc.

Cabe resaltar que, la NTGDR dicta lo siguiente: “Una vez conectado, la operación normal del GDR será gobernada por un sistema de protección tal que únicamente pueda inyectar energía a la red si este tiene voltaje dentro de las tolerancias establecidas en las NTSD. Ante una falla en la red del distribuidor, el GDR deberá desconectarse automáticamente y solo podrá sincronizarse de nuevo con el Sistema de Distribución, con la autorización del distribuidor.”

El objetivo de esta tesis es sacar el mayor provecho del GDR utilizando sincrofasores, y este a su vez, se enfoca en la operación en Isla Intencional del GDR, modo de operación que no se contempla, y de hecho se prohíbe en la

NTGDR. Por tal razón, el objetivo se expande a demostrar la viabilidad técnica de este modo de operación y las ventajas que esto trae.

1.4. Topología de la red de distribución

Un sistema de distribución consiste de un alimentador trifásico principal (troncal) protegido por un interruptor de potencia o restaurador tripolar en la subestación, un restaurador central en el alimentador principal y circuitos laterales monofásicos o trifásicos conectados al alimentador principal a través de seccionadores o fusibles. Se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente para seccionar y conectar por emergencia con alimentadores adyacentes. Existen también varios ramales que alimentan distintas cargas, por medio de transformadores de distribución.

1.5. Fallas en la red de distribución

Las fallas en un sistema de distribución se clasifican, de acuerdo con su naturaleza, en temporales o permanentes.

1.5.1. Fallas temporales

Una falla temporal se tiene como aquella que puede ser liberada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones. Un ejemplo de fallas temporales o transitorias son los arqueos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, “galopeo” de los conductores (debido a fuertes vientos o sismos) o a contactos temporales de ramas de árbol con los conductores.

1.5.2. Fallas permanentes

Una falla que en un inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza.

Si dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo de distribución se juntan debido a rotura de postes, cruceros o conductores, la falla será permanente. Un arqueo entre fases de un circuito con conductor aislado puede ser inicialmente temporal, pero si la falla no se despeja rápidamente los conductores pueden romperse y la falla se volvería permanente.

1.6. Origen de islas en sistemas con GD

Las unidades de GD operan en paralelo con el sistema de distribución. Esta operación paralela de las unidades de GD con la red de suministro eléctrico puede conllevar a una operación en isla de la GD debido a una falla en la red. Una isla puede ser definida como la condición de operación donde la GD mantiene el suministro en una sección local de la red de distribución, la cual es desconectada de la red de suministro eléctrico seguida de una apertura del interruptor asociado a la línea.

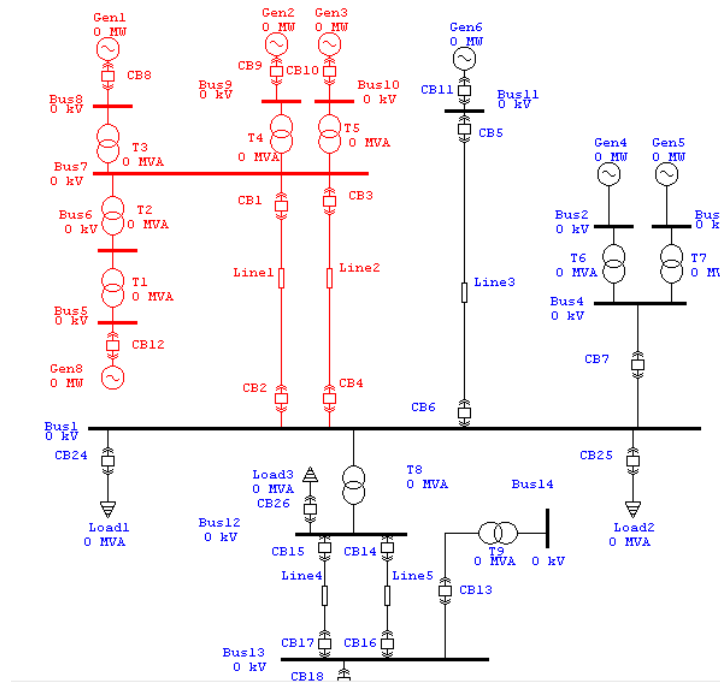
La pérdida de la fuente principal de energía puede iniciar una isla energizada independiente, la cual es usualmente causada por el disparo de un interruptor. Dependiendo de la capacidad del GD, podrá seguir suministrando independientemente a la parte “isleada” de la red de distribución mientras el voltaje y la frecuencia se mantengan en los límites permitidos por las protecciones. Una isla puede ser creada sin el conocimiento del personal de la

empresa distribuidora y usuarios en general, lo cual podría complicar temas como el peligro para la seguridad, el sistema de tierras, sincronización, restauración de la fuente principal y además, la calidad de energía. Sin embargo, las protecciones con sistemas de comunicación adecuadas pueden evitar todos los problemas anteriores y el GD puede ser usado especialmente para el suministro en islas. La operación en isla puede permitir la continuidad de operación en áreas rurales o remotas.

1.6.1. Operación en isla no intencional

La operación en isla no intencional debe evitarse por el riesgo a equipos y personas, debiendo detectarse y desconectarse el generador, tan pronto como sea posible. La detección de la pérdida de alimentación o funcionamiento en isla, es hoy uno de los mayores desafíos de la GD [14]. Las Normas IEEE, UL, IEC, etc., especifican los límites de tensión y frecuencia para el caso de voluntaria [6, 15]. Si la generación dentro de la isla es diferente de la carga atrapada, la detección es fácil. La despachabilidad de la generación es definitoria de su comportamiento. La variación de la carga y la dinámica del generador, se transforman en factores determinantes de la continuidad de la operación. Los desbalances de carga-generación, originan variaciones de tensión y frecuencia, por lo que la medición de tales magnitudes fue la primera solución adoptada. Si están balanceadas, el punto de operación cae en la zona ciega del diagrama P-Q „non-detection zone“, siendo su detección lenta y quizás pase desapercibida protección anti-islas.

Figura 8. Operación en isla. Falla en bus 7



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

1.6.1.1. Protección anti-islas

El libramiento de fallas en una red de suministro eléctrico es realizada por relés localizados relativamente cerca de la falla, los cuales aíslan la parte fallada del resto de la red o causa que el interruptor de la fuente principal dispare. De la misma forma, la red puede dejar de suministrar energía continuamente debido a los problemas impredecibles en la operación y control o anomalías. En estas situaciones, la GD podría quedar aislada de las fuentes principales, lo cual, sin un arreglo apropiado, es indeseable.

La operación en isla puede dejar una sección de la red de distribución sin una tierra y el nivel de fallas podría no ser suficiente para que las unidades de protección operen.

Además, las facilidades de sincronización de un sistema con GD podrían no ser capaces de resincronizar correctamente con la fuente principal, cuando esta regrese. La protección aplicada, entre la red de distribución y el sistema de GD debe ser capaz de detectar la pérdida de la fuente principal y disparar el interruptor, si es el caso.

Si pequeñas unidades de GD, aplicadas para suministro local entre en operación en isla, la potencia fluirá desde el GD hasta la red “isleada”. Si la red que contenga la GD no normaliza la entrega de potencia, la isla puede ser detectada por un relé de potencia inversa, que este monitoreando la interconexión entre la red y la GD. Si la GD entrega de forma correcta el flujo de carga hacia el sistema, la pérdida de la fuente podría causar una severa sobrecarga de la unidad de GD, lo cual podría ser detectado por un relé de protección de sobre/bajo voltaje o sobre/baja frecuencia.

Ahora, si la unidad de GD es lo suficientemente grande para mantener el voltaje y frecuencia del sistema en los niveles especificados después de un “islandeo”, esquemas especiales de relevación tendrán que ser requeridas para detectar la isla. El método más eficiente y efectivo es un SCADA que monitoree todos los interruptores, seccionadores y aisladores del sistema entre la red de distribución y las unidades de GD y produce una señal de transferencia de disparo para abrir el interruptor correspondiente durante alguna anomalía.

Sin embargo, puede no ser posible cubrir todo el sistema con el SCADA, debido a su alto costo, especialmente para las áreas rurales y remotas. Otras técnicas para la detección de islas se llevan a cabo, con la medición de los parámetros de la red. Esto puede ser categorizado en técnicas pasivas y técnicas activas. Algunos de los métodos activos son la detección de errores en flujos de carga, métodos de detección de errores, monitoreo del nivel de falla, etc. Estos no son ampliamente usados debido a la interacción con la operación del sistema de potencia. Las principales técnicas pasivas son la detección de alto/bajo voltaje, alto/baja frecuencia, relación de cambio de frecuencia, desplazamiento de fase o cambio vectorial. Entre ellos, la relación de cambio de frecuencia y cambio vectorial son técnicas bastante desarrolladas para la detección de pérdida de suministro eléctrico, las cuales son discutidas en la siguiente sección.

1.6.1.1.1. Desplazamiento vectorial

Durante la operación normal, el voltaje en terminales de un generador síncrono distribuido retrasara su voltaje inducido por el desplazamiento angular del rotor. Si la red de distribución es desconectada repentinamente de la sección donde se encuentra conectado el GD, la carga en el generador se incrementara y esto causara un desplazamiento angular en el rotor, así como el voltaje en terminales cambiara de repente a un nuevo valor junto con su ángulo de fase.

Existen relés que monitorean continuamente la duración de cada ciclo, e inician disparos instantáneos si la duración de un ciclo cambia en comparación al ciclo anterior en un ángulo mayor que el desplazamiento vectorial configurado.

El ajuste de los relés de desplazamiento vectorial varía entre 6° y 12°. El ajuste recomendado es 6°, pero en una red débil con regulación de voltaje pronunciada podría ser de 12°, para prevenir una mal operación durante la conexión de una carga grande.

1.6.2. Operación en isla intencional

Por una variedad de razones técnicas y administrativas, la operación prolongada de una isla alimentada por un generador distribuido pero no conectada a la red principal de distribución es generalmente considerada inaceptable. Sin embargo, la operación en isla ofrece oportunidades para el mejoramiento en confiabilidad y la continuidad del suministro. Si el GD es propiedad de alguna empresa pública, entonces el número de problemas se reducirá y la empresa decidirá el ofrecimiento de operación en isla. También, el GD podría ser ubicado en un área remota donde la alimentación de la empresa de distribución pública, ENERGUATE por ejemplo, es de poca confiabilidad y las fallas o cortes ocurrirán frecuentemente y serán de larga duración. En esta situación, la operación de un generador en isla es aceptable.

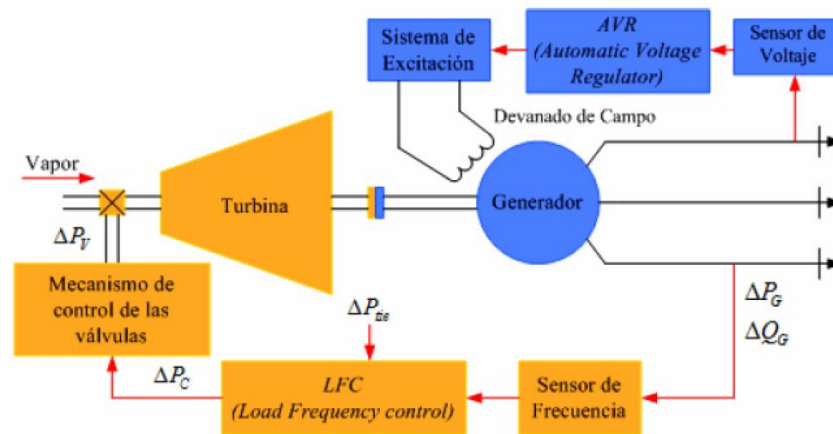
Para una operación en isla, el caso más simple es cuando el GD es instalado en las instalaciones del cliente, cerca del interruptor y cuando el GD es capaz de alimentar la cantidad máxima de cargas (o tiene un esquema de eliminación de cargas). Durante condiciones en isla, el GD debería suplir carga a la misma frecuencia y nivel de voltaje que existirían en operación con interconexión a la red de distribución. Cuando la red es reenergizada, el sistema de generación distribuida debe ser re-sincronizada con la red principal.

Un esquema de comunicación es requerido para sincronizar el GD con la red principal. Este sistema de comunicación debería establecerse a través de onda portadora en la línea, *dial-up* o cables de empresas de comunicación entre el tablero de control y el interruptor principal y únicamente unos cuantos bytes de los datos de control serán transmitidos a través de este sistema. Si el GD está cerca del interruptor principal, el costo del sistema de comunicaciones será menor. A través del sistema de comunicaciones, los comandos de control (digitales con valores 1 y 0), serán enviados al gobernador del GD para aumentar o disminuir la frecuencia y mantenerla en el nivel establecido.

La frecuencia de un GD puede ser ajustada usando control remoto. La función de chequeo de sincronismo chequeará el ángulo de fase y frecuencia de ambas redes (principal e isla), y bloqueará automáticamente cuando estas hayan sobrepasado los límites aceptables. En el caso de una falla en el sistema principal, el interruptor principal debería operar inmediatamente y el comando de control sería enviado al panel del GD para hacerle saber que acaba de entrar en operación en isla y necesita ajustar sus niveles de generación para afrontar la demanda de los consumidores. El panel de control del GD debería recibir una señal cuando la fuente principal retorne.

Para el caso de múltiples GDs en la red, es posible diseñar un sistema de control y comunicación para que cada uno de ellos opere en una isla común y para que sincronice nuevamente con la red principal a través de telemando cuando esta retorne a la normalidad. Un diseño cuidadoso para el control y comunicación es requerido para sistemas complejos con múltiples GD en isla.

Figura 9. Control, esencial para cambios bruscos de carga



Fuente: VAFRETTI, Luigi. Tesis modelación y simulación de la maquina síncrona.

2. PROTECCIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS DE GD

2.1. Introducción

La mayoría de sistemas de protección para redes de distribución asumen el flujo de potencia desde los alimentadores hacia aguas abajo, a los puntos de menor voltaje. Este enfoque simplifica los problemas asociados al control del voltaje en las cargas y ayuda a mantener la calidad de la energía entregada. La protección es generalmente se basa en la sobrecorriente, configurados de tal forma que se asegure una buena coordinación y selectividad entre los relés aguas arriba y aguas abajo. Una falla en el alimentador aguas abajo, debe ser limpiada por el relé más cercano a la misma. Ninguno de los demás relés conectados a la cercanía debe operar, a menos que el relé más cercano falle.

Para el análisis de protección y control de un sistema eléctrico de potencia, se debe hacer un estudio por niveles, de la misma forma en que un sistema convencional es dividido. Para analizar el comportamiento de un GD dentro de una red de suministro eléctrico, se deben tomar en cuenta factores intrínsecos del sistema, así como elementos externos que afectan su funcionamiento. Esto es esencial para el estudio del funcionamiento satisfactorio de un GD dentro de una isla intencional.

Como punto de partida, se debe tomar el caso de estudio mediante un modelo adecuado, para su análisis mediante flujos de carga, análisis de fallas, y posterior diseño del sistema de control.

Como se describió en el capítulo 1, se puede calificar un sistema de generación como GD según su capacidad o voltaje al que se conecte.

2.2. Protección contra fallas de generadores distribuidos

Anteriormente se ha descrito el tipo de fallas que pueden existir en una red eléctrica de distribución. Es importante, estudiar de la misma manera las fallas que se pueden presentar en el generador distribuido.

2.2.1. Tipos de fallas

La protección de un generador pone en consideración las máximas posibilidades de condiciones de funcionamiento anormal, en comparación de la protección de una red de distribución, dichas condiciones anormales pueden ser las siguientes:

- Falla en devanados
- Pérdida de excitación
- Efecto motor de los generadores (potencia inversa)
- Sobrecarga
- Sobre velocidad
- Operación desbalanceada
- Fuera de sincronismo

Estas condiciones anormales deben ser detectadas, corregidas y desplegadas como alarma. Las fallas deben ser corregidas tan pronto sea posible.

Cuando ocurre una falla dentro de la máquina, estas pueden ser resultado de un flujo de corriente entre dos puntos de distinto potencial, si existe una gran impedancia entre ellos, entonces el daño procedente de la falla será debido a un voltaje alto, si por el contrario, la impedancia entre los dos puntos es bajo, existirá una alta corriente y esta será la responsable del daño en el generador.

Las fallas que pueden ocurrir en el sistema de aislamiento de los devanados de un generador son:

- Cortocircuitos entre fases
- Cortocircuito entre espiras
- Falla a tierra del estator
- Falla a tierra del rotor
- Cortocircuito entres espiras del rotor
- etc.

Si el generador está conectado al sistema de distribución, la corriente de falla vista por el relé puede incrementarse o disminuir dependiendo de la ubicación de la falla y el generador.

2.2.2. Funciones de protección

La tabla I muestra los tipos de falla que se pueden presentar en un generador, así como sus causas y funciones de protección:

Tabla I. Tipos de falla y funciones de protección

Tipo de Falla	Causa	Funciones de Protección	Comentario
Sobrecarga	Sab>Sprod uced, error de control, mala operación	Protección de sobrecarga térmica (I^2t)	Evaluación del valor de la corriente r.m.s. bajo previo registro de la carga
Corto-circuito (2 o 3 fases)	Deterioro en el aislamiento. Desplazamiento de devanados. Sobrevoltajes, defectos de fábrica.	Protección de sobrecorriente temporizada ($I>$) Protección diferencial (ΔI)	El retardo debe estar coordinado con el resto del sistema de protección.
Falla a tierra (estator)	Mismas causas que el corto circuito	Protección de falla a tierra de estator $U_0>$ en conexión de generador. Protección de falla a tierra direccional en conexión de barra (IUE, IE)	La zona protegida (aproximadamente 80%) es determinada por las condiciones de la planta
Falla a tierra (rotor)	Deterioro del aislamiento. Desplazamiento de devanados, desgaste de escobillas en la superficie de deslizamiento. Fatiga en material	Protección de falla a tierra de rotor con sistema de acople de frecuencia de señal en circuito de rotor.	Usados desde 5MW si el rotor tiene anillos de deslizamiento; Opcional debajo de los 5 MW.
Potencia inversa		Protección de potencia inversa ($-P$)	Únicamente necesario para plantas de vapor y diesel.

Continuación de la tabla I.

Variaciones de velocidad	Fugas en válvulas. Cambios repentinos de potencia activa. Sorevoltaje	Protección de frecuencia. ($f >$ or $f <$)	Desde 5MW $f >$ y $f <$. Debajo de 5MW únicamente $f >$; $f <$ es igualmente recomendado si está disponible
Sobre voltaje	Error de control o mala operación manual	Protección de sobre voltaje ($U >$)	Evaluación de voltaje fase-fase
Sobre-excitación	Falla en el circuito de excitación. Operación en estado bajo excitado (alta demanda de potencia reactiva). Mala operación del control.	Protección de baja excitación. (p.j. $-Q$ o Z)	Usado a partir de 5MW. Debajo de 5MW no usual; recomendable si la función está disponible.
Carga asimétrica	Demanda de potencia desigual de los conductores.	Protección de Secuencia negativa o desbalance de carga ($I^2 >$)	Usado desde 5MW; Debajo de 5MW no usual: recomendado si es posible.

Fuente: elaboración propia.

2.2.3. Esquema de protección para generadores distribuidos en operación aislada

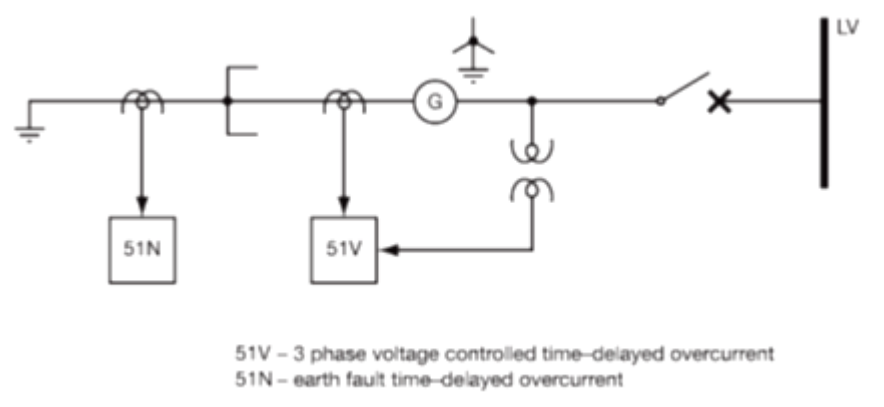
A continuación se presentan esquemas típicos de protección para la generación dependiendo del tamaño de la máquina.

2.2.3.1. Generador operando en red aislada (50kVA-5MVA)

Muchos sistemas de energía eléctrica comerciales o industriales utilizan un o más generadores de emergencia en caso el suministro eléctrico falte. Estos generadores se encuentran normalmente apagados y se espera que operen con poca frecuencia y en cortos períodos de tiempo. El generador es únicamente conectado a la carga cuando todas las demás fuentes han sido desconectadas, es decir, no es posible realizar una operación en paralelo. Estos generadores deben arrancar de forma automática cuando la fuente de suministro eléctrico se pueda y se apagara cuando esta regrese. Un motor diesel o turbina de gas son las normalmente usadas como pri-motor y la capacidad del generador oscilará entre los valores de (50kVA y 5MVA). Pequeñas máquinas (<500kVA) normalmente operan en baja tensión y máquinas más grandes (500kVA-5MVA) a media tensión.

Un generador de pequeña capacidad (50-500kVA) conectado a una red a baja tensión debe ser protegido por un relevador de sobrecorriente de tiempo definido trifásico (51). En caso de existir señales de voltaje en las terminales de la línea, también se agrega la función de protección de voltaje (27/59) o de voltaje controlado (51V)

Figura 10. **Esquema de protección generador en red aislada**



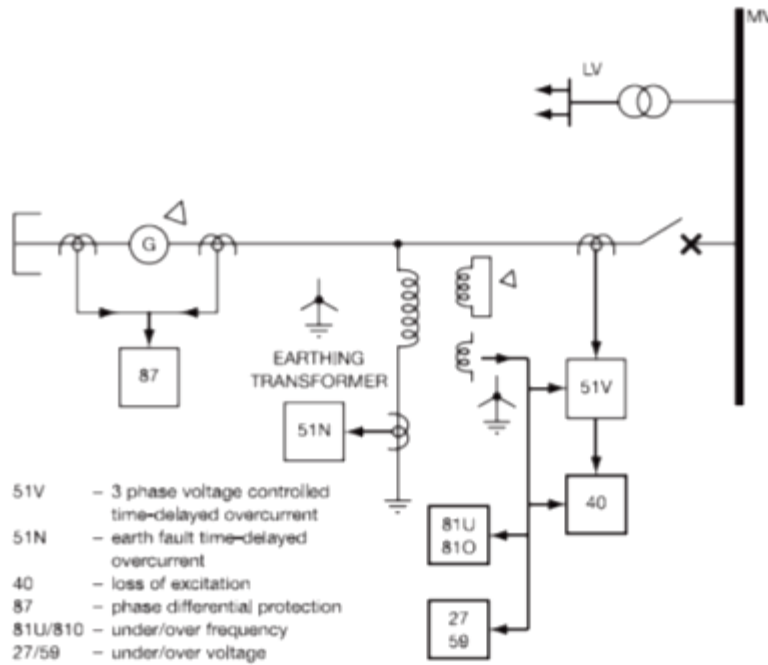
Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

2.2.3.2. **Generador operando en paralelo en red aislada**

Los sistemas industriales o cargas aisladas de la red principal que requieran una alimentación ininterrumpida podrían requerir la incorporación de múltiples generadores destinados a operar en paralelo uno con el otro, pero no en paralelo con la red de potencia. El tamaño de cada generador depende de la demanda del sistema pero típicamente varía entre 500 kVA y 5 MVA. Normalmente el primotor es un motor diesel, microhidroeléctrica o turbina de gas, donde el generador es conectado a la red de media tensión.

Un generador (500 kVA-5 MVA) conectado a una red aislada que incluye por lo menos un generador más debe ser protegido por el elemento de protección de sobrecorriente de voltaje controlado (51V), sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51N), potencia inversa (32), protección diferencial de fase para el devanado del estator (87), protección contra pérdida de excitación (40), protección de sobre/baja frecuencia y sobre/bajo voltaje.

Figura 11. **Generador operando en paralelo en red aislada**



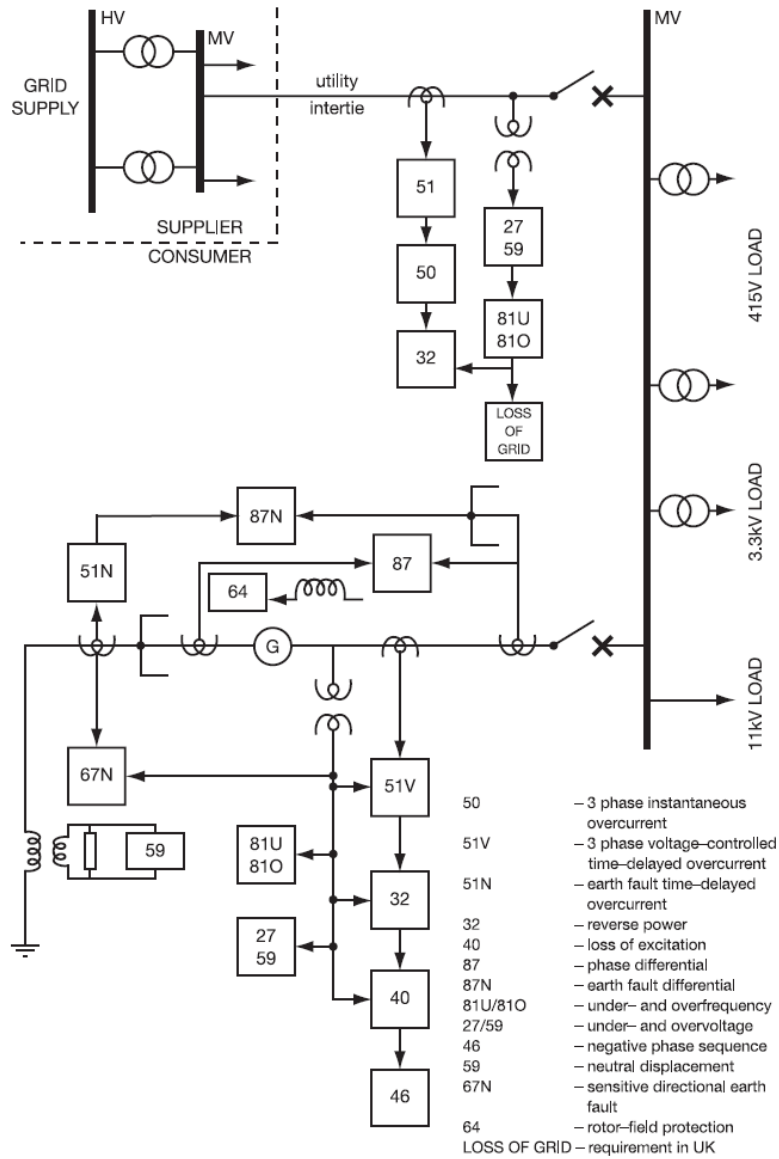
Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

2.2.3.3. **Generador distribuido conectado a la red de distribución**

Los requerimientos de protección para un generador pequeño (50-500kVA) operando en paralelo con la red de bajo voltaje (LV < 1000V) es la protección de sobrecorriente de fase y de tierra (51/51N), potencia inversa (32), sobre y baja frecuencia y sobre/bajo voltaje.

Los requerimientos de protección para un generador (500kVA-5MVA) operando en paralelo con la red de media tensión, son la protección de sobrecorriente de fase y de tierra (51/51N), protección diferencial (87), potencia inversa (32), protección de frecuencia y de voltaje, además de pérdida de

Figura 13. **Generador de alta importancia conectado a red de distribución**



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

2.2.3.3.1. Requerimientos de protecciones

Una de las tareas de las empresas distribuidoras es el de proteger la red de distribución y las acometidas de excesos de corriente y fugas de corriente a tierra. Esto requiere una protección adecuada entre las fuentes de potencia y los puntos de consumo. En la programación de las protecciones se debe tomar en cuenta las cargas del sistema y el rango de las corrientes de falla durante las condiciones normales y anormales de operación.

Un generador distribuido es una fuente de potencia y consecuentemente la empresa distribuidora debe de asegurar la protección adecuada al generador y a la red misma para salvaguardar cada uno de los elementos del sistema y al consumidor.

Adicionalmente a la protección asociada a la planta de generación, la empresa distribuidora requiere que el GD provea la protección adecuada para satisfacer las siguientes condiciones:

- El generador NO debe conectarse a la red a menos de que todas las fases de la red eléctrica de distribución se encuentren energizadas y dentro de los valores establecidos.
- El GD debe desconectarse de la red eléctrica de distribución si ocurre una anomalía en la red que conlleve a desviaciones inaceptables de voltaje y frecuencia en el punto de consumo.
- El GD debe desconectarse de la red eléctrica de distribución si una o más fases de la red se han perdido en el punto de conexión.

- El generador debe desconectarse manual o automáticamente de la red eléctrica en caso ocurra algún tipo de fallo a los dispositivos de protección.

El esquema de protección y sus parámetros dependen del tipo y tamaño de generador y de los requerimientos de la empresa eléctrica, sin embargo como requerimiento mínimo, el GD debe tener protección de sobre/baja frecuencia y voltaje.

2.3. Control de sistemas de distribución con GD

El control con retroalimentación es ampliamente usado en el control de máquinas, sin embargo, para poder llevar a cabo este control, las señales son tomadas localmente. En otros casos, las acciones de control son tomadas en base a un modelo matemático del sistema sin las mediciones locales.

Para lograr un sistema automático de una planta de generación se debe controlar la frecuencia y el voltaje de salida.

2.3.1. Fundamentos del control automático de generación

Con la acción de control de la velocidad primaria, un cambio en la carga del sistema resultara en una desviación de estado estable de la frecuencia, dependiendo de las características de pérdida del gobernador y la sensibilidad de la carga a la frecuencia. Todas las unidades de generación a la velocidad que manda el gobernador contribuirán al cambio global de generación indistintamente de la ubicación del cambio de carga.

La restauración de la frecuencia del sistema a su valor nominal requiere acciones de control suplementarias que ajustan la carga a un valor de referencia. Por lo tanto, la idea de controlar la potencia del pri-motor para compensar variaciones en la carga del sistema a la forma deseada, es a través del control de los *set-points* de la carga referencia de las unidades de generación seleccionadas. De forma que la carga del sistema varía continuamente, es necesario cambiar la potencia de salida de los generadores de forma automática.

Los objetivos principales del control automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés) son el de regular la frecuencia al valor nominal especificado y el de mantener el intercambio de potencia entre las áreas controladas a los valores programados ajustando los valores de salida de los generadores seleccionados. Esta función es comúnmente llamada *load-frequency control* (LFC). Un objetivo secundario es el de distribuir los cambios requeridos en generación entre todas las unidades para minimizar los costos de operación.

2.3.1.1. AGC en sistemas aislados

En un sistema de potencia aislado, mantener un intercambio de potencia no es un problema a considerar.

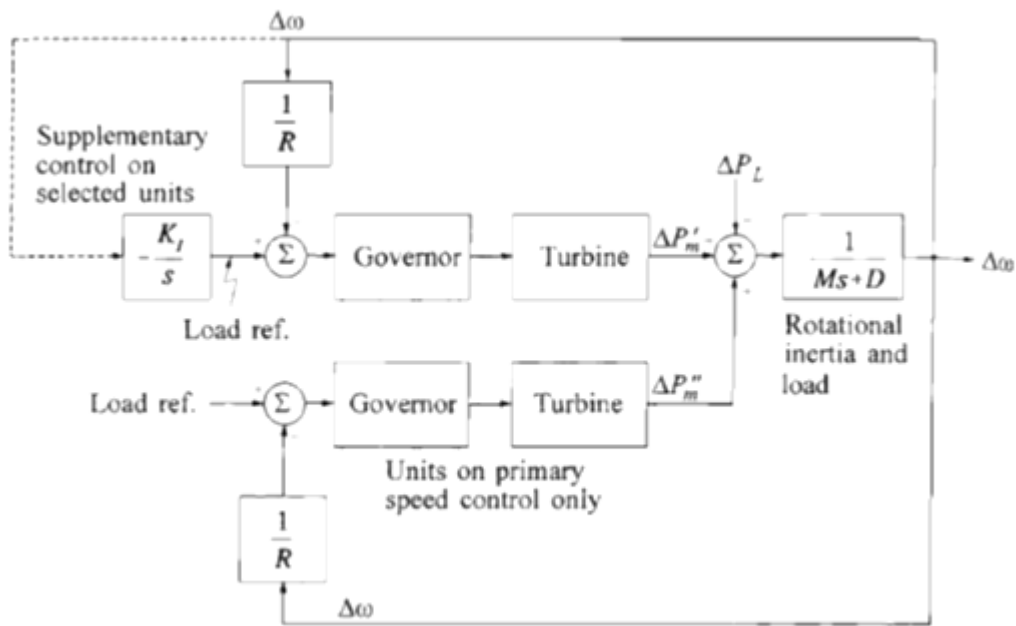
Por lo tanto, la función de AGC es para restaurar la frecuencia a un valor nominal especificado.

Esto se logra agregando un control integral el cual actúa en el ajuste de carga de referencia de los gobernadores de las unidades en el AGC, como se

muestra en la figura 14. El control integral asegura un error de frecuencia igual a cero en estado estable.

La acción de control de generación suplementaria es mucho más lenta que la acción de control de velocidad primaria. Como tal, tiene efecto después de que el control primario de velocidad ha estabilizado la frecuencia del sistema. Así, el AGC ajusta la carga referencial de las unidades seleccionadas, y por lo tanto, su potencia de salida, para sobrepasar los efectos de las variaciones de frecuencia en el sistema.

Figura 14. **AGC, control integral en generación**



Fuente: JENKINS, Nick. 2008. Embedded Generation.

2.3.1.2. AGC en sistemas interconectados

Considerar un sistema interconectado como el de la figura 15. Este sistema consiste en dos áreas conectadas por una línea de reactancia X . Para estudios de frecuencia-carga, cada área debe ser representada por una unidad de generación equivalente.

La figura 16 muestra el equivalente eléctrico del sistema con cada área representada por una fuente de voltaje con su reactancia equivalente. El flujo de potencia en la reactancia de acople del área 1 al área 2 es:

$$P_{1-2} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \sin(\delta_1 - \delta_2)$$

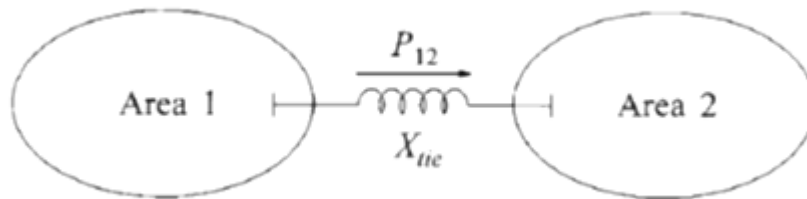
Linealizar alrededor de un punto inicial representado por $\delta_1 - \delta_{10}$ y $\delta_2 - \delta_{20}$, se tiene:

$$\Delta P_{12} = T \delta_{12}$$

Donde $\Delta \delta_{12} = \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2$, y T es el coeficiente de torque de sincronización dado por:

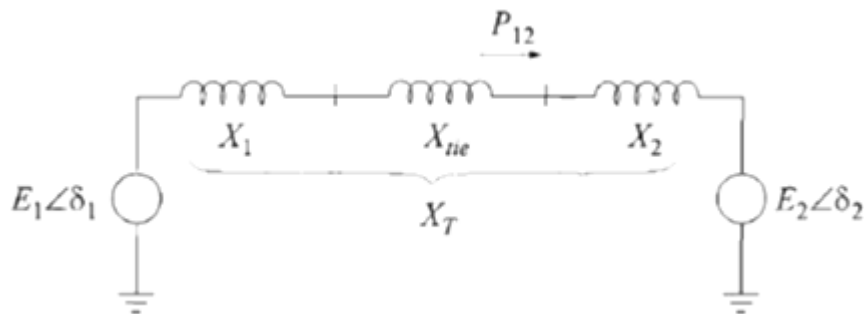
$$T = \frac{E_1 E_2}{X_T} \sin(\delta_{10} - \delta_{20})$$

Figura 15. **Interconexión entre dos áreas**



Fuente: KUO, Benjamin. 1996. Sistemas de Control Automático.

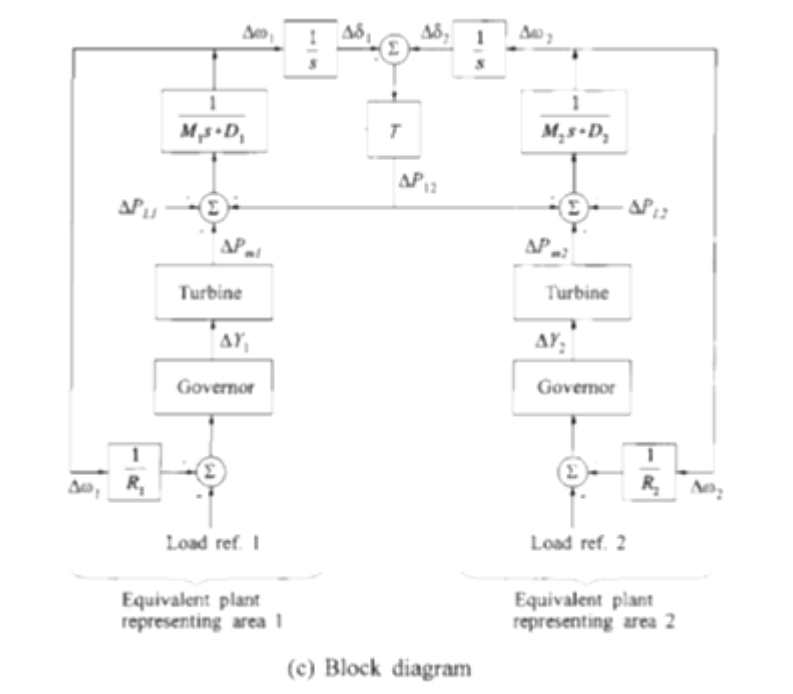
Figura 16. **Equivalente eléctrico de dos áreas interconectadas**



Fuente: KUO, Benjamin. 1996. Sistemas de Control Automático.

La representación del diagrama de bloques del sistema mostrado en la figura 16 con cada área representada por un equivalente de inercia M , la constante de amortiguamiento D , turbina, y gobernador con una caída de velocidad efectiva R . La línea de interconexión es representada por un coeficiente de torque de sincronización T . La potencia ΔP_{12} positiva representa un incremento en la transferencia de potencia del área 1 al área 2. Este efecto es equivalente a un incremento en la carga del área 1 y un decrecimiento de la carga del área 2; por lo tanto, la retroalimentación de ΔP_{12} tiene un signo negativo para el área 1 y positivo para el área 2.

Figura 17. Sistema de control para dos áreas interconectadas



Fuente: KUO, Benjamin. 1996. Sistemas de control automático.

Considerar un sistema interconectado como el de la figura 17. Este sistema consiste en dos áreas conectadas por una línea de reactancia X . Para estudios de frecuencia-carga, cada área debe ser representada por una unidad de generación equivalente.

La desviación de la frecuencia de estado estable ($f - f_0$) es la misma para las dos áreas. Para un cambio de la carga total ΔP_L ,

$$\Delta f = \Delta \omega_1 = \Delta \omega_2 = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + (D_1 + D_2)}$$

Considerar los valores de estado estable seguidos por un incremento en la carga del área 1 por ΔP_{L1} . Para el área 1 se tiene:

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{L1} = \Delta f D_1$$

Para el área 2,

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = \Delta f D_2$$

El cambio en la potencia mecánica depende de la regulación. Por lo tanto:

$$\Delta P_{m1} = -\frac{\Delta f}{R_1}$$

$$\Delta P_{m2} = -\frac{\Delta f}{R_2}$$

Al final se obtiene las siguientes relaciones:

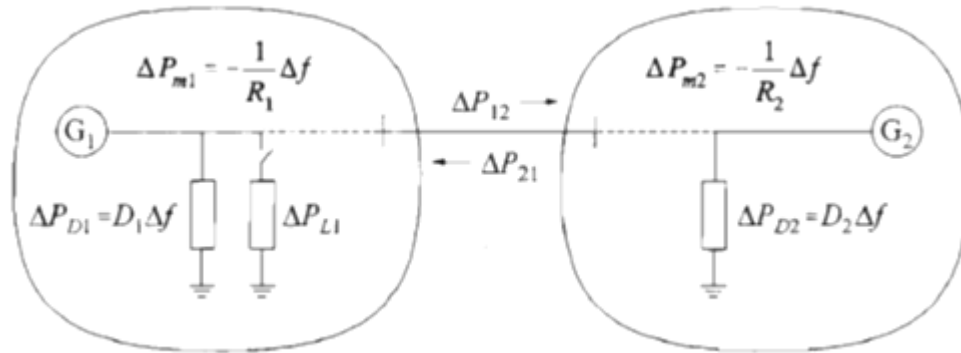
$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2}$$

y

$$\Delta P_{L2} = \frac{-\Delta P_{L1} \frac{1}{R_2} + D_2}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{L1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2}$$

Donde β_1 y β_2 son las características de respuesta a la frecuencia de las áreas 1 y 2 respectivamente. Las anteriores relaciones son presentan en la figura 18.

Figura 18. Diagrama eléctrico, respuesta de frecuencia



Fuente: KUO, Benjamin. 1996. Sistemas de control automático.

3. FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN FASORIAL, SINCROFASORES

3.1. Medición fasorial: antecedentes

A la fecha, la medición sincronizada de fasores ha sido utilizada principalmente para validaciones de modelos de sistemas, análisis posevento, monitoreo a tiempo real y otras actividades similares. Sin embargo, los sincrofasores tienen un mayor potencial sin desarrollar más que solo visualización y monitoreo. Los sincrofasores contribuirán a la operación confiable y económica de sistemas de potencia conforme se desarrollen aplicaciones de control y protección.

La medición de sincrofasores se encuentra ahora disponible en relés y medidores; sin embargo, falta el desarrollo de un medio de procesamiento de los datos a tiempo real.

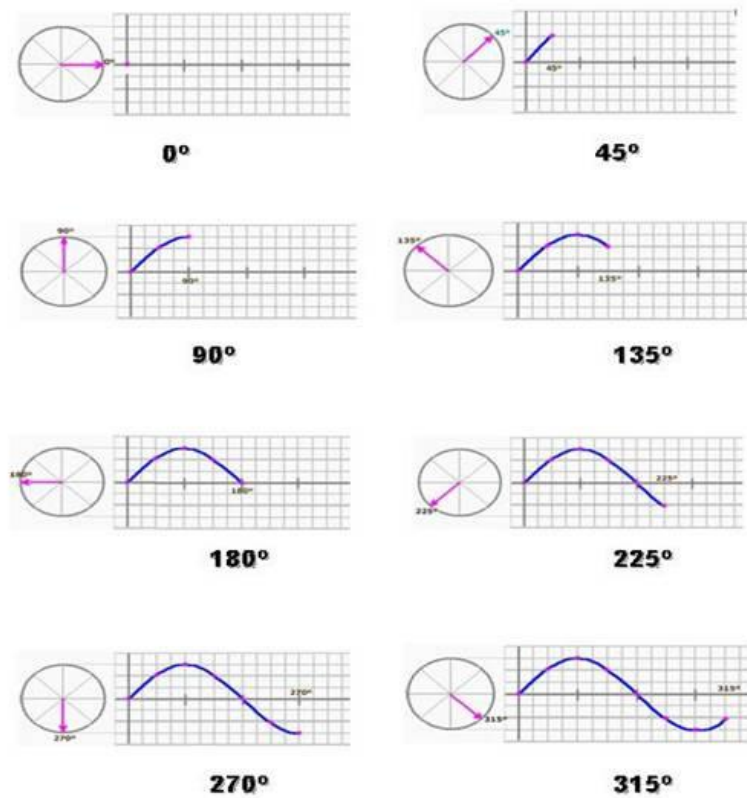
3.2. Representación fasorial de una onda senoidal

Los valores instantáneos que desarrolla una función senoidal (función matemática “seno”) coinciden con los valores del cateto vertical del triángulo que describe un vector giratorio llamado fasor.

En vista de esta relación, se deduce que una magnitud senoidal se puede representar mediante un fasor equivalente. De esta forma en los circuitos de corriente alterna, las tensiones y corrientes se representan mediante vectores giratorios (fasores), con las siguientes normas:

- El módulo de los fasores es el valor eficaz de las magnitudes senoidales
- El ángulo entre fasores es el desfase entre las senoidales
- El convenio de nomenclatura que se utilizará es el siguiente

Figura 19. **Representación fasorial de una onda senoidal**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Considerar una onda senoidal pura dado por la fórmula. Los fasores son un concepto de estado estacionario.

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (3.1)$$

Donde ω es la frecuencia de la señal en radianes por segundo, y φ es el ángulo de fase en radianes. X_m es el valor pico de la señal. El valor eficaz (RMS) de la señal de entrada es $(X_m/\sqrt{2})$.

La ecuación (3.1) puede ser escrita de la siguiente manera:

$$x(t) = \text{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \varphi)}\} = \text{Re}\{e^{j(\omega t)}\} X_m e^{j\varphi}$$

Se acostumbra de suprimir el termino $e^{j(\omega t)}$ en la expresión anterior, sabiendo que la frecuencia es ω . El seno de la Eq. (3.1) es representado por el numero complejo X como su representación fasorial:

$$x(t) \leftrightarrow X = (X_m/\sqrt{2}) e^{j\varphi} = (X_m/\sqrt{2}) [\cos \varphi + j \sin \varphi]. \quad (3.2)$$

Cabe resaltar que la representación fasorial es únicamente posible para un seno puro. En la práctica, la onda es corrompida por otras señales de diferentes frecuencias. Es necesario entonces extraer la componente fundamental de la señal (usualmente la componente cuya frecuencia es de interés) y representarla como un fasor. Esta extracción de la componente fundamental se realiza mediante la “transformada de Furier”. En sistemas de datos de muestreo, se le llama transformada de Fourier Discreta” (TFD).

La definición de fasor también implica que la señal no cambia a través del tiempo.

Sin embargo, en casos prácticos, es únicamente posible considerar una porción del lapso de tiempo, sobre el cual la representación fasorial es considerada. Este lapso de tiempo, también conocido como “data window”, es bastante importante en la estimación fasorial de señales.

3.2.1. Series de Fourier y transformada de Fourier

A manera de introducción es necesario desarrollar brevemente el tema de Series de Fourier, las cual juega un papel impórtate en la digitalización de señales analógicas e aplicaciones de subestaciones.

3.2.1.1. Series de Fourier

La idea básica de las series de Fourier es que toda función periódica de período T puede ser expresada como una suma trigonométrica de senos y cosenos del mismo período T.

3.2.2. Muestreo ded y Aliasing

Los datos muestreados de las señales de entrada son el punto inicial del procesamiento de señales digitales. El procesamiento de fasores de voltajes y corrientes empieza con el muestreo de la onda tomada a intervalos uniformes $k\Delta T$, ($k= 1, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \pm 4, \dots$). Considerar una señal de entrada $x(t)$ la cual es muestreada, con intervalos $x(k\Delta T)$. Se deben ver los datos muestreados como una función de tiempo $x'(t)$ que consiste en pulsos espaciados uniformemente, cada uno con magnitud $x(k\Delta T)$.

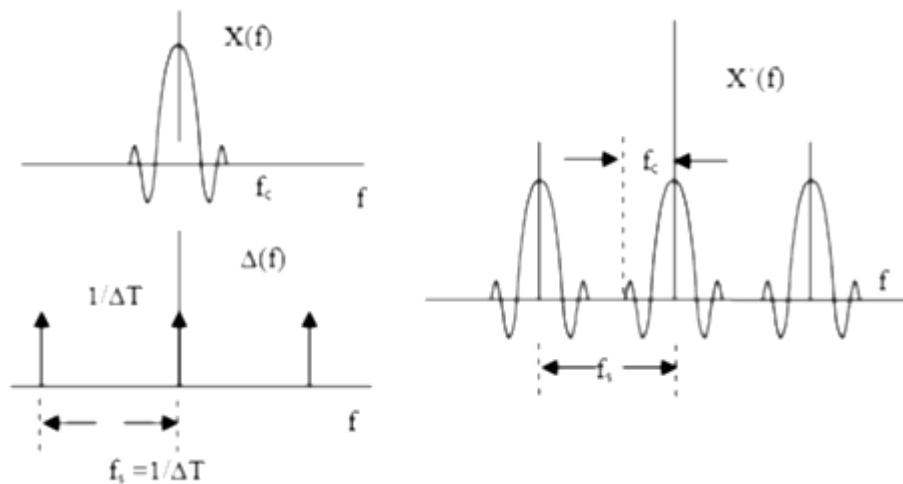
$$x' t = \sum_{k=-\infty}^{\infty} x k\Delta T \delta(t - k\Delta T) \quad (3.3)$$

Es interesante determinar la transformada de Fourier de la función de datos muestreados dada por la ecuación (3.3). Nótese que la función de datos muestreados es un producto de la función $x(t)$ y la función muestreada $\delta(t - k\Delta T)$.

Por lo tanto, la transformada de Fourier $X'(f)$ de $x'(t)$ es la convolución de la transformada de Fourier $x(f)$ y del tren de pulsos.

La relación entre la transformada de Fourier de $x(t)$ y $x'(t)$ son mostradas en la figura 20.

Figura 20. **Representación transformada de Fourier**

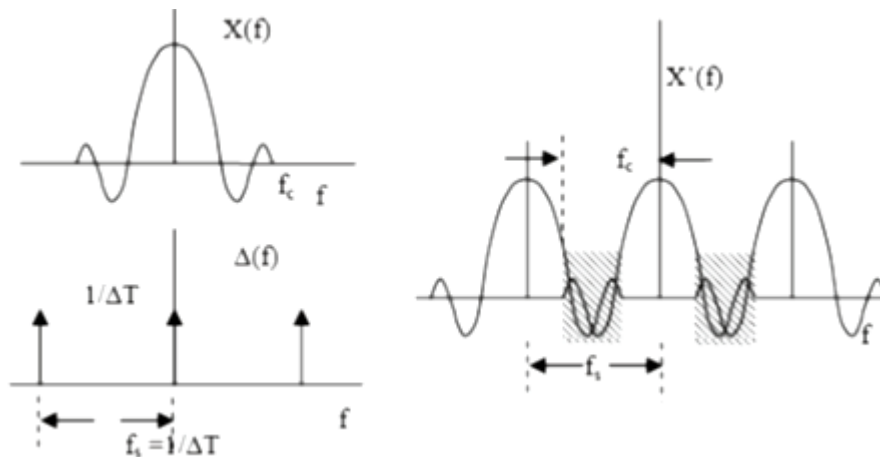


Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

La transformada de Fourier de $x(t)$ se muestra dentro del ancho de banda, es decir que no tiene componentes más allá de la frecuencia de corte f_c . El dato muestreado tiene una transformada de Fourier, la cual, consiste en un tren infinito de transformadas de $x(t)$ centradas a intervalos de frecuencia de $(k\Delta T)$ para toda k . Cabe resaltar que el intervalo de muestreo es ΔT , así que la frecuencia de muestreo es $f_s = (1/\Delta T)$.

Si la frecuencia de corte f_c es mayor que la mitad de la frecuencia de muestreo f_s , la transformada de Fourier de los datos muestreados sera como se muestra en la figura 21.

Figura 21. **Representación de Aliasing**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

En este caso, el espectro de los datos muestreados es diferente del que se traslapa en la señal de entrada, como se muestra en la región sombreada. Esto implica que los componentes de la frecuencia estimada de los datos muestreados en esta región serán erróneos, debido al fenómeno conocido como “aliasing” o efecto de Nyquist.

Queda claro, de la discusión anterior, que de manera de evitar errores debidos al “aliasing”, el ancho de banda de la señal de entrada debe ser menor que la mitad de la frecuencia de muestreo, utilizada para obtener los datos muestreados. Este requerimiento es conocido como el “Criterio de Nyquist”.

Con el objetivo de evitar errores de aliasing, se acostumbra en todos los sistemas de muestreo de datos, usados en la estimación de fasores, usar filtros anti-aliasing, los cuales, limitan el ancho de banda de las señales de entrada por debajo de la mitad de la frecuencia de muestreo seleccionada.

Nótese que la frecuencia de corte de la señal de entrada debe ser menos que la mitad de la frecuencia de muestreo. En la práctica, el ancho de banda de la señal es limitado a un valor mucho mayor que el requerido por el criterio de Nyquist. Los filtros anti-aliasing son generalmente filtros pasivos pasa-bajos o filtros RC, sin embargo filtros activos pueden ser utilizados para obtener características de corte más exactas.

3.3. Estimación de fasores a frecuencia nominal

Considere una señal de entrada $x(t)$ a frecuencia nominal del sistema de potencia f_0 , la cual es muestreada a la frecuencia de muestreo Nf_0 . El ángulo de muestreo θ es igual a $2\pi/N$, y la estimación es realizada utilizando la Transformada Discreta de Fourier (DFT).

$$x(t) = X_M \cos(2\pi f_0 t + \varphi) \quad (3.4)$$

Los N datos muestreados de esta entrada $x_n = \{n= 0,1,2, \dots, N-1\}$ son:

$$x_n = X_M \cos(n\theta + \varphi) \quad (3.5)$$

Se tomarán en cuenta las ecuaciones de la Transformada Discreta de Fourier, según sigue:

$$X_k = \frac{1}{2} \sqrt{a_k^2 + b_k^2} e^{j\varphi} \quad (3.6)$$

El fasor anterior en forma compleja es:

$$X_k = \frac{1}{2} a_k - j b_k \quad (3.7)$$

Usando la relación de los coeficientes de las Series de Fourier con la DFT, la representación fasorial de la kth armónica es dada por:

$$X_k = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x[n] \Delta T \cos \frac{2\pi kn}{N} - j \sin \frac{2\pi kn}{N} \quad (3.8)$$

Utilizando las notaciones $x[n] \Delta T = x_n$ y $\frac{2\pi}{N} = \theta$, se definen los cosenos y senos como sigue:

$$X_{kc} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(kn\theta) \quad (3.9)$$

$$X_{ks} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \sin(kn\theta) \quad (3.10)$$

Como el objetivo principal en la medición de fasores es el de calcular la componente de frecuencia fundamental, se ajustará $k=1$ en las ecuaciones (3.7)

y (3.8) para producir el fasor de frecuencia fundamental obtenido del ajuste de muestreo x_n . El superíndice (N-1) es usado para identificar el fasor como teniendo la (N-1) muestra como la última muestra usada en la estimación de fasores.

$$\begin{aligned}
 X_c^{N-1} &= \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(n\theta) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X_m \cos n\theta + \varphi \cos n\theta \\
 &= \frac{\sqrt{2}}{N} X_m \sum_{n=0}^{N-1} \cos \varphi \cos^2 n\theta - \frac{1}{2} \text{sen } \varphi \text{ sen } 2n\theta = \frac{X_m}{2} \cos(\varphi)
 \end{aligned}
 \tag{3.11}$$

Nótese que la suma del termino $\text{sen } 2n\theta$ sobre un período es igual a cero, y que el promedio de $\cos^2 n\theta$ sobre un periodo es igual a $\frac{1}{2}$.

La suma sinodal es calculada de manera similar:

$$X_s^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \text{sen}(\varphi)
 \tag{3.12}$$

$$X^{N-1} = X_c^{N-1} - jX_s^{N-1} = \frac{X_m}{2} \cos \varphi + j \text{sen } \varphi = \frac{X_m}{2} e^{j\varphi}
 \tag{3.13}$$

Se entiendo entonces que la Eq. (3.13) describe el fasor de frecuencia fundamental.

3.4. Actualización de fasores

Para la actualización continua de los fasores, existen los siguientes tipos de actualización.

3.4.1. Actualizaciones no recursivas

Considerando que el cálculo de fasores es un proceso continuo, es necesario considerar algoritmos que actualizaran el fasor a medida que se adquieran muestras. Cuando la N muestra es adquirida después de que un previo tren de muestras a llevado la estimación fasorial dada por la ecuación (3.13), el procedimiento más simple debe ser el de repetir las calculaciones implicadas en las ecuaciones (3.11 y 3.12) para la nueva “data window” la cual empieza en $n = 1$ y termina en $n = N$.

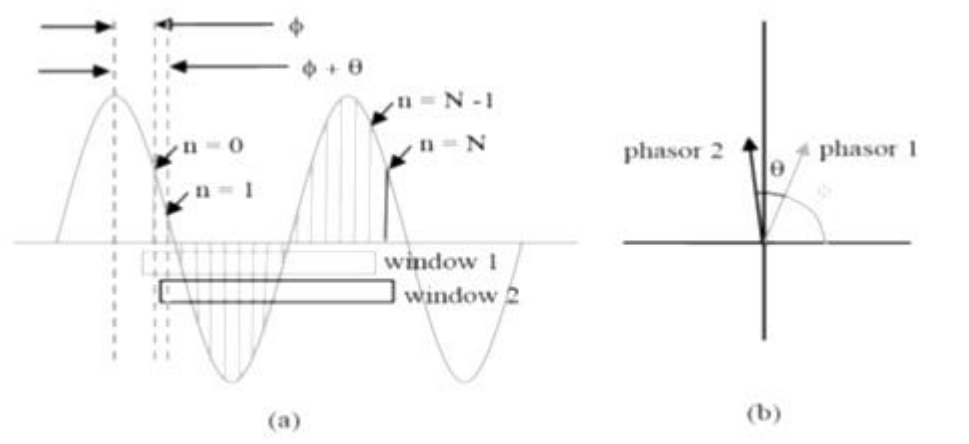
$$X^{N-1} = \frac{2^{-N-1}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n [\cos n\theta - j \operatorname{sen} n\theta] \quad (3.14)$$

$$X^N = \frac{2^{-N-1}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} [\cos n\theta - j \operatorname{sen} n\theta]$$

Las dos “data Windows” son mostradas en la figura 22. El fasor 1 es el resultado de la estimación sobre la window 1, mientras el fasor 2 es calculado con los datos de la ventana 2. La primera muestra en la window 1 se retrasa del pico del senoide por un ángulo φ , mientras que la primera muestra de la window 2 ($n = 1$) retrasa el pico por un ángulo de $\varphi + \theta$, siendo θ el ángulo entre ambas muestras.

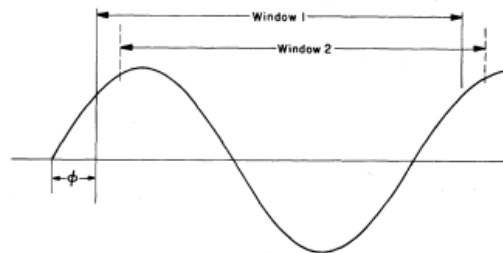
Se debe dejar claro de la figura 23. que en general el fasor obtenido de un seno constante de un sistema de potencia a frecuencia nominal, bajo esta técnica, tendrá una magnitud constante y rotara en sentido contrario a las agujas del reloj por un ángulo de θ cuando la “data window” avance por una muestra.

Figura 22. **Representación de fasores en ventanas de tiempo**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

Figura 23. **Estimación de fasores en ventanas**

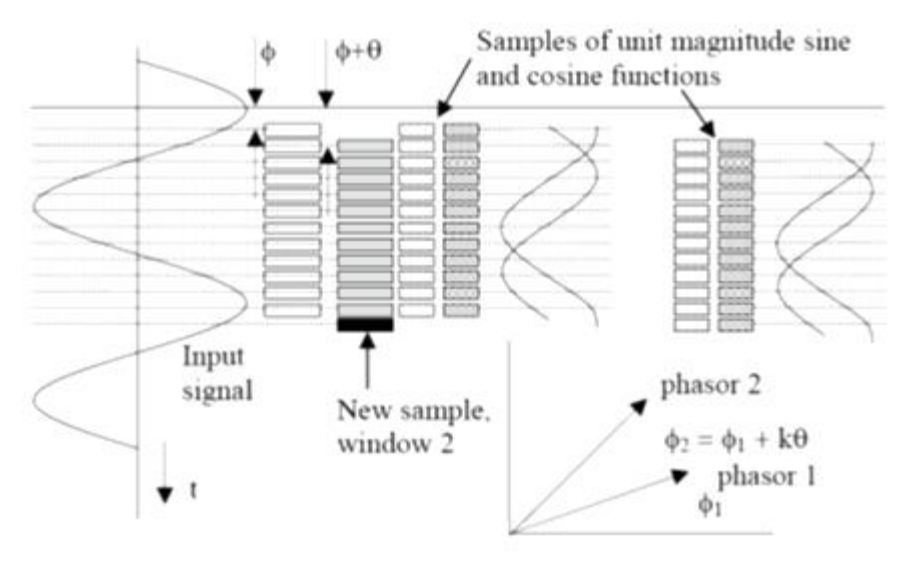


Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

Puesto que las calculaciones de los fasores se llevan a cabo de nuevo para cada window, sin usar ningún dato de las estimaciones previas, este algoritmo es conocido como “algoritmo no recursivo”. Los algoritmos no recursivos son numéricamente estables, pero crean un exceso en el procesamiento, como se verá a continuación.

La figura 24 es otra vista de estimación no recursiva de fasores. A la medida que nuevas muestras se adquieren, la tabla de multiplicadores de seno y coseno es corrida para obtener una nueva “data window”. En esta figura, los multiplicadores son vistos como muestras de magnitud unitaria y ondas cosenoidales a la frecuencia nominal del sistema de potencia. La nueva “data window” tiene N-1 muestras en común con la “data window” anterior. En la actualidad, estas muestras son simplemente guardadas como tablas de senos y cosenos, las cuales son repetidas en cada ventana, como se necesite.

Figura 24. **Estimación no recursiva de fasores**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

3.4.2. Actualizaciones recursivas

Las fórmulas para calcular los fasores N y N-1 por medio del algoritmo no recursivo son:

$$X^{N-1} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-jn\theta} \quad (3.15)$$

$$X^N = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} e^{-jn\theta}$$

Los multiplicadores para la muestra dada son diferentes en las dos computaciones. Por ejemplo, el multiplicador para la muestra ($n = 2$) en la primera sumatoria es $e^{-j2\theta}$ mientras que el multiplicador para la misma muestra en la segunda sumatoria es $e^{-j\theta}$.

Nótese que las muestras $x_n: \{n = 1, 2, \dots, N - 1\}$ son comunes para ambas ventanas. La segunda ventana no tiene x_0 , por lo que empieza en x_1 , y terminan en x_n , muestra que no existe en la primera ventana. Si se pudiera ordenar para mantener los multiplicadores para las muestras en común, en ambas ventanas, se podría ahorrar considerablemente esfuerzos en computación al calcular X^N . Si se multiplica ambos lados de la segunda ecuación (3.14) por $e^{-j\theta}$, se obtiene el siguiente resultado:

$$X^N = e^{-j\theta} X^N = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} e^{-j(n+1)\theta} \quad (3.16)$$

$$= X^{N+1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_n - x_0) e^{-j(\theta)\theta}$$

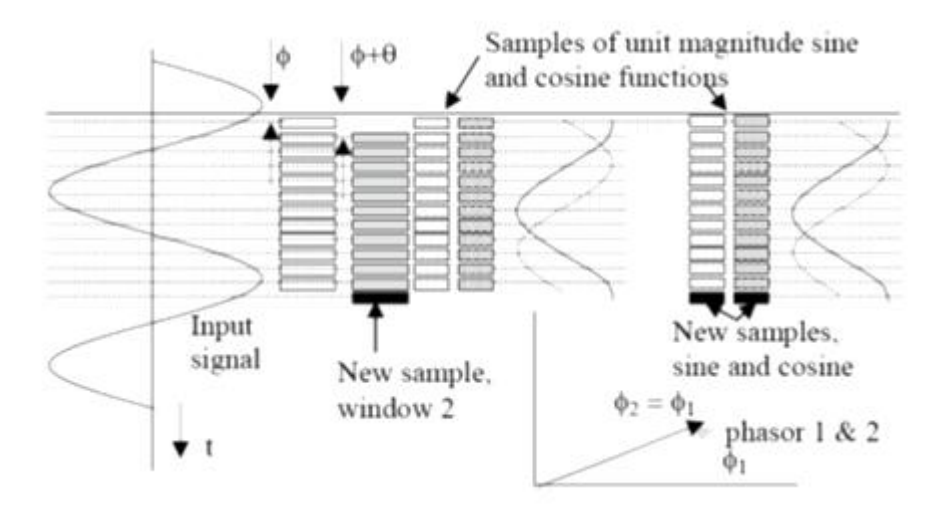
Donde el uso ha sido creado por el hecho que $e^{-j(\theta)\theta} = e^{-jN\theta}$, puesto que N muestras se espacian exactamente un período de la frecuencia fundamental. El fasor definido por la eq. (3.15) difiere de la estimación no recursiva por el ángulo de retardo de θ . La ventaja de usar esta definición alternativa para el fasor de la nueva “data window” es que (N-1) multiplicaciones por los coeficientes de Fourier en la nueva window son los mismos que esos usados en la primera window. Solo la actualización recursiva en el antiguo fasor necesita ser creada para determinar el valor del nuevo fasor. Este algoritmo es conocido como “algoritmo recursivo” para la estimación de fasores. En general, cuando la última muestra en la “data window” es (N+r), el fasor recursivo estimado es dado por:

$$X^N = e^{-j\theta} X^{N+r-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta}$$

(3.17)

$$= X^{N+r-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta}$$

Figura 25. **Estimación recursiva de fasores**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

Cuando la señal de entrada es un seno constante, x_{N+r} es el mismo que x_r , y el segundo término de la Eq. (3.16) desaparece.

3.5. Estimación de frecuencia

La medición de frecuencia de sistemas de potencia ha sido tomada en cuenta desde la llegada de los generadores y sistemas de corriente alterna. La velocidad de rotación del rotor de un generador está directamente relacionada con la frecuencia de su voltaje. El gobernador tipo Watt de las turbinas de vapor es esencialmente un dispositivo medidor de frecuencia, el cual es usado en un sistema de control con *feedback* para mantener la velocidad de la máquina entre un rango limitado cerca del valor nominal. Sin embargo, esta medición está disponible únicamente en la estación de generación, y existe la necesidad

de tener los valores de la frecuencia del sistema de potencia en los buses de la red, lejos de las estaciones de generación.

Las primeras mediciones de frecuencia para voltajes de alta tensión fueron realizados por dispositivos mecánicos los cuales empleaban resonadores mecánicos (similares a los diapasones) ajustados a rangos de frecuencias cercanos a la frecuencia del sistema. Dicho medidor de frecuencia de los años 50 es mostrado en la figura 26. Otro instrumento de medición de ese mismo periodo es un dispositivo de tipo resonancia, mediante el cual, circuitos resonantes sintonizados a diferentes frecuencias eran energizados por un voltaje secundario obtenido de un transformador de potencial y de donde la frecuencia era tomada del circuito resonante. La resolución típica de estos medidores era en el orden de los 0,25 Hz.

Figura 26. **Antiguo frecuencímetro utilizado en plantas de generación**



Fuente: Fotografía de frecuencímetro en planta hidroeléctrica El Cajón, Honduras

El próximo avance en medición de frecuencia viene con la introducción de nuevas técnicas de medición precisa. Midiendo el intervalo de tiempo entre los ceros consecutivos de una onda de voltaje, la frecuencia de la misma puede ser

determinada. Claramente la precisión de dicha medición depende de la precisión de la medición de tiempo, así como de la precisión del que dicho cero de la onda puede ser determinado. Esta reciente técnica de medición es afectada por la presencia de ruido en la medición, niveles de armónicas y el desempeño de los circuitos detectores de ceros en la onda.

Los sincrofasores ofrecen la oportunidad de medición de frecuencia, la cual, elimina varias de las fuentes de error anteriormente mencionadas. Debe tomarse en cuenta, que la medición de frecuencia en sistemas de potencia es primariamente dedicada a la estimación de la velocidad del rotor de los generadores conectados. Como tal, los voltajes de secuencia positiva son un vehículo ideal para la medición de frecuencia. Adicionalmente, los fasores reflejan la frecuencia fundamental de las componentes del voltaje, y los armónicos no afectan la medición basada en fasores.

3.5.1. Estimación de frecuencia en entradas trifásicas balanceadas

La frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia pueden ser estimadas de los ángulos de fase de los fasores estimados. Los fasores de secuencia positiva estimados de entradas balanceadas a frecuencias no nominales tienen una menor atenuación en la magnitud del fasor y ambas estimaciones, de magnitud y ángulo de fase, son libres de modulaciones de aproximaciones de la segunda armónica. Ajustando la componente de secuencia negativa de la entrada a $x_2 = 0$ para la ecuación 3.18 el voltaje de secuencia positiva estimado es dado por:

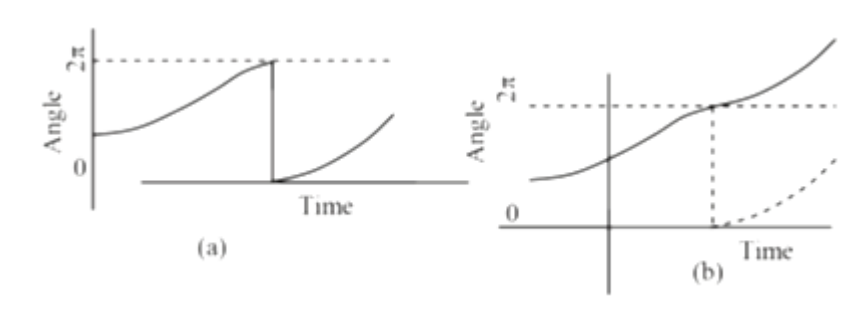
$$X'_{r1} = PX_1 e^{jr(\omega - \omega_0)\Delta t} \tag{3.18}$$

La magnitud de P es el factor de atenuación, y el ángulo de fase de P es un desplazamiento constante en los ángulos de fase medidos. El ángulo del fasor X'_{r1} avanza a cada muestra de tiempo por $(w - w_0)\Delta t$, donde w es la señal de frecuencia, w_0 es la frecuencia nominal del sistema y Δt es el intervalo de muestreo.

Debe dejarse claro de la ecuación (3.18) que la primera y segunda derivada de ángulo de fase del fasor estimado puede proveer una estimación de $\Delta w = (w - w_0)$ y la tasa de cambio de la frecuencia.

Hacer $[\phi k] \{k = 0, 1, \dots, N - 1\}$ el vector de "N" muestras de los ángulos de fase de la medición de secuencia positiva. Se asume que el vector $[\phi k]$ estará cambiando monótonamente sobre la ventana de "N" muestras. Como los ángulos de fase del fasor estimado podrían estar restringidos en un rango de 0 a 2π , debe ser necesario ajustar los ángulos para hacer que sean monótonos sobre el periodo que abarca corrigiendo cualquier offset de 2π radianes los cuales deben existir. Esto está ilustrado en la figura 27.

Figura 27. **Ajuste de monotonía el ángulo de fase**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

Si la desviación de la frecuencia del valor nominal, y la tasa de cambio de la frecuencia en el tiempo $t = 0$ es Δw y w' , respectivamente, la frecuencia en cualquier tiempo "t" dado es dada por:

$$w_t = (w_0 + \Delta w + tw')$$

(3.19)

El ángulo de fase es la integral de la frecuencia:

$$\varphi_t = \int w dt = \int (w_0 + t\Delta w + tw') dt = \varphi_0 + tw_0 + t\Delta w + \frac{1}{2}t^2 w'$$

(3.20)

Siendo φ_0 el valor inicial del ángulo. Asumiendo que el algoritmo recursivo es usado para la estimación de fasores, el término tw_0 es tomado de los ángulos de los fasores estimados. Por lo tanto, el ángulo de fase como función del tiempo se convierte en:

$$\varphi_t = \varphi_0 + t\Delta w + \frac{1}{2}t^2 w'$$

(3.21)

Si φ_t es asumido como un polinomio de segundo grado del tiempo:

$$\varphi_t = a_0 + a_1 t + a_2 t^2$$

(3.22)

Y sabiendo que $t = 0$

$$\begin{aligned}\Delta w &= a_1 \\ w' &= 2a_2\end{aligned}\tag{3.23}$$

O, en términos de Hz y Hz s⁻¹

$$\Delta f_0 = \frac{a_1}{2\pi} \text{ y } f' = \frac{a_2}{\pi}\tag{3.24}$$

El vector “N” del angulo medido es dado por:

$$\begin{bmatrix} \phi_0 \\ \phi_1 \\ \phi_2 \\ \vdots \\ \phi_{N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & \Delta t & \Delta t^2 \\ 1 & 2\Delta t & 2^2 \Delta t^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & (N-1)\Delta t & (N-1)^2 \Delta t^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix}$$

En notación matricial,

$$[\varphi] = [B][A]\tag{3.25}$$

Donde [B] es el coeficiente de matriz en la ecuación (3.25). El vector desconocido [A] es calculado por de la siguiente manera:

$$A = B^T B^{-1} B^T \varphi = G [\varphi]$$

Donde:

$$[G] = [B^T B]^{-1} B^T$$

La matriz $[G]$ es pre-calculada y guardada para ser utilizada en tiempo real. Esta matriz tiene “N” filas y tres columnas. En tiempo real, $[G]$ es multiplicada por $[\varphi]$ para obtener el vector $[A]$, y desde allí, obtener la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia en cualquier tiempo t (el cual es un múltiplo de Δt) calculado. Este tiempo es usualmente asociado con la estampa de tiempo con la cual la medición es marcada.

3.6. Sincrofasores

A pesar que los fasores han sido ampliamente usados por más de 100 años, la definición detallada de un fasor sincronizado ha sido únicamente detallada en la Norma IEEE 1344 y más tarde en IEEE C36.118 Synchrophasor for Power Systems standards. Es necesario definir como un fasor sincronizado es definido, marcado con tiempo y transmitido.

Una onda de corriente alterna puede ser matemáticamente representada por la siguiente ecuación:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \tag{3.26}$$

Donde: X_m = magnitud de la onda senoidal
 $\omega = 2\pi f$ donde f es la frecuencia instantánea
 φ = desplazamiento angular

Notese que el sincrofasor es referenciado a una función coseno. En una notación fasorial, esta forma de onda es representada como:

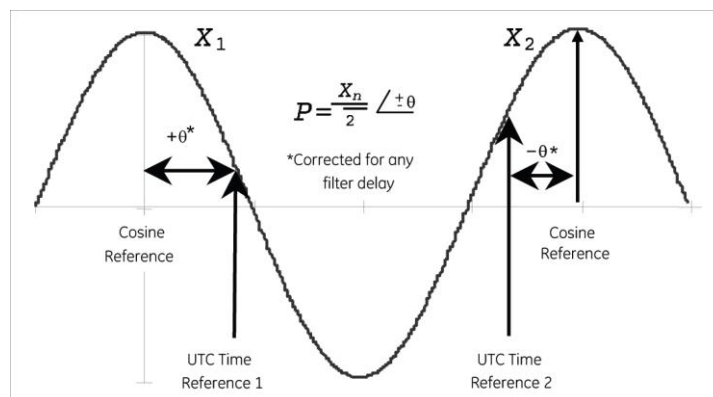
$$X_{s\grave{a}latch} = X_m \angle 0 \quad (3.27)$$

Dada la definición de sincrofasor, la correlación con el valor RMS equivalente es necesaria, un factor escalar de 1/raíz debe ser aplicado a la magnitud que se traduce en la representación fasorial como:

$$X \angle \varphi \quad (3.28)$$

Añadiendo una marca absoluta y común de tiempo, un sincrofasor puede ser definido como la magnitud y ángulo de una señal cosenoidal referida a un punto absoluto en el tiempo, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 28. **Onda senoidal con referencia de tiempo UTC**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

En la anterior figura se muestran flashes de tiempo como UTC Time Reference 1 y UTC Time Reference y cuando ocurren. En el instante en que UTC TR1 ocurre, existe un ángulo mostrado como “+q” y, asumiendo un senoide en estado estacionario (es decir, con frecuencia constante), existe una magnitud de la onda X1. De manera similar, el tiempo de referencia UTC TR2, se mide un ángulo con respecto a la onda coseno “-q” con su respectiva magnitud o X2. El ángulo medido es requerido para ser reportado con el rango de $\pm p$. Debería ser enfatizado que la norma de sincrofasores se enfoca en señales de estado estacionario, que son, señales donde la frecuencia de la onda es constante a lo largo de un período medido.

En el mundo real, los sistemas de potencia raramente operan exactamente con la frecuencia nominal. Como tal, el cálculo del ángulo de fase, o, necesita tomar en cuenta la frecuencia actual del sistema en el momento de la medición. Por ejemplo, si la frecuencia nominal es de 59,5 Hz, en un sistema de 60 Hz, el período de la onda es de 16,694 ms en lugar de 16,66 ms; existe una diferencia de 0,167 %.

Los fasores capturados son estampados en el tiempo, basado en el tiempo de la referencia de tiempo UTC. La estampa de tiempo es un mensaje de 8 bits, consistente de 4 bits “Second of Century – SOC” 3 bits de fracción de segundo (Fraction of Second) y un bit indicador de la calidad de tiempo (Time Quality). La etiqueta de tiempo SOC cuenta el número de segundos que han ocurrido desde enero 1 de 1970 como un desasignado Integer de 32 bit. Con 32 bit, el contador SOC es funciona para 136 años o antes del 2106.

Para el Fraction of Second, un segundo puede ser desglosado en 16,777,216 conteos o sobre 59.6 nsec /conteo. Si dicha resolución no es la deseada, el estándar mencionado (C37.118) permite un “user-defined” sobre el

cual se ajustará el conteo. (p.j una base de 1,000,000 debería etiquetar un fasor al microsegundo más cercano).

Finalmente, el bit de calidad de tiempo (Time Quality Byte) contiene información acerca del estatus y la precisión del reloj, así como una indicación de segundos ciegos y su dirección (más o menos). Nótese que los segundos ciegos, no son incluidos en el SOC de 4 byte.

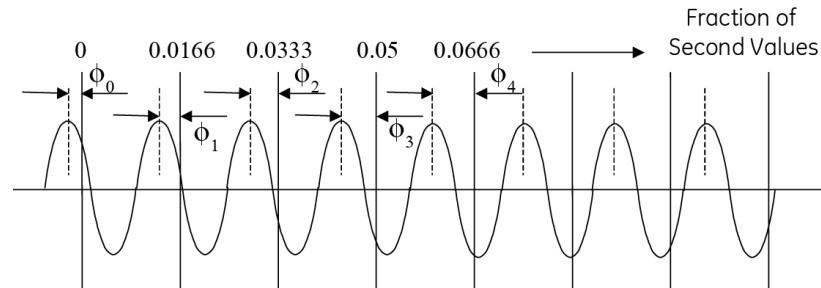
3.6.1. Reporte de fasores sincronizados

El estándar IEEE C37.118, revisión pendiente de la IEE 1344, propone estandarizar las tasas e intervalos de reportes de los sincrofasores. Una tasa de reporte dada debe eventualmente dividir un intervalo de un segundo en el número especificado de subintervalos.

Esto es ilustrado en la figura donde la tasa de reportes es seleccionada a 60 fasores por segundo (más allá del máximo valor requerido en el que está permitido por la nueva propuesta). El primer intervalo de muestreo debe estar al “Top of Second” que es puesto como intervalo de muestreo “0” en la figura.

La fracción de segundo “Fraction of second” para este intervalo de muestreo debe ser 0. El próximo intervalo de muestreo en la figura 29, etiquetado como T0, debe ser reportado 1/60 de segundo después del “Top of Second”- con la Fraccion de segundo reportando 279,620 cuentas en una base de 16,777,216.

Figura 29. Intervalos de muestreo



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

3.7. PMU – Unidad de Medición Fasorial

Una Unidad de Medición Fasorial (PMU) es un dispositivo que provee como mínimo mediciones de sincrofasores y frecuencia para una o más ondas trifásicas AC de corriente o voltaje. Estos sincrofasor pueden ser monofásicos o componentes simétricas. Los valores de frecuencia y sincrofasores deben cumplir la definición general y precisión mínima requerida en el Estándar de Sincrofasores C37.118-2005. El dispositivo debe proveer datos a tiempo real en sus salidas de conformidad con la Norma C37.118. El fabricante debe proveer valores de prueba para confirmar el cumplimiento.

Los PMU deben, de la misma forma, proveer mediciones de otras señales analógicas y digitales, incluyendo otras muestras sincronizadas así, registro de valores locales. Dichas funciones son opcionales pero si son incluidas, sus especificaciones deben ser definidas por los manuales del usuario y por la hoja de datos del equipo.

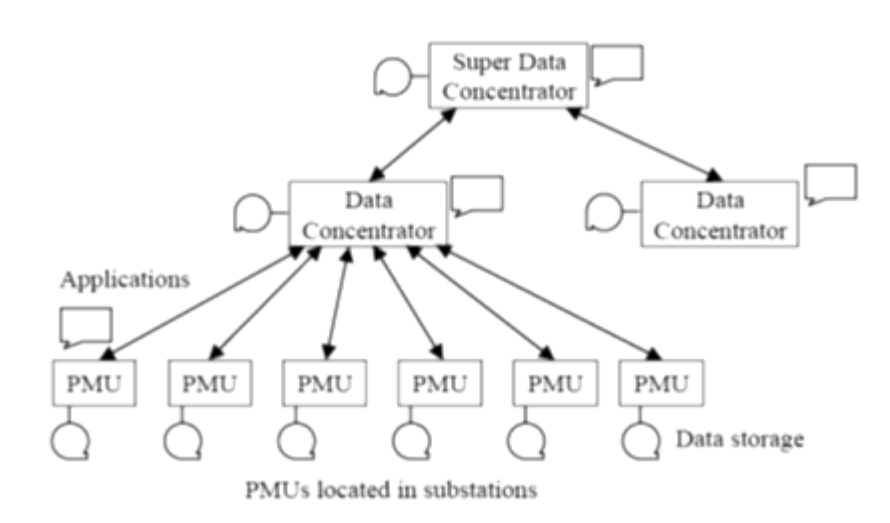
Adicional a la medición de distintos valores, un PMU debe realizar otras funciones, como transmitir y registrar fallas. Hoy en día los relevadores de protección incluyen entre sus funciones la medición de fasores. Igualmente, las funciones PMU integradas no deben interferir con el funcionamiento de otras funciones. Si en el equipo vienen incluidas varias funciones adicionales al PMU, como protección y medida, este debe ser pasado por pruebas de funcionamiento por parte del fabricante y el rendimiento del dispositivo en dichas circunstancias debe ser documentado en el manual del usuario y la hoja de datos del equipo.

3.7.1. Jerarquía de Sistemas de Medición Fasorial

Los PMUs son instalados en subestaciones de sistemas de potencia. La selección de las subestaciones donde estos son instalados depende de su posición, importancia y rol dentro del sistema de medición, control y protección.

En la mayoría de aplicaciones, los fasores son usados en locaciones lejanas a los PMUs. Por lo que una arquitectura de canales de comunicación, y concentradores de datos deben existir con el objetivo de optimizar el sistema de medición fasorial.

Figura 30. **Arquitectura de sistema de medición fasorial**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

En la figura 30 los PMU se encuentran instalados en las subestaciones del sistema de potencia, y proveen mediciones con estampas de tiempo de los voltajes de secuencia positiva y corrientes para todas las barras y alimentadores.

Las mediciones son almacenadas en servidores locales, los cuales pueden ser accedidos desde puntos remotos, para propósitos de diagnóstico.

Los dispositivos al siguiente nivel de la subestación se conocen como "Phasor Data Concentrator" o Concentrador de Mediciones Fasoriales, (PDCs). La función típica de un PDC es el de recopilar datos de todos los PMUs, filtrarlos, alinear las estampas de tiempo y crear registros coherentes de todos los datos grabados sincronizadamente.

3.7.2. Comunicación entre PMUs

La comunicación es esencial para aplicaciones que requieren medición fasorial en lugares remotos. Dos aspectos para la transferencia de datos son significativos en cualquier tarea de comunicación. La capacidad del canal es la medida de la tasa de de datos (en kilobits por segundo o megabits por segundo) que pueden ser transferidos en el canal disponible. El segundo aspecto es la latencia, definido como el tiempo de retraso entre el tiempo en el cual el dato es creado y cuando se encuentra disponible para la aplicación deseada. El volumen de datos creado por los PMUs es bastante modesto, por lo que la capacidad de los canales es raramente un factor limitante en la mayoría de aplicaciones. Por otro lado, algunas aplicaciones podrían requerir relativamente una pequeña latencia, en particular, aplicaciones para control en tiempo real de sistemas de potencia.

En otro extremo, se encuentran las aplicaciones posmortem de análisis, las cuales requieren los datos de los PMUs para analizar el comportamiento de la red durante grandes disturbios. Estas aplicaciones no son afectadas por retrasos en la transferencia de datos.

Las opciones de comunicación disponibles para la transferencia de datos de sincrofasores podrían estar clasificadas de acuerdo al medio físico usado. Circuitos telefónicos arrendados se encontraban entre los primeros medios de comunicación para estos propósitos. Circuitos conmutados telefónicos pueden ser usados cuando la latencia no es de importancia. Otras opciones de comunicación comunes como “*power line carrier*” y micro onda también son usados. Por su puesto, la elección, hoy en día, es la fibra óptica, la cual contiene capacidad en el canal sin igual.

3.8. Protección y control de GD utilizando medición fasorial

La toma de sincrofasores ha ofrecido soluciones a varios problemas de protección. Esto incluye la protección de líneas compensadas en serie. Protección de líneas multiterminales y la incapacidad de configurar satisfactoriamente los relevadores *out-of-step*. En muchas situaciones la medición confiable de un voltaje remoto o bien, una corriente, a la misma referencia que las variables locales ha logrado mejoras substanciales en las funciones de protección.

Las mediciones fasoriales son particularmente efectivas en el mejoramiento de las funciones de protección en donde se tienen relativamente tiempos largos de respuesta. Para dichas funciones de protección, el retardo de las mediciones remotas no es un problema significativo.

3.8.1. Protección de pérdida de sincronismo (*out-of-step*)

Se sabe que cuando un grupo de generadores sale de sincronismo con respecto al resto del sistema, es usualmente un precursor de un completo *blackout*.

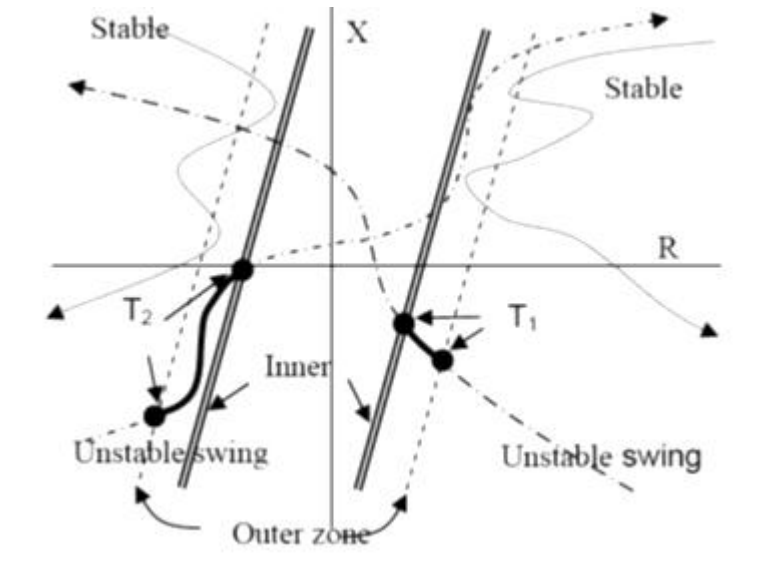
Se debe determinar si la condición transitoria es estable o inestable antes de tomar una acción de control para regresar el sistema a su estado estable viable.

Los relevadores con protección *out-of-step* son diseñados para realizar esta detección y además de tomar una adecuada decisión de disparo o bloqueo.

Los relevadores de detección de fuera de sincronismo, utilizan relés de distancia para determinar si una oscilación electromecánica llevará o no al sistema a la inestabilidad. Para determinar la programación de estos relevadores, es necesario correr varias simulaciones de estabilidad transitoria para varias condiciones de carga y contingencias. Utilizando trayectorias de impedancia aparentes observadas en ubicaciones cercanas al centro eléctrico de estos sistemas durante la simulación, dos zonas de un relé de impedancia son configuradas, por lo que la zona interior no es penetrada por ninguna oscilación estable. Esto es ilustrado en la figura 31.

La zona externa es mostrada por una línea punteada, y la zona interna es mostrada por una doble línea. Nótese que todas las trayectorias estables de oscilación se mantienen afuera de la zona interna, mientras que las trayectorias inestables penetran tanto las afueras como la zona interna. Aunque únicamente dos características de impedancia son mostradas para casos estables o inestables, en la realidad un largo número de dicho lugar geométrico de impedancia debe ser examinado.

Figura 31. Característica de operación para función *out-of-step*



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

3.9. Control de sistemas de potencia con medición fasorial

Las frecuencias del proceso se encuentran entre los 0,2-2 Hz. Los datos fasoriales deberían ser estampados por lo que el control estaría basado en el estado actual del sistema un pequeño tiempo antes.

La frecuencia está directamente relacionada con las oscilaciones electromecánicas, estabilidad transitoria y ciertos fenómenos de sobrecarga. Se espera que la frecuencia de medición sea en el orden de los 15-30 Hz, por lo que es suficiente para manejar las tareas de control.

3.9.1. Control con retroalimentación fasorial

En el mayor de los casos, el control de sistemas de potencia es realizado mediante la toma de señales locales. Esto quiere decir, que el control “mira” únicamente lo que está controlando. El control retroalimentado con tales mediciones locales es ampliamente usado en el control de máquinas. En otras situaciones, las acciones de control eran tomadas en base a modelos matemáticos del sistema sin la medición real. La aparición de la medición fasorial permite la posibilidad de realizar acciones de control, tomando en cuenta mediciones remotas. Es una expectativa que el control dependerá menos del modelo del sistema que se controla. El hecho que la mayoría de tales fenómenos son relativamente lentos es un factor positivo para el despliegue de PMUs.

La latencia del proceso de medición fasorial no es importante cuando las frecuencias del proceso se encuentran entre los 0,2-2 Hz. Los datos fasoriales deberían ser estampados por lo que el control estaría basado en el estado actual del sistema un pequeño tiempo antes.

La frecuencia está directamente relacionada con las oscilaciones electromecánicas, estabilidad transitoria y ciertos fenómenos de sobrecarga. Se espera que la frecuencia de medición sea en el orden de los 15-30 Hz, por lo que es suficiente para manejar las tareas de control.

3.9.2. Control óptimo lineal

El control minimizara la diferencia entre la trayectoria de salida deseada $y(t)$ y la trayectoria deseada $y_d(t)$. El problema es estudiado para sistemas lineales. Para el sistema de la ecuación 4.1.

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= A(t)x + B(t)u(t) \\ y(t) &= C(t)x(t) \end{aligned} \tag{4.1}$$

El problema de intervalo infinito es el de minimizar J por medio de $u(t)$, donde J es la ecuación 4.2.

$$\begin{aligned} J = \frac{1}{2} \int_{t_0}^{t_f} & [y(t) - y_d(t)]^T Q [y(t) - y_d(t)] + u^T(t) R u(t) dt \\ & + \frac{1}{2} [y(t_f) - y_d(t_f)]^T H [y(t_f) - y_d(t_f)] \end{aligned} \tag{4.2}$$

El índice de rendimiento tiene ponderación en todo el intervalo en el error para lograr la trayectoria deseada en la salida. El error es ponderado por la matriz Q y el esfuerzo de control requerido es ponderado por la matriz R . Normalmente, Q y R están en diagonal con la ponderación que tienen las diferentes unidades y valores máximos de las variables en consideración. Por ejemplo, si los estados incluyen la altitud de un avión en pies, y el ángulo de ataque en radianes, entonces se requerirán diagonales distintas para mantener los pies. La solución está dada por la ecuación (4.3) donde la matriz de ganancia de la retroalimentación $K(t)$ y el término de fuerza $g(t)$ son dados por la ecuación (4.4):

$$u^*(t) = R^{-1}B^T[g(t) - K(t)x(t)] \tag{4.3}$$

$$\begin{aligned} \dot{K}(t) &= -A^T K - KA - KBR^{-1}B^T K - C^T Q C \\ \text{con } K(t_f) &= C^T(t_f) H C(t_f) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{g}(t) &= -A^T - KBR^{-1}B^T g(t) - C^T Q y_d \\
\text{con } g(t_f) &= C^T(t_f) H y_d(t_f)
\end{aligned}
\tag{4.4}$$

La matriz K en la ecuación (4.4) satisface la conocida ecuación Riccati. Esto implica un procesamiento computacional considerable y es frecuentemente aproximado por su solución en estado estable, la cual, puede ser obtenida por manipulaciones algebraicas. El estado estable puede ser alcanzado si el intervalo de tiempo $t_f - t_0$ es lo suficientemente largo. Nótese que el control u^* aplicado al estado original de la ecuación resulta en un sistema de lazo cerrado.

$$\begin{aligned}
\dot{x}(t) &= A(t) x(t) - B(t) R^{-1} B^T(t) K(t) x(t) + B(t) R^{-1} B^T(t) g(t), \\
y(t) &= C(t) x(t)
\end{aligned}
\tag{4.5}$$

La matriz A en la ecuación (4.1) ha sido transformada a un sistema de lazo cerrado con la matriz A como $A - BR^{-1}B^TK$. La transpuesta de esta matriz A aparece en la ecuación diferencial para $g(t)$. Así que $g(t)$ en la ecuación (4.4) es el adjunto del sistema de lazo cerrado.

3.9.2.1. Aplicación a problemas no lineales

Dadas las mediciones fasoriales del sistema, es posible medir la diferencia entre los estados del sistema que se está controlando realmente y el estado de un modelo. Si el sistema actual está dado por la ecuación (8.6) entonces se puede tener un modelo más simple en mente (linealizar o reducir el orden de la ecuación).

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= F(x(t), u(t), t) \\ y(t) &= C x(t) \end{aligned} \tag{4.6}$$

$$\dot{x}(t) = A(t)x(t) + B(t)u(t) + f(t)$$

Donde:

$$f(t) = F(x(t), u(t), t) - A(t)x(t) \tag{4.7}$$

El término $f(t)$ en la ecuación (4.7) es la diferencia entre la derivada del estado del sistema actual y en el modelo lineal. Asumiendo que $f(t)$ es conocida para un tiempo dado, la solución para el problema de control óptimo está dada por las ecuaciones (4.3) y (4.4) con una pequeña adición. La ecuación diferencial para g tiene un término adicional al final dependiendo de f como esta dado por la ecuación (4.8).

$$\dot{g}(t) = -A^T - KBR^{-1}B^T g(t) - C^T Q y_d + Kf, \tag{4.8}$$

Con,

$$g(t_f) = C^T t_f H y_d t_f$$

Es conveniente que la ecuación de Riccati no se vea afectada para que se pueda calcular fuera de línea y posteriormente almacenada. Solo la ecuación (4.8) debe ser resuelta para determinar el control. El problema es que la ecuación (4.8) es resuelta atrás en el tiempo y se puede calcular $f(t)$ hacia adelante en el tiempo. La solución es predecir $f(t)$ basado en los datos que han sido guardados desde que empezó la optimización. El control predictivo va mejorando conforme el avance el tiempo.

3.10. Aplicaciones de control de GD con sincrofasores

Los sistemas de control consisten en un punto deseado de operación, medición del sistema físico, un algoritmo de control y dispositivos de control para la modificación física del sistema.

Las variables controladas de un sistema de control para sistemas de potencia, incluye niveles de voltaje y corriente, frecuencia, y flujos de carga. La medición incluye voltajes, corrientes, frecuencia, indicadores de estado del breaker y la posición del tap de transformador asociado.

Los algoritmos de control varían desde un simple comparador que regula el tapo de un transformador, a algoritmos de control clásicos, como controladores PID (Controladores proporcionales, integrales y derivativos) que controlan el gobernador del generador, hasta algoritmos más sofisticados, como lógicas de redes neuronales que se utilizan para estabilizar el sistema de potencia.

Los algoritmos de control llevan al sistema al punto deseado de operación. Los dispositivos de control, son equipos como los interruptores, bancos de capacitores, tap de transformadores y gobernadores de generador.

Un sistema de control convencional, como el mostrado en la utiliza para el control, mediciones locales, ya que los algoritmos de control se basan en un conjunto coherente de datos, es decir, para que los algoritmos de control funcionen correctamente es necesario que las variables medidas deben provenir del mismo instante de tiempo. Estos es un proceso simple, sabiendo que las variables de entrada están situadas geográficamente cerca del dispositivo de control. Por ejemplo, un control LTC, que usa voltajes y corrientes

medidas localmente, procesa las mediciones y ajusta la posición del tap de un transformador.

Los sincrofasores son una solución al desalineamiento de la información distribuida por medio etiquetado de tiempo y posterior alineación de las mediciones a una referencia común de tiempo para el procesamiento. El concepto de un sistema de control de área amplia (Wide-Area Control System) sincronizado se describirá a continuación:

Los fasores sincronizados son enviados, desde los distintos puntos de medición, hacia un concentrador central, también llamado procesador vectorial de sincrofasores (PVS). Este dispositivo tiene como objetivo, filtrar las mediciones, alinearlas conforme al tiempo y enviarla a los puntos a los que es de interés.

El control por medio de sincrofasores provee beneficios sobre el control tradicional de mediciones locales, incluyendo lazos de control más rápidos y conmutaciones coordinadas, que resultan en una mejora en la calidad de energía.

3.10.1. Control centralizado de excitación

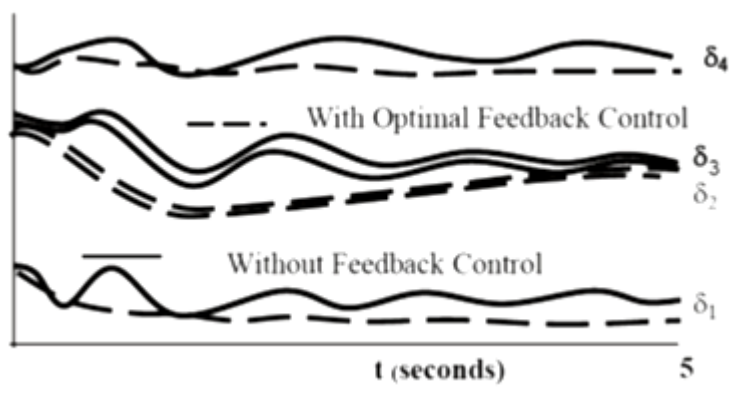
Es posible el diseño de un sistema de control centralizado de excitación utilizando mediciones fasoriales. Si todos los datos a tiempo real obtenidos de los PMUs fueran llevados a un concentrador central. Es importante resaltar que la respuesta rápida de señales de control aplicadas al sistema es de gran importancia para el proceso de control.

Se considera un sistema de dos generadores dispuestos en un sistema interconectado, suponiendo que es una red de distribución.

Además de ser centralizado, la excitación del generador y el sistema gobernador deberán ser calculados usando la ecuación (4.3).

Las variables controladas corresponden a cambios incrementales provenientes de valores pre-falla. El modelo de excitación de la IEEE Tipo 1 (IEEE Type 1 exciter model) podría ser utilizado. La trayectoria deseada corresponde al equilibrio deseado posfalla y el estado (ya conocido) del sistema de potencia inmediatamente después de la falla al de sistemas de potencia. La figura 32 muestra el comportamiento del ángulo de carga, utilizando el control óptimo, comparado con control retroalimentado y sin retroalimentación.

Figura 32. **Control óptimo lineal, ángulo de carga**



Fuente: THORP, A.G. Phadke and J.S. 2010. Synchronized Phasor Measurements and their Applications.

3.11. Aplicaciones de protección de GD con sincrofasores

A continuación se detallan algunas aplicaciones de protección utilizando sincrofasores centrandó en su utilización en generación distribuida, manteniendo un buen enfoque en sus ventajas.

3.11.1. Protección anti-islas

Se describió en el capítulo 2 los esquemas comunes para la detección de operación en isla de los generadores distribuidos.

La protección anti-isla basada en sincrofasores utiliza distintos esquemas de detección, los cuales se describen a continuación:

3.11.1.1. Esquemas de detección de Islas basada en mediciones Locales (DI-L)

Los esquemas de detección de islas se dividen en dos categorías:

- Esquemas de detección pasivos
- Esquemas de detección activos

3.11.1.1.1. Esquemas de detección pasivos

Los esquemas pasivos de detección de islas utilizan el voltaje, frecuencia y tasa de cambio de frecuencia (df/dt), para identificar las condiciones que implican la operación en isla.

El funcionamiento de los elementos de frecuencia y df/dt dependen de la diferencia entre la potencia activa de la generación y la potencia activa de la carga. El funcionamiento del elemento de voltaje depende de la diferencia entre potencias reactivas.

Los esquemas pasivos utilizan típicamente los elementos de voltaje y frecuencia disponibles en el relé del generador o del alimentador que protegen el GD.

3.11.1.1.2. Detección por elemento de voltaje

Se basa en la diferencia de potencia reactiva previa al evento de isla y la capacidad de reserva de potencia reactiva del GD, un sobre-voltaje o bajo-voltaje podría derivar un sistema aislado. La desviación del voltaje nominal podría indicar una condición de aislamiento. El elemento encargado de la detección de esta condición, es el relevador de voltaje, generalmente incluido en el esquema de protección del GD. El elemento de voltaje, complementa la detección basada en frecuencia. Adicionalmente, debido a que los cambios de voltaje ocurren más rápido que los cambios de frecuencia, la detección de isla, basada en voltaje ofrece una respuesta más rápida que la detección por frecuencia.

3.11.1.1.3. Detección por elemento de frecuencia

La detección de isla basada en mediciones locales de frecuencia son ampliamente usadas en la detección de islas. La frecuencia se incrementa si la generación excede la carga y decrece cuando ocurre lo contrario. Previo a una

condición en Isla, el sistema de potencia controla la frecuencia, la cual se encuentra típicamente en $60Hz \pm 20mHz$. Las desviaciones de frecuencia de la nominal y df/dt son buenos indicadores de condiciones de isla.

El relé df/dt mide la tasa de cambio de frecuencia y manda la señal de disparo si df/dt excede el límite configurado por el usuario. Regularmente este límite es de $2.5Hz/s$

3.11.1.1.4. Esquemas de detección activos

Los esquemas activos, inyectan señales al sistema para detectar las condiciones de islas, midiendo la respuesta del sistema a la señal inyectada.

Uno de los esquemas activos de detección de Isla, consiste en la inyección de corrientes de baja frecuencia interarmonicas en las terminales del generador. Este esquema calcula la impedancia con el voltaje y corrientes medidos en las terminales del generador.

Este sistema no depende de las diferencias de potencia, sin embargo, es más costoso debido al sistema de inyección que debe considerarse además de la interferencia resultante de múltiples GD, hacen que el uso de este sistema sea bastante bajo.

3.11.1.1.5. Esquemas de detección basados en sistemas de comunicación

Los esquemas de comunicación tradicionales utilizan el estatus del interruptor y seccionadores para identificar una condición de Isla. Un concentrador, procesado o controlador lógico monitorea los estados de los interruptores y seccionadores y determina si se encuentre en Isla, basado en condiciones lógicas predefinidas. Estos esquemas son básicos y fáciles de implementar, sin embargo, dependen de la topología del sistema de potencia. El esquema debiera adaptarse a los cambios de topología.

Para instalaciones de GD con alimentador propio, la detección de Isla emplea un relé multifuncional en ambos extremos de la línea que lo interconecta, con disparo transferido entre los dos interruptores de la línea. Dado que ningún otro cliente está conectado, es posible usar el alimentador sin que el aislamiento sea un problema.

El empleo práctico de estos sistemas, consiste en el cableado desde los contactos auxiliares de los dispositivos de interés (interruptor, seccionador), a las entradas binarias de los relevadores o de una Unidad Terminal Remota (RTU). Posteriormente son enviadas por medio de protocolos de comunicación hacia los puntos donde serán utilizadas para la implementación de lógicas de disparo.

3.11.1.2. Esquema de detección de Islas basada en mediciones en áreas amplias (DI-AA)

El esquema de detección de islas basado en mediciones en área amplia (DI-AA), utiliza mediciones fasoriales sincronizadas para calcular el deslizamiento de frecuencia y la aceleración entre los dos sistemas en los cuales se detecta las condiciones de aislamiento. Este esquema tiene varias ventajas comparado con los esquemas de detección de isla tradicionales, más cuando la diferencia entre potencia y carga dentro de la isla es mínima. Se muestran a continuación los valores típicos de arranque de protecciones:

Tabla II. **Valores típicos de arranque protecciones**

Elemento de Protección	Valor de arranque	Tiempos
>f	61Hz	10 ciclos
<f	59Hz	10 ciclos
>V	1,15 pu	10 ciclos
<V	0,85 pu	10 ciclos

Fuente: elaboración propia.

La solución de estudio utiliza mediciones locales y remotas.

El esquema DI-AA utiliza mediciones sincronizadas con el tiempo de fuentes remotas y del propio GD para detectar condiciones de isla.

Entre las herramientas provistas por la medición fasorial sincronizada se encuentra la diferencia angular.

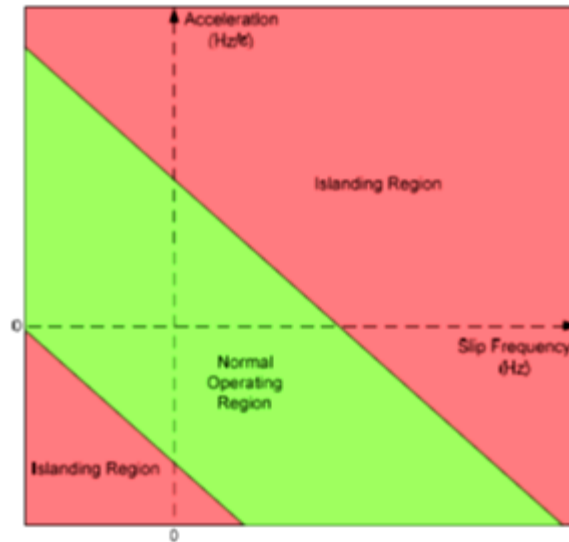
3.11.1.2.1. Diferencia de ángulo de carga

Este elemento consiste en la diferencia de ángulo entre las dos barras asociadas, la del GD y de la fuente remota. Estos ángulos son obtenidos de los fasores de voltaje de secuencia positiva estimados. Este elemento opera cuando la diferencia entre ambos ángulos ($\delta_{GD} - \delta_f$) excede el límite programado. Esta es la función a la que se enfocará esta tesis en la parte práctica, capítulos 4 y 5.

3.11.1.2.2. Deslizamiento de frecuencia y aceleración de frecuencia

Esta característica está basada en el deslizamiento de frecuencia y la aceleración de la misma. El esquema mide el deslizamiento de frecuencia basado en la tasa de cambio de la diferencia de ángulo de carga con respecto al tiempo; la aceleración es la tasa de cambio del deslizamiento de frecuencia con respecto al tiempo. Esta característica detecta como dos sistemas se deslizan uno al otro, y la velocidad en que esto ocurre. Dependiendo de los valores de arranque definidos, se declara condición de isla, cuando los valores reales alcanzan los límites permitidos.

Figura 33. **Detección de islas por deslizamiento de frecuencia**



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2010. Expand Synchrophasor Capabilities With the Substation Phasor Data Concentrator.

La figura 33 muestra los límites de operación para este esquema de detección de isla.

Un procesador recibe los ángulos de fasores de voltaje de secuencia positiva sincronizados en el tiempo de la barra del GD y la fuente remota. Siguiendo el siguiente paso, calcula la diferencia de ángulo, deslizamiento de frecuencia y aceleración.

4. CASO DE ESTUDIO, CONTROL Y PROTECCIÓN DE GD CON MEDICIÓN FASORIAL

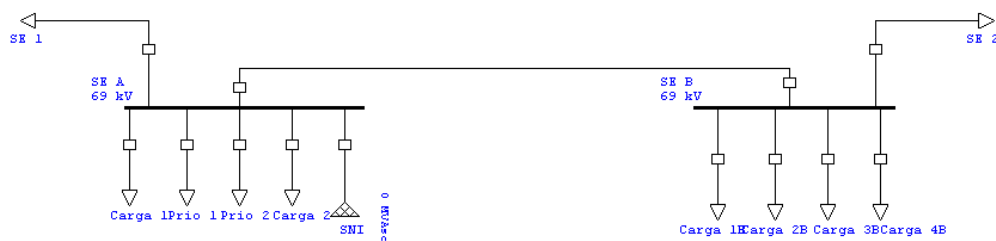
4.1. Caso de estudio

El objetivo principal de la práctica en la presente tesis, es exponer una aplicación útil y funcional para el control y protección de un generador distribuido. Es por eso que se hace necesario considerar una red típica de distribución, en la cual se desarrolla un modelo cuyo núcleo de funcionamiento son las mediciones fasoriales.

Para el modelo de trabajo se tomaron en cuenta los conceptos y teoría expuestos en capítulos anteriores.

Se considera en un inicio un sistema consistente en dos subestaciones, Subestación A y Subestación B. Ambas subestaciones se encuentran conectadas por medio de una línea de distribución A-B de 95 km y además cada una posee una línea de salida a otras subestaciones.

Figura 34. Sistema de estudio inicial



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

4.1.1. Red de estudio: conexión de generación distribuida

Se considera posteriormente la apertura de la línea A-B para la inserción de un generador distribuido renovable. Las características del GDR se encuentran en la tabla III.

El punto de conexión del GDR será a 5 km de la línea partiendo desde la Subestación A, y a 80 km partiendo desde la Subestación B.

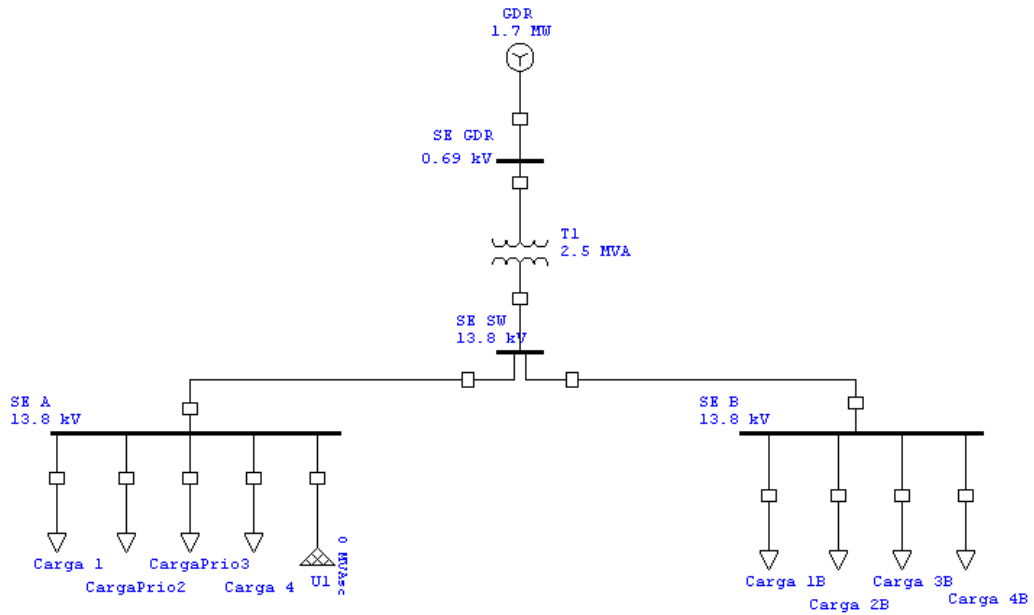
El generador se conecta a una barra en baja tensión, 690 V, en la cual se deriva el circuito que alimenta los servicios auxiliares. Un interruptor de baja tensión conecta la barra a un transformador de 2.5 MVA, que eleva la tensión a 13.8 kV, a esta subestación donde se eleva el voltaje, se le llamará subestación GDR. Del lado de alta del transformador se conecta un pequeño tramo de línea, seguido de un interruptor tanque muerto, el cual conecta a una barra de la que se derivan dos circuitos, a este arreglo se le llamará subestación de swicheo.

Tabla III. Datos de la línea

	LÍNEA A-B	
	SE A - GDR	GDR-SE B
Fases	3	3
Frecuencia (Hz)	60	60
Resistencia por unidad de longitud (Ohms/Km)	0,01165	0,01165
Inductancia por unidad de longitud (H/Km)	0,8679e-3	0,8679e-3
Capacitancia por unidad de longitud (F/Km)	13,41e-9	13,41e-9
Kilometros	5	80

Fuente: elaboración propia.

Figura 35. Unifilar sistema de estudio con GDR conectado



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

4.1.1.1. Generador distribuido renovable

El generador a ser conectado y estudiado posee las siguientes características técnicas.

Tabla IV. **Características del GDR**

Potencia Nominal	1700k VA				
Voltaje Nominal	690V				
Factor de Potencia	0,90				
Frecuencia	60Hz				
Corriente Nominal	1,422.5A				
Polos	8	x_d	1,59 p.u.	x_q	0,79 p.u.
Estandares	IEC 60034	x_d'	0,254 p.u.	x_q'	0,79 p.u.
Momento I	173 kg	x_d''	0,146 p.u.	x_q''	0,146 p.u.
Temperatura	40°C	x_2	0,154 p.u.	x_0	0,044 p.u.
Protección	IP23	x_{1s}	n.a.	T_d'	0,33 s

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.1.1. **Gobernador y excitatriz**

Es necesario modelar el sistema de modo que sea lo más aproximado a la realidad, es decir, convertir el modelo ideal en algo real. Por tal razón se hace uso de un sistema de control PID para la simulación de un gobernador y excitatriz para el GDR. Ambos sistemas serán creados con la ayuda de Simulink. En la realidad el sistema AGC debe ser capaz de soportar cambios bruscos de carga.

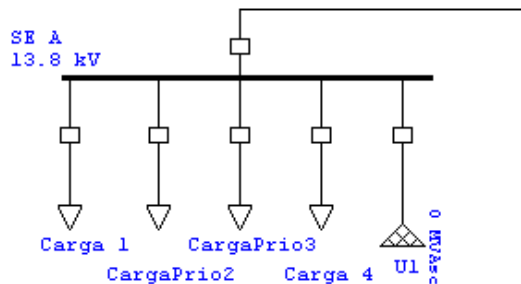
4.1.1.2. **Subestación A**

La Subestación A es un arreglo de barra simple en 13.8 kV. A la barra se encuentran conectados siete campos, los cuales cuatro son reducidos a voltajes de distribución en baja tensión, dos conectan a otras subestaciones y un último

que es el alimentador principal, del cual se supone la conexión del Sistema Nacional Interconectado. Véase la figura 36.

Se supone que la Subestación A alimenta cuatro cargas en una cabecera departamental. De las cuatro cargas que alimenta, dos se consideran cargas prioritarias y dos cargas no prioritarias.

Figura 36. **Unifilar Subestación A**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Tabla V. **Características Subestación A**

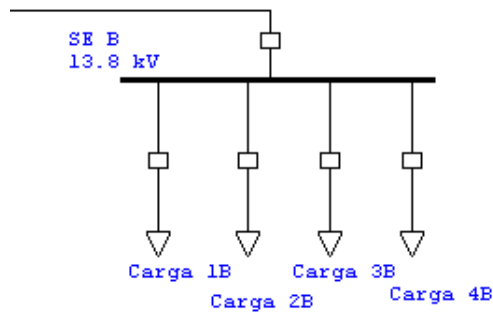
SUBESTACIÓN A			
	Tipo	Voltaje	Prioridad
Carga 1	Domiciliar	13,8kV	NO
Carga 2	Hospital	13,8kV	SI
Carga 3	Industria	13,8kV	SI
Carga 4	Domiciliar	13,8kV	NO
Alimentador 1	Conexión SE 1	13,8kV	NO
Alimentador 2	SIN	13,8kV	--

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.3. Subestación B

La Subestación B alimenta un municipio departamental, posee cinco campos conectados a una barra simple en 13.8kV. Uno de los campos corresponde a la Línea A-B y los cuatro campos restantes son cargas NO prioritarias.

Figura 37. Unifilar Subestación B



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Tabla VI. Características Subestación B

SUBESTACIÓN B			
	Tipo	Voltaje	Prioridad
Carga 1	Domiciliar	V 13,8k	NO
Carga 2	Hospital	V 13,8k	NO
Carga 3	Industria	V 13,8k	NO
Carga 4	Domiciliar	V 13,8k	NO

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.4. Cargas prioritarias

Se consideran como cargas prioritarias todas aquellas que tengan una alta importancia dentro del sistema, por ejemplo, hospitales, municipalidades, industrias, etc. El criterio de selección de prioridad reside en primer lugar en la importancia de la carga para la población (hospitales, municipalidad, etc.) y en segundo lugar por las pérdidas económicas que podría ocurrir ante una falla (industrias).

4.1.1.5. Cargas no prioritarias

Se consideran como cargas no prioritarias todas aquellas que no son cargas de alta importancia en el sistema, por ejemplo, alimentación domiciliar.

4.1.2. Protección

El sistema está provisto de un sistema de protecciones estándar. Para el generador se utiliza una protección de sobrecorriente en baja tensión. Para el transformador se implementa una protección diferencial de transformador, respaldada por una protección de sobrecorriente, ambas protecciones abarcan además del transformador, el tramo de la línea del transformador a la subestación de swicheo.

4.1.3. Control

Para el control de las subestaciones GDR y Swicheo se posee un sistema de monitoreo en la casa de máquinas, el cual recibe toda la información por medio de un anillo en fibra óptica que pasa por cada una de las protecciones eléctricas, por ejemplo siguiendo el estándar IEC 61850.

4.2. Implementación de modelo con medición fasorial

Anteriormente se describió el caso de estudio, consistente en el seccionamiento de una línea de distribución y la conexión de un GDR. Los datos técnicos de todos los elementos del sistema también fueron descritos en las secciones anteriores. Prácticamente, se puede resaltar que la protección y el control que utiliza el sistema hasta ahorita es convencional, y todas las señales utilizadas y tomadas de referencia para los valores de ajuste, son locales.

Ahora, el enfoque es en la implementación de medición fasorial en el sistema, por lo tanto, se tiene la ventaja de tomar señales de puntos fuera de las subestaciones a proteger, es decir, se tomarán señales de referencia remotas, lo cual permite implementar nuevos esquemas de protección.

Para la simulación del modelo se utiliza el programa Simulink.

4.2.1. Objetivos del modelo

Los objetivos del modelo de GDR conectado a la red implementando sincrofasores se detallan a continuación:

- Simulación de esquema de protección tomando el ángulo de carga como criterio de selectividad para disparos en la red.
- Mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica para cargas prioritarias en caso de falla en el SNI.

- Simular el correcto funcionamiento del GDR en isla intencional, manteniendo los parámetros dentro de los niveles permitidos de calidad de energía.

4.2.2. Creación del caso de estudio en Simulink

Para la simulación de todos los componentes del sistema, es necesario utilizar el software Simulink.

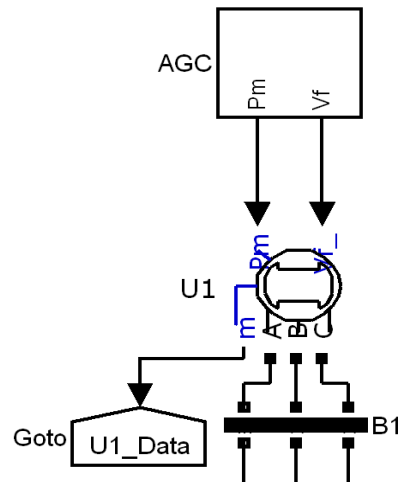
Simulink ofrece en su librería una infinidad de herramientas que nos permite crear distintos modelos que se ajusten a las necesidades del estudio. En este caso, se utiliza la librería de Simulink, SimPowerSystem, en donde se puede simular elementos propios de un sistema de potencia, como por ejemplo, interruptores, transformadores, fallas, maquinas sincrónicas, cargas, etc.

Se procede entonces, con los elementos de la librería SimPowerSystem, a la recreación del caso de estudio, descrito en el numeral 5.1.

4.2.2.1. Modelo generador distribuido renovable

Para recrear el funcionamiento del generador distribuido renovable, se toma de la librería en Simulink, un modelo trifásico de máquina síncrona. El funcionamiento del modelo depende de dos entradas fundamentales para la máquina, la potencia mecánica P_m y el voltaje interno V_f . El modelo da la facilidad de obtener todos los parámetros básicos de la máquina por medio de la salida m , de la cual se puede extraer valores como la velocidad del rotor ω_0 , voltajes en el estator v_q y v_d , etc. Estos valores serán útiles para el control automático de generación del GDR. Ver figura 38.

Figura 38. **GDR con AGC y medición**

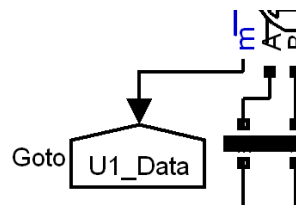


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Se puede observar en la figura 39 que todos los parámetros propios de la máquina puestos en la terminal m son enviados, por medio de un bloque Goto, a un tag llamado U1_Data.

U1_Data contiene, por lo tanto, todos los parámetros mecánicos y eléctricos de la máquina.

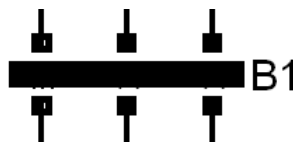
Figura 39. **Envío de datos de GDR al sistema**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Por otro lado, se observa que las terminales del generador se encuentran conectadas a un bloque de medición B1. El bloque de medición B1, toma las señales trifásicas de voltaje y corriente y les asigna a ambos una etiqueta para su identificación y uso en futuros análisis.

Figura 40. **Punto de medición trifásico del GDR**



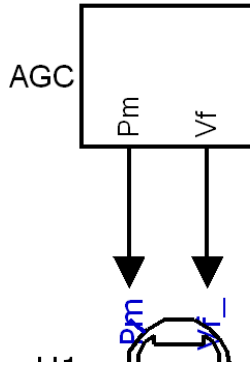
Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Los voltajes de salida del GDR serán identificados como V_{abc_B1} y las corrientes como I_{abc_B1}

4.2.2.1.1. Control automático de generación

Se observa de la misma forma en la figura 41 que las entradas del generador síncrono P_m y voltaje interno V_f , están conectadas a un subsistema llamado AGC, que realiza la tarea de control automático del GDR.

Figura 41. **Subsistema de control automático de generación**

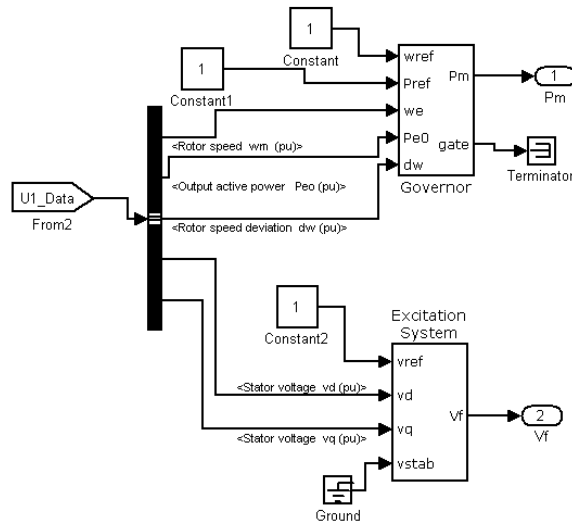


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El sistema de control automático de generación utiliza los modelos predeterminados de Simulink para una excitatriz y un gobernador de velocidad.

Utilizando un bloque From, se obtienen los datos contenidos en el tag U1_Data y estos posteriormente se extraen por medio de un selector de bus al resto del modelo de AGC. Los datos son conectados a dos bloques, Governor y Excitation System, ambos de la librería de Simulink. Cabe mencionar que los cambios bruscos en la carga no siempre serán soportados por el AGC. Por tal motivo, es necesario realizar un análisis previo a cualquier situación de desconexión y posterior isla, de la relación generación-demanda y establecer automáticamente si la isla es factible.

Figura 42. **Detalle de subsistema de control automático de generación AGC**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Para mantener la potencia mecánica P_m del generador en los valores permisibles, se deben tomar las mediciones de la velocidad del rotor, y las potencias, activa y reactiva de la máquina como variables del proceso. Además, deben definirse los valores de referencia de la potencia y de la velocidad, P_{ref} y w_{ref} respectivamente.

De la misma forma, para mantener el voltaje de la máquina V_f dentro de los valores permisibles, se utiliza el bloque Excitation System, quien toma los valores de voltaje en el estator. La referencia v_{ref} , es el valor de voltaje deseado como el interno de la máquina.

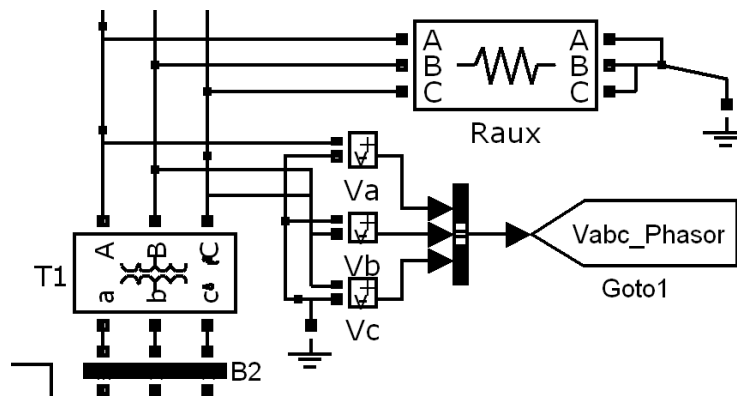
Para cualquier cambio en el sistema, el AGC reaccionara inmediatamente para acoplar la máquina a los cambios.

4.2.2.2. Modelo de transformación

La librería SimPowerSystem ofrece el modelo de un transformador trifásico de potencia. El objetivo del transformador $T1$ es el de elevar la tensión de salida del generador a 13.8 kV.

Es decir, se cuenta en el modelo con un transformador 690 V / 13.8 kV, 2.5 MVA. La resistencia R_{aux} tiene como función limitar la energía del generador en caso ocurra una apertura de su interruptor. Ver figura 43.

Figura 43. Punto de toma de mediciones para PMU

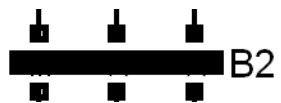


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El lado de baja del transformador posee tomas de medición de voltaje en cada una de sus fases: v_a , v_b y v_c . Esta medición de voltaje tiene como destino un tag llamado Vabc_phasor,, que será visto más adelante su uso para la medición fasorial.

El lado de alta del transformador posee un bloque de medición B2. El bloque de medición B2, toma las señales trifásicas de voltaje y corriente y les asigna a ambos una etiqueta para su identificación y uso en futuros análisis o envió al SCADA.

Figura 44. **Medición trifásica punto de entreg**



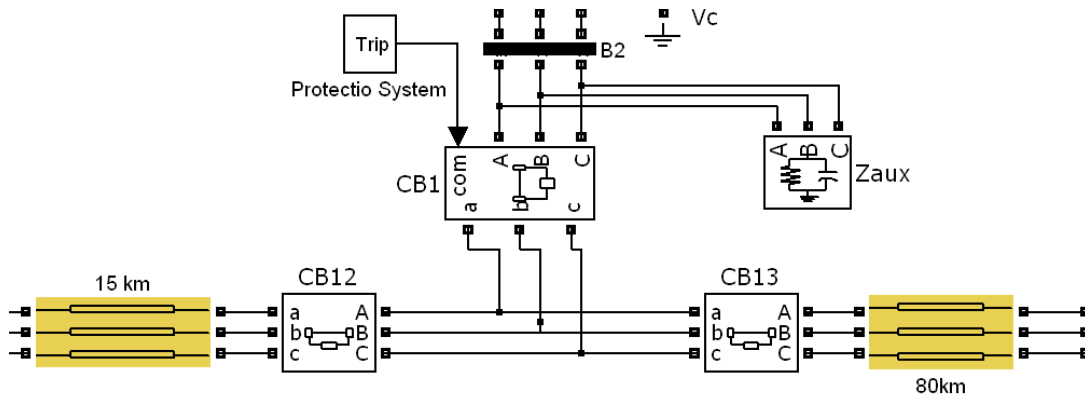
Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Los voltajes del lado de alta del transformador T1 serán identificados como V_{abc_B2} y las corrientes como I_{abc_B2} .

4.2.2.3. Punto de conexión o de entrega

El interruptor de conexión, que se encuentra en la subestación de swicheo, se conecta en un punto determinado de la línea A-B, partiéndola así en dos líneas, Línea A-SW y Línea SW-B.

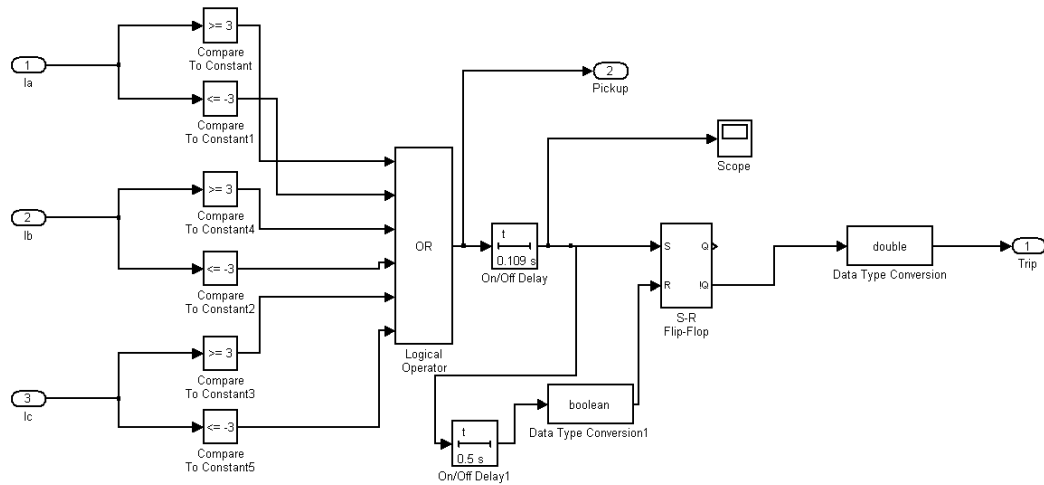
Figura 45. **CB1 en punto de entrega de GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El interruptor CB1, tiene una entrada de comunicación, com+, la cual recibe la señal de disparo de la función de protección de sobrecorriente o alguna otra función. Esta señal de disparo proviene de un subsistema llamado Trip. Los interruptores CB12 y CB13 corresponden a cada salida de línea para la Subestación A y Subestación B respectivamente.

Figura 46. Subsistema de protección de sobre corriente



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

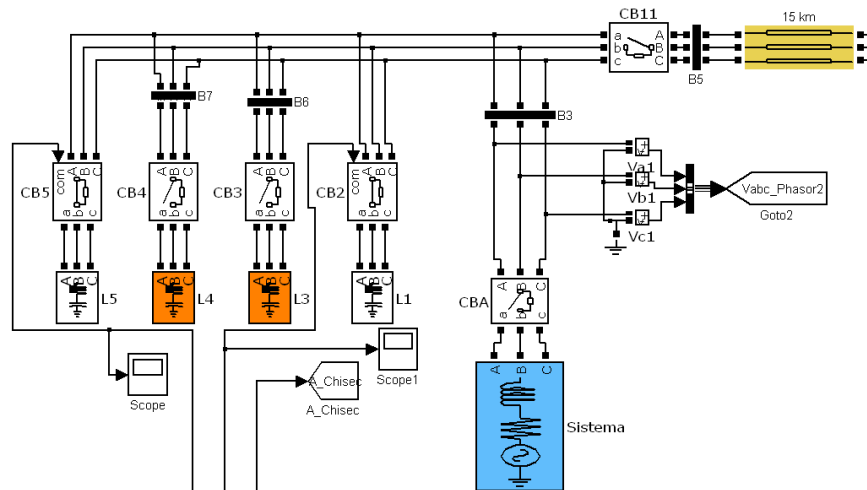
El subsistema Trip, opera obteniendo los valores de corriente del estator de la máquina i_a , i_b , i_c , y los compara con un valor de referencia, si los valores de las corrientes superan el valor umbral, alguna de las compuertas activarán un 1 en su salida y serán enviadas a una compuerta Delay, la cual retrasará la señal en su salida por un tiempo predefinido, en caso la falla sea temporal, si la falla se mantiene por el tiempo preconfigurado, se activará a señal de disparo, que enviará la orden de apertura a CB1.

4.2.2.4. Subestación A

La Subestación A tiene las características descritas en el numeral 5.1 de la presente tesis. Nótese que las cargas prioritarias poseen un color naranja, y las NO prioritarias no poseen color, sin embargo, estas últimas poseen puertos de entrada de protección en sus interruptores, para recibir señal de apertura en

caso ocurra una falla y sea necesario seguir alimentando las cargas naranjas o prioritarias.

Figura 47. **Modelo de Subestación A en Simulink**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El SNI se conecta a la Subestación A por medio del interruptor CBA. Este campo, al igual que el GDR tiene punto de medición para toma de fasores, en este caso es el tag `Vabc_Phase2`.

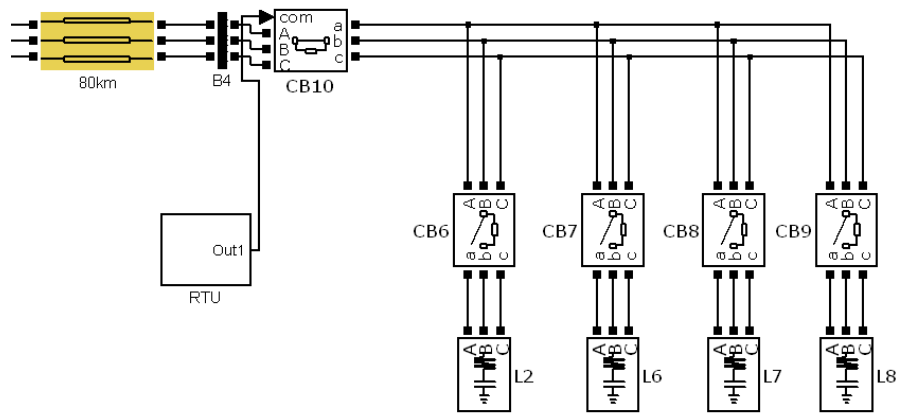
Las cargas prioritarias y el SIN poseen bloques de medición B3, B6 y B7. Puesto que por ser los campos de la subestación más importantes, es necesario estar monitoreando sus parámetros e incluso, como se verá más adelante, se pueden tomar estos datos para control y protección en el GDR.

El bloque de medición B5 adquiere todos los valores de voltaje y corriente de la Subestación A y los envía al SCADA.

4.2.2.5. Subestación B

La Subestación B, no posee cargas prioritarias, por alimentar únicamente a un municipio y no a una cabecera departamental. El interruptor principal de esta subestación es el CB10, el cual tiene puerto de señal de apertura que está conectado a una unidad terminal remota.

Figura 48. Modelo de Subestación B en Simulink



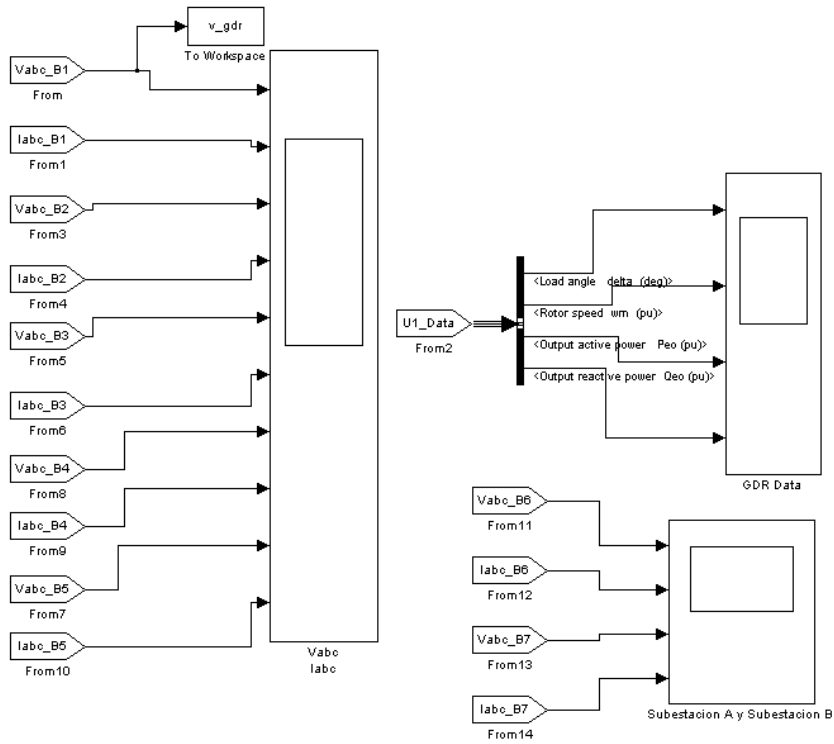
Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El bloque de medición B4 adquiere todos los valores de voltaje y corriente de la Subestación B y los envía al SCADA.

4.2.2.6. Centro de control, supervisión y adquisición de datos, SCADA

El modelo en Simulink, posee un centro SCADA, para la adquisición de todos los datos de la red.

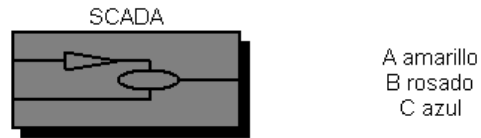
Figura 49. Adquisición y supervisión de datos SCADA



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Los datos propios de la red y del GDR tomados por los bloques de medición B_n , son enviados al SCADA, donde pueden ser consultados después de cada simulación. Algunos datos son enviados al Workspace de Matlab para su manejo.

Figura 50. **Subsistema SCADA**

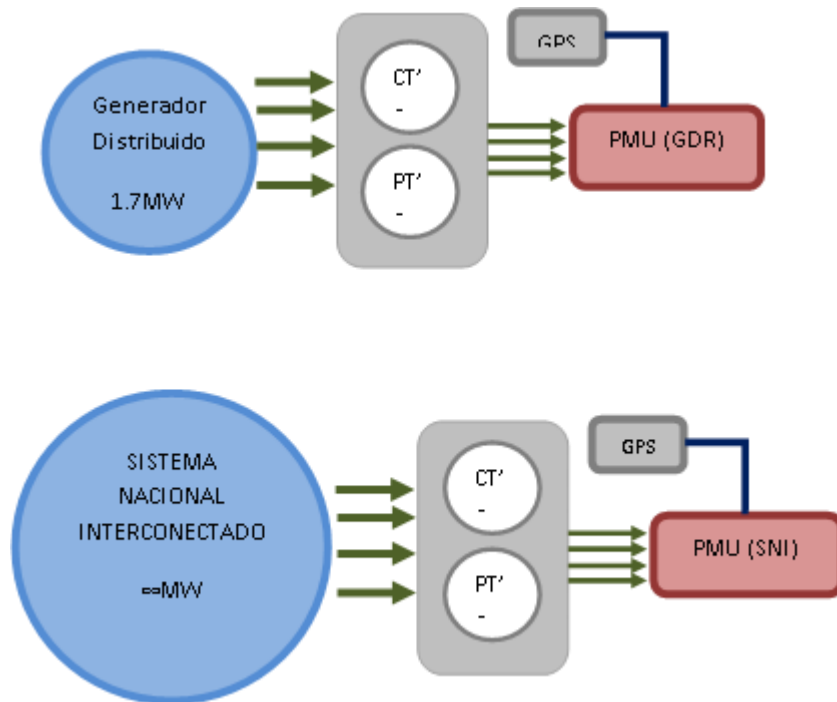


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

4.2.3. Conexión de PMUs al caso de estudio

En el siguiente diagrama de bloques, se presenta gráficamente la estructura básica del modelo utilizando PMUs. Se observan en la figura 51 la toma de las señales analógicas del GDR para ser enviadas al PMU. De la misma forma, se observa la toma de señales analógicas del SIN para el PMU. En ambos casos, el PMU toma la referencia de tiempo UTC de un reloj satelital.

Figura 51. Esquema de conexionado de PMUs en modelo



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

4.2.3.1. Unidades de medición fasorial

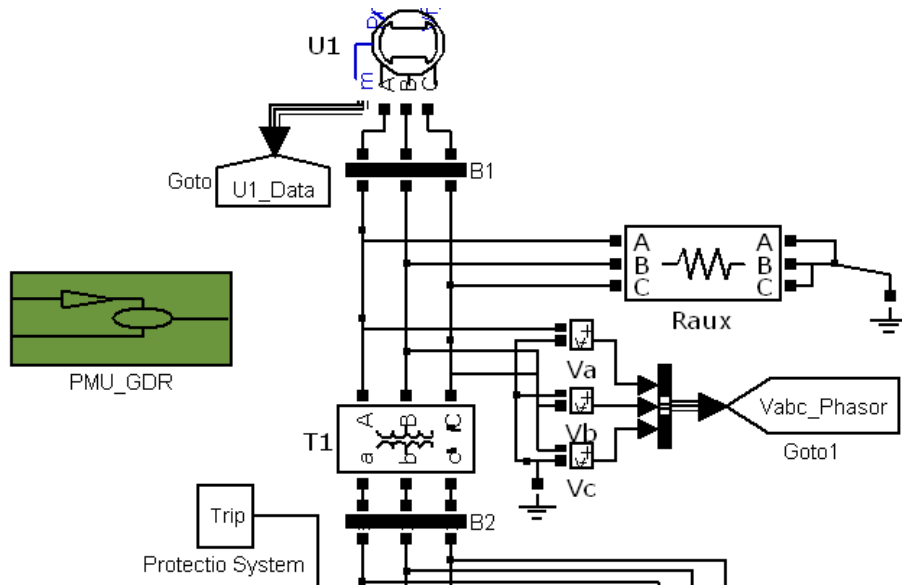
Se supone la instalación de dos PMUs en los puntos más importantes en el caso de estudio. El primer PMU será instalado en la salida del GDR y el segundo en el campo de conexión del SNI en la Subestación A.

4.2.3.1.1. PMU en GDR

El subsistema PMU_GDR, en color verde, es la representación del modelo de medición fasorial. Anteriormente se describió el punto de medición en el sistema cuyo destino final sería la medición fasorial.

En la figura 52 se puede observar el Goto1, que asigna el tag Vabc_Phazor. Este tag se dirige el subsistema PMU_GDR.

Figura 52. Subsistema PMU_GDR en modelo

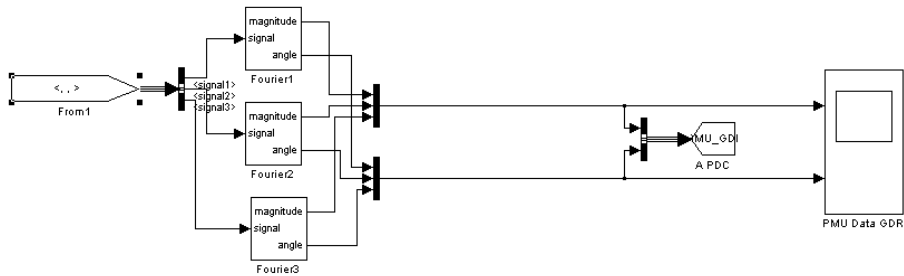


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

La estructura del subsistema PMU_GDR se puede observar en la figura 53.

Se utiliza el bloque de Simulink Fourier, para tomar la señal medida de Vabc_Phazor y extraer su componente fundamental. Una vez, la onda de componente fundamental es extraída, se procede a estimar el valor de la magnitud y ángulo.

Figura 53. **Conversión de señales en fasores**

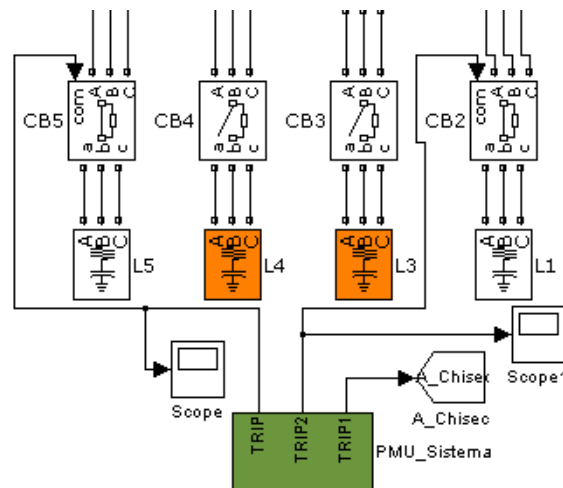


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

4.2.3.1.2. PMU en SNI

La idea es similar para el SNI, los valores ingresados al tag Vabc_phasor2 son enviados al PMU local.

Figura 54. **Subsistema PMU_Sistema en modelo**



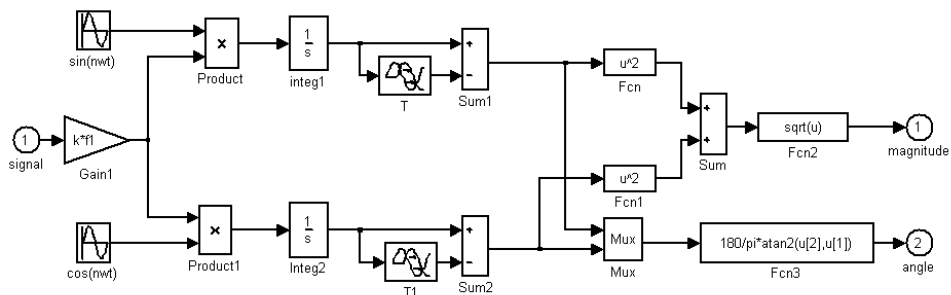
Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Obsérvese que este PMU tiene tres salidas, pueden ser por puerto de comunicación o por una simple salida binaria. Dos de las salidas van hacia las bobinas de disparo de los interruptores de las cargas NO prioritarias, CB2 y CB5, y la tercera hacia la RTU de la Subestación A, quien envía orden de disparo a la RTU de la Subestación B, está a su vez, envía el disparo al interruptor local de la Subestación B, CB10.

4.2.3.2. Estimación de fasores en modelo de estudio

Para ambos casos, el PMU recibe las señales analógicas y este inicia el tratado de la señal por medio de un muestreo con una frecuencia que asegure la correcta digitalización de la señal, posteriormente por medio de una Transformada de Fourier, se extrae la componente fundamental de las ondas de voltaje y de corriente. La transformación se realiza por medio del bloque Fourier de Simulink, el cual posee la estructura mostrada en la siguiente figura:

Figura 55. Subsistema series de Fourier



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El bloque Fourier se encarga, además de extraer la componente fundamental de la onda, de extraer de la señal el valor de la magnitud y el ángulo para construir el fasor.

El anterior modelo simula la siguiente función:

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

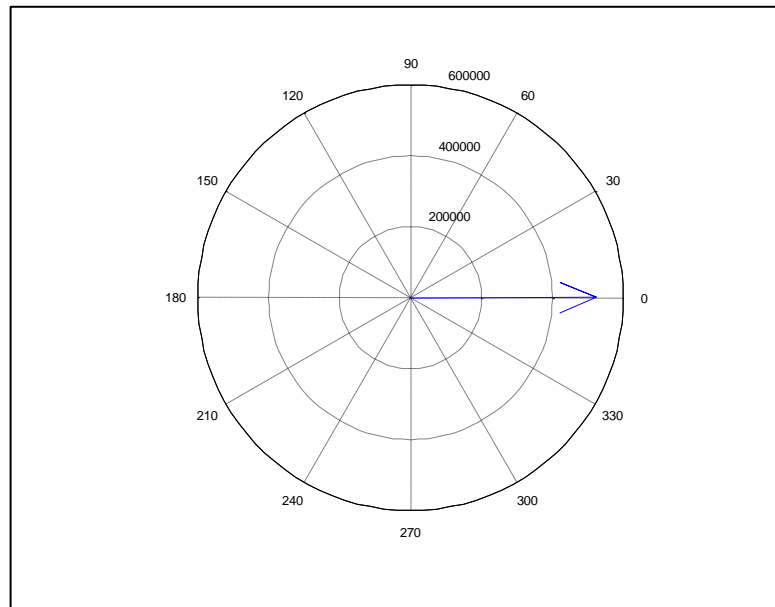
Expresando el valor de la magnitud de la señal y el ángulo de la siguiente forma:

$$H_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2}$$

$$\angle H_n = \arctan\left(\frac{b_n}{a_n}\right)$$

Donde n corresponde al número de armónica y $n = 1$ es la componente fundamental.

Figura 56. **Fasor representado en Matlab**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

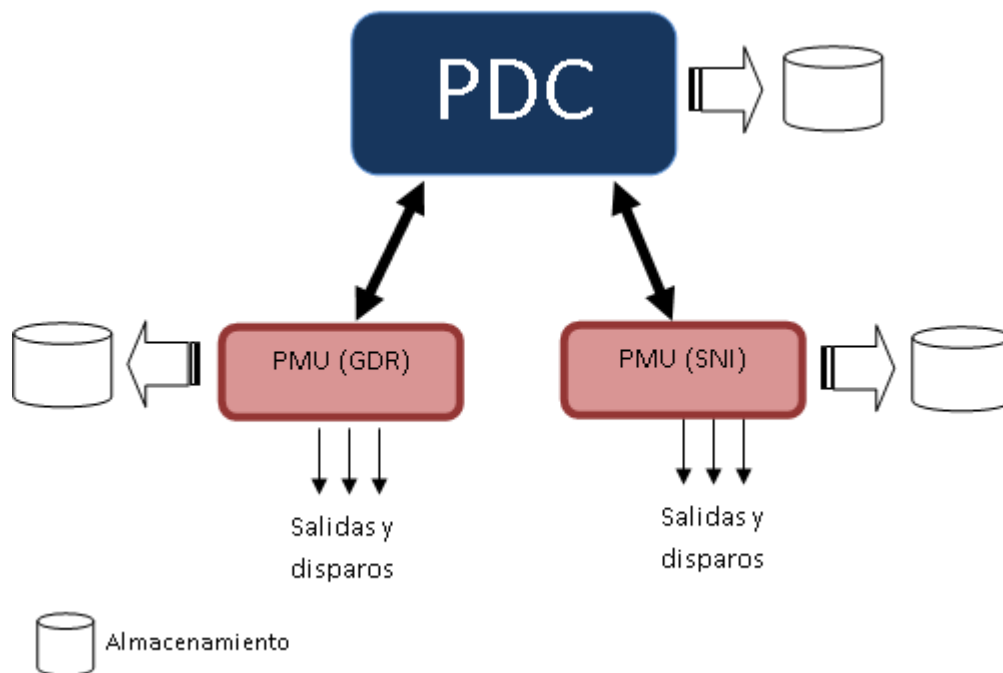
4.2.3.3. Concentrador de datos fasoriales, PDC

Se sabe ahora que las señales en los puntos más importantes del sistema son tratadas de manera que se obtenga la magnitud y el ángulo de fase de las mismas. Se sabe también, que dichos fasores son sincronizados a una misma referencia de tiempo, y que ahora se puede llamar sincrofasores.

El tema a tratar ahora, es el manejo de los datos de sincrofasores, es decir, si el modelo del caso de estudio será simulado a un tiempo de muestreo de 50×10^{-6} segundos, se tendrá una gran cantidad de datos a lo largo del tiempo de simulación. Esta gran cantidad de datos debe ser tratada, almacenada o filtrada. Por otro lado, los PMUs deben tener un filtro para la información que intercambiarán con el resto de PMUs del sistema. Dicha

información es enviada por un canal de información a un concentrador local. En otros casos, se puede tener un concentrador por regiones en el sistema, en este caso, se tendrá un concentrador para el caso de estudio.

Figura 57. **Comunicación entre fasores para modelo de estudio**

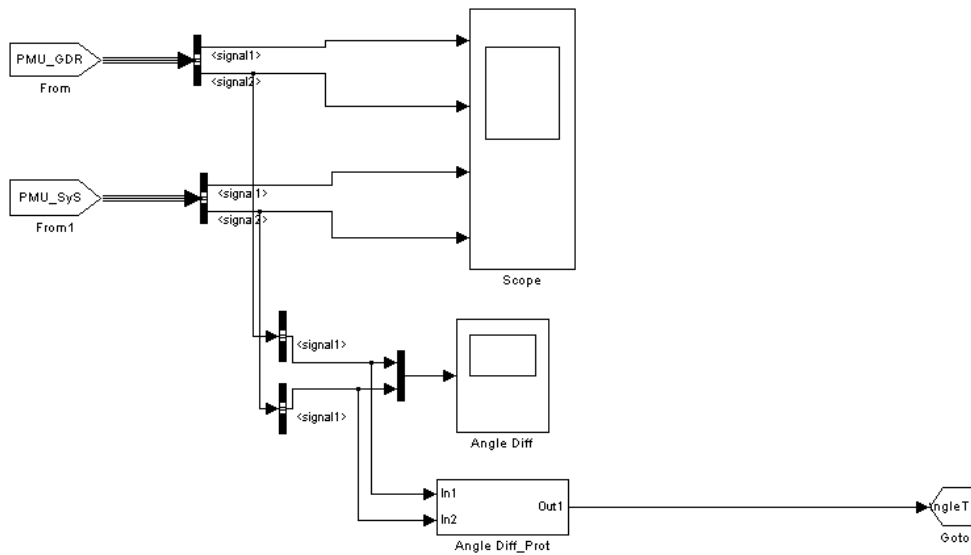


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

La figura 57 muestra el esquema de manejo de información de un concentrador de datos fasoriales. También se muestran las salidas de cada uno de los PMUs. Todos los datos de los PMUs del sistema llegan al PDC. El PDC recibe todos estos datos y los direcciona a distintos procesos dentro de la memoria. Los procesos pueden ser para monitoreo, para funciones de control o funciones de protección.

En el caso del modelo del caso de estudio, el PDC recibe, concentra y almacena la información según se requiera. Ver figura 58.

Figura 58. **Función de protección por ángulo de carga en PDC**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

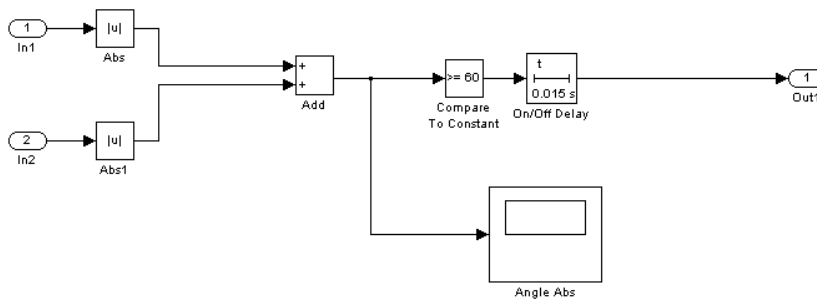
Se observa que los datos puestos en el tag, Vabc_Phase y Vabc_Phase 2, del GDR y SNI, respectivamente son recibidos por el PDC, y a su vez, son almacenados y desplegados gráficamente en el sistema. Asimismo, dentro del PDC existe un subsistema que hace la función de protección en base al ángulo de carga del GDR.

4.2.3.3.1. Disparo por ángulo de carga

El SNI es un sistema lo suficientemente grande como para mantener sus valores de voltaje y frecuencia constantes, así mismo, se puede tomar como referencia sus ángulos de fase para compararlos con los ángulos del GDR.

De los sincrofasores, se puede sacar la ventaja de tomar los valores del ángulo de fase del SNI por medio del PDC y recibirlos por el PMU_GDR y viceversa, recibir en el campo del SNI los fasores del GDR.

Figura 59. Subsistema de protección de ángulo de carga



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Ambos ángulos, del SNI y del GDR son comparados, y se puede tomar como primicia que la máquina síncrona mantendrá su estabilidad siempre y cuando el ángulo de carga no supere los 30 grados comparado desde la referencia del sistema, es decir, del SNI. Si el ángulo supera los 30 grados, el PDC enviará una señal al PMU_GDR para que este tome la acción de control o protección que corresponda.

Con lo anterior, se puede agregar una coordinación con el resto de protecciones, puesto que una señal de activación en una de las salidas del PMU_GDR será debido a un incremento en el ángulo fuera de los valores permisibles y esta debe darse antes que cualquier otra protección dispare. Esto será útil en la selección de operación de la máquina en Isla Intencional.

4.3. Integración total del caso de estudio

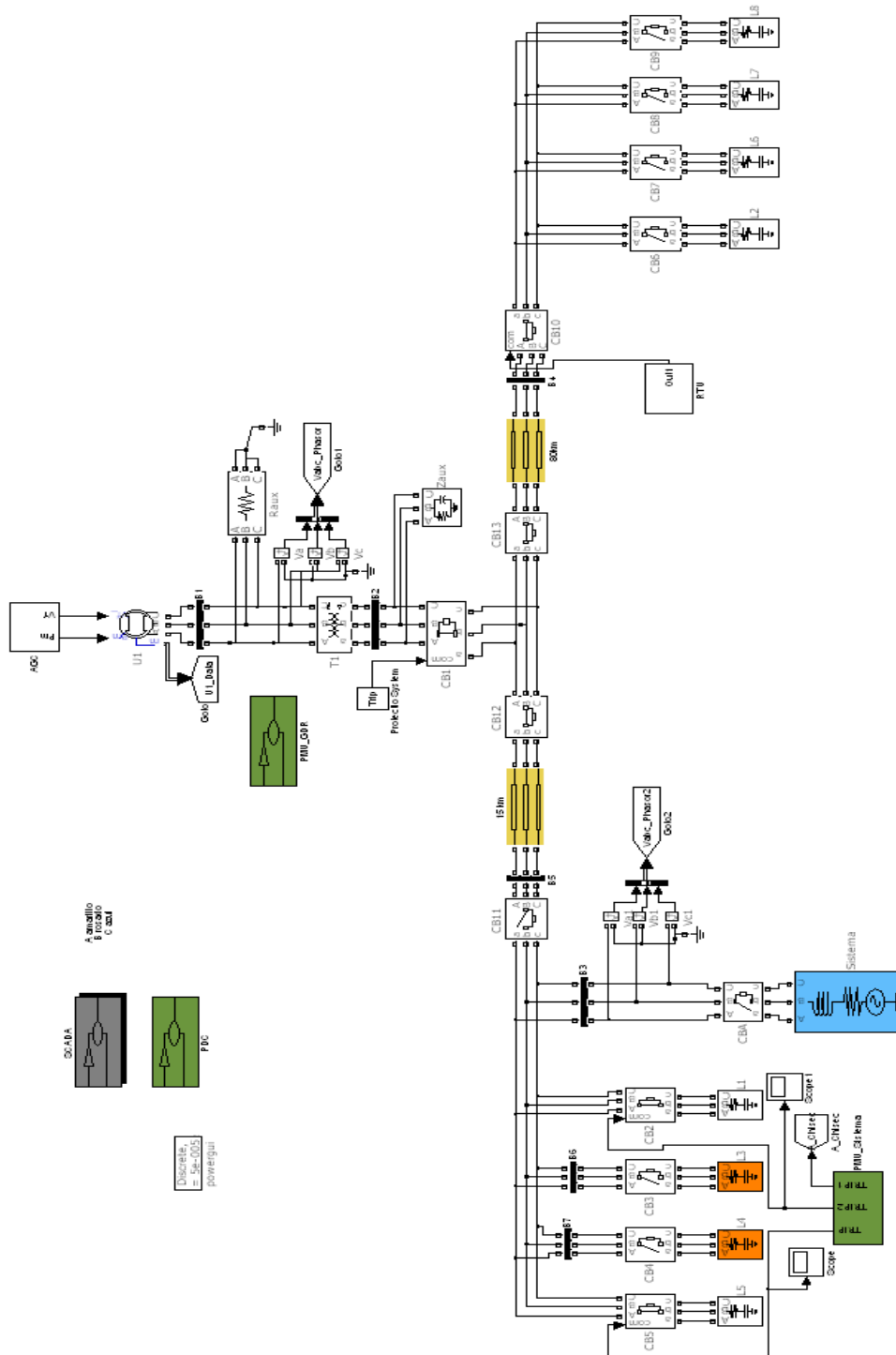
El sistema ha sido descrito completamente, por lo que cabe mencionar y concluir una descripción para el sistema completo.

El caso de estudio es el de una pequeña hidroeléctrica de 1.7 MVA conectada, por medio de una subestación de transformación y otra subestación de swicheo, a una línea de 13.8 kV. Esta línea es partida por la hidro a 5 km partiendo desde una Subestación A, en un extremo de la línea y a 80km de la Subestación B, en el otro extremo de la línea.

Según las regulaciones nacionales, ante cualquier perturbación en la red de distribución, el GDR debe ser separado del resto del sistema y lógicamente, cualquier falla en el GDR también debe ser aislada de la misma forma.

Por lo tanto, el objetivo primordial del caso de estudio, es que, ante cualquier falla en el SNI, el GDR debe ser capaz de alimentar las cargas prioritarias, siempre y cuando estas no se encuentren en falla, manteniendo los índices de calidad de energía dentro de los valores aceptables por la compañía eléctrica.

Figura 60. Vista general sistema de estudio



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

5. SIMULACIÓN, RESULTADOS Y CONCLUSIONES DE ESTUDIO

5.1. Simulación

Se procede entonces a realizar la parte práctica de la presente tesis. El objetivo de este capítulo es representar los escenarios más ilustrativos del modelo de generación distribuida con utilización de sincrofasores.

- Caso de estudio A: operación normal, GD conectado a la red.
- Caso de estudio B: disparo de interruptor CBA, alimentador principal.
- Caso de estudio C: disparo de interruptor CBA, y falla en línea de distribución.

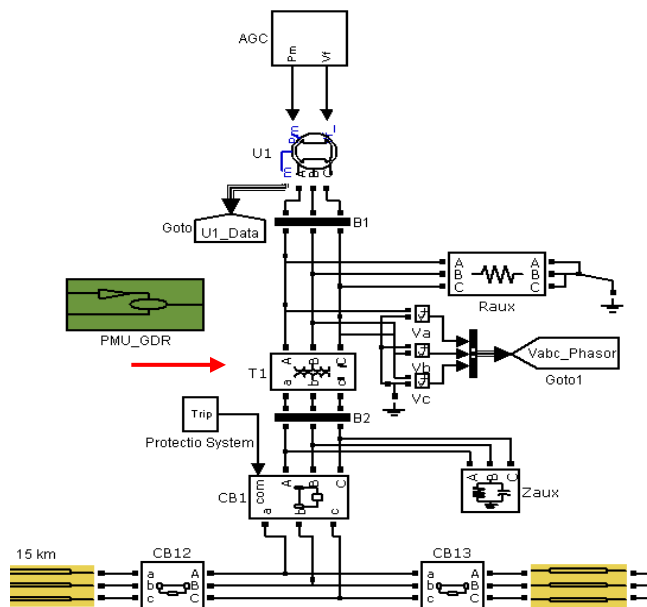
El objetivo es concentrar y representar en tres casos, el gran número de escenarios que se pueden presentar en una red de distribución, por ejemplo, fallas en la línea, en el generador, y en cualquiera de las cargas representadas.

5.1.1. Caso de estudio A: operación normal, GD conectado a la red

Se supone entonces que el generador distribuido, supuesto en esta tesis, es conectado a la red de distribución, con las características descritas en el anterior capítulo.

Todas las condiciones de interconexión se cumplen y el GD se encuentra listo para entregar energía a la red. El nivel de voltaje y frecuencia se encuentran dentro de los valores permisibles por lo que el interruptor de potencia CB1 se encuentra listo para cerrarse. Teniendo en cuenta lo anterior, el relevador que se encuentra protegiendo el transformador de potencia, también se encargará de realizar una verificación de sincronismo y operará sobre CB1.

Figura 61. Interruptor CB1 en la interconexión a la red



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

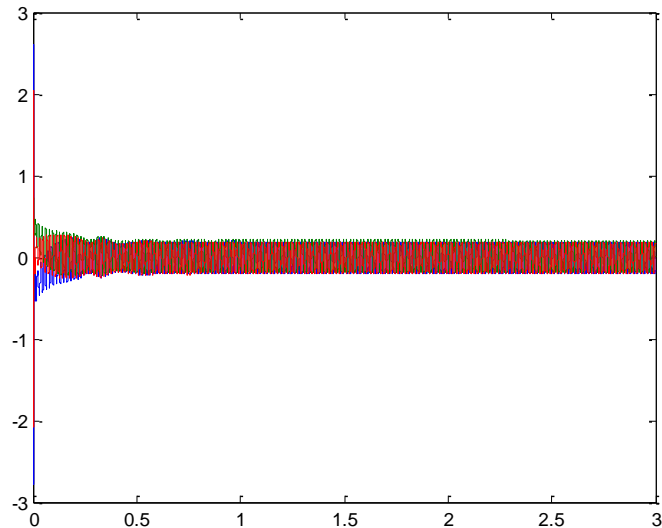
Se toma como referencia $t = 0$. En este momento la red se encuentra operando en condiciones normales y el interruptor CB1 se encuentra abierto. El generador ya ha sido arrancado y se encuentra funcionando en vacío con sus parámetros eléctricos en condiciones adecuadas de operación, $V_t = 1.p.u$ y $f = 60Hz$.

A continuación se muestran las oscilografías en distintos puntos de la red durante $t = 0$ y el comportamiento del modelo después de $t = 0,2$

En $t = 0,2$, el interruptor CB1 se cierra. El relevador multifuncional diferencial de transformador, cuenta con bloqueo por 2da armónica, por lo que, durante el arranque, bloquea cualquier función de protección durante el arranque en el tiempo que este dure en condiciones normales.

Como se puede observar, el generador se encuentra operando en vacío, y en el $t = 0,2$, se inicia una pequeña perturbación, la cual incide sobre el voltaje y corrientes del mismo.

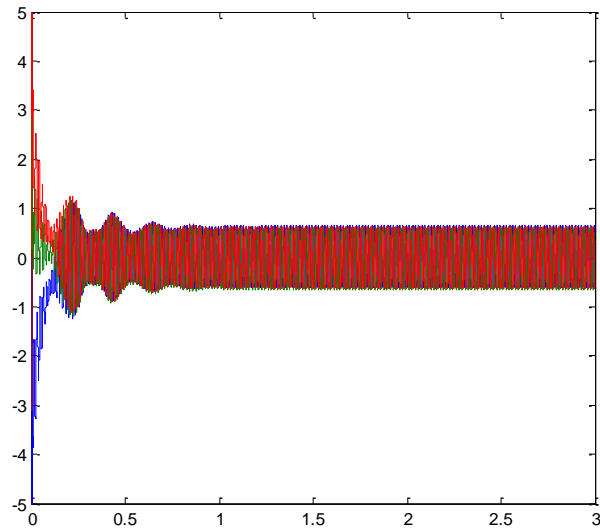
Figura 62. Voltajes en GDR



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Se puede observar que las corrientes se encuentran en 0, cuando en el $t = 0,2$ se incrementa abruptamente hasta $4xI_n$, posteriormente las corrientes se estabilizan hasta encontrar un equilibrio a $I_n = 1 p.u.$

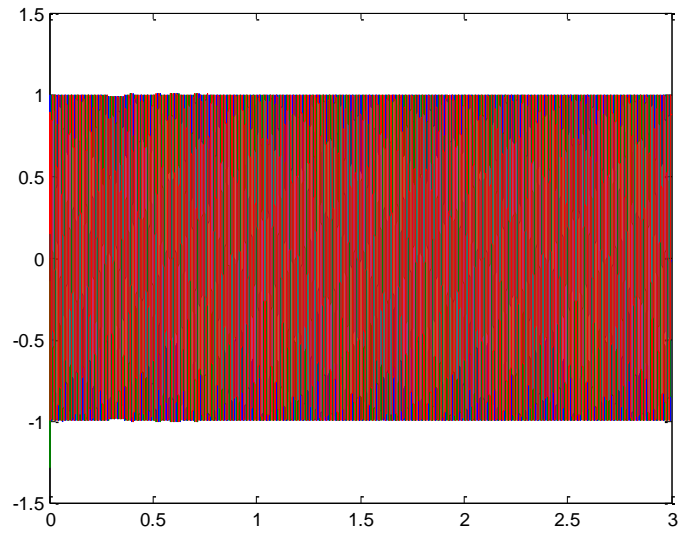
Figura 63. **Corrientes en GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Por otro lado, se observa el comportamiento de los voltajes y las corrientes del alimentador principal.

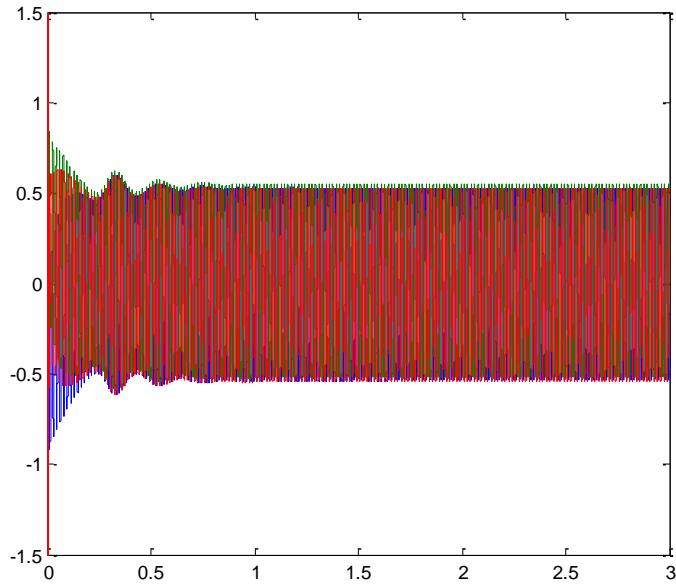
Figura 64. Voltajes de alimentador principal



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Obsérvese que mientras el voltaje se mantiene estable, por ser una fuente de gran potencia comparada con el resto del sistema, sus corrientes si varían en cuanto $t = 0,2$, es decir, cuando el interruptor CB1 cierra y el generador se conectan a la red.

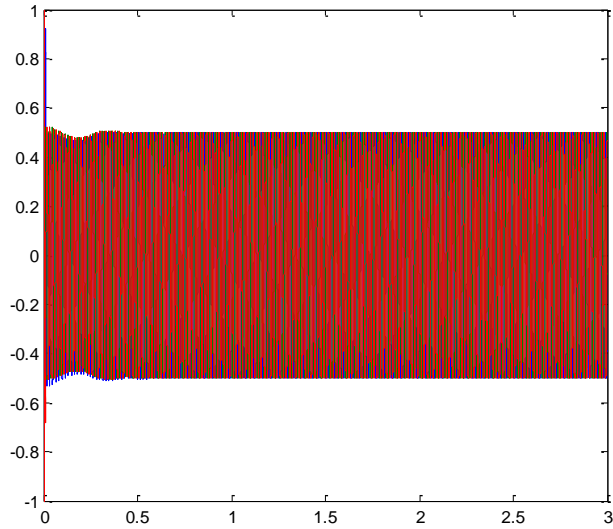
Figura 65. **Corrientes de alimentador principal**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Como se puede observar, las corrientes de la Subestación B se mantienen aproximadamente al 80 % de la capacidad de la subestación, 10MVA.

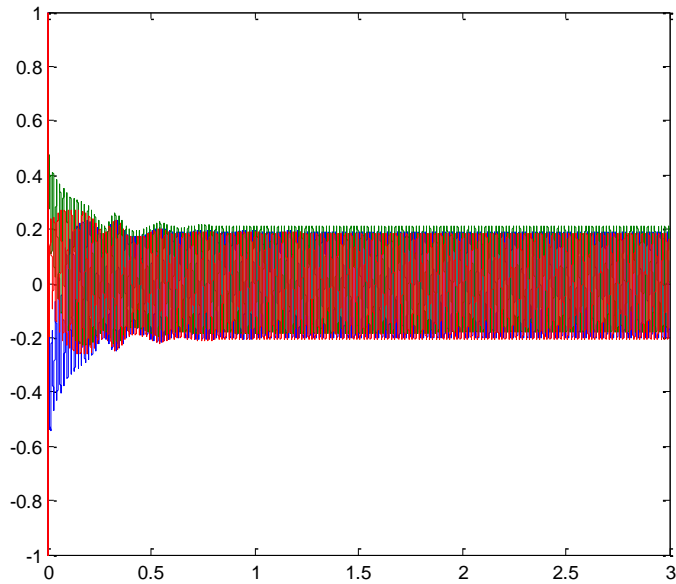
Figura 66. **Corrientes en Subestación B**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Mientras tanto, en la Subestación A, si existe una gran variación de la corriente a partir de $t = 0,2$, y de duración aproximadamente igual al tiempo que tarda el generador en estabilizarse.

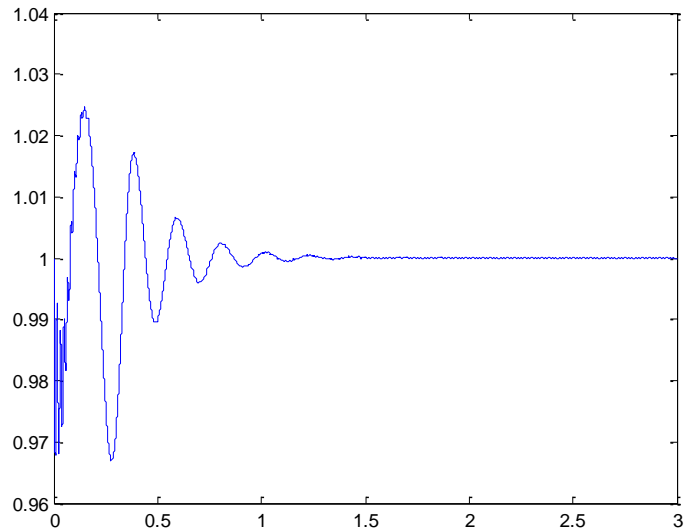
Figura 67. **Corrientes en Subestación A**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

La figura 68 muestra el comportamiento de la velocidad del generador durante el cierre de CB1. Nótese que el AGC realiza la tarea de estabilización de la velocidad para mantenerla dentro del set-point $w_{ref} = 1$ p.u. La velocidad del rotor oscila entre 1,15 y 0,8 p.u. hasta alcanzar la estabilidad a velocidad nominal.

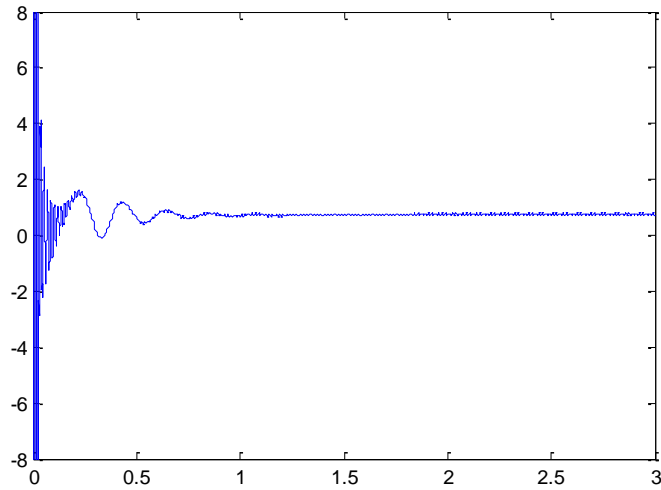
Figura 68. Velocidad del GDR



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Se sabe que la potencia activa de salida del generador se mantiene en $P_{out} = 0$ hasta el $t = 0,2$. A partir de ese momento el generador estabiliza la máquina hasta llegar a la potencia nominal de la máquina, $P_{out} = 1 p.u.$

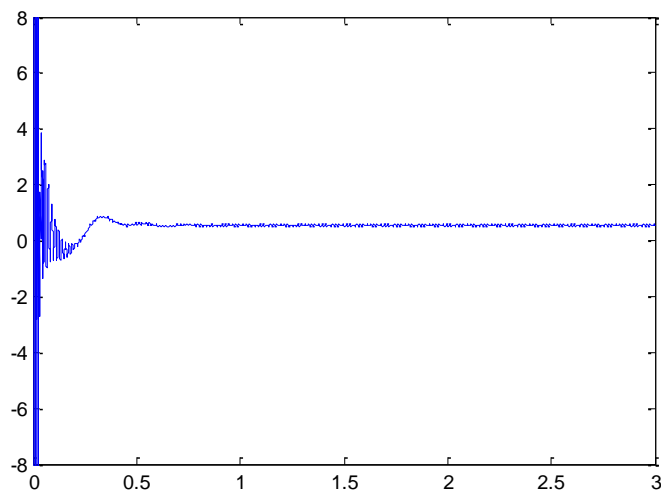
Figura 69. **Potencia activa entregada por el GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El comportamiento es similar, solo que más pronunciado para la potencia reactiva.

Figura 70. **Potencia reactiva entregada por el GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

5.1.1.1. Conclusiones caso de estudio A

- El GDR fue conectado satisfactoriamente a red, por lo que se comprobó el correcto funcionamiento del modelo.
- Las protecciones son bloqueadas durante el arranque y/o energización de los elementos del sistema. Si la duración del arranque y/o energización de cualquiera de los elementos sobrepasa el tiempo máximo definido, cualquiera de los elementos de protección disparará respetando la coordinación definida.
- La corriente transitoria de la máquina durante la energización puede llegar a alcanzar hasta $4xI_n$.

5.1.2. Caso de estudio B: disparo CBA, alimentador principal

Para el caso de estudio B, se hará el análisis del comportamiento del modelo cuando el interruptor del alimentador principal, CBA dispare por cualquier causa, por ejemplo, corto circuito trifásico o monofásico en el alimentador, falla en algún punto del SNI o simplemente un corte en el suministro.

Para cualquiera de los casos anteriores, se puede estudiar el modelo desde dos puntos de vista:

- Caso de estudio B.1: operación en isla no intencional
- Caso de estudio B.2: operación en isla intencional

Es necesario analizar el comportamiento del modelo cuando el GDR queda alimentando el total de las cargas en Subestación A y Subestación B y lo que ocurre con las protecciones asociadas al mismo.

5.1.2.1. Caso de estudio B.1: isla no intencional

Es necesario analizar el comportamiento del modelo cuando el GDR queda alimentando el total de las cargas en Subestación A y Subestación B y lo que ocurre con las protecciones asociadas al mismo.

Para el CE B.1 el modelo no cuenta con ninguna función relacionada con medición fasorial por lo que únicamente quedan activas las protecciones convencionales, con medición y censado de valores locales.

El modelo cuenta con una protección de sobrecorriente que actuará sobre el interruptor CB1. Así mismo, se puede contar con protecciones de frecuencia y voltaje en cualquiera de los alimentadores. Por motivo de simplificación de la simulación, se analizará por separado la protección de sobrecorriente, voltaje y frecuencia.

5.1.2.1.1. Apertura de alimentador CBA

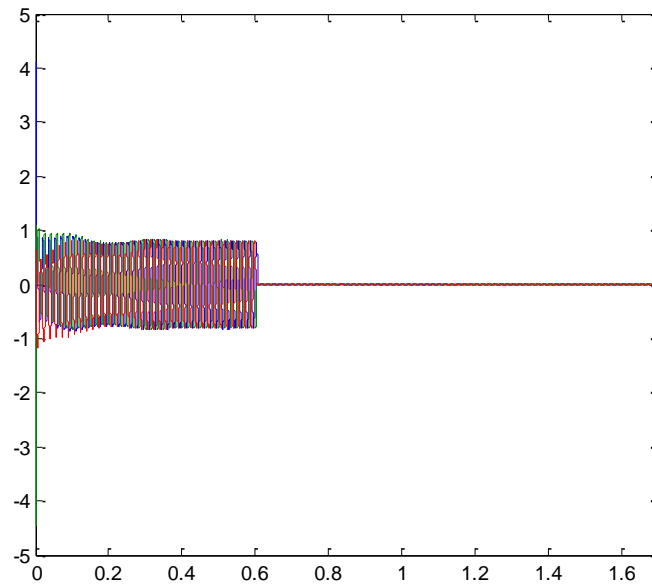
Para realizar una correcta coordinación de las protecciones se hace necesario realizar los ajustes de cada una de las mismas según las magnitudes de la falla.

El ajuste de la protección de sobrecorriente se hace 0,26 segundos posterior a la detección de la falla.

El interruptor del alimentador CBA apertura la conexión a las barras de la Subestación A en $t = 0,6$. Obsérvese en la figura 71 el comportamiento de la corriente antes y después de ocurrida la apertura. Cabe mencionar nuevamente

que la apertura puede ser debida a diversas razones, fallas, mantenimiento, operación accidental, etc.

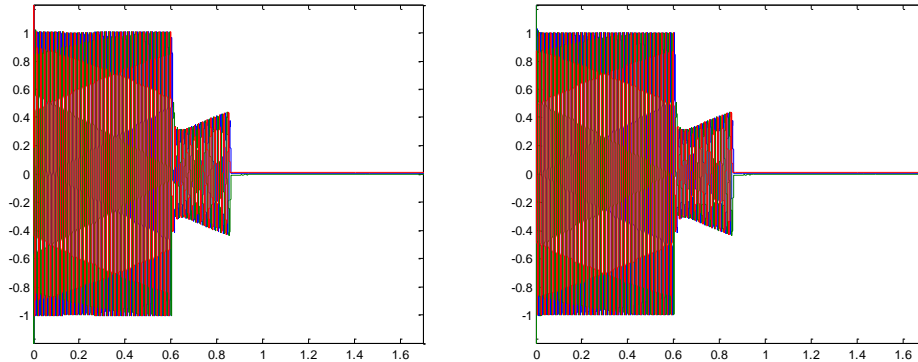
Figura 71. **Corrientes alimentador principal**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

La calidad de la energía entregada evidentemente sufre deterioros graves en los puntos de entrega, Subestación A y Subestación B. Los valores de voltaje en la Subestación A y Subestación B caen abruptamente como se puede observar en la figura 72.

Figura 72. **Corrientes en Subestación A y Subestación B**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

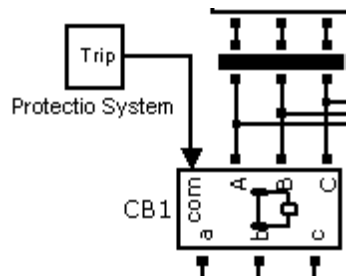
A partir del $t = 0,6$, el GDR se queda alimentando todo el sistema. Los voltajes en Subestación A y Subestación B caen a valores inaceptables $V_{SEA} = 0,4 p. u.$ y $V_{SEB} = 0,4 p. u.$

La protección de sobrecorriente entra a operar inmediatamente después de la apertura de CBA y dado que las corrientes de la propia máquina se incrementaron a valores de disparo.

En la figura 74, puede observarse el comportamiento de la protección 50/51. La línea color azul, indica los instantes en los que el relevador de sobrecorriente manda la orden de arranque de la función 50/51, el valor de arranque o pick-up es de $3I_n$. Pueden notarse a partir de $t = 0$ que existen múltiples arranques de la protección, esto se debe a las corrientes altas que requiere el generador durante su arranque. Normalmente las corrientes transitorias durante el arranque del generador no deben sobrepasar $0,05 seg.$

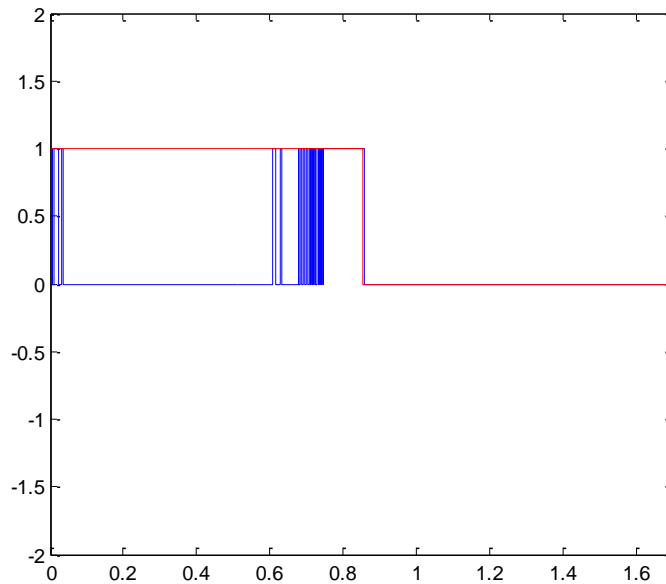
La protección se mantiene estable hasta la perturbación en $t = 0,6$, en donde inician nuevamente una serie de arranques de la protección hasta que finalmente, la duración de los arranques sobrepasa el tiempo ajustado para el disparo, es decir, si se inicia el arranque y la corriente no disminuye durante un tiempo predefinido, en este caso $0,108 \text{ seg}$, el relevador enviará la señal de disparo al interruptor CB1. El disparo es representado por la línea roja. La bobina del interruptor funciona de forma que, al desenergizarse, los contactos auxiliares accionarán el mecanismo de disparo del mismo. Es por esto que el disparo se representa como un 0 lógico.

Figura 73. **Subsistema de protección en CB1**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Figura 74. **Arranques y disparos de la función de sobre corriente**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

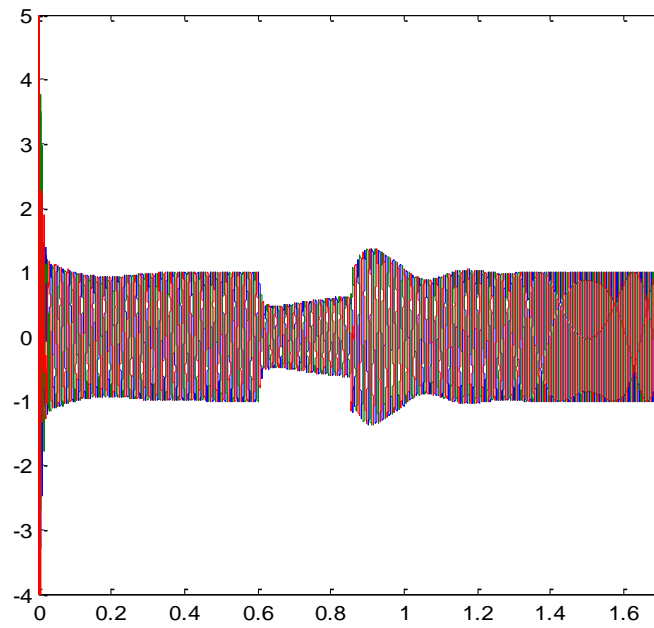
En las figuras siguientes, puede observarse el comportamiento de los voltajes y las corrientes del generador, en las dos etapas, $t = 0$,

6 cuando el interruptor CBA apertura el alimentador y $t = 0,86$ cuando ocurre el disparo.

Inmediatamente después que CBA es aperturado, el voltaje de la máquina cae considerablemente a partir de $t = 0,6$. El voltaje en las terminales es de $V_{GDR} = 0,55 p.u.$ y la frecuencia cae a aproximadamente $f = 49Hz$.

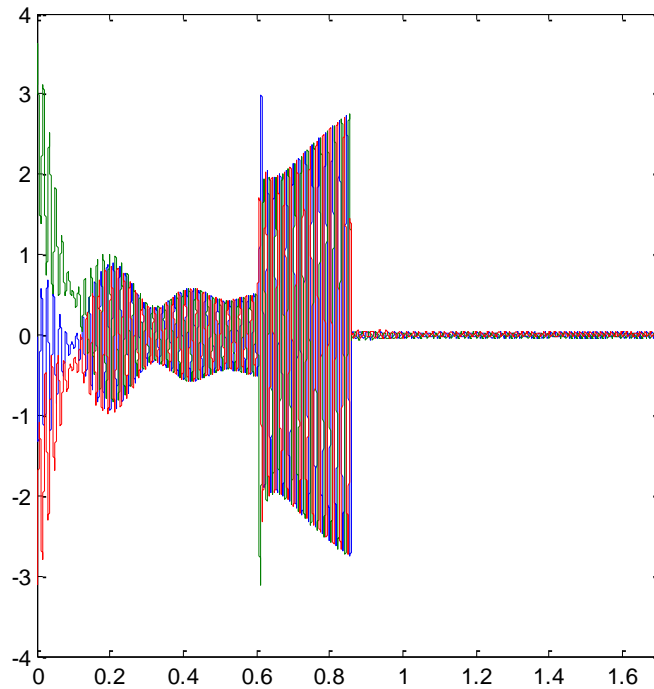
La corriente del generador aumenta hasta 3 veces la corriente nominal, lo que provoca el disparo, explicado anteriormente.

Figura 75. Voltajes en GDR



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

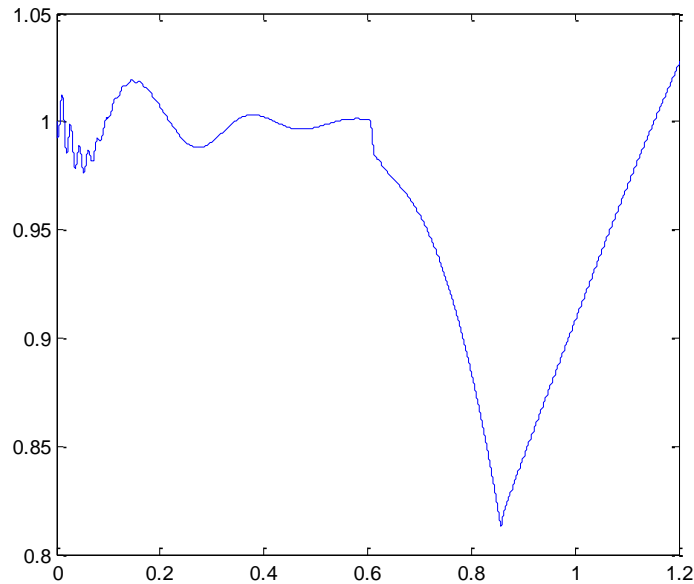
Figura 76. **Corrientes en GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El comportamiento de la frecuencia antes y después de la falla puede observarse en la figura 77. La frecuencia se ve afectada cuando CBA abre el alimentador. En el $t = 0,86$, cuando el interruptor CB1 recibe la orden de disparo del relevador de protección, el GDR queda trabajando en vacío lo que provoca que las fuerzas magnéticas del estator disminuyan abruptamente y la inercia del rotor dicte una aceleración.

Figura 77. Frecuencia en GDR



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

5.1.2.1.2. Conclusiones

- Según dicta la Norma NTGDR, el GDR debe operar dentro de los valores permisibles por el distribuidor, y en caso de existir cualquier tipo de perturbación, ya sea en la red o en el propio GDR, este último debe ser desconectado y no operar en isla intencional. Según el modelo, el GDR al operar en isla NO intencional, el interruptor CB1 realizará la apertura interpretando la condición de isla.
- Los tiempos de respuesta de las protecciones tomando los valores de corrientes y voltajes locales, es de aproximadamente 0,26 segundos.
- Se desaprovecha una ventaja potencial de un generador distribuido, pues al existir una falta en el suministro eléctrico, el GDR también debe ser

- Mediante mediciones locales, se puede interpretar la falta de suministro eléctrico, por medio del voltaje, corriente o frecuencia.

5.1.2.2. Caso de estudio B.2: isla intencional

En la anterior sección se realizó la simulación del modelo considerando la no operatividad del mismo en condiciones de falla del alimentador, esto según lo especificado en las normas técnicas del ente regulador.

En este caso de estudio B.2, se tiene la disponibilidad de dos puntos de medición fasorial en el modelo.

- Punto 1: terminales del GDR o PMU_GDR
- Punto 2: alimentador principal o PMU_Sistema

Es de mucha utilidad disponer de medidas remotas, y como dice el pilar de esta tesis, esta utilidad será enfocada a la generación distribuida. Existe un intercambio de información entre ambos puntos, es decir, toda la información que toma el PMU_GDR y el PMU_Sistema (como se representa en el modelo), es enviada a un PDC o *Phasor Data Concentrator* este la interpreta y la direcciona a donde sea necesario.

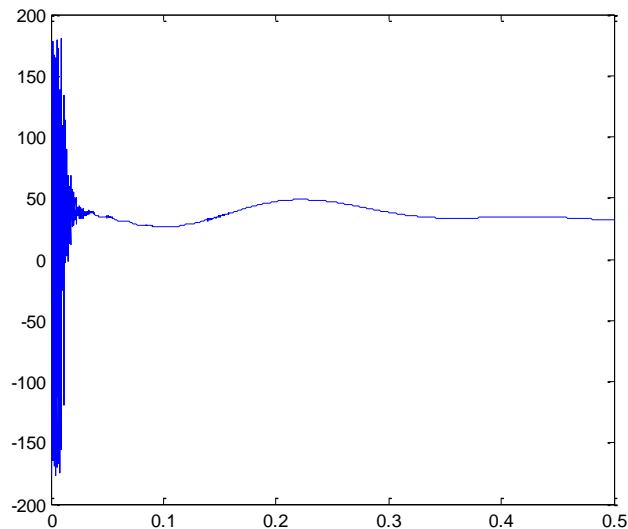
Se supone entonces que ocurre el mismo escenario que el caso de estudio B.1, con la diferencia que en esta ocasión, los PMUs se encuentran conectados en sus respectivos puntos, y la función de protección a base del ángulo de carga se encuentra habilitada.

El objetivo de tener los PMUs conectados, es sacar el máximo provecho del GDR, manteniendo el suministro en las cargas más importantes, respetando siempre los lineamientos de calidad de energía especificados en la NTGDR.

Se tiene la primicia que existen dos cargas prioritarias en la Subestación A, las cuales podrían ser por ejemplo, hospitales, industrias, el edificio de gobernación, etc. Por el contrario, la Subestación B no cuenta con ninguna carga prioritaria por lo que no contará con los mismos privilegios que las cargas en Subestación A.

Nuevamente, en $t = 0$, el GDR se conecta a la red. Al generador no le toma mucho tiempo para encontrar la estabilidad, de hecho en $t = 0$, el GDR ya se encuentra estable. Ver figura 78.

Figura 78. **Comportamiento ángulo de carga en GDR**

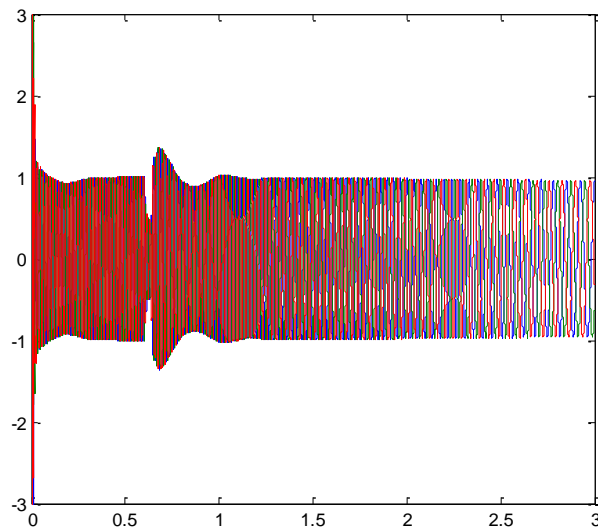


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

La figura anterior muestra como el GDR llega a la estabilidad, viendo por medio del ángulo de carga.

Posteriormente en $t = 0,6$, el interruptor CBA del alimentador principal, en Subestación A opera y saca de servicio el suministro eléctrico. El comportamiento del GDR se muestra a continuación.

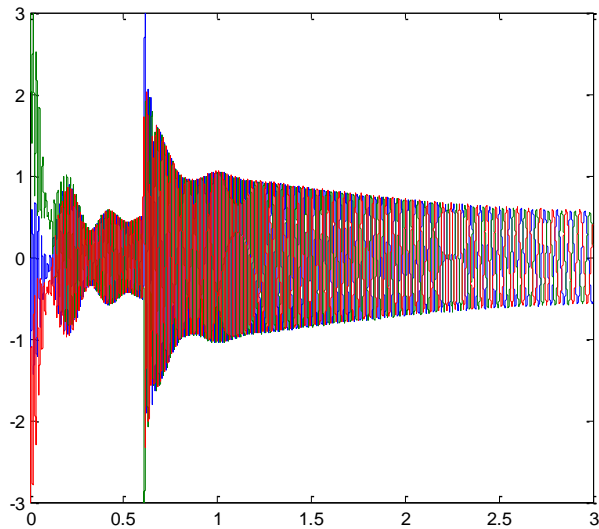
Figura 79. **Voltajes en GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El voltaje cae considerablemente y la corriente crece de la misma forma, ver figura 79 y 80.

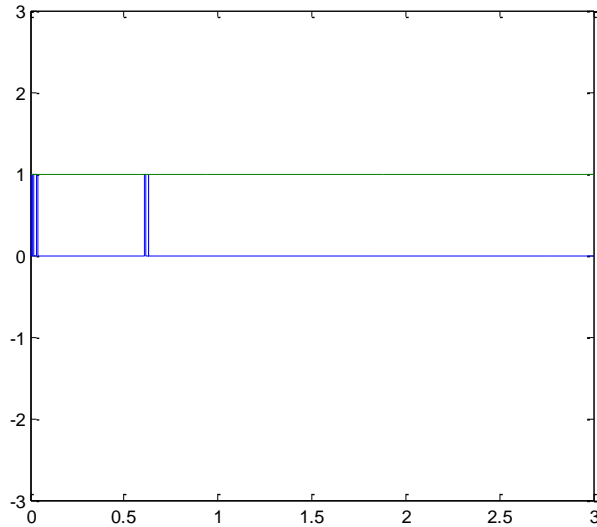
Figura 80. **Corrientes en GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

En el momento que el interruptor CBA en $t = 0,6$ abre, el relevador de protección arranca la función de sobrecorriente. La línea azul indica los arranques de la protección, notar los múltiples arranques en $t = 0,6$. La línea verde de la misma figura 81 muestra la señal de disparo, como se indicó en el anterior caso, cuando el valor cae a un 0 lógico, se enviará la señal de apertura. La protección no envía señal de disparo, y esto se debe, a como se verá más adelante, al aprovechamiento que se le da a los sincrofasores para realizar la isla intencional.

Figura 81. **Arranque y disparo para función de sobrecorriente**

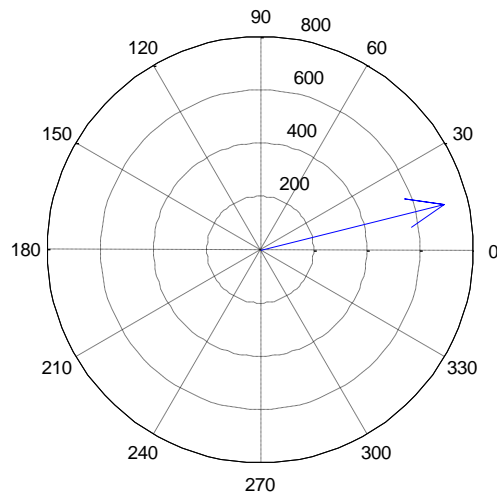


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Analizando lo que sucede con los PMUs. Será de especial utilidad conocer cómo se comportan los ángulos de los fasores provenientes de los puntos a los que se encuentran conectados los PMU's.

Del $t = 0$ al $t = 0,5$, el GDR encuentra la estabilidad, y mantiene su voltaje en el valor nominal de 690 voltios. Asimismo, el valor del ángulo también se mantiene estable y se conserva a 15° . Observar figura 82.

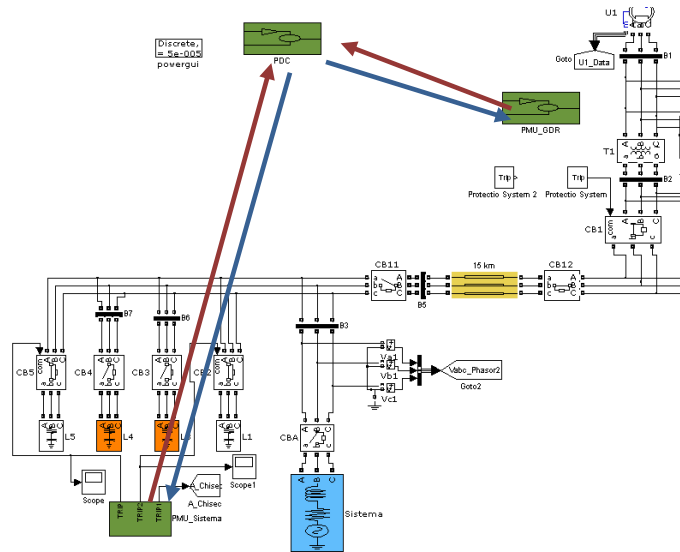
Figura 82. **Fasor de voltaje estable del GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Los PMU's están enviando constantemente las mediciones fasoriales al concentrador PDC, este las filtra y toma acciones que son enviadas por el mismo medio de comunicación en el que llegaron los fasores del PDC a los PMUs

Figura 83. Intercambio de información entre PMUs

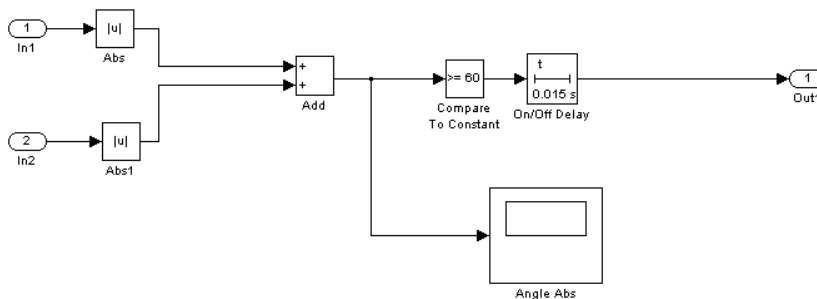


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

En este caso, estamos enviando los fasores de los voltajes en las tres fases de la salida del GDR y del alimentador principal.

La diferencial del ángulo de carga del GDR con respecto al ángulo de carga del alimentador principal dará la pauta de detectar si existe una pérdida o no del suministro eléctrico proporcionado por la distribuidora. Para tal propósito, el PDC toma las magnitudes y ángulos de los fasores de los voltajes en el GDR y en el alimentador y los compara.

Figura 84. **Subsistema de comparación de ángulos**



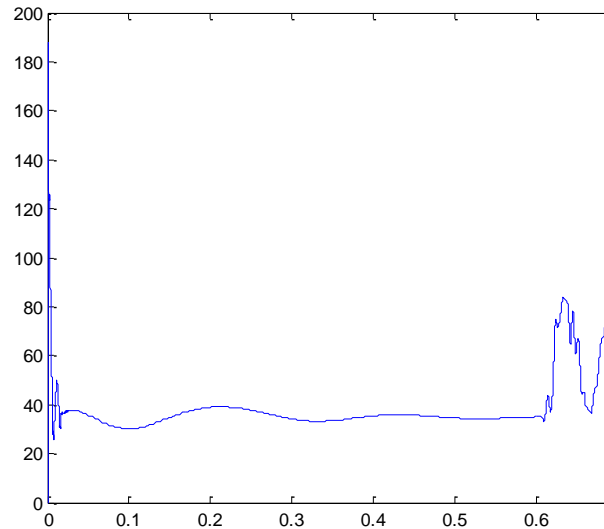
Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

In1 es el valor de la magnitud de voltaje en GDR y In2 en el alimentador. Realiza una comparación con respecto a una referencia. Si la comparación supera la referencia entonces el PDC tomará una acción y enviará la respectiva señal a los PMUs.

Observe entonces la figura 85 el ángulo de carga del GDR antes y después de la falla. El ángulo se encuentra en estabilidad, cuando repentinamente en $t = 0,6$, el interruptor CBA abre el circuito. El ángulo comienza a incrementarse hasta superar los 60° , que es el valor ajustado para que el PDC envíe la señal de alarma a cada uno de los PMUs.

Teóricamente, la máquina síncrona funcionando como generador puede mantener la estabilidad hasta un ángulo de carga de 90° , si se supera este valor, el generador saldrá de sincronismo. Tomando en cuenta lo anterior, y tomando en cuenta que el ángulo puede oscilar y pasar los 90° en algún momento, se deja un valor de ajuste del ángulo menor, en este caso, 60°

Figura 85. **Ángulo de carga antes y después de la apertura de CBA**

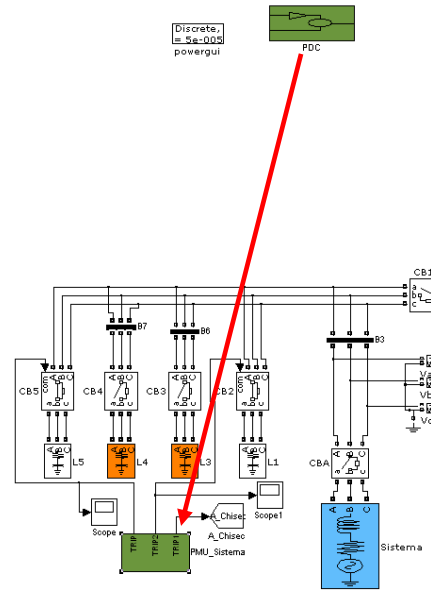


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El ángulo supera los 60° aproximadamente a los 0,65 segundos, en ese momento, el PDC envía la alarma a los PMUs.

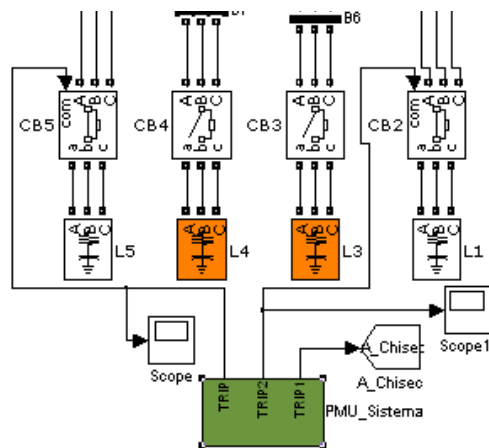
El PMU_Sistema recibe la señal del PDC y la interpreta como una liberación inmediata de las cargas que están que están conectadas a la barra de 13.8 kV de Subestación A y que no son prioritarias.

Figura 86. Alarma de límite de ángulo a PMU_Sistema



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

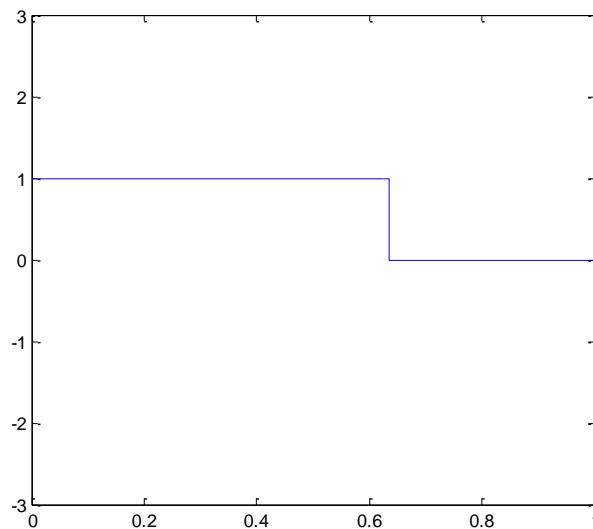
Figura 87. Envío de disparo de PMU-Sistema a CB2 y CB5



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El PMU_Sistema recibe entonces la señal del PDC, como se puede observar en la figura 86 y a la vez, este envía la señal de disparo a las cargas L1 y L5, que no son prioritarias en el sistema. Nótese en la figura 87 que las cargas de color anaranjado, L3 y L4 son cargas prioritarias, por lo que no tienen señal de PMU_Sistema cableada a los contactos de bobina, o bien a algún puerto de comunicación.

Figura 88. **Alarma de disparo de ángulo de carga**

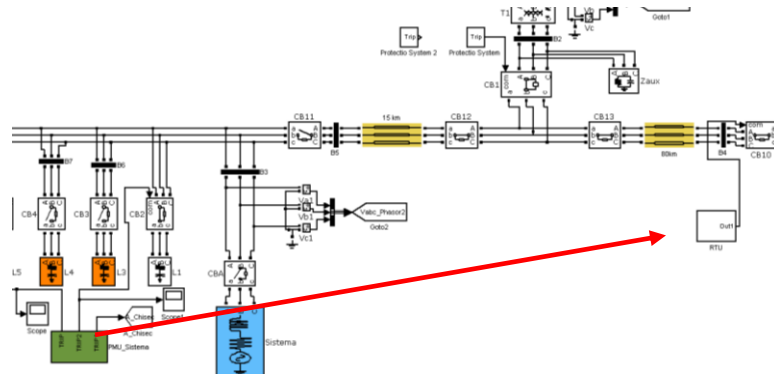


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Se puede apreciar en la figura 88 el disparo por ángulo de carga en aproximadamente el $t = 0,65$.

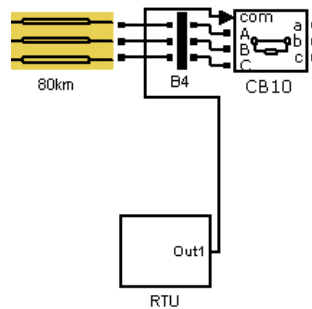
Es necesario liberar completamente la Subestación B, pues esta no tiene ninguna carga prioritaria. Tomando en cuenta el costo de un PMU comparado con una RTU convencional, la señal de disparo a Subestación B puede llevarse a cabo por medio del puerto de comunicación del PMU_Sistema a la RTU conectada en Subestación B

Figura 89. **Comando de disparo por ángulo a Subestación B**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

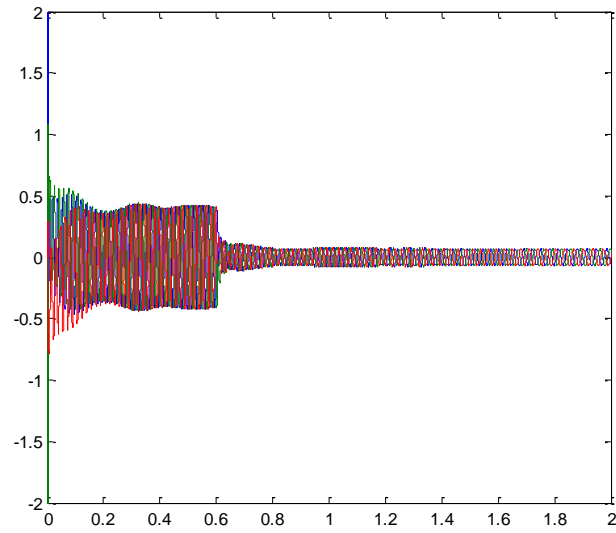
Figura 90. **RTU en Subestación B**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

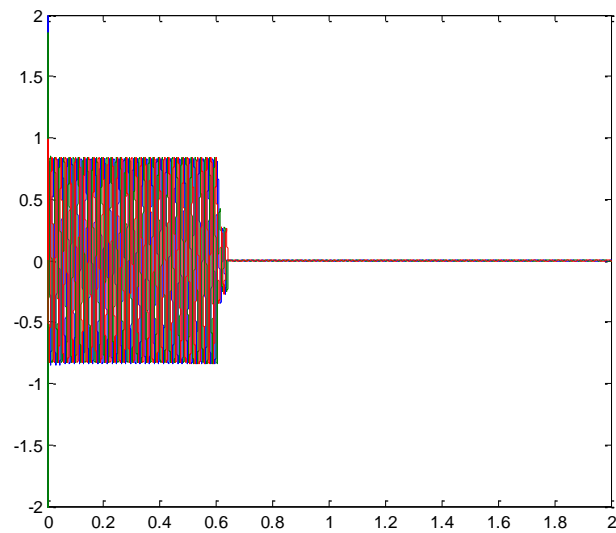
En figura 91 y figura 92 se puede observar los voltajes y corrientes en los puntos de medida de la Subestación A y Subestación B durante la apertura de CBA, el disparo de las cargas no prioritarias y Subestación B y posterior estabilización del sistema.

Figura 91. **Corrientes Subestación A**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

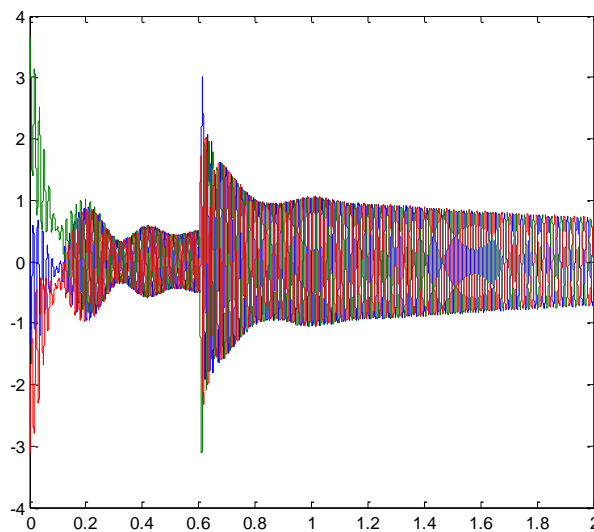
Figura 92. **Corrientes Subestación B**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

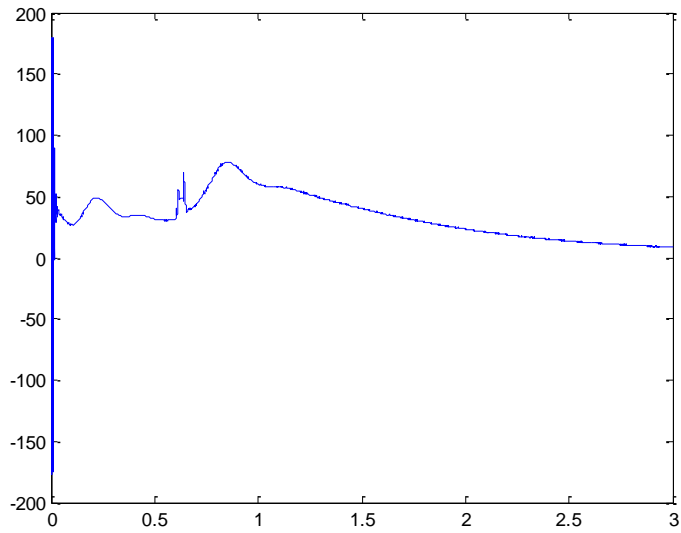
Posterior al grupo de acciones tomadas por los PMU's, el GDR queda trabajando en Isla Intencional, alimentando únicamente las cargas prioritarias en Subestación A, figura 93 y figura 94 muestran el comportamiento de la corriente y el ángulo de carga antes, durante y posterior al evento.

Figura 93. **Corrientes GDR en isla intencional**



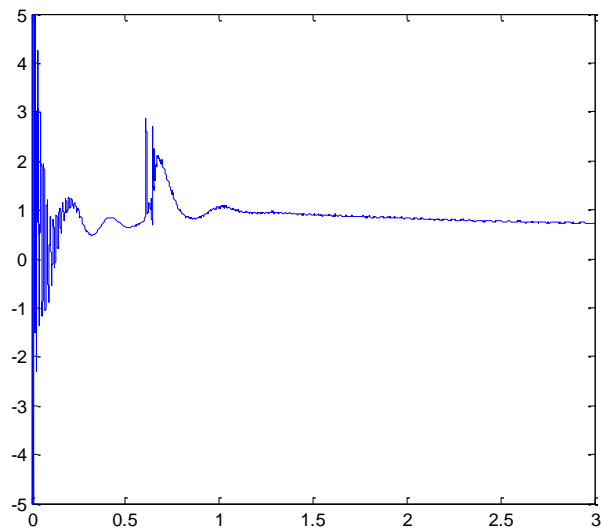
Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Figura 94. **Ángulo de GDR en isla intencional**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Figura 95. **Potencia activa GDR en isla intencional**

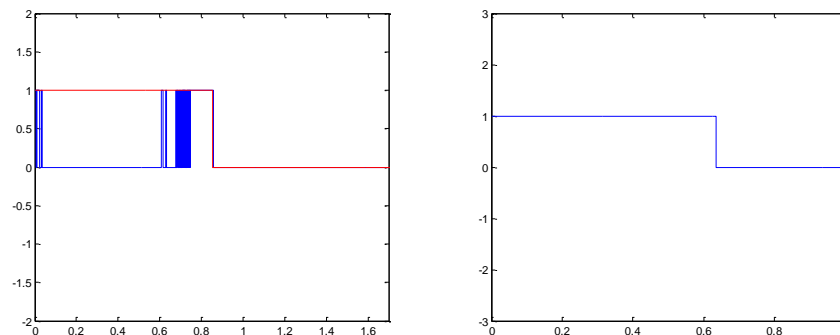


Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Además, la figura 95 muestra la potencia activa entregada por el GDR antes, durante y después del evento.

Se puede realizar una comparación del disparo por ángulo de carga y el disparo por sobrecorriente visto en el caso de estudio B.1 y realizar una comparación.

Figura 96. **Comparación disparo por sobre corriente y por ángulo**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

El disparo por ángulo de carga se anticipa al disparo por 50 aproximadamente 0,2 segundos. Este tiempo es bastante útil, pues nos permite realizar las maniobras automáticas necesarias para la operación en isla del GDR. En caso exista una falla posterior durante o posterior a la creación de la Isla Intencional, la protección de sobrecorriente liberará el interruptor CB1, protegiendo el GDR y a la Red de cualquier daño físico. Este caso se verá en el siguiente caso de estudio.

5.1.2.2.1. Conclusiones

- Por medio de los PMU's y los sincrofasores es posible realizar la coordinación necesaria para que un GD pueda operar en isla intencional, alimentando a cargas predefinidas que no superen la capacidad del generador.
- Los fasores reportados por los PMUs involucrados en la solución deben estar sincronizados por medio de la referencia horaria UTC.
- Es posible detectar con mayor rapidez la pérdida del suministro eléctrico por medio de la diferencia de ángulo de carga, y esto a la vez es posible realizando la comparación con los valores de ángulo medidos remotamente.
- Con sincrofasores se tiene la ventaja de poder comparar señales locales con señales remotas debidamente sincronizadas, logrando crear de esta forma, nuevos esquemas de protección.

5.1.3. Caso de estudio C: disparo CBA, falla en línea distribución

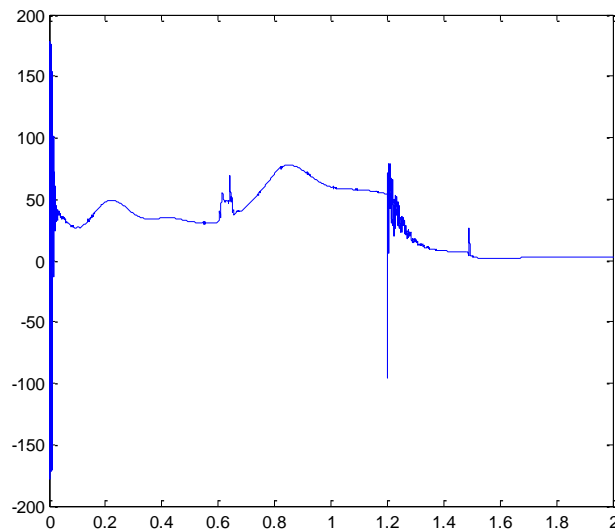
El caso de estudio C tiene como objetivo, demostrar el comportamiento del modelo con medición de sincrofasores cuando ocurre una falla posterior a crearse una isla intencional, o bien, cuando la isla intencional no es creada satisfactoriamente.

La coordinación de las protecciones entra a jugar un papel muy importante en este caso. A este escalonamiento en la operación de las protecciones hay que agregar la función de protección por ángulo de carga, su funcionamiento fue visto en el caso B.2.

Como primicias para este caso, se sabe que, nuevamente, en $t = 0$, el GDR entra en operación y que en $t = 0,6$ el interruptor CBA abre y saca de servicio el suministro eléctrico.

En el $t = 1,2$ ocurre una falla en el extremo de la línea de distribución que conecta a la Subestación A. La falla tiene una duración de 0,5 segundos. En la figura 97 se observa el comportamiento del ángulo del carga del GDR. Nótese el pequeño disturbio que sufre la máquina en $t = 0,6$, justo cuando el interruptor CBA abre el alimentador principal. Posteriormente, el ángulo comienza a estabilizarse a un nuevo valor, aproximadamente 40° . En $t = 1,2$ ocurre una falla trifásica franca a tierra, en el extremo de la línea que está en la Subestación A, el cambio repentino en el ángulo de carga aumenta abruptamente y la estabilización de la máquina se hace imposible.

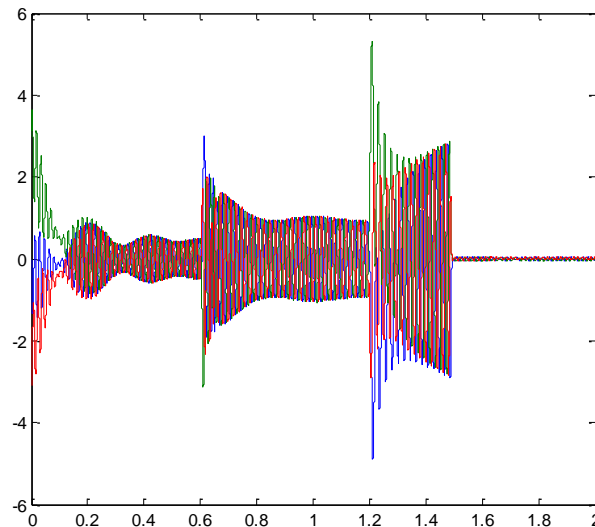
Figura 97. **Comportamiento ángulo de carga en GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

En $t = 1.5$ la falla es liberada. La función de sobrecorriente del relevador que protege el GDR, nota el incremento abrupto de la corriente en las terminales e inicia con la serie de arranques. Cuando el tiempo de la sobrecorriente debida a la falla supere el tiempo ajustado en la protección, esta disparará el interruptor CB1 y desconectará el generador. Asimismo, el GDR quedará operando en vacío, y sus mecanismos propios de protección se encargarán de frenarlo para no sufrir ningún daño.

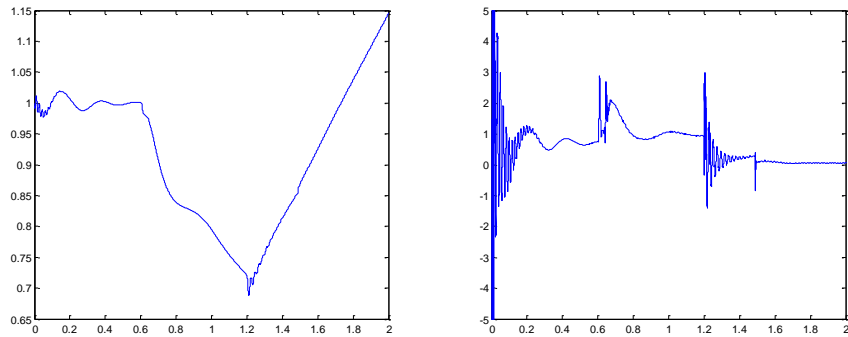
Figura 98. **Corriente en GDR en isla intencional y posterior falla**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Note el incremento de la velocidad en $t = 1.5$, posterior a que el GDR se desconecta de la isla intencional. Los mecanismos deben frenar el GDR para que este no sufra ningún daño. El comportamiento de la potencia queda en evidencia en la figura 99.

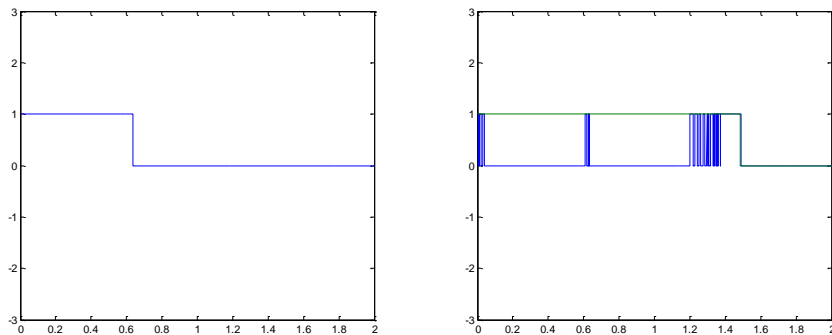
Figura 99. **Comportamiento P y Q de GDR**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

La Figura 100 muestra los arranques de la protección de sobrecorriente y el disparo del Ángulo de Carga (Orden de operación en Isla Intencional). La máquina es desconectada de la red en 0,9 segundos.

Figura 100. **Disparo de ángulo de carga y posterior disparo de sobre corriente**



Fuente: elaboración propia, con programa Simulink.

Por lo tanto, la Subestación A, como en $t = 0,6$ la Subestación B, quedará en *black-out* como el resto del sistema.

5.1.3.1. Conclusiones

- La función de protección por ángulo de carga o isla intencional debe coordinarse con el resto de funciones de protección.
- La función de ángulo de carga tiene la ventaja de actuar y detectar una isla antes que las protecciones de voltaje y frecuencia y sobretodo de sobrecorriente.
- El modelo cuenta con un *back-up*, en caso de existir una falla posterior a la creación de la Isla.
- En caso de no cumplirse con los requisitos de calidad de energía impuestos por la distribuidora, las protecciones de voltaje y frecuencia deben encargarse de liberar el GDR.

5.1.4. Desviaciones de los casos de estudio

Dados los resultados de la simulación, es ahora importante resaltar los datos que no fueron tomados en cuenta y las desviaciones que esto conlleva en el resultado de las simulaciones. Entre estas desviaciones se puede resaltar la capacidad del AGC para soportar los cambios bruscos de carga. Por ejemplo, en el momento de realizarse el disparo por ángulo de carga la generación se encuentra arriba en un 30 % o viceversa, la estabilidad del generador se verá comprometida y esto provocará un disparo por frecuencia.

Lo anterior debe ser tomado en cuenta durante la implementación de la solución, para esto existe la siguiente opción:

Lógica programada en los PMU: dada la ventaja de contar en el sistema con puntos de medición remotos sincronizados y centralizados en un solo punto, es posible realizar una comparación entre las potencias de la barra de generación y la barra de cargas primordiales. Para tal caso, existirá esta lógica que correrá constantemente en los equipos realizando dicha comparación. Para que el estado de isla intencional se lleve a cabo, las potencia generada y la demandada deben tener una diferencia como máximo de un +20 % o -20 % una de otra. De esta forma no se ve afectada la estabilidad del GDR.

CONCLUSIONES

1. El disparo por diferencia de ángulo de fase de los fasores de voltaje de secuencia positiva representa una ventaja para la implementación de islas intencionales dentro de la red.
2. La detección de islas por medio de diferencia de ángulo de carga es más selectiva y rápida que un esquema convencional.
3. La implementación de un esquema que permita las islas intencionales podría reducir cuantiosas pérdidas a medianas y grandes industrias.
4. Bajo operación en isla, los precios del mercado dependen de las condiciones de la carga, de la disponibilidad de energía y del valor de la energía no suministrada.
5. El tiempo de respuesta del esquema por diferencia de ángulo de carga depende de la diferencia entre la generación y la carga.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un proyecto piloto de implementación de medición y control por medio de fasores sincronizados en puntos de entrega de generación distribuida.
2. Proponer ante la CNEE, una revisión en el Capítulo II, artículo 23 de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable -NTGDR- en cuanto la conexión y desconexión del GDR para dar vía libre a la implementación de tecnologías de protección y control con sincrofasores para los GDRs.
3. La aplicación de protección y control en base a sincrofasores debe ser evaluada en base a los beneficios que conlleve la operación en isla intencional, puesto que en algunos casos, la justificación de la inversión y de la operatividad técnica de este tipo de tecnología no pueda ser fundamentada.
4. En este trabajo no se consideró en el sistema el funcionamiento de recierres automáticos, sin embargo, los esquemas en base a sincrofasores deben funcionar únicamente cuando todas las pruebas de re-enganche hayan sido ejecutadas y que la falla aún siga presente.
5. El control automático de generación debe ser capaz de soportar los cambios bruscos de carga sin afectar el funcionamiento del conjunto turbina-generador.

BIBLIOGRAFÍA

1. ACHLEITNER, Georg. *Coordination between conventional and wide area protection for interconnected systems*. 2003. 25 p.
2. AGRAWAL, V. K. *Operational Experience of the First Synchrophasor Pilot Project in Northern India*. CBIP- 5th International Conference on Power System Protection and Automation. 2010. 10 p.
3. ARANGO RESTREPO, Luis Antonio. *La energía hidroeléctrica. Material para conferencia*. Medellin-Colombia. 2007. 8 p.
4. ARCE RUBIO, Alicia; VIANNA RAFFO, Guilherme. *Manual de introducción a Simulink*. 2004. 15 p.
5. Centro Nacional de Control de Energía -. *Unidades de Medición Fasorial - PMU*. Quito, Ecuador : 2010. 7 p.
6. CIMADEVILLA, Roberto. *Fundamentos de medición de sincrofasores*. Décimo Tercer Encuentro CIGRE. España. 2009. 10 p.
7. COSTELLO, David. *Synchrophasors and the Smart Grid*. GCPA Fall Conference. 2009. 83 p.
8. FOSS, Aidan. *Anti-Islanding Protection for Small Generation in Ontario*. NRCanNRCanDER InterconnectionDER InterconnectionPeer Review MeetingPeer Meeting. Ontario, Canada. 2008. 6 p.

9. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. *Guía básica de la generación distribuida*. Madrid, España: Gráficas Elisa. 2007. 8 p.
10. G. HART, David, et al. *Unidades PMU Supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque*. ABB. 2010. 58 p.
11. GAMEZ, Norman. ETCEE. *Sistema de Monitoreo y Control con Sincrofasores en Guatemala*. Guatemala. 2011. 3 p.
12. GANJEFAR, Soheil. *Centralized Optimal Control for a Multimachine Power System Stability Improvement Using Wave Variables*. s.l.: International Journal of Recent Trends in Engineering, IEEE, 2009. 6 p.
13. GEIDL, Martin. *Protection of Power Systems with Distributed Generation*. Zürich. 2005. 35 p.
14. GÓMEZ, Juan Carlos; TOURN, Daniel Humberto, CAMPETELLI, Gabriel Norberto. *Generación distribuida: operación en isla intencional*. Trabajo Presentado en CIDEL 2010. Buenos Aires, Argentina: s.n. 2010. 6 p.
15. JENKINS, Nick. *Embedded generation*. Cambridge: Lightning Source UK Ltd, 2008. 293 p.
16. KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. s.l.: McGraw-Hill, Inc., 1993. 1199 p.

17. KUO, Benjamin. *Sistemas de control automático*. Illinois: Prentice Hall Hispanoeamericana S.A. 1996. 931 p.
18. L. PIEGARI; R. RIZZO; P. TRICOLI. *An Anti-islanding Control System for Distributed Generation Plants with Synchronous Machines*. Naples, Italy. 2007. 6 p.
19. MILLS-PRICE, Michael; Northern Plains Power Technologies. *Solar generation control with time-synchronised phasors*. 2011. 69 p.
20. Ministerio de Energía y Minas. *Energía Eólica en Guatemala. Guatemala*. 2010. 10 p.
21. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *Expand Synchrophasor Capabilities With the Substation Phasor Data Concentrator*. Pullman, WA. 2010. 6 p.
22. SCHWEITZER, P. Edmund O. III; WHITEHEAD, David E. *Real-World Synchrophasor Solutions*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010. 6 p.
23. Siemens. *Applications for SIPROTEC Protection Relays*. Siemens PTD EA. 2005. 10 p.
24. Termodinámica. *Juntas de expansión metálicas axiales models MWA y MFA*. Hoja técnica TD11-01. Chile: Termodinámica. 2011. 2 p.

25. THORP, A.G. Phadke; J.S. *Synchronized Phasor Measurements and their Applications*. University of Illinois at Urbana-Champaign: Springer. 2010. 254 p.
26. Universitat Politècnica de Catalunya. *Proceso de creación de una planta solar fotovoltaica conectada a la red*. Catalunya, España. 2010. 45 p.
27. VANFRETTI, Luigui. *Modelación y simulación de la máquina síncrona y su operación en sistemas de potencia*. Guatemala. 2005. 503 p.