



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

APLICACIÓN DE SINCRÓFASORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Que para obtener el Grado de:
Maestro en Ingeniería Eléctrica

Presenta:
Ing. Emmanuel Zúñiga Rodríguez
G12071682

Director de Tesis:
M.C. José de Jesús Durón Mendoza

Co-director de Tesis:
M.C. Rafael Castillo Gutiérrez



EDUCACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Ciudad Madero
División de Estudios de Posgrado e Investigación

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"

Cd. Madero, Tams., a **17 de Junio de 2020**

OFICIO No.: U.032/20
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN
DE TESIS

ING. EMMANUEL ZÚÑIGA RODRÍGUEZ
No. DE CONTROL G12071682
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su Examen de Grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"APLICACIÓN DE SINCRÓFASORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS"

El Jurado está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE:	M.C.	JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO:	M.C.	RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
VOCAL:	DR.	GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
SUPLENTE:	M.C.	HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
DIRECTOR DE TESIS:	M.C.	JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
CO-DIRECTOR:	M.C.	RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ

Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con Usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

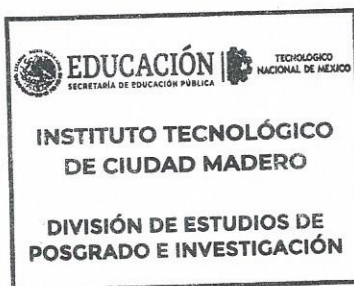
ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica
"Por mi patria y por mi bien"

DR. JOSÉ AARÓN MELO BANDA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

c.c.p.- Archivo

JAMB 'MIE 'RCG*'



Av. 1º de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz Col. Los Mangos, C.P. 89440, Cd. Madero, Tam.

Tel. 01 (833) 357 48 20 ext. 3110, e-mail: depi_cdmadero@tecnm.mx
www.tecnm.mx | www.cdmadero.tecnm.mx



Agradecimientos

Quiero brindarle más que solo el agradecimiento, la Gloria y la Honra a Dios Padre, Hijo y Espíritu Santo, por permitirme caminar por sendas que nadie pensaba que podía transitar y abrirme oportunidades en donde nunca las habría imaginado. Y como su obra, aquí no para, hay más. Viva Cristo Rey.

Le doy las gracias a mi madre Martina Irene (+) y a mi padre A. Esteban por su amor y apoyo en todos los ámbitos de mí vida, por darme la oportunidad de estudiar y darme las herramientas para un mejor futuro.

A la División de Estudios de Posgrado e Investigación (DEPI) del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, por otorgarme la oportunidad de obtener mi Maestría

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por su apoyo a través de la beca otorgada.

A la División de Estudios de Posgrado e Investigación (DEPI) del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, por otorgarme la oportunidad de obtener mi Maestría.

A todo el cuerpo académico de la Maestría en Ingeniería Eléctrica por darme su apoyo, ejemplo y enseñanza, en especial al M.C. Aarón Rodríguez, al Dr. Rubén Salas, al M.C. Eduardo Salas, al Ing. Rodolfo por sus conocimientos y amistad.

A mis compañeros y amigos de la carrera que nos pudimos apoyar el tiempo que estudiamos, al M.C. Joel Rivas por su disposición y devoción a la enseñanza. Al M.C. Eliel Wong, el M.C. Víctor Domínguez y el M.C. Oscar Altman por compartir de su aprendizaje y experiencia.

A mi asesor el M.C. José de Jesús Durón Mendoza por su invaluable y loable conocimiento que contribuyó en la realización de la tesis, las fronteras del aprendizaje que comparte siempre serán de admirar y anhelar.

A Grupo Zener, S.C. por permitirme realizar mi proyecto en su laboratorio de pruebas y al Ing. Simón Del Ángel y al Ing. Julián Durón por su gran apoyo y enseñanza.

Al departamento de protecciones de CFE Transmisión por permitirme hacer mi estancia profesional.

A los primeros electricistas que confiaron en mí, el Técnico Alejandro Pérez y el Técnico Oscar Olvera, su enseñanza y ejemplo no se olvidan.

Dedicatoria

*Esta tesis la dedico a mis padres Irene y Esteban.
El trabajo y decisiones que tomaron cada uno me llevaron a donde estoy, me llevo lo mejor de
ellos para honrarlos.*

Aplicación de Sincrofasores en Sistemas Eléctricos

Presenta: Ing. Emmanuel Zúñiga Rodríguez
Director de Tesis: M.C. José de Jesús Durón Mendoza
Programa: Maestría en Ingeniería Eléctrica

Resumen

El presente trabajo propone la simulación de la operación modo isla de un sistema de generación distribuida acoplado al Sistema Eléctrico de Potencia, de igual manera mediante equipos de actuación en tiempo real se configuran esquemas de protección para cambiar la configuración del sistema simulado, con el fin de mantener la estabilidad del mismo. La operación en Isla ocurre cuando una red industrial con generación propia, por algún evento aleatorio, pierde el enlace que le suministra CFE, quedando aislada del resto del sistema pero operando con su unidad generadora. Por tanto se proponen los esquemas de defensa que actúan en esas condiciones en diferentes escenarios, así como los parámetros que deben de cumplir para no perder la estabilidad. Se maneja el estándar de mediciones IEEE C37.118 para la adquisición de datos, entre otros protocolos para la comunicación de equipos y señales de mando. Se analiza y desarrolla un algoritmo que ayuda a definir la programación del Software que se utiliza en el presente trabajo. Se simulan los estados de operación del sistema, estable y transitorio, mediante un equipo de inyección de corrientes y voltajes. Se hace uso de antenas receptoras de GPS para sincronizar los equipos a un horario común.

Application of Synchrophasors in Electrical Systems

Emmanuel Zúñiga Rodríguez

Abstract

This work proposes the simulation of the island mode operation of a distributed generation system coupled to the Electric Power System, in the same way, through real-time actuation equipment, protection schemes are configured to change the configuration of the simulated system, to maintain its stability. Island operation occurs when an industrial network with its generation, due to some random event, loses the link provided by CFE, being isolated from the rest of the system but operating with its generating unit. Therefore, the defensive schemes that act in these conditions in different scenarios are proposed, as well as the parameters that must be met in order not to lose stability. The IEEE C37.118 measurement standard is used for data acquisition, among other protocols for the communication of equipment and command signals. An algorithm that helps define the programming of the Software used in this work is analyzed and developed. The stable and transient system operating states are simulated using current and voltage injection equipment. GPS receiving antennas are used to synchronize the equipment to a common schedule.

Contenido

Agradecimientos.....	i
Dedicatoria.....	ii
Resumen.....	iii
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tablas.....	xii

Capítulo 1.- Protocolo de Investigación 1

1.1- Antecedentes	2
1.2.- Planteamiento del problema.....	3
1.3.- Justificación	4
1.4.- Objetivos	4
1.4.1.- Objetivo General	5
1.4.2.- Objetivos Específicos.....	5
1.5.- Hipótesis	5
1.6.- Alcances y Limitaciones	5
1.6.1.- Alcances	5
1.6.2.- Limitaciones.....	6
1.7.- Marco Teórico.....	6
1.7.1.- Concepto de Fasor en los sistemas eléctricos de potencia.....	6
1.7.2.- Unidades PMU.....	8
1.7.3.- Sistema GPS.....	9
1.7.4.- Sincrofasores.....	10
1.7.5.- Protecciones del Sistema Eléctrico de Potencia: Relevadores de protección ...	12
1.7.6.- Esquemas de Acción Remedial.....	19
1.7.7.- Estados de operación de un generador: Modo Droop y Modo Isócrono	23

Capítulo 2.- Marco Teórico..... 25

2.1.- Medición fasorial	26
2.2.- Sincronización de tiempo: Formato IRIG-B.....	27

2.3.- Sincrofasores en los relevadores digitales	33
2.4.- Estándar para mediciones de Sincrofasores de Sistemas de Potencia: IEEE C37.11837	
2.4.1.- Definiciones del estándar	37
Capítulo 3.- Diseño del sistema de generación distribuida	43
3.1.- SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	44
3.1.1. Introducción	44
3.1.2.- Diseño del sistema de generación distribuida	44
3.2.- Operación de los generadores en estado estable	48
3.3.- Esquema de protecciones del sistema	49
3.4.- Medición de los parámetros del sistema con sincrofasores	51
3.5.- Cargas prescindibles para el sistema.....	53
Capítulo 4.- Implementación física del sistema a simular con equipos de protección y automatización de tiempo real (RTAC)	55
4.1.- Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC).....	56
4.2.- Equipo de pruebas OMICRON	58
4.2.1.- Inyección de las mediciones	59
4.3.- Relevadores de protección 451	64
4.4.- Switch Ethernet.....	68
4.5.- Antena satelital receptora de GPS.....	68
4.6.- Controladores discretos de automatización programable 2440	69
4.7.- Comunicaciones del sistema	71
Capítulo 5.- Simulación de los escenarios para la operación en modo isla y aplicación de los EAR	72
5.1.- Condiciones para la detección de modo isla	73
5.2.- Método de combinaciones para la selección del despacho de carga	75
5.3.- Escenarios de la operación en modo isla	79
5.3.1.- Escenario 1: Isla Local MTG1, T1/T2 fuera.....	79

5.3.2.- Escenario 2: Isla Local MTG2, T3/T4 fuera.....	93
5.3.3.- Escenario 3: Isla de CFE (Total), T1/T2+T3/T4 fuera	107
5.3.4.- Escenario 4: Modo Isla de CFE (Total) y MTG1 fuera	122
5.3.5.- Escenario 5: Modo Isla de CFE (Total) y MTG2 fuera	137
5.4.- Algoritmo implementado en el RTAC.....	152
Conclusiones	164
Referencias	166

Lista de figuras

Capítulo 1.- Protocolo de Investigación

Figura 1. 1.- Representación fasorial de una onda sinusoidal.....	8
Figura 1. 2.- Elementos principales de la tecnología PMU. El receptor GPS es la única diferencia entre el PMU y los relevadores digitales	9
Figura 1. 3.- Representación de la disposición satelital GPS. Existen 4 satélites en cada una de las seis órbitas, que orbitan alrededor de la tierra con un periodo de medio día.	10
Figura 1. 4.- Elementos funcionales del dispositivo de protección	12
Figura 1. 5.- Clasificación de los dispositivos de protección acorde a la nomenclatura ANSI.....	15
Figura 1. 6.- Diagrama de bloques de los equipos de protección electromecánicos y digitales ...	17
Figura 1. 7.- Arquitectura de un relevador digital	17
Figura 1. 8.- Identificación de problemáticas de la RED y acciones de control correspondientes	20
Figura 1. 9.- Diagrama de flujo de eventos durante la operación de un EAR.....	21
Figura 1. 10.- Operación de la máquina en el cual la carga puede variar sin cambio de frecuencia (a) o función de la frecuencia	24

Capítulo 2.- Protocolo de Investigación

Figura 2. 1.- Onda sinusoidal (a) y su representación como fasor (b); hay que tener en cuenta que la longitud del fasor es igual al valor RMS de la señal y su ángulo de fase depende de la elección del eje, en este caso, el eje está a los 90°	26
Figura 2. 2.- Comparación de medición fasorial en subestaciones remotas	26
Figura 2. 3.- Red mundial satelital.....	27
Figura 2. 4.- Modulación de código, la ilustración es típica de señales que tienen una frecuencia portadora para codificar la relación de tasa de bits de 10:1	30
Figura 2. 5.- Código para IRIG B, tiene 100 pps	32
Figura 2. 6.- Convenio para la representación sincrofasorial.....	34
Figura 2. 7.- Diagrama de bloques del procesamiento de sincrofasores en un relevador digital ..	36
Figura 2. 8.- Respuesta de la magnitud de la frecuencia	36

Capítulo 3.- Diseño del sistema de generación distribuida

Figura 3. 1.- Diagrama unifilar del sistema de generación distribuida	46
Figura 3. 2.- Diagrama unifilar del sistema con su principio de operación, interruptores en color azul son N.C. y los interruptores en blanco son N.A.	47
Figura 3. 3.- Característica de las unidades de generación	48
Figura 3. 4.- Simbología de los cables utilizados en el diagrama	49
Figura 3. 5.- Diagrama unifilar del sistema con esquema de segregación de cargas	50

Capítulo 4.- Implementación física del sistema a simular con equipos de protección y automatización de tiempo real (RTAC)

Figura 4. 1.- <i>RTAC modelo 3555</i>	56
Figura 4. 2.- <i>El Hardware del RTAC es básicamente un computadora</i>	57
Figura 4. 3.- <i>Protocolos de cliente, servidor y punto a punto del RTAC 3555</i>	57
Figura 4. 4.- <i>Equipo de pruebas OMICRON</i>	59
Figura 4. 5.- <i>Conexión de los cables que inyectan las mediciones</i>	60
Figura 4. 6.- <i>Gabinete de protección y medición</i>	61
Figura 4. 7.- <i>Inyección de las señales del OMICRON al relevador</i>	62
Figura 4. 8.- <i>Medición del relevador de las señales inyectadas por el OMICRON</i>	62
Figura 4. 9.- <i>Señales de disparo del equipo de protección</i>	63
Figura 4. 10.- <i>Inyección mediante el programa del OMICRON</i>	64
Figura 4. 11.- <i>Activación de los soncrofasores en los relevadores 451</i>	65
Figura 4. 12.- <i>Pruebas a relevador de la Bahía de MTG2</i>	66
Figura 4. 13.- <i>Relevador 1, RTAC y receptor satelital GPS</i>	66
Figura 4. 14.- <i>Relevadores de T1/T2 y T3/T4</i>	67
Figura 4. 15 <i>Alambrado del relevador, cables rojos: alarmas, cables naranja: disparos, cables blancos: corrientes y cables negros: voltajes.</i>	68
Figura 4. 16.- <i>Switch Ethernet</i>	68
Figura 4. 17.- <i>Antena satelital</i>	69
Figura 4. 18.- <i>Sitios distribuidos, subestaciones A y B</i>	70
Figura 4. 19.- <i>Sitio distribuido, subestación F</i>	70

Capítulo 5.- Simulación de los escenarios para la operación en modo isla y aplicación de los EAR

Figura 5. 1.- <i>Escenario 1, Isla Local de MTG1</i>	80
Figura 5. 2.- <i>Mascara del escenario 1, simulado en el software Test Universe 3.0</i>	82
Figura 5. 3.- <i>Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario1</i>	82
Figura 5. 4.- <i>Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario1</i>	83
Figura 5. 5.- <i>Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario1</i>	84
Figura 5. 6.- <i>Gráfica del comportamiento de la Pm en el escenario1</i>	85
Figura 5. 7.- <i>Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 1</i>	86
Figura 5. 8.- <i>Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 1</i>	87
Figura 5. 9.- <i>Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 1</i>	88
Figura 5. 10.- <i>Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 1</i>	89
Figura 5. 11.- <i>Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 1</i>	90
Figura 5. 12.- <i>Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 1</i>	91

Figura 5. 13.- Escenario 2, Isla Local de MTG2.....	94
Figura 5. 14.- Mascara del escenario 2, simulado en el software Test Universe 3.	96
Figura 5. 15.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario2	96
Figura 5. 16.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario2	97
Figura 5. 17.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario2	98
Figura 5. 18.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario2	99
Figura 5. 19.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario2.....	100
Figura 5. 20.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario2	101
Figura 5. 21.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario2.....	102
Figura 5. 22.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario2.....	103
Figura 5. 23.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario2	104
Figura 5. 24.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario2	106
Figura 5. 25.- Escenario 3, Isla total de CFE	108
Figura 5. 26.- Escenario 3, Isla total de CFE con las barras de generación enlazadas debido a la contingencia	109
Figura 5. 27.- Mascara del escenario 3, simulado en el software Test Universe 3.0	110
Figura 5. 28.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario 3	110
Figura 5. 29.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario 3.....	111
Figura 5. 30.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario 3.....	112
Figura 5. 31.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 3	113
Figura 5. 32.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 3.....	114
Figura 5. 33.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 3	115
Figura 5. 34.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 3.....	116
Figura 5. 35.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 3.....	117
Figura 5. 36.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 3	118
Figura 5. 37.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 3	121
Figura 5. 38.- Escenario 4, Isla total de CFE, MTG1fuera	123
Figura 5. 39.- Escenario 4, Isla total de CFE, MTG1fuera, disparo del interruptor de acoplamiento	124
Figura 5. 40.- Mascara del escenario 4, simulado en el software Test Universe 3.0	125
Figura 5. 41.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario 4	125
Figura 5. 42.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario 4.....	126
Figura 5. 43.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario 4.....	127
Figura 5. 44.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 4	128
Figura 5. 45.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 4.....	129
Figura 5. 46.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 4	130
Figura 5. 47.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 4.....	131
Figura 5. 48.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 4.....	132

Figura 5. 49.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 4	133
Figura 5. 50.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 4	136
Figura 5. 51.- Escenario 5, Isla total de CFE, MTG2 fuera	138
Figura 5. 52.- Escenario 5, Isla total de CFE, MTG2 fuera, disparo del interruptor de acoplamiento	139
Figura 5. 53.- Mascara del escenario 5, simulado en el software Test Universe 3.0	140
Figura 5. 54.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario 5	140
Figura 5. 55.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario 5	141
Figura 5. 56.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario 5	142
Figura 5. 57.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 5	143
Figura 5. 58.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 5	144
Figura 5. 59.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 5	145
Figura 5. 60.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 5	146
Figura 5. 61.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 5	147
Figura 5. 62.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 5	148
Figura 5. 63.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 5	151
Figura 5. 64.- Diagrama de flujo del esquema de segregación de cargas para la operación en modo Isla	153
Figura 5. 65.- Pantalla de inicio del software RTAC	154
Figura 5. 66.- Ventana de comentarios	155
Figura 5. 67.- Pestaña para agregar dispositivos, en este caso un SEL 451 con protocolo de sincrofasores	155
Figura 5. 68.- Protocolo de lenguaje de programación	156
Figura 5. 69.- Lenguajes de programación	157
Figura 5. 70.- Procesador de etiquetas	157
Figura 5. 71.- Ventana para la selección de la prioridad de los mensajes, opción Automation ..	158
Figura 5. 72.- Ventana para la selección de la prioridad de los mensajes, opción Main Task	159
Figura 5. 73.- Ventana de configuración de parámetro y punto a reportar	159
Figura 5. 74.- Ventana de código para el tirado de carga	160
Figura 5. 75.- Medición que toma de los equipos que son dados de alta en el programa	160
Figura 5. 76.- Comparación entre la demanda y la generación	161
Figura 5. 77.- Permisivos para las acciones de control	161
Figura 5. 78.- Cargas a segregar	162
Figura 5. 79.- Mando de disparo de las cargas prescindibles	162
Figura 5. 80.- Mando de disparo de las cargas prescindibles	163

Lista de Tablas

Capítulo 1.- Protocolo de Investigación

Tabla 1. 1.- Clasificación ANSI de los tipos de relevadores.....	13
--	----

Capítulo 2.- Protocolo de Investigación

Tabla 2. 1.- Siglas del formato IRIG B	29
Tabla 2. 2.- Código de tiempo IRIG.....	30

Capítulo 3.- Diseño del sistema de generación distribuida

Tabla 3. 1 <i>Fuente de suministro del sistema</i>	52
Tabla 3. 2.- <i>Cargas generales del sistema</i>	52
Tabla 3. 3.- <i>Cargas prescindibles de la subestación</i>	53
Tabla 3. 4.- <i>Cargas prescindibles de la subestación B</i>	54
Tabla 3. 5.- <i>Cargas prescindibles de la subestación F</i>	54

Capítulo 4.- Implementación física del sistema a simular con equipos de protección y automatización de tiempo real (RTAC)

Tabla 4. 1.- <i>Protocolos de comunicación de los equipos</i>	71
---	----

Capítulo 5.- Simulación de los escenarios para la operación en modo isla y aplicación de los EAR

Tabla 5. 1.- <i>Rango de mediciones para la detección del modo isla</i>	73
Tabla 5. 2.- <i>Despacho de cargas en complejo 1 (subestación A y B), 127 combinaciones posibles</i>	75
Tabla 5. 3.- <i>Despacho de cargas en complejo 2 (subestación F), 31 combinaciones posibles</i>	78
Tabla 5. 4.- <i>Combinación para la segregación de cargas en Escenario 1</i>	81
Tabla 5. 5.- <i>Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 1</i>	83
Tabla 5. 6.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 1</i>	84
Tabla 5. 7.- <i>Muestreo del comportamiento de la Pm en el escenario 1</i>	85
Tabla 5. 8.- <i>Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 1</i>	86
Tabla 5. 9.- <i>Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 1</i>	87
Tabla 5. 10.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 1</i>	88
Tabla 5. 11.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 1</i>	89
Tabla 5. 12.- <i>Muestreo del comportamiento de la Pwr Ang en el escenario 1</i> ;	Error! Marcador no definido.

Tabla 5. 13.- <i>Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 1</i>	90
Tabla 5. 14. - <i>Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 1</i>	92
Tabla 5. 15.- <i>Combinación para la segregación de cargas en Escenario 2</i>	95
Tabla 5. 16.- <i>Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 2</i>	97
Tabla 5. 17.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 2</i>	98
Tabla 5. 18.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 2</i>	99
Tabla 5. 19.- <i>Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 2</i>	100
Tabla 5. 20.- <i>Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 2</i>	101
Tabla 5. 21.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 2</i>	102
Tabla 5. 22.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 2</i>	103
Tabla 5. 23.- <i>Muestreo del comportamiento de la Pwr Ang en el escenario 2</i> ;	Error! Marcador no definido.
Tabla 5. 24.- <i>Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 2</i>	104
Tabla 5. 25.- <i>Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 2</i>	106
Tabla 5. 26.- <i>Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 3</i>	111
Tabla 5. 27.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 3</i>	112
Tabla 5. 28.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 3</i>	113
Tabla 5. 29.- <i>Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 3</i>	115
Tabla 5. 30.- <i>Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 3</i>	116
Tabla 5. 31.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 3</i>	117
Tabla 5. 32.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 3</i>	118
Tabla 5. 33.- <i>Muestreo del comportamiento de la Pwr Ang en el escenario 3</i> ;	Error! Marcador no definido.
Tabla 5. 34.- <i>Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 3</i>	119
Tabla 5. 35.- <i>Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 3</i>	121
Tabla 5. 36.- <i>Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 4</i>	126
Tabla 5. 37.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 4</i>	127
Tabla 5. 38.-- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 4</i>	128
Tabla 5. 39.- <i>Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 4</i>	129
Tabla 5. 40.- <i>Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 4</i>	130
Tabla 5. 41.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 4</i>	131
Tabla 5. 42.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 4</i>	132
Tabla 5. 43.- <i>Muestreo del comportamiento de la Pwr Ang en el escenario 4</i> ;	Error! Marcador no definido.
Tabla 5. 44.- <i>Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 4</i>	133
Tabla 5. 45.- <i>Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 4</i>	136
Tabla 5. 46.- <i>Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 5</i>	141
Tabla 5. 47.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 5</i>	142
Tabla 5. 48.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 5</i>	143
Tabla 5. 49.- <i>Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 5</i>	144
Tabla 5. 50.- <i>Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 5</i>	145

Tabla 5. 51.- <i>Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 5</i>	146
Tabla 5. 52.- <i>Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 5</i>	147
Tabla 5. 53.- <i>Muestreo del comportamiento de la Pwr Ang en el escenario 5</i> ;	Error! Marcador no definido.
Tabla 5. 54.- <i>Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 5</i>	148
Tabla 5. 55.- <i>Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 5</i>	151

Capítulo **1**

Protocolo de Investigación

En este capítulo se presenta el protocolo de investigación, el cual desarrolla al tema de tesis en el que se trabajó durante todo el programa de la Maestría en Ingeniería Eléctrica. El presente capítulo se estructura de la siguiente manera:

- 1.1. ANTECEDENTES
- 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
- 1.3. JUSTIFICACIÓN
- 1.4. OBJETIVOS
- 1.5. HIPOTESIS
- 1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES
- 1.7. MARCO TEÓRICO

1.1- Antecedentes

En los sistemas eléctricos existen disturbios o perturbaciones que degradan en menor o mayor medida la calidad de la energía eléctrica, ya sea en la generación, transmisión o distribución, en general, cualquier parte del sistema eléctrico es susceptible a perturbaciones que afectan la estabilidad del servicio eléctrico. Las afecciones más graves llevan a la interrupción total del suministro eléctrico y, en los sistemas eléctricos de potencia la consecuencia de una perturbación no controlada correctamente resulta en un Apagón o “Black Out”.

A pesar de que existen al día de hoy estudios aplicados y utilizados en los sistemas de potencia que reducen el impacto de las perturbaciones en la red eléctrica, se continúan realizando investigaciones en busca de mejorar la respuesta ante un evento, tanto en la rapidez y eficacia para la localización de una perturbación, como la certeza de proporcionar una solución adecuada para mitigar el evento sin que esto afecte a otras partes del sistema. Inclusive, se realizan estudios para que los equipos de protección tengan la capacidad de poder de actuar, antes de que la falla se desarrolle en su totalidad. Mediante el análisis del comportamiento de las señales del sistema en fallas previas, se puede tener un modelo discreto de cómo la falla se va desarrollando.

Para llevar a cabo los estudios pertinentes que se utilizan para proteger el sistema, se requiere de una toma de datos en tiempo real, los cuales se adquieren de las mediciones de los parámetros que proporcionan los equipos primarios en las subestaciones. Esto permite, tanto a los operadores del centro de control como a los esquemas automatizados de defensa, monitorear y controlar el sistema eléctrico de manera más adecuada, de la misma manera la implementación de los sistemas de adquisición de datos en tiempo real permite tener una lectura más clara del estado de operación del sistema.

Diversas tecnologías han sido implementadas para centralizar la recopilación de datos del sistema eléctrico, tecnologías como el UTR (Unidad Termina Remota) y, actualmente, el SCADA (Control de Supervisión y Adquisición de Datos) han permitido tener una lectura del sistema relativamente aceptable. Sin embargo, esta herramienta convencional tiene limitaciones las cuales radican en el periodo de muestreo de las señales. El tiempo que tarda en realizar los muestreos va del orden de los segundos, por lo que es incapaz de registrar perturbaciones o transitorios de corta

duración en el sistema. Su tasa de muestreo es lenta y presenta problemas al hacer una comparación directa entre los ángulos de las variables de estado, ya que no cuentan con una referencia en común de tiempo real.

En años recientes se han realizado avances tecnológicos en el campo de la adquisición de datos de los parámetros del sistema eléctrico, permitiendo tener mediciones más precisas y detalladas. El desarrollo de la tecnología PMU (Unidad de medición fasorial) ha permitido obtener muestreos de las señales analógicas del sistema (voltajes y corrientes) con tasas más rápidas y estampado de tiempo mediante sincronización satelital desde la fuente, de tal manera se calculan fasores más precisos en cada muestreo, con su respectiva magnitud, ángulo, frecuencia, entre otras características. Esto elimina errores de precisión y de sincronización en subestaciones que se encuentran geográficamente remotas.

El estándar IEEE C37.118 o “Protocolo de Sincrofasores es el que actualmente rige a los dispositivos PMU que salen al mercado, de esta manera se optimizó el campo de la adquisición de datos en los sistemas de potencia. En el presente trabajo se utiliza dicho protocolo de medición. Utilizando sincrofasores como sistema de adquisición de datos de un sistema eléctrico de generación distribuida en estado estable y estado transitorio, se simula un sistema de segregación de cargas o “Load Shedding System” por operación en modo isla. Mediante equipos de inyección de voltajes y de corrientes, controladores automáticos en tiempo real y su software de programación, así como de equipos que cuentan con la tecnología de las unidades PMU estandarizadas integradas en su sistema, se implementarán esquemas de acción remedial para controlar la contingencia.

1.2.- Planteamiento del problema

Se pretende simular, mediante la inyección de potencias (voltajes y corrientes) a un controlador de automatización en tiempo real, un sistema de generación distribuida en estado estable y en estado transitorio. La contingencia que se simula es un cambio de operación en el sistema de generación a modo isla, esto debido a la pérdida del enlace con la red del sistema eléctrico de potencia por la operación de apertura del interruptor por falla en la línea de transmisión o por un disturbio en la red de transmisión.

Usando el protocolo de medición de los Sincrofasores se detecta la pérdida del enlace con la red del sistema eléctrico. Esto se logra mediante el software del controlador en tiempo real, el cual, recibe las mediciones de los Sincrofasores que mandan los equipos implementados con unidades PMU y, en base a estas mediciones de los parámetros inyectados el programa manda a segregar cargas predeterminadas en el software, dependiendo del caso que se presente.

Las oscilaciones de potencia generadas por desequilibrios entre la generación y la carga, debido a fallas en la línea de transmisión, pérdida de sincronismo, etc. Afectan la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, por lo mismo se deben de tomar acciones inmediatas para solventar cualquier tipo de contingencia. La mejor manera de detectar y evaluar correctamente dichas contingencias es mediante la tecnología de los Sincrofasores, debido a su alta tasa de muestreo por segundo y a su estampado de tiempo de las mediciones, se obtiene una imagen más clara de lo que ocurre en el sistema.

1.3.- Justificación

Se pretende simular una contingencia en un sistema eléctrico con el fin de obtener los datos de su proceso transitorio en tiempo real, de tal manera que se podrá comprobar la alta y rápida tasa de adquisición de datos que un Sincrofasor es capaz de proveer.

El monitoreo en tiempo real es una necesidad para los esquemas de protección, como lo son los Esquemas de Acción Remedial. Dichos esquemas de protección son cada vez más requeridos a nivel industrial debido a que las industrias en la actualidad ya cuentan con sus propias unidades de generación y el tener unidades generadoras, aparte de traer beneficios de ahorro económico al usuario, implica lidiar con las fallas a las que los generadores son susceptibles.

Esta simulación ayudará a comprobar las ventajas de las mediciones PMU para implementarlas en sistemas industriales de generación distribuida, funcionando como monitoreo del sistema y como adquisición de datos para los sistemas de protección se reduce el impacto de fenómenos, tales como: rechazos de carga, rechazos de generación, segregación en isla, etc.

1.4.- Objetivos

1.4.1.- Objetivo General

Se pretendió utilizar las mediciones PMU (Sincrofasores), provistas por relevadores multifunción, para tomar acciones de control ante la contingencia de modo isla, la cual se simuló. Mediante el software industrial se programó la segregación de cargas del sistema eléctrico propuesto, en base a los casos presentados por las mediciones. Dicho programa se configuró en un controlador automático en tiempo real basado en la Norma IEC61131-3.

1.4.2.- Objetivos Específicos

- Establecer e implementar la simulación del sistema eléctrico propuesto físicamente y en el software
- Análisis de los casos que se presentan en la contingencia de operación en modo isla
- Establecer las cargas no prescindibles para recuperar la estabilidad del sistema
- Análisis de los esquemas de acción remedial
- Implementación de las mediciones para las acciones de defensa del sistema simulado

1.5.- Hipótesis

Con la simulación desarrollada del sistema eléctrico, mediante los equipos de prueba, de protección y controladores de automatización, será posible obtener parámetros del sistema para que sean muestreados por los PMU, de tal manera que puedan ser la base del monitoreo, de la operación, y de las acciones de control para la protección del sistema ante una contingencia.

1.6.- Alcances y Limitaciones

1.6.1.- Alcances

- Dar a conocer la factibilidad y relevancia del protocolo de Sincrofasores en la toma de decisiones de protección en una contingencia, ya que la tendencia en la industria de las protecciones en los sistema de potencia será manejar dicho estándar

- Uso de software industrial de controladores automáticos en tiempo real, así como el uso de otros equipos para los esquemas de defensa de un sistema de potencia.
- Las mediciones requieren de un filtrado y procesamiento especial que las unidades PMU les dan, dicho procesamiento se trata en el presente trabajo.
- El análisis de los diferentes casos ayuda a comprender la importancia de las mediciones de los parámetros de un sistema eléctrico, ya que se hace una comparativa entre los parámetros de carga y generación.

1.6.2.- Limitaciones

- Sólo se puede hacer la comprobación de la factibilidad de los sincrofasores en la simulación, la veracidad de su implementación en campo no es parte de este proyecto, se hace la implementación física pero dentro de un laboratorio de pruebas.

1.7.- Marco Teórico Parte I

1.7.1.- Concepto de Fasor en los sistemas eléctricos de potencia [1].

Las variables que se utilizan para analizar un sistema eléctrico son las señales de los voltajes y las corrientes que se obtienen de las barras en las subestaciones. Debido a que la magnitud de estas señales no puede ser medida directamente (115, 230 o 430 KV) se utilizan transformadores de instrumento (TC y TP), para convertir esas cantidades a valores secundarios más manejables para los equipos de protección y medición. En base a estos parámetros se pueden determinar variables del sistema como: potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, etc. En los análisis de los sistemas eléctricos de potencia se asume que la forma de onda del voltaje en las barras es puramente sinusoidal y de frecuencia constante, por tanto, las tensiones e intensidades de la red eléctrica se pueden representar mediante la ecuación 1.1, la cual es función en el dominio del tiempo:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \varphi) \quad 1.1$$

En donde:

X_m = es la amplitud o valor máximo de la señal en voltios o en amperios

ω = es la velocidad angular de la señal en radianes/segundos

t = es el tiempo en segundos

Φ = es el ángulo de fase inicial instantáneo relativo a una función coseno en radianes

f_0 = es la frecuencia fundamental del sistema en Hertz (60/50 Hz)

Ahora bien, una función sinusoidal puede ser representada vectorialmente mediante un fasor, el cual, es un vector que tiene una magnitud y una velocidad angular ω . Los fasores son utilizados en ingeniería para simplificar los cálculos con sinusoidales, ya que permiten simplificar un problema de ecuaciones diferenciales a uno algebraico mediante el manejo de los números complejos. Dada la dificultad de representación de un vector rotativo girando a una velocidad ω en el plano complejo, este se representa únicamente en determinados instantes de tiempo ($t = 0$), teniendo así un ángulo definido, como el vector estático representado en la Figura 1.1 (b)

La ecuación 1.2 es la que define un fasor en diferentes formas: compleja, polar, rectangular y exponencial respectivamente.

$$\bar{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos\Phi + j\sin\Phi) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle\Phi = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\Phi} \quad 1.2$$

La magnitud del fasor es el valor efectivo o el valor RMS (raíz cuadrada media) de la forma de onda de la señal, $X_m/\sqrt{2}$, y como todo vector, es conformado por sus componentes rectangulares que definen su número complejo, los prefijos “r” e “i” indican la parte real e imaginaria en su forma rectangular. El ángulo de fase inicial Φ es un ángulo arbitrario que depende de una escala de tiempo, un coseno tiene su valor máximo en $t=0$ por lo que se toma como eje. La forma de onda sinusoidal y su representación fasorial se ilustran en la figura 1.1

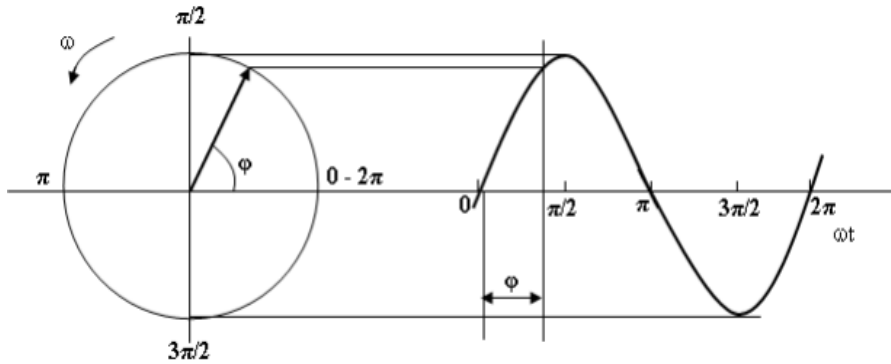


Figura 1. 1.- Representación fasorial de una onda sinusoidal

1.7.2.- Unidades PMU [2].

Un PMU es un dispositivo que opera como sistema general de adquisición de datos, es utilizado para el monitoreo en los sistemas de potencia ya que proveen mediciones sincronizadas de voltajes y corrientes de secuencia positiva. Tiene una arquitectura semejante a la de un relevador digital de distancia, como se muestra en la Figura 1.2. Mediante transformadores de instrumento recibe señales analógicas de voltaje y corriente en sus terminales de entrada, dichas muestras las convierte a voltajes y las acondiciona a valores dentro de rangos típicos de +/- 10 V. De dichas muestras se extrae la magnitud, el ángulo de fase, la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) localmente. Esto permite llevar acabo mediciones de secuencia positiva y calcular otras variables del sistema.

La característica más importante que diferencia la tecnología PMU de un relevador digital, es la estampa de tiempo de alta precisión con las que marca sus señales de salida, por lo que la velocidad de transmisión de datos no es más un parámetro crítico para hacer uso de estos datos. Todas las mediciones PMU con la misma estampa de tiempo son usadas para deducir el estado del sistema de potencia en el instante definido por la estampa. Es una herramienta de amplia utilidad en los sistemas eléctricos, ya que la medición entre subestaciones distantes se dificulta ligeramente. No es posible tener en forma instantánea la medición de la referencia remota, y de esta manera se evalúan los fasores relacionados entre sí con sus valores de magnitud y ángulo de fase independientes. El Sistema de Posicionamiento Global (GPS) se ha convertido en el método de elección para proporcionar las etiquetas de tiempo de las mediciones PMU y resolver el problema.

El microprocesador del PMU calcula las estimaciones de secuencia positiva de todas las señales de corriente y voltaje. El estampado de tiempo es creado a partir de dos de las señales derivadas del receptor GPS, identifica la identidad del segundo del “tiempo universal coordinado (UTC)” y el instante que define el límite de uno de los periodos de la frecuencia de potencia como se define en el estándar de la IEEE.

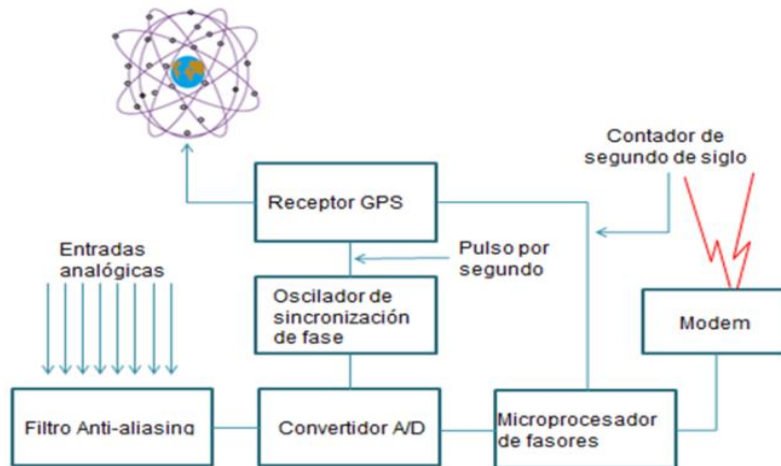


Figura 1. 2.- Elementos principales de la tecnología PMU. El receptor GPS es la única diferencia entre el PMU y los relevadores digitales

Las mediciones que se obtienen de varias subestaciones se mandan a un punto común tal como un Centro de Control de Energía, donde se alinean los fasores para realizar las estimaciones de estado.

1.7.3.- Sistema GPS [1].

El sistema GPS (Sistema de Posicionamiento Global) fue iniciado con el lanzamiento de los primeros satélites Bloque I en 1978 por el Departamento de Defensa de Estados Unidos. En 1994 la constelación completa de 24 satélites modernos fue puesta en marcha. En 2007 son 30 satélites activos en órbita, los satélites extra que proveen de mayor precisión en la estimación de coordenadas espaciales de los receptores. Estos están dispuestos en seis planos orbitales desplazados uno de otro 60° y teniendo una inclinación de 55° con respecto al plano ecuatorial. Los satélites tienen un radio orbital de 16,500 millas, y viajan alrededor de la tierra dos veces en un día.

El uso más común del sistema GPS es determinar las coordenadas de los receptores, el canal de uso civil del sistema transmite las coordenadas posicionales de los satélites desde los que es posible determinar la ubicación de una estación receptora en tierra. Además, los satélites transmiten una señal de un pulso por segundo, junto con un identificador de la señal que puede ser interpretado por los receptores de la estación terrestre. El tiempo que mantienen se conoce como el tiempo GPS, el cual no toma en cuenta la rotación de la tierra. Para los PMU la señal que es más importante es la del pulso por segundo. Este pulso, como es recibido por cualquier receptor en la tierra, es coincidente con todos los otros pulsos recibidos dentro de 1 microsegundo. En la práctica precisiones mucho mejores de sincronización se han realizado (en el orden de unos pocos cientos de nano segundos).

El impulso de tiempo tiene una importancia fundamental para la aplicación que aquí se considera. Es importante mencionar que el sector de la energía utiliza actualmente un estándar de tiempo, conocido como estándar IRIG-B, para los registradores digitales de fallos con etiquetado de tiempo y para otros sistemas de supervisión de eventos en las subestaciones. No obstante, con los receptores según estándar IRIG-B la precisión de la sincronización es del orden de 1 milisegundo, lo cual no es suficiente para obtener mediciones precisas del sistema de distribución de energía (una tolerancia de 1 milisegundo corresponde a una incertidumbre de aproximadamente 20°).

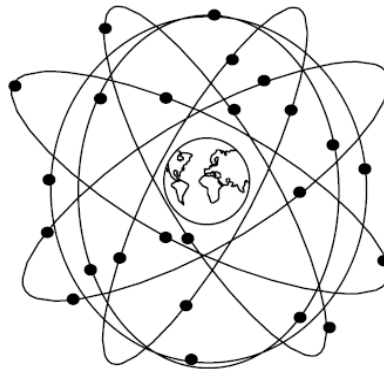


Figura 1. 3.- Representación de la disposición satelital GPS. Existen 4 satélites en cada una de las seis órbitas, que orbitan alrededor de la tierra con un periodo de medio día.

1.7.4.- Sincrofasores [2].

Los fasores son utilizados en muchas protecciones y en funciones de adquisición de datos. Se referencian a una base de tiempo común, de esa manera se vuelven comparables a lo largo de mediciones en un área amplia. Un sincrofasor es el valor de un fasor obtenido de las formas de onda de voltaje o corriente, y referenciados a una base de tiempo común. Los sincrofasores cumplen un estándar que proporciona mediciones en tiempo real de las cantidades eléctricas de un sistema de potencia. Son las señales de medición estandarizadas que los PMU toman y proporcionan del SEP de puntos geográficamente remotos, bajo una misma estampa de tiempo.

En otras palabras un sincrofasor es un fasor referido a una onda coseno de frecuencia nominal (50 o 60, dependiendo del sistema), sincronizada con la hora UTC (Universal Time Coordinated), es decir, con su valor máximo en el cambio del segundo UTC. Para calcular un sincrofasor asociado a una onda coseno $x(t)$, una unidad de medición fasorial necesitará leer tanto la onda $x(t)$ como la onda coseno de referencia sincronizada con la hora UTC. Estas mediciones se han convertido en la técnica a elegir para monitorear el estado de los sistemas eléctricos de potencia, las mediciones que se obtienen de manera simultánea de los sincrofasores, mejoran el método para el seguimiento de los fenómenos dinámicos del sistema de potencia, se mejora el monitoreo, la protección, la operación y el control de los sistemas de potencia.

El protocolo de los Sincrofasores surgió a raíz de poder lograr la interoperabilidad entre los PMU hechos por diferentes fabricantes, fue necesario que todos ellos presentaran un estándar en común, y el resultado fue el estándar IEEE C37.118 o protocolo de Sincrofasores. Dicho estándar estableció que, para todas las unidades que salieran al mercado cumplieran con los requerimientos que ahí se estipulan. Las aplicaciones de los sincrofasores incluyen:

- Control de área amplia
- Validación del modelo del sistema
- Determinación de márgenes de estabilidad
- Maximizar la carga para mantener estable el sistema
- Detección de operación en isla
- Registro de disturbios de área amplia
- Visualización de la respuesta dinámica del sistema.

Los bloques de construcción del sistema básico son relojes GPS sincronizados vía satélites, unidades de medición de fasores (PMU), un concentrador de datos de fasores (PDC), dispositivos de comunicación y software de visualización. En contraste al relevador, un PMU puede tener corrientes alimentadoras y voltajes pertenecientes a varias barras en la subestación.

1.7.5.- Protecciones del Sistema Eléctrico de Potencia: Relevadores de protección [5].

En la operación de un sistema eléctrico de potencia, es común la existencia de diferentes fallas y eventos asociados a los elementos que componen el sistema. La mayoría de estas condiciones de falla pueden controlarse para evitar daños graves y mejorar la confiabilidad del sistema, un aspecto clave en el control de esas condiciones de riesgo son los esquemas de protección y los dispositivos que lo conforman, pero como no es económico diseñar esquemas de protección para cada posible evento, la alternativa es diseñar un sistema que pueda detectar circunstancias anormales de una forma rápida para tomar acciones apropiadas y predeterminadas para remover la perturbación.

La acción más común es aislar la parte del sistema afectada, mediante dispositivos de reacción diseñados para reconocer ciertos riesgos en el sistema, los equipos de protección. Una representación gráfica general de los elementos del dispositivo de protección, o más conocido como Relevador, se muestra en la Figura 1.4:

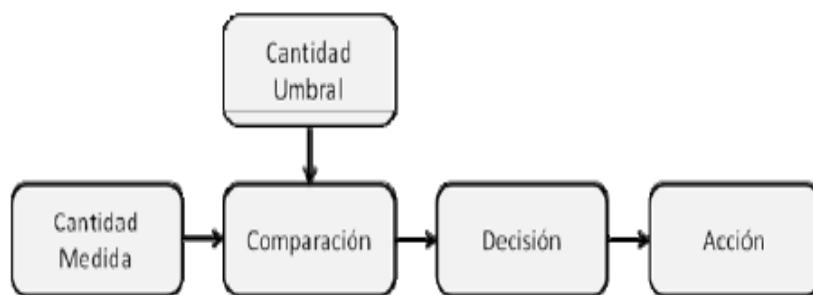


Figura 1. 4.- Elementos funcionales del dispositivo de protección

Los dispositivos de protección deben monitorear los parámetros de interés y decidir si, por ejemplo, es conveniente ordenar la desconexión del elemento protegido. Las cantidades medidas

son usualmente tensiones y corrientes, y estas cantidades o algunas combinaciones, son los parámetros a comparar contra un ajuste determinado.

Un relevador, según el Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos IEEE, se define como "un dispositivo Eléctrico/Electrónico diseñado para interpretar condiciones de entrada de manera prefijada bajo cierta especificación, para encontrar una respuesta que cause un cambio en el circuito de control asociado; dichas condiciones de entrada son usualmente del tipo eléctrico, pero pueden ser mecánicos, térmicos, etc. Los requerimientos fundamentales para el diseño de los relevadores, son los mencionados a continuación:

- Velocidad
- Sensibilidad
- Selectividad
- Confiabilidad (Dependabilidad y seguridad)

Los relevadores de protección, a diferencia de los de medición, deben de ser capaces de medir correctamente intensidades muy grandes, deben de medir con precisión hasta 200 A en el secundario del transformador de corriente. Pueden ser clasificados por diferentes vías, acorde a la norma ANSI (*AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE*), algunos ejemplos de esa clasificación se pueden ver en la Tabla 1.1:

Tabla 1. 1.- Clasificación ANSI de los tipos de relevadores

Función	Señal de entrada y/o variable de proceso	Principio de operación	Característica de operación	Tipo de construcción
Protección	Corriente	Porcentaje %	Curva inversa	Electromecánico
Programación	Presión	Admitancia	Mho	Hibrido (Electromecánico+Estático)
Regulación	Voltaje	Restricción múltiple	Curva definida	Estático (Estado Sólido)

Auxiliares	Temperatura	Impedancia	Circular	Digital
Supervisión	Frecuencia	Producto	Cuadrilateral	
Control	Flujo	Potencia		

Un aspecto fundamental de la operación de las protecciones es el tiempo de despeje, que es la suma de los tiempos de comparación, decisión y de ejecución de la acción. Es común integrar varios elementos y zonas de protección en un marco de tiempo de operación que debe estar adecuadamente coordinado. Los dispositivos implicados en el reconocimiento de una misma perturbación deben haber sido ajustados para que la decisión y la ejecución de la acción correctiva la asuma el elemento más cercano a la falla. Este parámetro también es importante porque algunas perturbaciones en los sistemas de potencia como los corto-circuitos deben ser rápidamente controlados para conservar la estabilidad del sistema. Los relevadores han tenido grandes y rápidas transiciones en lo que respecta a su tecnología.

Los primeros relés eran electromecánicos y posteriormente pasaron a ser estáticos en la década de 1960 – 70, pero rápidamente se hizo un avance a la tecnología digital y en la década de 1970 - 80 se fabrican los primeros relevadores digitales, haciendo la transición de estáticos a digitales.

Las nomenclaturas usadas generalmente en la práctica común en todo el mundo, en relación a las funciones de varios relevadores y equipo misceláneo anexo se muestran en la figura 1.5. Son los números claves de dispositivos mayormente usados, algunos, debido al avance de la tecnología, han cambiado de función y de nombre:

- 1.-Elemento Maestro.
- 2.-Relé Temporizador de arranque ó cierre.
- 3.-Relé Verificador de cierre.
- 4.-Contactor Maestro.
- 5.-Dispositivo de paro.
- 6.-Interruptor de arranque.
- 7.-Interruptor de ánodo.
- 8.-Dispositivo de desconexión circuito de control.
- 9.-Dispositivo inversor.
- 10.-" Switch" de secuencia de unidad.
- 11.- Aplicación Futura
- 12.-Dispositivo de sobrevelocidad.
- 13.-Dispositivo de velocidad sincrónica.
- 14.-Dispositivo de baja velocidad.
- 15.-Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia.
- 16.- Aplicación Futura
- 17.-" Switch" de descarga o derivación.
- 18.-Dispositivo de aceleración o desaceleración.
- 19.-Contactor de transición arranque-marcha.
- 20.-Válvula operada eléctricamente.
- 21.-Relé de distancia.
- 22.-Interruptor de igualación o compensador.
- 23.-Dispositivo de control de temperatura.
- 24.- Aplicación Futura
- 25.-Dispositivo de sincronización ó verificador de sincronismo.
- 26.-Dispositivo térmico en instrumentos.
- 27.-Relé de bajo voltaje.
- 28.-Detector de flama.
- 29.-Contactor de desconexión ó aislamiento.
- 30.-Relé anunciador ó indicador.
- 31.-Dispositivo de excitación separada.
- 32.-Relé direccional de potencia.
- 33.-"Switch" de posición.
- 34.- Dispositivo de secuencia maestro
- 35.-Dispositivo para operar, escobillas ó poner en C.C anillo
- 36.-Dispositivos de voltaje de polarización ó polaridad.
- 37.-Relé de baja potencia ó baja corriente.
- 38.-Dispositivo de protección de chumacera.
- 39.- Monitor de condición mecánica
- 40.-Relevador de campo.
- 41.-Interruptor de campo.
- 42.-Interruptor de marcha.
- 43.-Dispositivo manual de transferencia ó selección.
- 44.-Relé de secuencia de arranque de unidades.
- 45.- Monitor de condición atmosférica
- 46.-Relee de corriente de secuencia negativa o desbalance de fases (corriente).
- 47.-Relé de secuencia de fases (voltaje).
- 48.-Relé de secuencia incompleta.
- 49.-Relé térmico de maquinas o transformadores.
- 50.-Relé instantáneo de sobrecorriente
- 51.-Relé de sobrecorriente C.A. temporizado.
- 52.-Interrupor de C.A.
- 53.-Relé de excitación ó generador C.D.
- 54.-Interruptor de sobrevelocidad para C.D.
- 55.-Relé de factor de potencia.
- 56.-Rele de aplicación de campo.
- 57.-Dispositivo de corto circuito ó poner a tierra.
- 58.-Relé de falla de rectificador.
- 59.-Relé de sobre voltaje.
- 60.-Relé de balance de voltaje
- 61.-Relé de balance de corriente.
- 62.-Relé temporizador para paro ó apertura.
- 63.-Relé de presión.
- 64.-Relé detector de tierra.
- 65.-Goverdanador o regulador de velocidad.
- 66.-Dispositivo contador de operaciones
- 67.-Relé direccional de sobrecorriente C.A.
- 68.-Relé de bloqueo.
- 69.-Dispositivo permisivo de control.
- 70.-Reostato.
- 71.-"Switch" de nivel.
- 72.-Interruptor de C.D.
- 73.-Contactor de resistencia de carga.
- 74.-Relé de Alarma.
- 75.-Mecanismo cambiador de posición
- 76.-Relé de sobrecorriente en C.D.
- 77.-Transmisor de pulsos.
- 78.-Relé de med. de ángulo de fase ó protec. de fuera de paso.
- 79.-Relé de recierre C.A.
- 80.-Switch de flujo.
- 81.-Relé de frecuencia
- 82.-Relé de recierre C.D.
- 83.-Relé automático de transferencia o selección.
- 84.-Mecanismo de operación
- 85.-Relé de onda portadora ó hilo piloto.
- 86.-Relé de bloqueo sostenido.
- 87.-Relé de protección diferencial.
- 88.-Motor ó motor generador.
- 89.-Cuchillas o seccionadores.
- 90.-Regulador.
- 91.-Relé direccional de voltaje.
- 92.-Relé direccional de voltaje y potencia.
- 93.-Contactor cambiador de campo.
- 94.-Relé de disparo ó disparo libre.

Figura 1. 5.- Clasificación de los dispositivos de protección acorde a la nomenclatura ANSI

1.7.5.1.- Relevadores digitales y su arquitectura

Los relevadores digitales son sistemas de microprocesadores interconectados con el sistema protegido que realizan tareas de tiempo real, o lo más aproximado al tiempo real. Esto les confiere dos particularidades: los datos de los valores de las señales eléctricas de entrada llegan al microprocesador en instantes discretos de tiempo y el microprocesador solamente realiza operaciones aritméticas, tales como suma, resta, multiplicación y división. La tecnología digital

vino a reducir el tamaño de los equipos de manera significativa así como el burden (carga) de las entradas de voltaje y corriente de los relevadores. También esta tecnología tiene detalles a resolver, como lo es el acondicionamiento de las señales de entrada mediante operaciones matemáticas continuas, o la realización de dependencias funcionales complejas mediante operaciones aritméticas.

Los relevadores digitales tienen un conjunto de ventajas sobre los analógicos, por ejemplo:

- a) Las características de los componentes digitales no cambian con temperatura, el voltaje de suministro o envejecimiento
- b) Los equipos digitales tienen menos componentes y menos conexiones
- c) Los equipos digitales no requieren ajuste individual
- d) La mayoría de los cambios de diseño implican solamente modificaciones de software
- e) Un sistema digital puede hacer funciones lógicas y aritméticas en el control de un proceso
- f) Los datos en un sistema digital no se deterioran, a menos que haya una falla en el sistema
- g) El costo de los relés digitales es ya comparable con el de los analógicos, en algunos casos es menor, y su tendencia es a decrecer
- h) Capacidad de autodiagnóstico
- i) Multifunción
- j) Protección adaptiva

Ciertas limitaciones a las que la tecnología digital está sujeta son:

- a) Limitación de la comunicación de los relevadores debido al desarrollo insuficiente de redes de comunicación
- b) El hardware de los relevadores digitales cambia a gran velocidad, dificultando su mantenimiento
- c) Aún hay dificultades para la adaptación de los relevadores digitales a las condiciones ambientales y de interferencias electromagnéticas de una subestación

En la figura 1.6 se muestra un esquema general de la arquitectura de los relevadores electromecánicos y digitales.

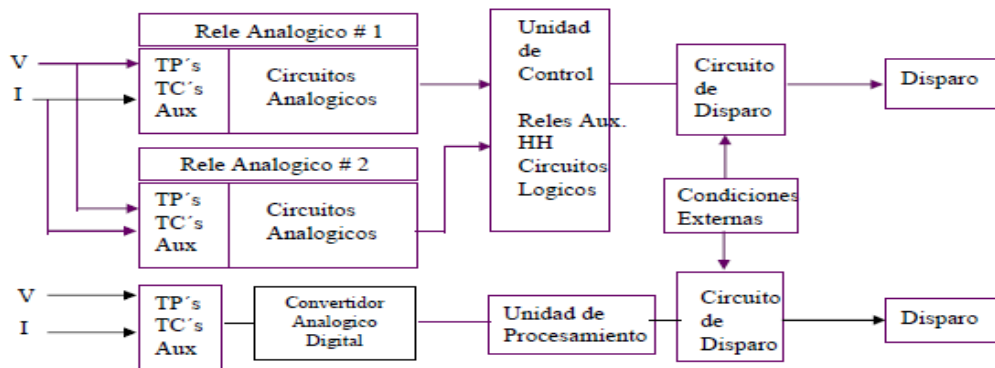


Figura 1. 6.- Diagrama de bloques de los equipos de protección electromecánicos y digitales

Al relevador digital o “relevador de muestreo” se le aplican señales analógicas provenientes de transductores primarios de corriente y potencial, y de señales discretas que reflejan el estado de los interruptores, cuchillas y otros relevadores. Las señales analógicas pasan por un proceso de conversión análogo-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora, la cual constituye el elemento principal del relevador. Las señales discretas de salida del relevador reciben procesamiento en el subsistema de salidas discretas, generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas de tipo contacto. El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y de su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente de tipo lumínico) visibles en su exterior. La mayoría de los relevadores digitales disponen también la capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de comunicación tipo: Serial, Ethernet y USB.

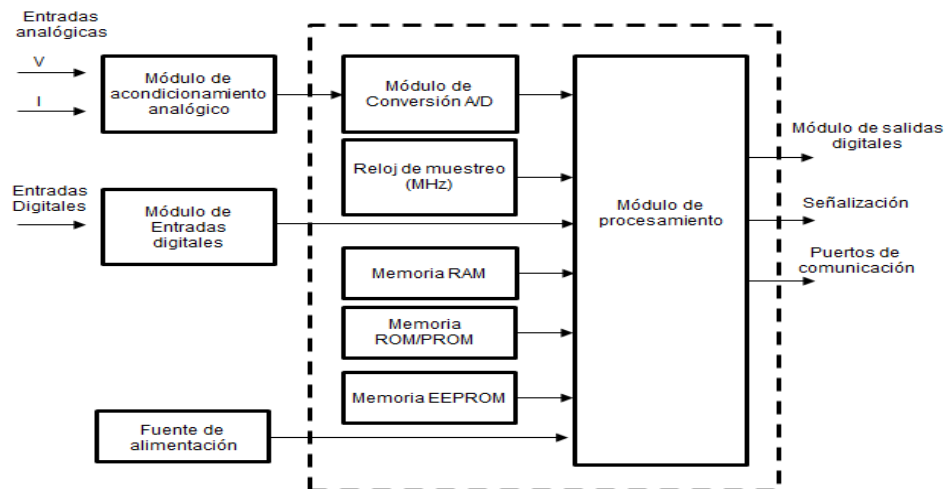


Figura 1. 7.- Arquitectura de un relevador digital

El subsistema de señales analógicas de un relevador digital tiene las siguientes funciones:

- a) Acondicionar las señales de voltaje y corriente provenientes de los transductores primarios a voltajes adecuados (± 10 V) para la conversión análogo-digital.
- b) Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada.
- c) Proteger al relevador contra sobre voltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutaciones y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.
- d) Hacer el filtrado anti-aliasing de las señales analógicas de entrada. Este filtrado es necesario para limitar el espectro de frecuencia de esas señales a una frecuencia no mayor que la mitad de la frecuencia de muestreo a utilizar en el relevador.

El subsistema de entradas discretas tiene las funciones de:

- a) Acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para censar el estado de contactos)
- b) Proveer el aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos
- c) Proteger al relevador contra sobre voltajes transitorios

En la interfaz análogo-digital se llevan a cabo los procesos de muestreo y conversión análogo-digital de las señales analógicas. El reloj de muestreo genera pulsos de corta duración y de una cierta frecuencia, que marcan los instantes de muestreo; en cada uno de ellos se hace la conversión del valor instantáneo de la señal analógica a una palabra digital (1 y 0), que queda disponible para el procesador.

La memoria RAM (Random Acces Memory) es la memoria de almacenamiento de datos temporales, al apagarse el equipo esta memoria se borra, siendo así una memoria de almacenamiento temporal.

La memoria ROM (Read Only Memory) o PROM (Programable Read Only Memory) es una memoria programable, en esta viene, por lo menos, la parte esencial del programa (sistema operativo). Se puede apagar el equipo y no se elimina, es una memoria No Borrable.

La memoria EEPROM (Electrically Erasable Programmable Read Only Memory) es una memoria eléctricamente borrable, se almacenan los ajustes y se mantienen hasta que el encargado los vuelve a modificar. Almacena las oscilografías y datos históricos del relevador. Mantiene los datos almacenados aun cuando se pierde la alimentación del relevador. Al día de hoy es utilizada la memoria tipo FLASH (EPROM), esta puede ser borrada, se utiliza para respaldar datos, registros temporales y el programa del sistema operativo. EPROM (Electrically Programmable Read Only Memory).

El módulo de procesamiento se encarga de realizar los algoritmos de mando, entre los cuales se encuentran el algoritmo de filtrado digital, dicho algoritmo se encarga de estimar el fasor la onda sinusoidal eliminando los ruidos externos a la señal fundamental, como por ejemplo: la componente de C.D. y altas frecuencias de la señal (Armónicos). El procesador también, en base a las señales digitales que recibe, realiza el cálculo de fasores y algoritmo de protección. La mayoría de los relés digitales obtienen el fasor fundamental de 60 Hz.

1.7.6.- Esquemas de Acción Remedial [6].

El crecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), la entrada en servicio a destiempo de nuevas obras, así como una red insuficiente de transmisión o capacidad de transformación, suelen ser el origen de la instalación de Esquemas de “defensa”, los cuales tienen el propósito de mantener la integridad del SEN, optimizar la red de transmisión, reducir los costos de producción y minimizar la afectación de usuarios en condiciones de estado de emergencia mediante la conexión/desconexión automática de algunos elementos previamente seleccionados. La conexión/desconexión de estos elementos tiene el objetivo de evitar la evolución de un disturbio, el cual puede desencadenar una desconexión en cascada de varios elementos hasta terminar en un colapso parcial o total del propio sistema. A los esquemas de “defensa” que permiten la conexión/desconexión de uno o varios elementos del Sistema, se les denomina “Esquemas de Acción Remedial” (EAR), y tienen la finalidad de controlar elementos del Sistema bajo ciertas condiciones de operación (principalmente de emergencia) y ante la presencia de contingencias previamente analizadas, mantienen el margen de seguridad operativa del Sistema. Adicionalmente están en operación otros esquemas de defensa llamados, “Esquemas de Protección de Sistema” (EPS). Los EAR y EPS no tienen un formato estándar. Son un conjunto de acciones

de control automáticas y coordinadas, destinadas a garantizar que el SEP esté protegido frente a grandes perturbaciones que implican múltiples contingencias, por lo general no son causadas por desastres naturales, sino por las condiciones operativas que se van presentando. También se considera que a medida que el SEP evoluciona, su característica operativa es modificada gradualmente, generando la necesidad de una revisión, a fin de asegurar su eficacia en forma permanente.

En la Figura 1.8 se enumeran algunas de las problemáticas que se presentan en los SEP y las acciones remediales implementadas generalmente para resolver o aminorar la condición de riesgo en el Sistema.

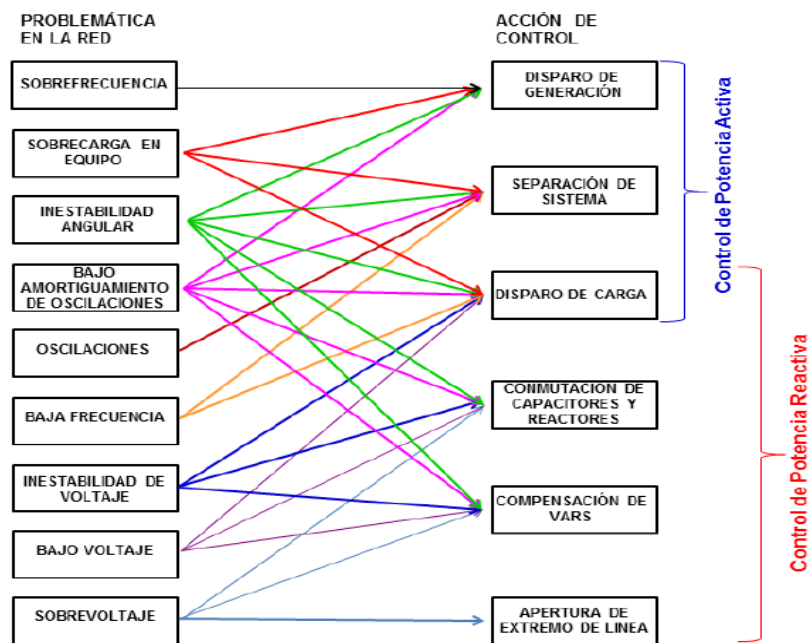


Figura 1. 8.- Identificación de problemáticas de la RED y acciones de control correspondientes

La Figura 1.9 se ilustra la secuencia de eventos que desencadena la operación de un EAR en un Sistema Eléctrico de Potencia.

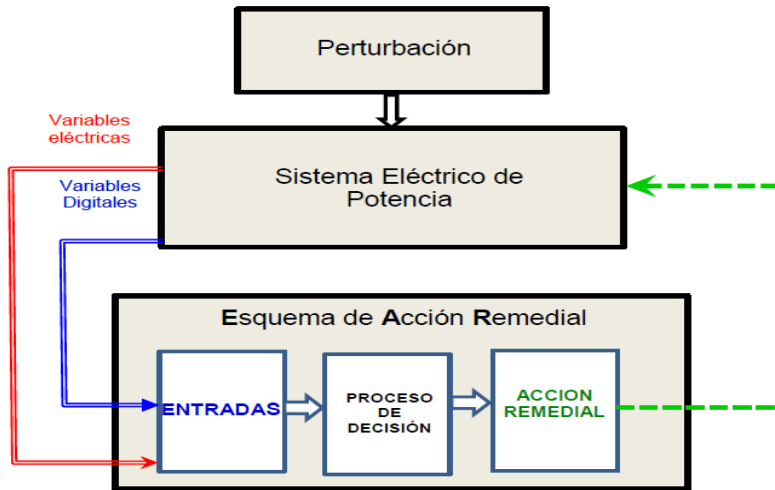


Figura 1. 9.- Diagrama de flujo de eventos durante la operación de un EAR

A través de estudios se permite conocer las condiciones particulares de la red, que provocan una condición inusual de estrés al SEP con efectos tales como, sobrecarga, inestabilidad angular, de frecuencia o de voltaje, tomando algún tipo de acción predeterminada como, disparo de generadores, corte de carga intencional o cambio automático de topología, para contrarrestar la condición de una manera controlada.

1.7.6.1 Clasificación de los EAR.

Los EAR que se encuentran actualmente en operación en el SEN se clasificarán en los siguientes grupos, así como las causas que originan su operación.

1.- Disparo Automático de Generación DAG: Se origina por, Límite por sobrecarga de Líneas de transmisión y/o Transformadores, Límite por sobre frecuencia, Límite de estabilidad angular.

DAG: Se implementa para el disparo de unidades de generación, ante la pérdida de elementos primarios de transmisión que ocasionan sobrecarga o sobre frecuencia en la red local o la pérdida de estabilidad del sistema. Se debe disparar una o varias unidades generadoras de acuerdo a la condición operativa, para mantener la integridad del sistema. Esta medida de emergencia se ha utilizado para mantener a los enlaces que permanecen en servicio dentro de sus límites de operación.

2.- Disparo Automático de Carga DAC: Se origina por, Sobrecarga de transformadores o líneas de transmisión ante la pérdida de elementos primarios en la misma subestación o en otras instalaciones, Pérdida de estabilidad de Voltaje, Pérdida de estabilidad Angular.

DAC: Se implementa para el corte de carga de manera controlada y se aplica bajo las siguientes condiciones:

3.- Cambio automático de Topología CTL, CTT y CTI: Se origina por, Sobrecarga de elemento de la red, Sobre voltaje (E59), Separación de sistemas eléctricos

CTL: Se implementa para el disparo de una Línea de Transmisión o Subtransmisión de manera controlada para evitar afecciones bajo las siguientes condiciones:

- Sobrecarga de equipos primarios, ante pérdida de elementos primarios en la misma o diferente subestación, redistribuyendo flujos y sin afectación de carga.
- Sobretensiones en equipos primarios ante la pérdida de elementos primarios en la misma o diferente subestación, sin afectación de carga.
- Incrementos o abatimiento de frecuencia fuera de los límites operativos permisibles.

CTT: Se implementa para el disparo de un Transformador de manera controlada para evitar afecciones bajo las siguientes condiciones:

- Sobrecarga de equipos primarios ante pérdida de elementos primarios en la misma o diferente subestación, redistribuyendo flujos y sin afectación de carga.
- Bajo voltaje en una Región, sin afectación de carga.

CTI: Se implementa para el disparo de un Interruptor de manera controlada para evitar afecciones bajo las siguientes condiciones:

- Sobrecarga de equipos ante pérdida de elementos primarios en la misma o diferente subestación, redistribuyendo flujos y sin afectación de carga.

4.- Conmutación Automática de Elementos en Derivación ECR y ECC: Se origina por, Sobre voltaje (E59), Bajo Voltaje (E27).

ECR: Esquema de Conmutación (Desconexión/Conexión) Automática de Reactores, controla el voltaje a través de la conexión o desconexión de Reactores, sin afectación de carga para lograr: Aumentar la transferencia de energía, Proteger de la sobretensión a los equipos primarios,

Mantener el voltaje en límites seguros y/o valores aceptables de operación, y Mantener un margen de reserva reactiva en los elementos de control dinámico como Generadores y CEV`s.

ECC: Esquema de Conmutación (Desconexión/Conexión) Automática de Capacitores, controla el voltaje a través de la conexión o desconexión de Bancos de Capacitores, sin afección de carga para lograr: Aumentar la transferencia de energía, Mantener el voltaje en límites seguros o valores aceptables de operación, Mantener un margen de reserva reactiva en los elementos de control dinámico como Generadores y CEV`s.

5.- Protección de Área Amplia PAA: Una o más de las acciones ya definidas en las cuatro Categorías anteriores, en forma interconectada y coordinada, para lograr un efecto más selectivo. Para este EAR, se considerará la utilización de *Esquemas de Sincrofasores para Medición de Área Amplia y Acciones Remediales*, (ESMAR).

PAA: Este tipo de esquema, aún no se encuentra en operación en el Sistema Interconectado Nacional, se agrega para su identificación y uso futuro.

1.7.7.- Estados de operación de un generador: Modo Droop y Modo Isócrono [7].

En los sistemas eléctricos de potencia, los generadores síncronos son normalmente controlados por turbinas de vapor, turbinas de gas o hidro-generadores. Cada turbina está equipada con un sistema de regulación de velocidad (gobernador), que le permite que pueda ser arrancada, acelerada su velocidad, y operada con carga a la potencia de salida solicitada. Dependiendo del sistema eléctrico que se presente, los gobernadores de velocidad de las turbinas de los generadores pueden ser configurados de dos formas: modo Isócrono (control de frecuencia) y modo Droop. En sistemas eléctricos aislados en dónde hay solamente un generador, el modo isócrono es utilizado porque es deseado que el sistema opere con frecuencia constante, independiente de la carga del generador, en otras palabras, mantiene la velocidad de la turbina sin consideración de la carga de la misma. Para sistemas eléctricos en que existen varios generadores conectados en paralelo, el modo de operación droop es utilizado, pues en función de la carga del sistema la velocidad de rotación del rotor tiene un decremento. Un decremento generalmente no lineal, sin embargo, algunos reguladores de velocidad poseen mecanismo para hacer el decremento de la velocidad en forma lineal con el aumento de potencia demandada. El modo de operación droop facilita la división de potencia suministrada por los generadores. Los reguladores de velocidad de este modo

se ajustan de forma que permitan una variación de velocidad del rotor del 2% al 5% de decremento en función del aumento de la potencia demandada. Como la frecuencia está directamente ligada a la rotación del rotor, una variación porcentual será la misma.

La figura 1.10 muestra las gráficas de la variación de la frecuencia en función de la variación de la potencia demandada en modo isócrono y en modo droop, respectivamente

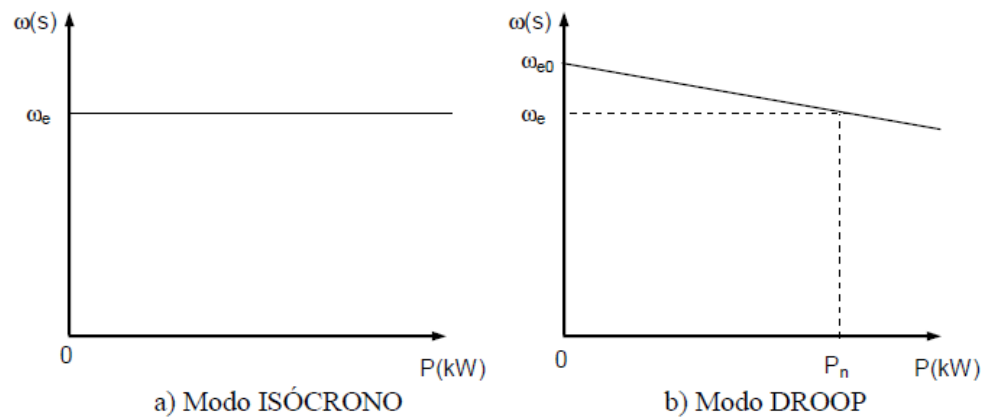


Figura 1. 10.- Operación de la máquina en el cual la carga puede variar sin cambio de frecuencia (a) o función de la frecuencia

Capítulo **2**

Marco Teórico Parte II

En este capítulo se presenta el marco teórico del proyecto de tesis. La información que se presenta a continuación especifica más concretamente las bases del proyecto, basándose en artículos y estándares certificados.

El objetivo es detallar de manera más amplia la operación de un sincrofasor, así como las características que los PMU deben proporcionar en su adquisición y procesamiento de datos, también su técnica de sincronización. De igual manera se abarcan los esquemas de acción remedial, más concretamente el DAC y del DAG que se utilizarán.

2.1.- Medición fasorial [8].

La medición fasorial se refiere a la evaluación de uno o varios fasores relacionados entre sí, estos tendrán un valor de su magnitud y ángulo de fase independiente. La medición fasorial en la misma instalación es fácil ya que se toma como referencia uno de los fasores propios y se evalúa el resto contra la referencia, pero la medición entre subestaciones geográficamente distantes se dificulta ligeramente, ya que no es posible tener en forma instantánea la medición de la referencia remota. Con ayuda de la sincronización mediante equipos con GPS el problema se solventa.

La referencia del fador de la onda sinusoidal se toma en el ángulo de 90° , ya que este punto es el valor pico de la función, el fador ahora es un sincrofador como se muestra en la figura 1.1. Para el cálculo del ángulo del sincrofador, se cuenta el tiempo desde el T_0 del mensaje IRIG B hasta los 90° del fador, el ángulo puede ser positivo o negativo (en adelante o en atraso).

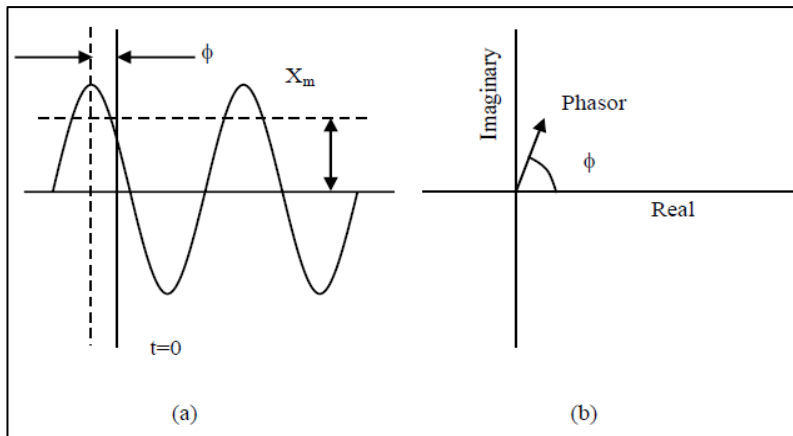


Figura 2. 1.- Onda sinusoidal (a) y su representación como fador (b); hay que tener en cuenta que la longitud del fador es igual al valor RMS de la señal y su ángulo de fase depende de la elección del eje, en este caso, el eje está a los 90°

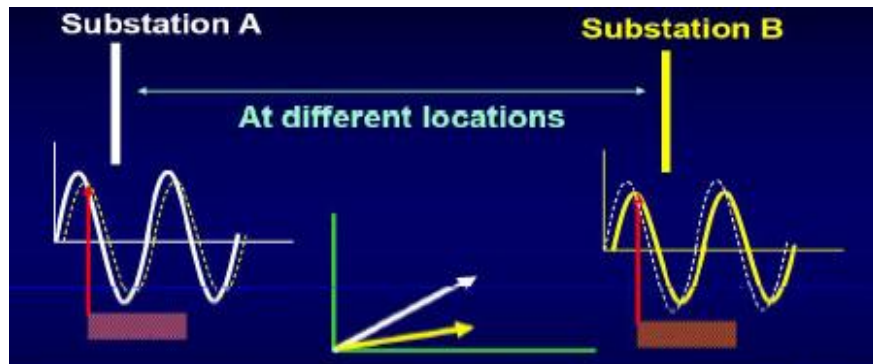


Figura 2. 2.- Comparación de medición fasorial en subestaciones remotas

Con la sincronización mediante el sistema GPS en el proceso de muestreo, el cálculo de los fasores que se encuentran a cientos de kilómetros es posible. En un sistema interconectado, se toma como referencia uno de los fasores y del resto se calcula su desfaseamiento con respecto al que se toma como referencia.

2.2.- Sincronización de tiempo: Formato IRIG-B [4].

El sistema GPS cuenta con 24 satélites y cada uno envía un mensaje de tiempo llamado Tiempo Coordinado Universal (UTC, el tiempo del día del primer meridiano, 0° longitud), es una fuente de tiempo confiable y precisa. El receptor de señal GPS (reloj satelital) puede estar incluido en el PMU o puede ser externo. En caso de que el receptor sea externo el mensaje que se envía tiene un formato llamado IRIG-B, con este se puede calcular el tiempo normalmente con una exactitud menor a 100 nanosegundos y una posición menor a 3 metros. Un equipo requiere captar al menos tres satélites para dar esta exactitud. Mediante ese mensaje el PMU obtendrá la señal PPS y la hora UTC.

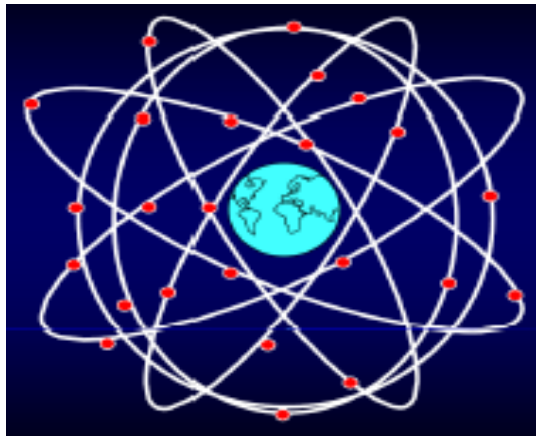


Figura 2. 3.- Red mundial satelital

El formato IRIG-B (InterRange Instrument Group Time Code Format B) es un código de tiempo que se utiliza para sincronizar diferentes dispositivos, la tecnología se basa en transmitir el código de tiempo indicando días, horas, minutos, segundos y fracciones de segundo. Fue iniciado en 1956 por un grupo de telecomunicaciones (American Inter Range Instrumentation Group-IRIG) y fue aceptado como estándar en 1960, donde se describieron los formatos originales. La versión

de 2004 incluye las designaciones A, B, D, E, G y H. La C fue la original pero fue reemplazada por la H. La versión es de agosto de 2016.

Hay varios formatos de IRIG, la diferencia entre unos y otros es el tiempo en el que se retransmite el telegrama. PPS= Pulsos Por Segundo (tren de pulsos cuadrados de 1 Hz con el flanco de subida coincidiendo con el cambio de segundo).

- A: 1000 PPS
- B: 100 PPS
- D: 1 PPS
- E: 10 PPS
- G: 10000 PPS
- H: 1 PPS

El formato IRIG-B es un código por ancho de pulso, modulación en amplitud y modulación Manchester. El formato con modulación en amplitud no permite una generación de la señal PPS lo suficientemente precisa, por lo que, si se emplea dicho formato. La PMU debe recibir dicha señal del receptor GPS externo por otro canal diferente al de IRIG-B. Con la sincronización anterior una PMU solamente obtendría los máximos de la onda coseno universal cada segundo. El resto de máximos o instantes de cálculos del sincrofasor los debe definir la propia PMU, con su reloj interno, teniendo en cuenta que la onda coseno universal tiene una frecuencia nominal. Cada instante de cálculo del sincrofasor (50/60 por segundo dependiendo de la frecuencia nominal) se denomina fracción por segundo. El PPS coincide con la fracción cero. No es necesario calcular los sincrofasores para todas las fracciones de segundo, sino que existen diferentes tasas de cálculo de sincrofasores en el estándar IEEE C37.118.1. La elección de la tasa de cálculo de sincrofasores dependerá de la aplicación. Dado que existirá un retardo entre el reloj interno de la PMU y el reloj GPS, esta debe corregirse, con el fin de definir las fracciones de segundo en los instantes adecuados. Para ello, el reloj interno de la PMU medirá el tiempo entre pulsos por segundo (que no será igual a 1000 ms, debido al retardo entre pulsos los dos relojes), lo validará, lo mediará con respecto a valores anteriores y obtendrá el tiempo de separación entre fracciones de segundo como [Tiempo segundo medido/número fracciones segundo]. Si no se efectúa esta operación, las últimas fracciones de segundo pueden tener un error de tiempo acumulado importante. La etiqueta de

tiempo de un sincrofasor vendrá dada por el SOC (Second of Century-hora UTC en segundos desde el 1 de Enero de 1900) y el número de la fracción de segundo. Una vez que la PMU ha definido la onda coseno universal ya puede calcular el sincrofasor asociado a una onda coseno $x(t)$

El código del formato del mensaje que se envía se compone de las siglas de la tabla 2.1

Tabla 2. 1.- Siglas del formato IRIG B

Primer letra:	A	1000 PPS
Designación de rango	B	100 PPS
	D	1 PPS
	E	10 PPS
	G	10000 PPS
	H	1 PPS
Primer dígito:	0	Cambio de nivel DC (DCLS), ancho codificado, no portador
Designación de forma	1	Portador de onda sinusoidal, amplitud modulada
Segundo dígito:	0	No portador (DCLS)
Resolución portadora	1	100 Hz/10 milisegundos de resolución
	2	1 KHz/1 milisegundo de resolución
	3	10 KHz/100 microsegundos de resolución
	4	10° KHz/10 microsegundos de resolución
Tercer dígito:	0	BCD, CF, SBS
Expresiones codificadas	1	BCD, CF
	2	BCD
	3	BCD, SBS

Las abreviaciones usadas en la tabla anterior son:

- BCD – Binary Coded Decimal, coding of time (HH,MM,SS,DDD)
- SBS - Straight Binary Second of day (0... 86400)
- CF – Control Functions depending on the user application

La tabla 2.2 muestra las características de cada tipo de código

Tabla 2. 2.- Código de tiempo IRIG

Código	Tasa de bits	Tiempo de bits	Bits por marco	Marco de tiempo	Frecuencia de marco
A	1000 Hz	1 ms	100	100 ms	10 Hz
B	100 Hz	10 ms	100	1000 ms	1 Hz
D	1/60 Hz	1 minuto	60	1 hora	1/3600 Hz
E	10 Hz	100 ms	100	10 s	0.1 Hz
G	10 KHz	0.1 ms	100	10 ms	100 Hz
H	1 Hz	1 s	60	1 minuto	1/60 Hz

Tomando como ejemplo el código B de la tabla 2.2, se puede determinar lo siguiente:

Tasa de bits= 100 Hz=100*(1/segundos) 100/segundos=100/1000 ms=1/10 ms

Tiempo de bits= 1/(Tasa de bits)= 1/(1/10 ms)= 10 ms

Hay 100 Bits por marco

Marco de tiempo= (Bits por marco)*(Tiempo de bits)=100*10 ms=1000 ms=1 segundo

Frecuencia de marco= 1/(Marco de tiempo)= 1/1 segundo= 1 Hz

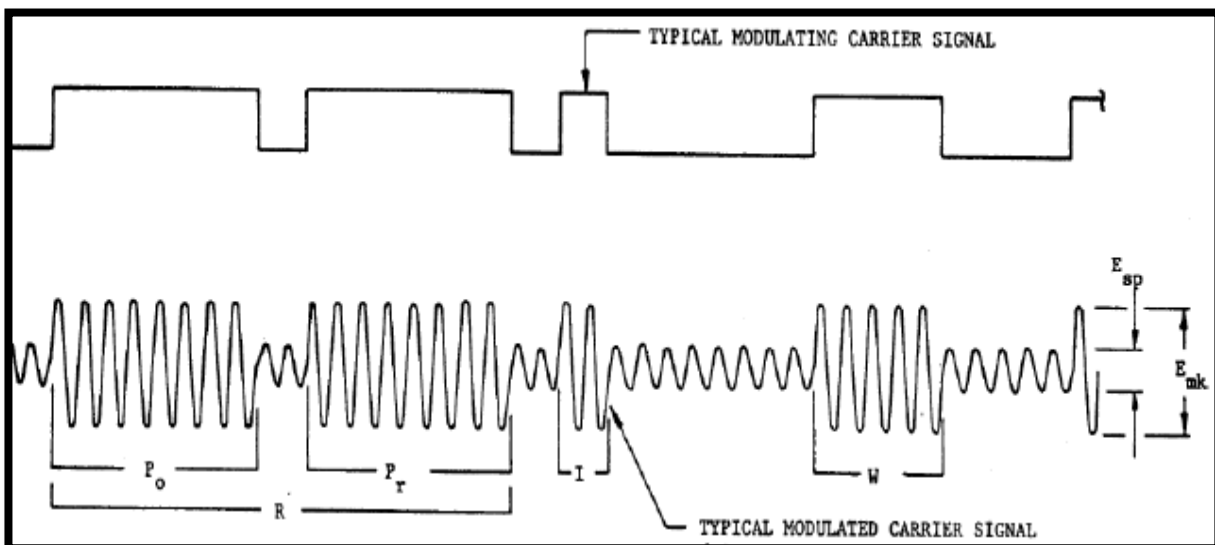


Figura 2. 4.- Modulación de código, la ilustración es típica de señales que tienen una frecuencia portadora para codificar la relación de tasa de bits de 10:1

En la figura 2.4 se detalla lo siguiente:

R – Marco de referencia

Po – Identificador de posición

Pr – Bit de referencia

W – Código de dígito pesado

I – Dígito de código no ponderado y marcadores de referencia

Esp – Amplitud de espacio

Emk – Amplitud de marca

El código empieza con un marcador de referencia Po (Identificador de posición), seguido de un Bit de referencia Pr. La referencia de tiempo del telegrama es el flanco de bajada del Bit de referencia Pr

Las condiciones estándar son:

- a) Forma de onda portadora – Sinusoidal, amplitud modulada
- b) Sincronización de portadora – Declive a cero Cruce por zero positivo de la portadora coincide con el adelanto de la señal modulada
- c) Frecuencia portadora – Las frecuencias portadoras son un múltiplo integral de la tasa de bits de la señal de modulación. Las portadoras aplicables son especificadas para cada formato.
- d) Mark – to – space ratio – Emk/Esp 10/3 (Rango de 3:1 a 6:1)

El código empieza con un marcador de referencia Po (Identificador de posición), seguido de un Bit de referencia Pr, la referencia de tiempo del telegrama es el flanco de bajada del Bit de referencia Pr.

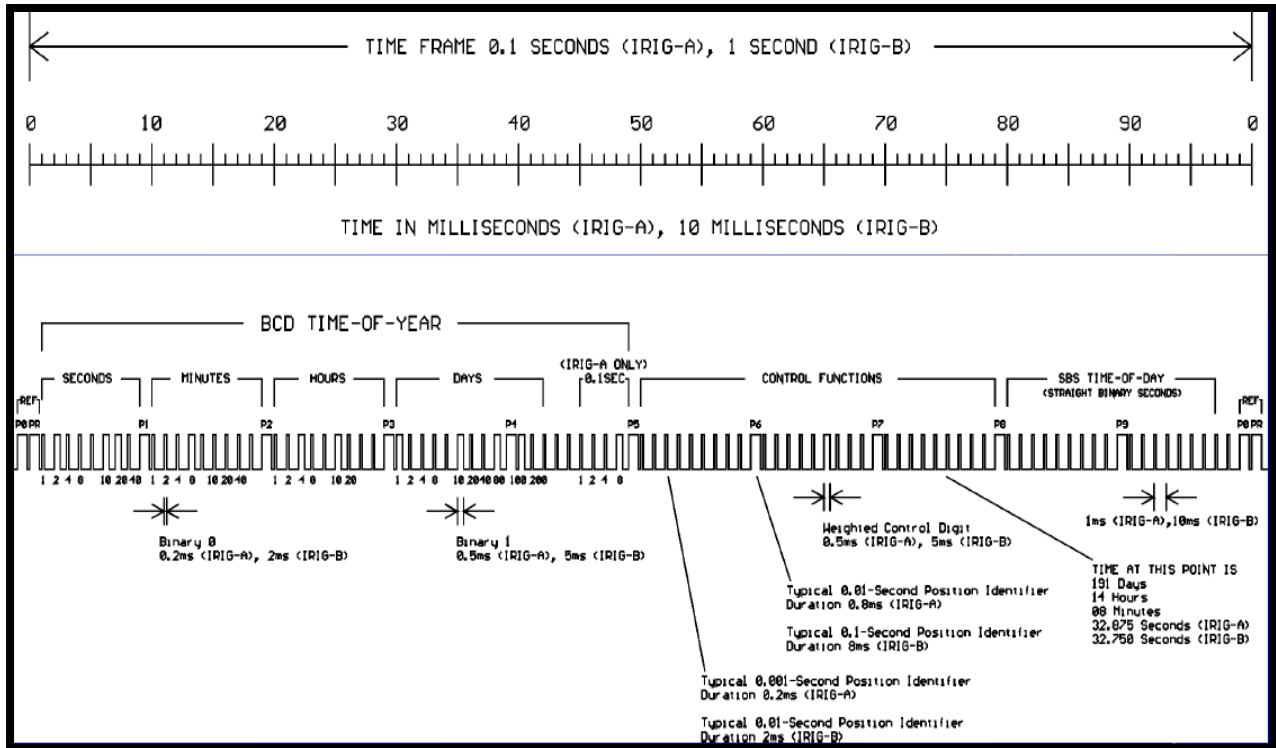


Figura 2. 5.- Código para IRIG B, tiene 100 pps

El sistema GPS puede proveer de un tiempo trazable para el UTC con suficiente precisión para mantener los estándares que el protocolo de los sincrofasores requiere, conceptos como: el TVE, el error de frecuencia (FE), el ROCOF y el RFE se mantienen dentro de los límites requeridos, gracias a la señal de tiempo del GPS.

Todas las mediciones deben de estar sincronizadas al tiempo UTC con suficiente precisión para alcanzar los requerimientos del estándar. Tenga en cuenta que un error de tiempo de 1 microsegundo corresponde a un error de fase de un sincrofasor de 0.022° para un sistema de frecuencia nominal de 60 Hz. Un error de fase de 0.57° (0.01 radian) causará por sí mismo un error de 1% del TVE. Esto corresponde a un error de tiempo de $\pm 26 \mu\text{s}$. Un error de frecuencia (FE) de fuente de tiempo de 0.083 MHz en un sistema de 60 Hz causará el máximo permitido error de frecuencia de estado estable de 0.005 Hz.

De manera semejante, una fuente de tiempo con una frecuencia diferente causará un error correspondiente en ROCOF. Una fuente de tiempo provee de tiempo fiable, frecuencia y estabilidad de frecuencia en los últimos 10 minutos mejor que los valores correspondientes al 1% del TVE es altamente recomendable. El tiempo y la calidad del tiempo para reportar y guardar

deberán ser derivados de la etiqueta de tiempo PMU y convertida al formato y contenido que se requiere.

2.3.- Sincrofasores en los relevadores digitales [1] [11].

El Sincrofasor o Fasor Sincronizado, se refiere al concepto de proveer mediciones tomadas en un horario sincronizado en múltiples localizaciones o subestaciones mediante equipos de adquisición de datos, en este caso mediante equipos de protección (relevadores) con PMU y antena satelital. Un reloj de alta precisión (receptor GPS) hace posible la medición sincrofasorial ya que el tiempo GPS no toma en cuenta la rotación de la tierra. La disponibilidad de un tiempo preciso sobre un área geográfica grande permite que múltiples dispositivos, como un número de relevadores, sincronicen la recopilación de datos del sistema de potencia, de esa manera pueden concentrarlos en un punto de colección donde se visualizan y analizan. La precisión del reloj permite la precisión de la activación del reporte del evento y otras funciones de análisis de desconexión.

La representación de una señal sinusoidal se detalló en la ecuación 1.1 y su representación fasorial en la ecuación 1.2, esta última también es utilizada para la representación de un sincrofasor.

En donde Φ es el ángulo de fase instantáneo relativo a una función coseno a la frecuencia nominal del sistema sincronizada al UTC. Bajo esta definición, Φ es el offset de la función coseno. Un coseno tiene su valor máximo en $t=0$, por lo que el ángulo de un sincrofasor es 0° cuando el máximo de la función $x(t)$ ocurre en la señal de tiempo del pulso por segundo (1 PPS UTC second rollover), y es -90° cuando el cruce por cero ocurre en el mismo PPS de la forma de onda sinusoidal. La figura 2.6 ilustra el ángulo de fase o relación del tiempo UTC.

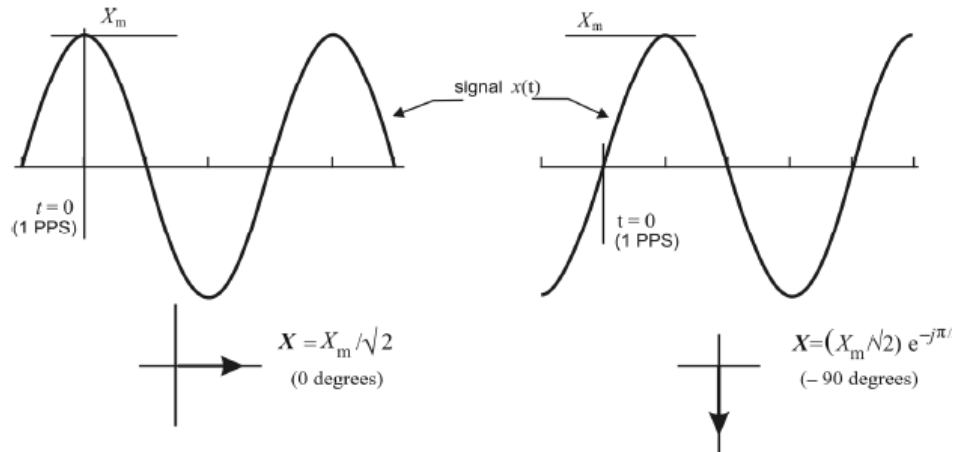


Figura 2. 6.- Convenio para la representación sincrofasorial

Los sincrofasores son comúnmente comunicados en ángulos de -180° a $+180^\circ$ en lugar de 0 a 360° .

Para que un PMU construya la onda coseno de referencia u onda coseno universal, debe conocer con gran exactitud el momento del cambio del segundo UTC (máximo de dicha onda), a través del PPS y saber la hora UTC asociada a dicho segundo.

El valor de la información del sincrofasor incrementa ampliamente cuando dicha información puede ser compartida mediante una red de comunicaciones en tiempo real. Dos protocolos de sincrofasores están disponibles en un relevador actualmente, el estándar de mediciones y el de transmisión de datos. Esto permite que un dispositivo centralizador recolecte información eficientemente de varios PMU. Algunos posibles usos de un sistema de sincrofasores de sistema amplio, son:

- Mediciones del estado del sistema de potencia
- Protección y esquemas de control de red área amplia
- Análisis de señales pequeñas
- Análisis de disturbios del sistema de potencia

El PMU extrae la magnitud del parámetro, el ángulo de fase, la frecuencia y el ROCOF de las señales en sus terminales de entrada. Estas señales pueden ser contaminadas por contenido

armónico, ruido, y cambios de estado causados por cargas del sistema, y acciones de control y protección. Algunos ejemplos son armónicas introducidas por grandes cargas no lineales, cambios de paso en la fase debido a desconexión y conexión de elementos reactivos, y ruido aleatorio debido a hornos de arco. Estos artefactos complican el proceso de medición de las características de la generación y carga en o cerca del sistema de frecuencia fundamental. La filtración asociada con el cálculo de los sincrofasores rechaza los componentes de la señal indeseados que aparecen a la entrada del PMU con los límites provistos por la atenuación del filtro. La frecuencia es calculada como la primera derivada del ángulo de fase del sincrofasor, y el ROCOF es calculado como la segunda derivada del mismo ángulo de fase. Estas dos cantidades son las mediciones menos fiables, particularmente el ROCOF, debido a que son más sensibles a los componentes indeseables en la señal, como: armónicos, componentes no nominales, o ruido. Un PMU puede estar operando en unidad única o en grupo.

El PMU usa el procesamiento digital como se muestra en la Figura 3 para la medición de los sincrofasores. La señal de entrada pasa a través de un tradicional filtro pasa bajas anti-aliasing (LPF). Este filtro tiene una frecuencia de corte de 250 Hz. El PMU diezma esta información filtrada de 8 kHz por ocho y después procesa la información resultante a 1 kHz. El PMU entonces modula la información de 1 kHz con dos sinusoidales, cada una desfasada 90 grados para producir los componentes real e imaginario del sincrofasor. La modulación sinusoidal es sincronizada a un tiempo absoluto para proveer de un tiempo absoluto de referencia para el sincrofasor. También un factor de compensación angular compensa el cambio de fase introducido por el hardware y software del PMU. La información modulada es filtrada usando filtros pasa bajas. Esta información filtrada provee de una buena atenuación para las armónicas y las inter-armónicas. La atenuación de la señal puede variar dependiendo del formato que se seleccione en el equipo (20, 40 dB)

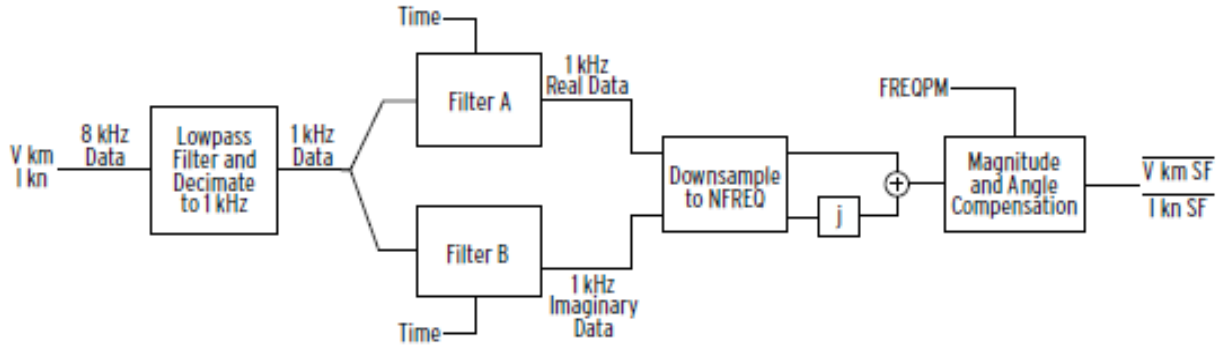


Figura 2. 7.- Diagrama de bloques del procesamiento de sincrofasores en un relevador digital

La figura 2.8 muestra la respuesta a la magnitud de la frecuencia de la medición del sincrofasor para un rango de frecuencia de 60 Hz con diferentes atenuaciones (20 y 40 dB).

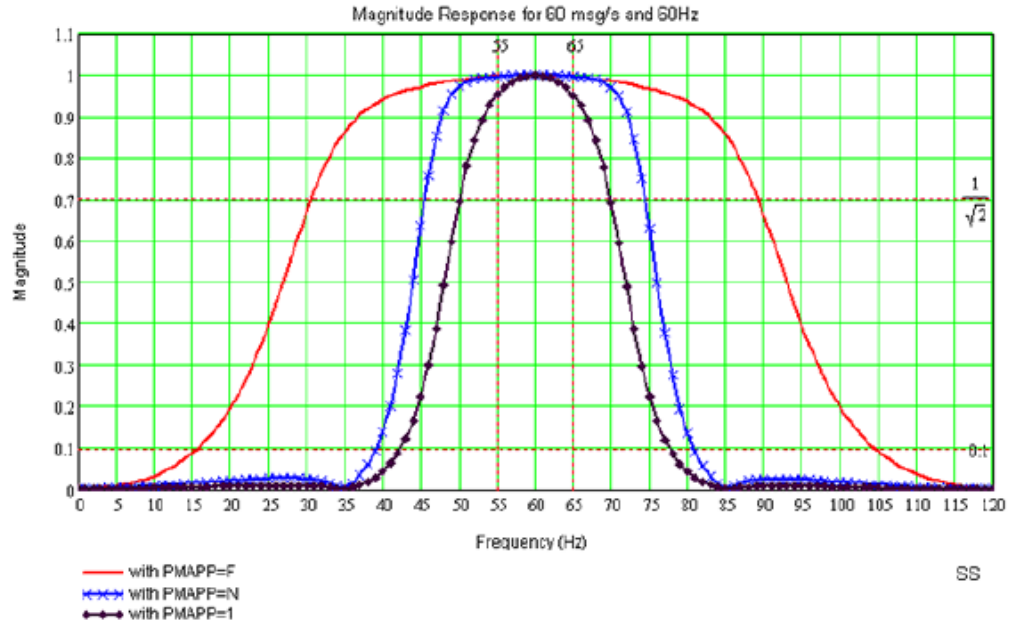


Figura 2. 8.- Respuesta de la magnitud de la frecuencia

Después de la filtración pasa bajos, la información es diezmada a la frecuencia nominal del sistema de potencia. Si la compensación fasorial basada en la frecuencia está habilitada, el relevador calcula un factor de compensación basado en la frecuencia del sincrofasor medida y en la configuración del filtro (basada en la frecuencia nominal del sistema, su rango y atenuación). De esa manera el PMU corrige los sincrofasores medidos por este factor. También se compensan los fasores sincronizados del voltaje y corriente para cualquier error de ángulo de fase externo introducido.

El PMU convierte la información de sincrofasor a unidades primarias multiplicándola por su respectiva relación de TC o TP. La información resultante de las mediciones del voltaje y corriente será en forma compleja ($A+jB$). El equipo calcula el sincrofasor de secuencia positiva con los sincrofasores trifásicos. El PMU entonces convierte toda la información sincrofasorial a cantidades polares y rectangulares, esa información está disponible como cantidades analógicas así como marcos de información sincrofasorial. La información sincrofasorial se actualiza a la frecuencia nominal del sistema de potencia. El mismo PMU permite calcular la desviación de la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) a partir de los sincrofasores de secuencia positiva.

2.4.- Estándar para mediciones de Sincrofasores de Sistemas de Potencia: IEEE C37.118 [2].

El Estándar IEEE C37.118 define los parámetros ideales que los sincrofasores deben de tener en sus mediciones, proporciona un método de cuantificación de las mediciones, así como pruebas de calidad. Define el formato de transmisión de datos para la comunicación en tiempo real. Maneja, entre otros conceptos, un factor importante llamado TVE (Total Vector Error), el cual indica la precisión de los datos medidos, ya que en un sistema de sincrofasores se debe mantener la exactitud de la magnitud y la fase registrada. Este estándar define la medición de sincrofasores, frecuencia y tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) bajo todas las condiciones de operación, estado estable y condiciones dinámicas. Se incluyen las etiquetas de tiempo y requerimientos de sincronización. Presenta un conjunto de requerimientos de desempeño de PMU para asegurar que los instrumentos compatibles funcionarán similarmente cuando se presenten con este paquete de señales de prueba. En este punto se verán algunas de las definiciones más importantes del estándar.

2.4.1.- Definiciones del estándar

Anti-aliasing: Es el proceso de filtración de una señal antes del muestreo para remover los componentes de esa señal cuya frecuencia es igual o más grande que la frecuencia Nyquist (la mitad de la tasa de muestreo). Si no se remueve, estas componentes de señal podrían aparecer como una componente de menor frecuencia (un alias).

Tiempo Universal Coordinado (UTC): (Las Iniciales están ordenadas basadas en lenguaje francés) El tiempo del día en el primer meridiano de la tierra (0° de longitud). Se distribuye por varios medios, incluyendo el Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

Concentrador de datos (DC): Es un dispositivo que combina información proveniente de varios equipos de medición.

Error de frecuencia (FE): La medición de error entre la frecuencia teórica y la frecuencia medida para el instante de tiempo dado.

Sistema de Posicionamiento Global (GPS): Es un sistema de navegación del Departamento de Defensa de EE.UU. (DoD) que usa una constelación de 24 satélites que transmiten una señal de precisión para localización y sincronización de tiempo. La precisión básica del tiempo de sincronización es de ± 0.2 microsegundos.

Punto flotante IEEE: Una representación de 32-bit de un número real (acorde al estándar IEEE 754-1985).

Segundo intercalar (Leap second): Un ajuste de 1 segundo positivo o negativo al UTC que lo mantiene cerca del tiempo solar medio.

Frecuencia Nyquist: Una frecuencia que es la mitad de la frecuencia de muestreo de un sistema de procesamiento de señal discreta.

Tasa de Nyquist: Una tasa de muestreo que es dos veces el ancho de banda de una señal de banda limitada. Es la tasa de muestreo mínima que resulta en una representación libre de "alias" de una señal. Debe de ser por lo tanto mayor que dos veces el componente de frecuencia más alto en la señal.

Fasor: Es un equivalente complejo de una onda sinusoidal tal que el módulo complejo es la amplitud de la onda coseno, y el ángulo complejo (en forma polar) es el ángulo de fase de la onda coseno.

Concentrador de datos fasoriales (PDC): Es un concentrador de datos (DC) usado en los sistemas de medición fasorial.

Error de tasa de cambio de frecuencia (RFE): La medición del error entre el ROCOF teórico y el ROCOF medido para el instante de tiempo dado.

Sincronismo: El estado en el cual se conectan los sistemas de corriente alterna, máquinas o una operación combinada a la misma frecuencia, y en la cual los desplazamientos de ángulo de fase entre los voltajes en ellos son constantes o varían cerca de una estabilidad y un valor promedio de estable.

Fasor sincronizado o Sincrofasor: Es un fasor calculado de los datos muestreados usando una señal de tiempo estándar como la referencia para la medición.

Error de vector total (TVE): La medición de error entre el valor del fasor teórico de la señal medida y la estimación del fasor.

Marco: En este estándar, un marco de datos es un conjunto de sincrofasores, frecuencia, y mediciones de ROCOF que corresponden a la misma estampa de tiempo.

Unidad de medición fasorial (PMU): En este estándar, es un dispositivo que produce fasores sincronizados, frecuencia, y ROCOF estimados de señales de voltajes y/o corrientes y una señal de tiempo sincronizada.

Frecuencia y estimación de tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF):

Un PMU debe de calcular y ser capaz de reportar frecuencia y el ROCOF. Para estas mediciones, el siguiente estándar es usado. Dada una señal sinusoidal, como se muestra en la ecuación 2.1:

$$x(t) = X_m \cos[\psi(t)] \quad 2.1$$

La frecuencia es definida por la ecuación 2.2:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\psi(t)}{dt} \quad 2.2$$

El ROCOF es definido por la ecuación 2.3:

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} \quad 2.3$$

Los sincrofasores siempre se calculan en relación a la frecuencia nominal del sistema (f_0). Si el argumento del coseno es representado como $\psi(t) = \omega_0 t + \varphi(t) = 2\pi f_0 t + \varphi(t) = 2\pi \left(f_0 t + \frac{\varphi(t)}{2\pi} \right)$, la fórmula para la frecuencia se convierte a la ecuación 2.4:

$$f(t) = f_0 + \frac{d\left[\frac{\varphi(t)}{2\pi}\right]}{dt} = f_0 + \Delta f(t) \quad 2.4$$

En dónde $\Delta f(t)$ es la desviación de la frecuencia de la nominal, y como se muestra en la ecuación 2.5

$$ROCOF(t) = \frac{d^2\left[\frac{\varphi(t)}{2\pi}\right]}{dt^2} = \frac{d(\Delta f(t))}{dt} \quad 2.5$$

La frecuencia en las mediciones de los fasores debe de reportarse como la frecuencia real $f(t)$ o la desviación de la frecuencia de la nominal $\Delta f(t)$. En condiciones de estado estable, $\Delta f(t)$ puede ser representada como un número escalar Δf .

Evaluación de la medición de un Sincrofasor

Los valores teóricos de una representación sincrofasorial de una sinusoidal y los valores obtenidos de un PMU pueden contener diferencias tanto en amplitud como en el ángulo. Las diferencias de amplitud y de fase son consideradas juntas en el estándar en la cantidad llamada Error de Vector Total (TVE). TVE es una expresión de la diferencia entre una muestra “perfecta” de un sincrofasor teórico y la estimación dada por la unidad bajo prueba en el mismo instante de tiempo. Dicho valor es normalizado y expresado en por unidad de un fasor teórico. El TVE es definido en la ecuación 2.6 y en la 2.7 se expresa el factor como porcentaje:

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{(\hat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \quad 2.6$$

$$\varepsilon = \left(\sqrt{\frac{(\hat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \right) * 100\% \quad 2.7$$

En donde $\hat{X}_r(n)$ y $\hat{X}_i(n)$ son las secuencias de las estimaciones dadas por la unidad bajo prueba, $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son las secuencias de los valores teóricos de la señal de entrada en el instante de tiempo (n) asignado por la unidad de estos valores. Los valores $X_r(n)$ y $X_i(n)$ pueden ser determinados en forma cerrada en ciertas situaciones bien definidas, tales como una frecuencia constante o offsets de fase.

Las mediciones sincrofasoriales deben ser evaluadas usando el criterio TVE de la ecuación 2.7.

Evaluación de las mediciones de la frecuencia y el ROCOF

Las mediciones de la frecuencia y el ROCOF deben de ser evaluadas usando las siguientes definiciones. Con estos criterios, los errores de la frecuencia y el ROCOF son el valor absoluto de la diferencia entre los valores teóricos y los valores estimados dados en Hz y Hz/ s respectivamente. Ver ecuación y ecuación.

Error de medición de frecuencia:

$$FE == |f_{true} - f_{measured}| = |\Delta f_{true} - \Delta f_{measured}| \quad 2.8$$

Error de medición del ROCOF:

$$RFE == \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{true} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{measured} \right| \quad 2.9$$

Las mediciones y los valores verdaderos son para el mismo instante de tiempo, el cual es dado por la estampa de tiempo de los valores estimados.

Tiempo de respuesta y tiempo de retardo de las mediciones

El tiempo de respuesta de la medición es el tiempo de transición entre dos mediciones de estado estable antes y después de que un cambio de paso es aplicado a la entrada. Será determinado como la diferencia entre el tiempo que la medición deja un límite de precisión especificado y el tiempo que vuelve a entrar y se mantiene dentro de un límite cuando un cambio de paso es aplicado a la entrada del PMU.

Capítulo **3**

Diseño del sistema de generación distribuida

En este capítulo se presenta el diseño del sistema que fue simulado, se presentan los equipos de protección que forman parte de la detección de modo isla, así como para la aplicación de los esquemas acción remedial. Se muestran los elementos más importantes de este sistema de generación distribuida.

Se hace un análisis en base a las cargas prescindibles para la operación del sistema, determinando la mejor manera de hacer, cuando se presente el escenario del evento, la segregación controlada de cargas para mantener, lo mejor posible, la estabilidad del sistema.

3.1.- SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1.1. Introducción

Al día de hoy una gran parte del sector industrial está optando por contar con su propia generación eléctrica, de esa manera se disminuye el costo que implica comprarle suministro a CFE. Sin embargo el tener unidades generadoras implica tener los riesgos que estas conllevan. La operación en modo isla se define como una condición en la que una parte del sistema de potencia, tanto con carga como generación, se aísla de la red del sistema de potencia, permaneciendo energizada. No necesariamente se puede catalogar como una contingencia, más bien como un estado de operación intencional o no intencional del sistema, se requiere por tanto determinadas medidas de seguridad.

Los esquemas de defensa normalmente utilizados para proteger y mantener la estabilidad del sistema en las plantas generadoras son: Disparo Automático de Carga (DAC) y Disparo Automático de Generación (DAG). Estos esquemas de defensa requieren de equipos de adquisición y transmisión de datos, equipos de control y actuadores estandarizados, para poder operar de manera óptima dando solución al evento en el menor tiempo posible. Estos equipos tienen que estar en funcionamiento en el modo paralelo (conexión con la red de CFE) para poder obtener la información sobre el estado de los dispositivos de protección, niveles de generación, niveles de carga y tensiones del sistema para tener un margen de operación adecuada. La adquisición de estos datos es de vital importancia ya que en base a sus lecturas se toman acciones de control, acciones que deben de ser instantáneas y fiables. Para ello existe un estándar relativamente nuevo pero altamente funcional que permite monitorear el estado del sistema en tiempo real, tomando muestras de las señales analógicas en la subestación (voltaje y corriente) y convirtiéndolas a señales muestreadas o discretas con una estampa de tiempo común, para hacer el cálculo y obtener los fasores pertinentes de dichas muestras. Este estándar ayuda a mejorar el monitoreo, la protección, la operación y el control del sistema de potencia. Dicho estándar es el IEEE C37.118 (estándar de medición sincrofasorial para sistemas de potencia).

3.1.2.- Diseño del sistema de generación distribuida

El sistema cuenta con dos unidades generadoras principales operando en paralelo, MTG1 y MTG2 (Moto Generadores de Gas), las cuales trabajan con un factor de potencia de 0.97. Cada

una alimenta un centro de carga (complejo 1 y complejo 2) de manera independiente una de la otra y en paralelo con la red de potencia CFE. Los valores de los parámetros del sistema están dentro de un rango predeterminado, los cuales le permiten estar en sincronía con la red de potencia. El estado de operación inicial es en estado estable, la potencia de generación es igual a la potencia de demanda por lo que se alcanza el punto de estabilidad, el cual se puede deducir de la ecuación 3.1.

$$P_{gen} = P_{carga} \quad 3.1$$

Las unidades generadoras se encuentran operando en modo Droop, esto es, cada una ópera en sincronía con la fuente de suministro del sistema de potencia nacional, entre las fuentes de suministro mantienen el control de la frecuencia del sistema. La ilustración 3.1 muestra el diagrama unifilar de la configuración del sistema industrial, se presentan las cargas de manera general y simplificada para una mejor interpretación. El sistema cuenta con cargas que son imprescindibles para el proceso de la industria y con cargas prescindibles que no afectan de manera significativa el proceso de la misma, por lo que estas últimas pueden ser segregadas con el fin de balancear el sistema en base a la ecuación 3.1, en caso de ser necesario.

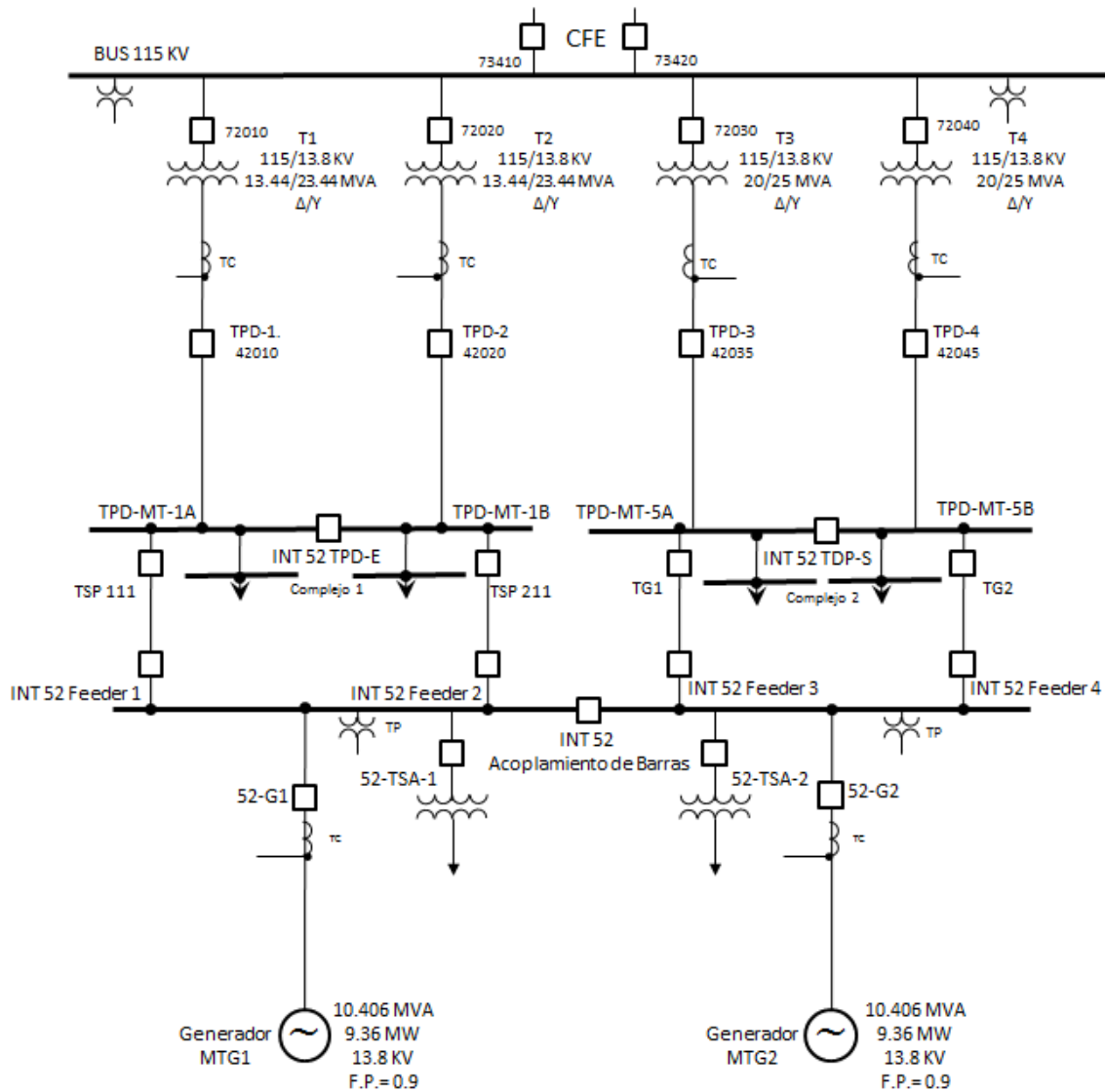


Figura 3. 1.- Diagrama unifilar del sistema de generación distribuida

El sistema en general trabaja con un factor de potencia que ronda el 0.97, en base a eso se da la siguiente descripción: La carga total del complejo 1 es de 12.85MW y su unidad generadora (MTG1) tiene una capacidad ideal máxima de 9.36 MW, pero trabaja nominalmente a 9 MW, la aportación por parte de la red debe de ser la diferencia entre la demanda y la generación por lo que el suministro de T1, T2 es de 3.85 MW; hay que señalar que en este complejo de cargas se cuenta con la aportación de 2 turbinas de vapor, TV3 y TV4 cada una con 0.5 MW y 1 MW respectivamente, dichas unidades no se representan en el diagrama por simplicidad y tampoco se toman en cuenta como variables en los escenarios, su generación es fija y se suma a la de MTG1 teniendo en el complejo 1 una generación total de 10.5 MW, y un suministro de T1, T2 de 2.35

MW. De igual manera para el complejo 2 (exceptuando las turbinas de vapor), tiene una carga de 10.25 MW y un abastecimiento propio (MTG2) de 9 MW, T3, T4 aporta 1.25 MW. La demanda total es de 23.1 MW y la generación total (propia y el aporte e CFE) es de 23.1 MW, existe un equilibrio entre la demanda y la generación.

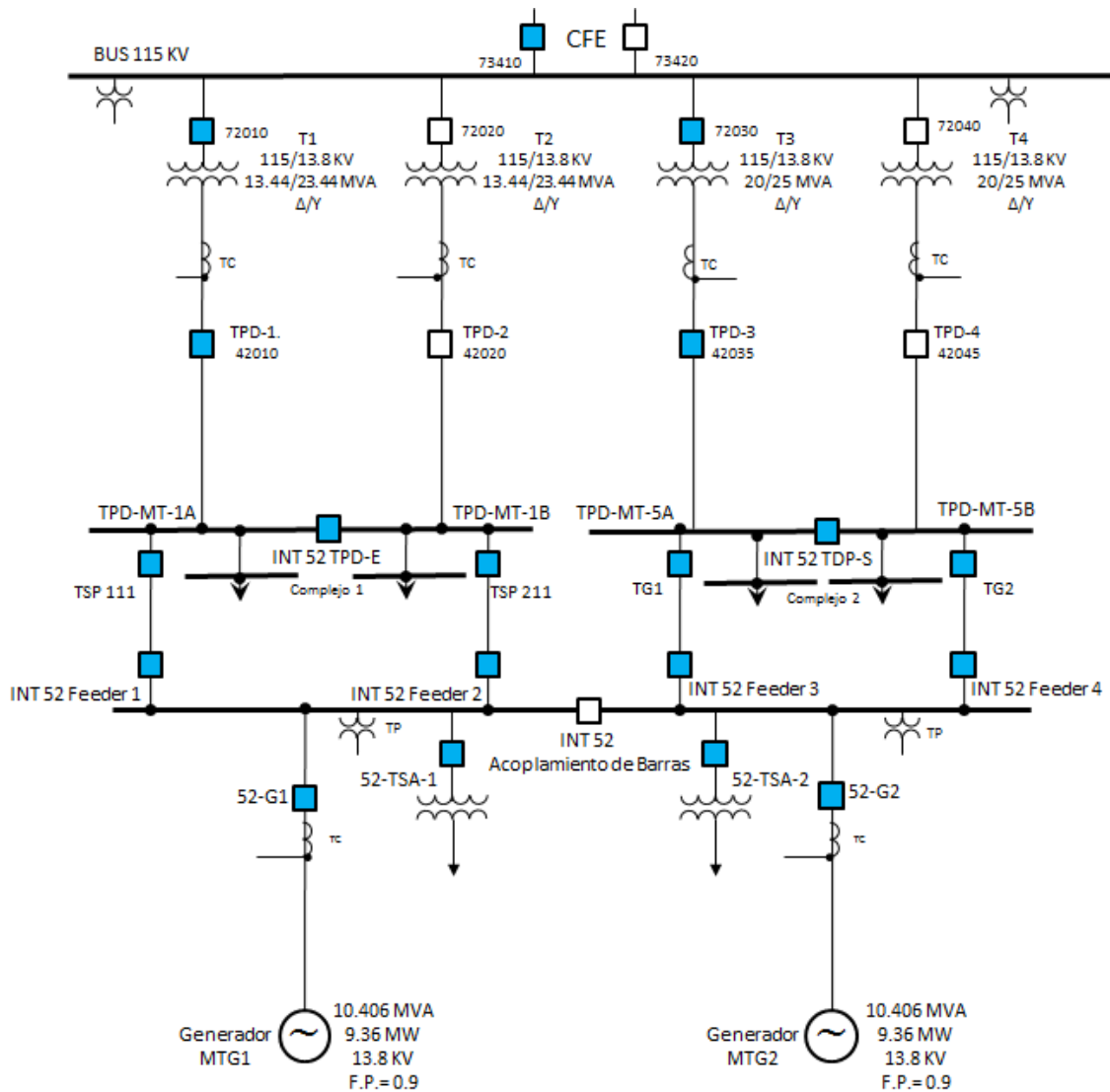


Figura 3. 2.- Diagrama unifilar del sistema con su principio de operación, interruptores en color azul son N.C. y los interruptores en blanco son N.A.

La figura 3.2 muestra el diagrama unifilar con su configuración y principio de funcionamiento siguiente: MTG1 alimenta al complejo 1 independiente de MTG2 que alimenta al complejo 2, cada complejo se apoya con el suministro de CFE mediante sus respectivos

transformadores en su bahía, T1 y T2 están paralelo al complejo 1 permiten el suministro del BUS acometida de CFE, cualquiera de los dos puede operar como el principal o como respaldo, de igual manera pueden operar los dos en paralelo al mismo tiempo repartiéndose la carga, sin embargo en este proyecto se utilizará nada más uno como principal y el otro como respaldo. El mismo caso para T3 y T4 que pertenecen a la bahía del complejo 2 y MTG2. Las líneas de transmisión de 115 KV que alimentan al BUS de acometida también tienen su respaldo ante la pérdida de la línea principal de suministro. Es sistema con redundancia.

En el BUS de generación MTG1 y MTG2 tienen un interruptor de acoplamiento, el cual se encuentra en un estado inicial N.A. más adelante se especifica la función de ese interruptor. En el mismo BUS de generación se encuentran conectadas otras cargas, sin embargo estas son prescindibles para el objetivo del proyecto.

3.2.- Operación de los generadores en estado estable

La característica de operación inicial de las unidades generadoras es en modo Droop y se define como característica estática. La carga varía a la par que lo hace la frecuencia y se genera automáticamente una variación de potencia que contribuye a mantener el equilibrio de la ecuación 3.1. Pero cuando se pierde el enlace y se entra en modo isla la operación de la máquina debe de cambiar a modo Isócrono, y su característica de operación se definirá ahora como característica astática. Las variaciones que llegara a tener la carga no alteraran a la frecuencia, esta se mantiene constante. El sistema de control de velocidad de la turbina es el encargado de llevar a cabo la función de controlar la generación y la frecuencia de la unidad. La unidad generadora pasa a tomar el control total de la frecuencia.

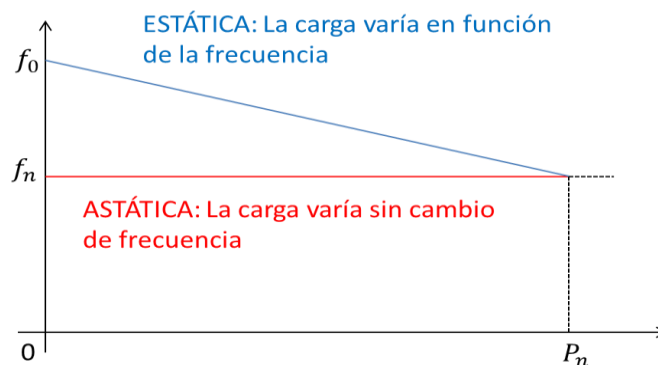


Figura 3. 3.- Característica de las unidades de generación

3.3.- Esquema de protecciones del sistema

El sistema propuesto en la figura 3.2 tiene sus esquemas de protección amplio y detallado, sin embargo para fines de este proyecto sólo se especifican los que toman parte en la detección de modo isla y la aplicación de los esquemas de acción remedial. El esquema de protecciones se muestra en la figura 3.4.

Ante cualquier contingencia en la red eléctrica se requiere que los generadores no pierdan la estabilidad angular (sincronismo), por sobre cargas o fallas debido a la pérdida de una o más fuentes de suministro. Debe existir una estabilidad angular estable, en cualquier escenario que se presente. La implementación de equipos con respuesta instantánea y sincronización en el tiempo contribuye a esa estabilidad. Cabe mencionar que en ninguno de los casos de la operación del esquema de segregación de cargas se deberá considerar algún escenario en donde se sobrepasa la capacidad de los transformadores T1, T2 y T3, T4 que proporcionan la energía de la red de CFE ya que la carga de cada uno de los complejos es menor que la capacidad de los transformadores.

Este esquema de protecciones tiene como objetivo la segregación de cargas de manera controlada para mantener, como ya se ha mencionado, la estabilidad del sistema de generación ante diferentes contingencias que se pueden presentar en el mismo, como la pérdida de fuentes de generación (MTG1, MTG2) o los transformadores (T1, T2 y T3, T4) que suministran de energía de la red de CFE. El esquema también tiene como función evitar que se sobrecarguen los elementos del mismo ante la pérdida de algunos de los generadores o del suministro de CFE.

La simbología más relevante que aparece en el diagrama se precisa en la imagen 3.4.

-----	Cable de Fibra Óptica Monomodo
-----	Cable de Fibra Óptica Multimodo
-----	Cable de Control de Cobre (CU)
-----	Cable Ethernet TCP/IP CAT.5E
-----	Cable Coaxial RG-58

Figura 3. 4.- Simbología de los cables utilizados en el diagrama

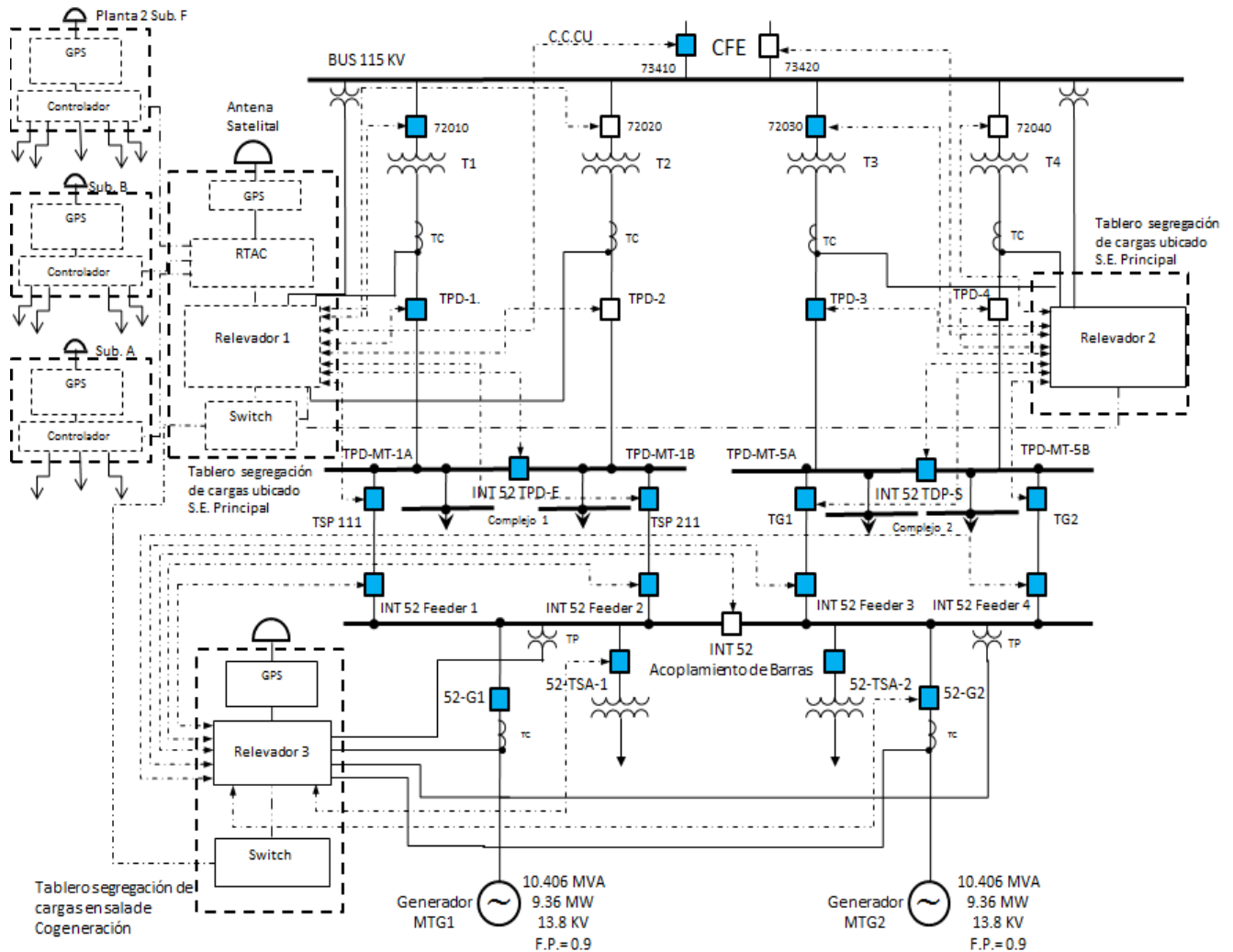


Figura 3. 5.- Diagrama unifilar del sistema con esquema de segregación de cargas

El monitoreo del sistema se obtiene mediante los relevadores que se especifican en el diagrama de la figura 3.4, son tres relevadores los encargados de la adquisición de datos (mediante sus TC's y TP's) para obtener una imagen del sistema y proteger al mismo de alguna falla o evento aleatorio. La tecnología al día de hoy permite que los relevadores tengan la característica de multifunción por lo que pueden proteger a los elementos del sistema así como obtener sus parámetros en tiempo real, esto último mediante los PMU los cuales ya vienen integrados en los equipo modernos. También obtienen el estado de operación de los interruptores y cuchillas.

Toda esa información se transmite por medio de protocolos de comunicación a través de redes Ethernet, dichas redes permiten que la transmisión de datos sea más factible y abierta para una supervisión mejor controlada. Entonces la información de los sincrofasores o estado de posición de interruptores o de cuchillas se envía de los equipos de adquisición de datos a un

Switch para redes Ethernet, en donde se junta toda la información y se transmite de manera única a un controlador de automatización en tiempo real que procesa toda la información que se obtiene de la subestación. En base a esas lecturas se determina el estado de operación del sistema y ejerce acciones de control pertinentes ante cualquier contingencia o cambio significativo en el sistema. El controlador de automatización en tiempo real o RTAC (por sus siglas en inglés) procesa la información e internamente es capaz de programar diversos algoritmos, lógicas de protección, automatización o lógicas de esquemas de acción remedial (EAR), entre otras capacidades según se requiera. Este equipo se comunica mediante diversos protocolos entre los cuales está la IEC 61850 mensajes GOOSE (digitales), Sincrofasores C37.118 (analógicas), Mirrored-bits (digitales) que es un estándar para la comunicación de equipos en las subestaciones, estas señales de mando se envían a los sitios distribuidos, los cuales se encargan de disparar las cargas prescindibles y predeterminadas por el algoritmo del RTAC.

Los sitios distribuidos mandan sus señales de disparo mediante un protocolo de punto a punto y de uso exclusivo de la marca del equipo en uso de este proyecto, dicho protocolo se denomina Mirrored-bits. El algoritmo que se implementa en esta simulación ejerce los EAR: Disparo Automático de Carga y Disparo Automático de Generación. El algoritmo que se desarrolla en el programa del RTAC para esta configuración, actúa de la siguiente manera: detecta las condiciones de la operación en isla, manda a cambiar la configuración de las máquinas generadoras, hace la comparación entre demanda y generación, en caso de ser necesario, opera el DAC para el tirado de carga controlado, en caso de ser necesario opera el DAG también en caso de exportación de energía hacia CFE. Supervisa y controla el estado de operación de la unidad generadora.

3.4.- Medición de los parámetros del sistema con sincrofasores

Las mediciones que proporcionan los relevadores mediante los PMU son mediciones de sincrofasores, ya que se encuentran bajo el estándar IEEE C37.118. Estas mediciones son tomadas de las barras en la subestación. La tecnología PMU permite calcular la potencia de generación y demanda en base a las corrientes y voltajes que los relevadores toman de las barras. Las capacidades de la generación se muestran en la tabla 3.1 y los datos de las demandas de las carga

se generalizan en la tabla 3.2. Cabe mencionar que las mediciones son en base a cálculos con valores de secuencia positiva.

Tabla 3. 1 Fuente de suministro del sistema

Equipo	Nivel de tensión (KV)	Aportación real (MW)	Capacidad máxima de aportación (MW)
T1/T2	115/13.8	2.35	13.44
T3/T4	115/13.8	1.25	20
MTG1	13.8	9 + 1.5	9.36 + 1.5
MTG2	13.8	9	9.36
Generación total	--	23.1	53.66

Tabla 3. 2.- Cargas generales del sistema

Cargas	Nivel de tensión (KV)	Demanda (MW)
Complejo 1	13.8	12.85
Complejo 2	13.8	10.25
Demanda total	--	23.1

Las mediciones de las tablas 3.1 y 3.2 pueden presentar variaciones debido a que en la práctica las cargas no son constantes, es un estimado pero cumple y está dentro de un rango aceptable para las acotaciones del algoritmo de protección programad en el equipo. Son mediciones en estado estable

El Estándar IEEE C37.118 define los parámetros ideales que los sincrofasores deben de tener en sus mediciones, proporciona un método de cuantificación de las mediciones, así como pruebas de calidad. Define el formato de transmisión de datos para la comunicación en tiempo real. Maneja, entre otros conceptos, un factor importante llamado TVE (Total Vector Error), el cual indica la precisión de los datos medidos, ya que en un sistema de sincrofasores se debe mantener la exactitud de la magnitud y la fase registrada. El TVE es una expresión de la diferencia

entre una muestra “perfecta” de un sincrofasor teórico y la estimación dada por la unidad bajo prueba en el mismo instante de tiempo. Dicho valor es normalizado y expresado en por unidad de un fasor teórico. El TVE es definido en la ecuación 3.2.

$$\varepsilon = \left(\sqrt{\frac{(\hat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \right) * 100\% \quad 3.2$$

En donde $\hat{X}_r(n)$ y $\hat{X}_i(n)$ son las secuencias de las estimaciones dadas por la unidad bajo prueba, $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son las secuencias de los valores teóricos de la señal de entrada en el instante de tiempo (n) asignado por la unidad de estos valores. Los valores $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son determinados en forma cerrada en ciertas situaciones bien definidas, tales como una frecuencia constante u offset de fase.

3.5.- Cargas prescindibles para el sistema

Las cargas que se presentan a continuación son las que no presentan un caso crítico para el proceso. Dentro de la programación del equipo RTAC se puede estar supervisando si las cargas están dentro o fuera, ya que de esta manera se puede asegurar que si determinadas cargas son contempladas para mandar a disparar con el fin de estabilizar el sistema, estas se encuentren operando. Dentro de la programación del equipo se hace una combinación para mandar a disparar los equipos necesarios que se encuentren en operación para balancear el sistema.

Tabla 3. 3.- Cargas prescindibles de la subestación

Complejo 1	
Subestación A	
Equipo	Demanda (MW)
Motor G8115A	0.3
Motor G8115B	0.3
Soplador NG0111	1.5

Tabla 3. 4.- Cargas prescindibles de la subestación B

Complejo 1	
Subestación B	
Equipo	Demanda (MW)
Transformador TSB-7	0.7
Centrifuga T5120	0.23
Centrifuga T5121	0.23
Centrifuga T5103	0.23

Tabla 3. 5- Cargas prescindibles de la subestación F

Complejo 2	
Subestación F	
Equipo	Demanda (MW)
Unidad de refrigeración U-282-02a *	1.3
Unidad de refrigeración U-282-02b	1.3
Unidad de refrigeración U-282-03	1.3
Unidad de refrigeración U-282-04	1.3
Unidad de refrigeración U-282-05a	1.3
Unidad de refrigeración U-282-05b*	1.3
Unidad de refrigeración U-282-06	1.3

*Son equipos de respaldo por lo que se estará supervisando cuál de los 2 se encuentra en operación en ese momento.

Este esquema protege a los generadores y transformadores de potencia de condiciones operativas que puedan producir inestabilidad angular de los generadores en los mismos por diferentes fallas en el sistema eléctrico, y que estos operen dentro de sus límites para todos los escenarios realizados en el estudio de inestabilidad transitoria.

Capítulo 4

Implementación física del sistema a simular con equipos de protección y automatización de tiempo real (RTAC)

En este capítulo se presentan los equipos utilizados para hacer la simulación y pruebas del sistema. Son equipos sofisticados y de multiuso que permiten obtener mediciones con estampado de tiempo.

El equipo que simuló las mediciones de campo de los transformadores de instrumento (TC y TP) fue el OMICRON.

4.1.- Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC)

La implementación de este proyecto tiene como pilar fundamental el equipo RTAC este equipo, como su acrónimo lo indica, permite ejercer mandos en tiempo real que cambian la configuración del sistema ante eventos aleatorios que se presenten. Son relevadores microprocesados, tienen un computador o CPU interno, dependiendo del modelo puede ser más o menos sofisticado en cuanto a su procesamiento de datos y mando de acciones. Puede utilizarse como un servidor SCADA, convertidor de protocolos (Gateway), PLC, Alarma, UTR, lector de datos muestreados (SVP, Sample Values), HMI, redundancia, lógicas, etc. El uso que se le da en este proyecto es el de controlador en tiempo real, ya que mediante las mediciones que los relevadores 451 le mandan este ejecuta algoritmos que se le programan previamente para ejercer acciones de control de manera rápida y precisa ante escenarios que pueden afectar la estabilidad del sistema.



Figura 4. 1.- RTAC modelo 3555

El hardware del equipo es enteramente el de un CPU, tiene la disponibilidad de cinco tarjetas de entradas y salidas para su programación. Este modelo en especial es más rápido en su procesamiento que otros modelos y puede manejar proyectos grandes o pequeños. El RTAC no puede leer por puerto serial sólo por Ethernet.



Figura 4. 2.- El Hardware del RTAC es básicamente una computadora

Se dice que este equipo maneja mediciones en tiempo real debido a que trabaja en el orden de los microsegundos y en teoría se puede considerar como un tiempo instantáneo, pero en la práctica en el mundo de las protecciones realmente no lo es, sin embargo el tiempo que maneja es lo suficientemente rápido para las funciones para las cuales está diseñado. Siempre existirá un retardo, aunque se le llame en tiempo real, y entre más equipos se conecten habrá más retardos. El RTAC 3555 maneja los siguientes protocolos:

Cliente	Servidor
DNP3 serial y LAN/WAN	DNP3 serial y LAN/WAN
Modbus RTU y TCP	Modbus RTU y TCP
LG 8979	IEC 60870-5-101/104
SES-92	LG 8979
CP 2179	SES-92
SEL Fast Meter	IEEE C37.118
SEL Fast Message, entrelazado	SEL Fast Message
Con ASCII	Punto a Punto (Peer-to Peer)
Sincrofasores IEEE C37.118	Comunicaciones SEL MIRRORRED BITS en Puertos 3-26
IEC 61850 MMS*	Network Global Variable List (NGVL)
	IEC 61850 GOOSE*

Figura 4. 3.- Protocolos de cliente, servidor y punto a punto del RTAC 3555

Gracias al estándar IEC37.118 el RTAC puede leer sincrofasores de otras marcas de equipos.

En el equipo se implementa la lógica de comparación de capacidad disponible contra carga conectada y la segregación de cargas se lleva a cabo en automático pero respetando los siguientes permisos:

- No error de señalización de interruptor
- No falla de fusibles en relevadores
- No falla de relevadores
- No falla de comunicaciones de sincrofasores y mensajes Goose
- No falla en procesador de tiempo real

Cuando todos los permisos están activados se considera que el esquema está armado

Este equipo puede operar como servidor SCADA (Servidor de adquisición de datos), en esta operación funge como servidor y se encarga de mandar toda la información que recibe de la subestación mediante los relevadores (aquí es cliente) y la envía al CENACE (Centro Nacional del Control de la Energía) el cuál sería el cliente del RTAC. De esta manera se obtiene información clara del estado del sistema. Lo anterior siguiendo el modelo de la arquitectura servidor-cliente.

4.2.- Equipo de pruebas OMICRON

El OMICRON es un equipo de pruebas que maneja inyección de voltajes y corrientes mediante Sample Values (Valores muestreados). Los Sample Values permiten compartir información en la red a la que estén conectados, la función de estos es la de tomar muestras de los valores nominales o de falla y mandar esa información en código binario. Este equipo es utilizado para realiza la simulación de mediciones de campo de los TC y TP. También maneja Entradas y Salidas (I/O) binarias. Este equipo es capaz de entregar a su salida 2 pares de corrientes trifásicas, 1 salida de voltaje trifásico, 12 salidas de señales binarias, 4 señales de entradas binarias, etc. En los relevadores se hace la relación de transformación para que las señales pequeñas que inyecta el OMICRON se reflejen como valores de una subestación de 115 KV. De esta manera se logran mostrar los valores que se quieren simular.



Figura 4. 4.- *Equipo de pruebas OMICRON*

El OMICRON tiene entradas binarias las cuales se utilizan para comprobar que la respuesta o disparo de los equipos acorde a las mediciones que se están inyectando, si se inyectan valores de falla la protección debe operar y mandar una señal de esa operación, señal que es recibida por el OMICRON y la muestra en los resultados de sus pruebas.

Los cables que se utilizan es de lo convencionales que se utilizan en un laboratorio pero mucho más largos y aislados de las puntas. En las puntas de le ponen cables con zapatas para poder atornillarlos en las tablillas.

También cuenta con la disposición del modo prueba, esto es, que el relevador no mande señales de disparo cuando el OMICRON le esté inyectando corrientes de falla, con el modo prueba activada el relevador hace toda su operación internamente pero no habilita sus salidas.

4.2.1.- Inyección de las mediciones

Las salidas se conectan a cables banana con protección y de ahí se utilizan unos puentes con punta de zapata abierta para conectarlos a las borneras de los equipos, dichos equipos ya están montados en sus gabinetes y alambrados a las tablillas.



Figura 4. 5.- *Conexión de los cables que inyectan las mediciones*

Los equipos instalados en sus respectivos gabinetes se distribuyen conforme a sus bahías.

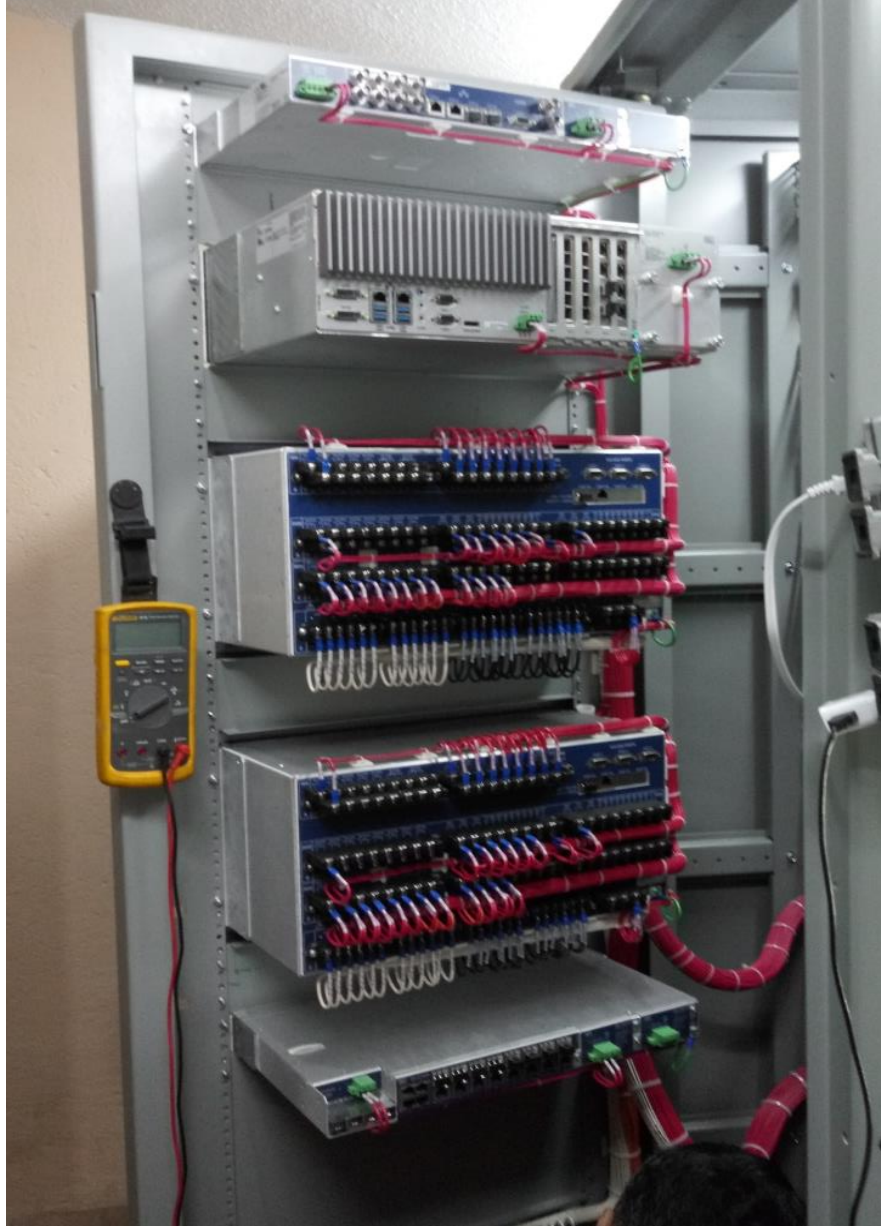


Figura 4. 6.- *Gabinete de protección y medición*

Estos equipos reciben las señales de campo mediante cable de cobre. Los cables blancos son de corrientes y los negros de voltajes. Los cables de control llegan a la interfaz que está en el gabinete, hacen su transición en las tablillas a cable más delgado (vinanel) y llega a los respectivos equipos predeterminados. Los cables rojos son alarmas, arranques, entre otras señales y los disparos son de color naranja.

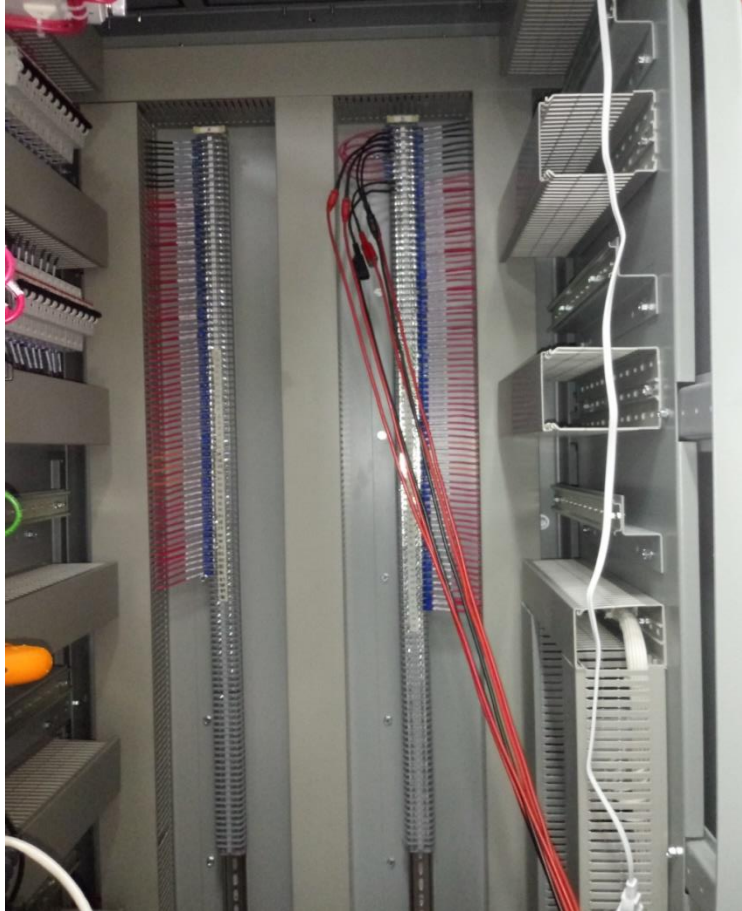


Figura 4. 7.- Inyección de las señales del OMICRON al relevador

El relevador interpreta las lecturas de las mediciones que se le inyectan, obteniendo un aproximado los valores establecidos para la unidad generadora, en este caso se está simulando MTG1.

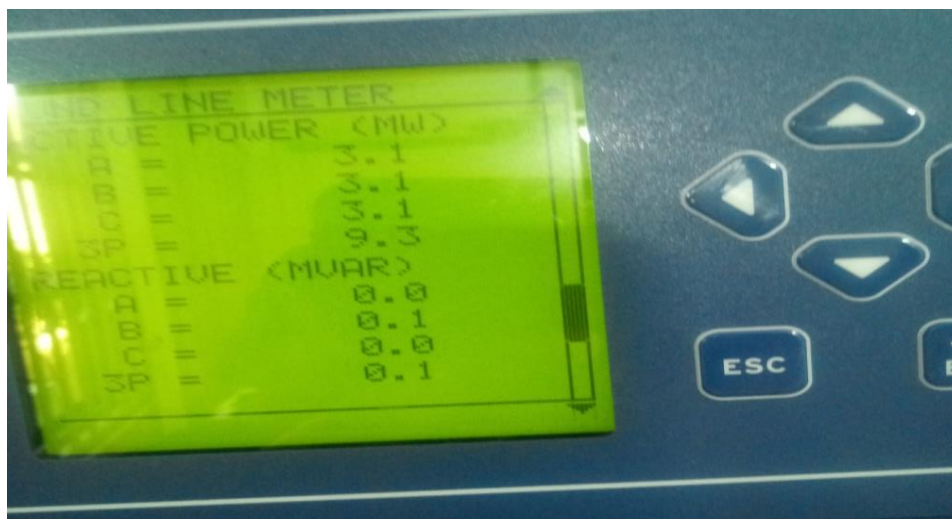


Figura 4. 8.- Medición del relevador de las señales inyectadas por el OMICRON

Los relevadores tienen puntos en las tablillas destinado a la señalización de la operación del mismo. En este caso los cables conectados le comunican al OMICRON la operación del relevador, si operó o no operó en base a las mediciones que le inyecta.

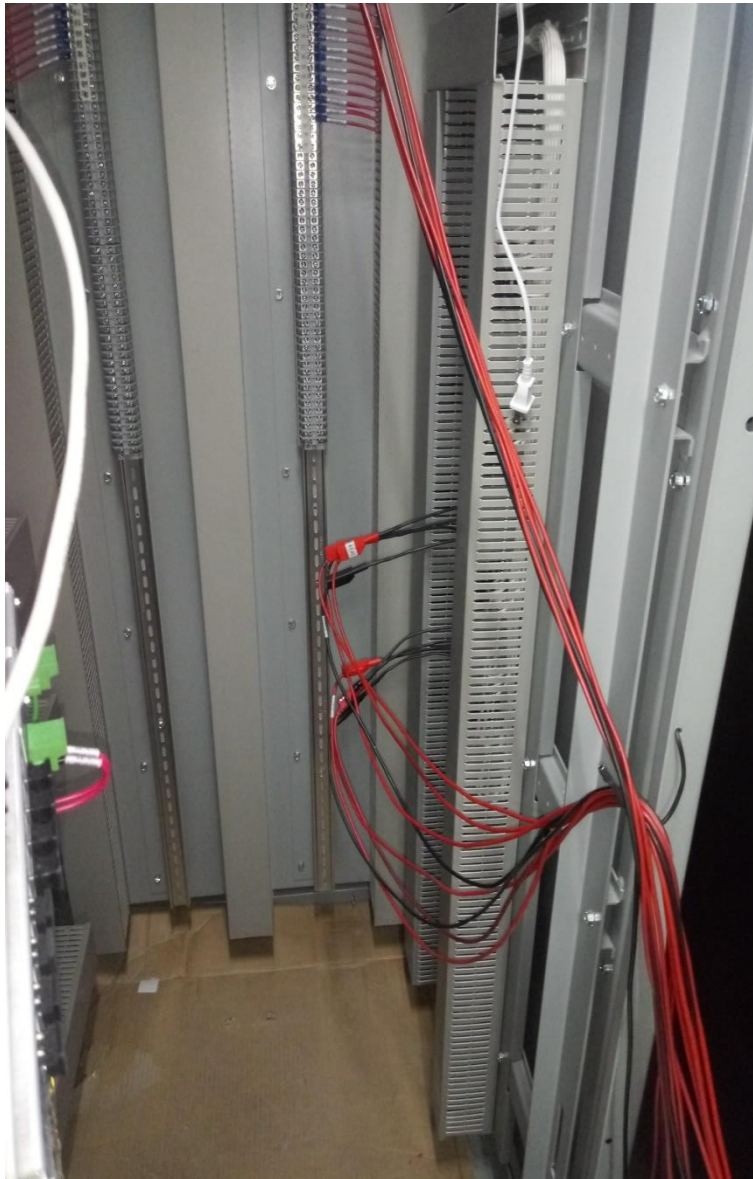


Figura 4. 9.- Señales de disparo del equipo de protección

Para hacer las pruebas con el OMICRON normalmente se utilizan unos módulos de prueba o “block’s “de prueba, pero en este caso las salidas del equipo se conectaron directamente a las tablillas en el gabinete las cuales ya estaban alambradas hacia los respectivos equipos. Debido a que estos gabinetes no están instalados e integrados a una subestación se pueden hacer las pruebas de esta manera.



Figura 4. 10.- Inyección mediante el programa del OMICRON

En el programa del OMICRON, Test Universe 3.20, se hacen las máscaras para las simulaciones de las mediciones de los TC y TP en campo, las salidas de corriente se conectan en estrella en las tabllas y las salidas de voltaje se paralelan de igual manera en las mismas. Las salidas binarias del OMICRON tienen la opción de trabajar en seco (sin voltaje) o mojado (con voltaje). Al seleccionar los ajustes se puede elegir la opción de las salidas digitales “Libre de Potencial” si o no. Con potencial entrega a la salidas binarias 8.10 V.

4.3.- Relevadores de protección 451

Los 451 son un sistema de protección, automatización y control de bahía, monitorean el estado del sistema, cada relevador se encarga de 3 bahías: el relé 1 T1/T2, el relé 2 T3/T4 y el relé 3 MTG1 y MTG2. En un gabinete auto soportado se instala el RTAC 3555, los 2 relevadores 451 que monitorean el estado y la carga de los 4 transformadores de 115/13.8 KV, así como los enlaces de cogeneración y un switch 2730 para el envío de mensajes Goose y sincrofasores, adicionalmente se tiene un receptos GPS 2407 para la sincronización de los equipos. En otro

gabinete auto soportado se instala el relevador que monitorea a los generadores y los enlaces hacia los transformadores, en el mismo tablero se tiene un receptor GPS y un switch. Los relevadores reportan al RTAC toda la información que censan de la subestación mediciones, posición de interruptores, de cuchillas, entre otros datos.

Dentro de la programación del 451 se activan los sincrofasores. En el árbol de protecciones del relevador se activa el protocolo de los sincrofasores para que internamente el equipo les pueda dar ese tratamiento que marca el estándar, lo más relevante es que se debe de precisar las muestras por segundo que requieren, en la mayoría de los casos se pone la máxima que es 60 mps.

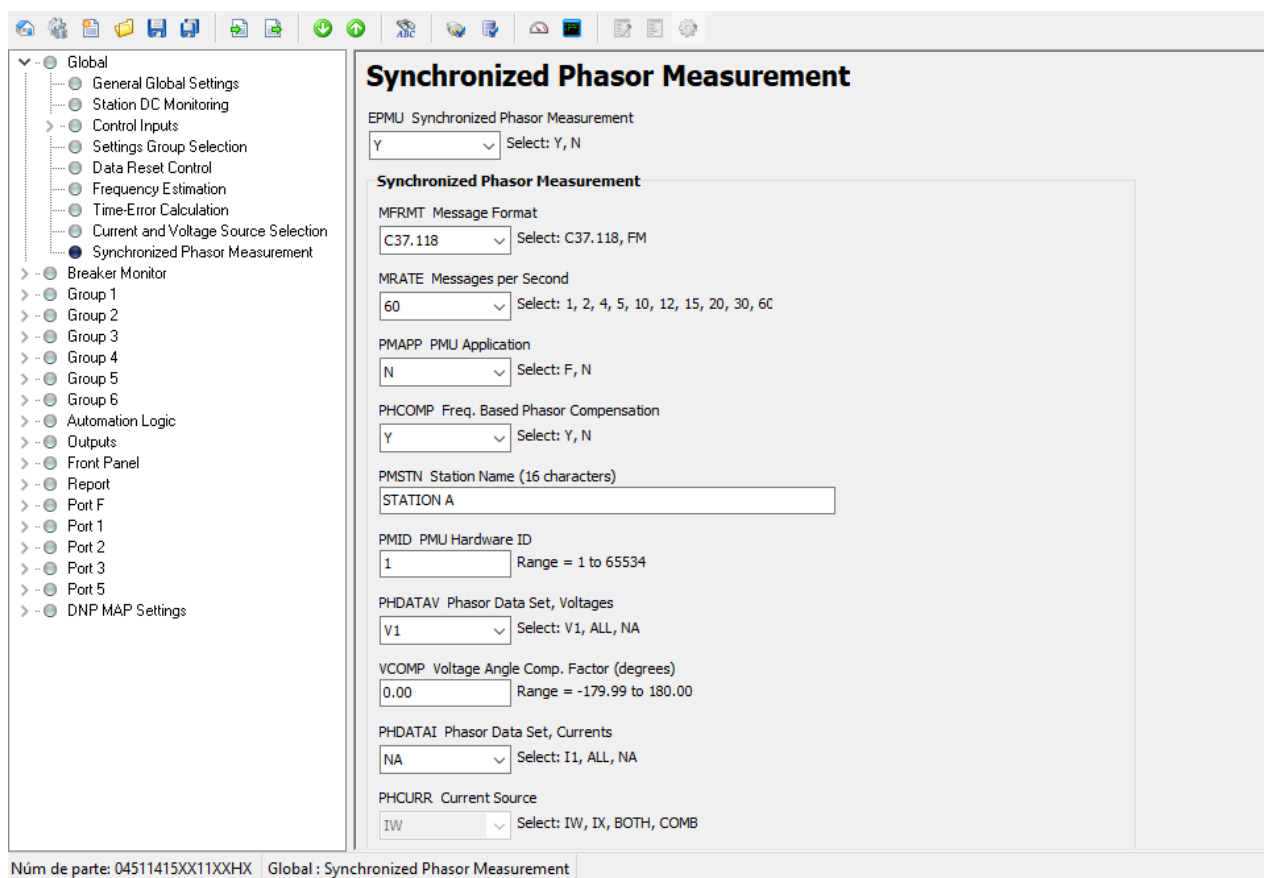


Figura 4. 11.- Activación de los sincrofasores en los relevadores 451



Figura 4. 12.- Pruebas a relevador de la Bahía de MTG2



Figura 4. 13.- Relevador 1, RTAC y receptor satelital GPS

Las acciones de control de los Esquemas de Acción Remedial que manda el RTAC son mediante mensajes Goose, ya que esto permite que las acciones de control se vuelvan más

eficientes. Estos equipos cuentan también con alarmas de falla de comunicación de mensajes Goose, Mirrored Bits y alarma de fallas de medición de sincrofasores.

El protocolo utilizado para la comunicación entre los equipos de protección (451) es el IEC 61850 mensajes Goose. El IEC 61850, es un estándar internacional para la comunicación entre equipos de protección, control y medición dentro de una subestación automatizada, maneja los mensajes Goose y los MMS. Este protocolo manda sus mensajes a todos los puntos de una red a la que está conectada, mandan los mensajes en trenes de pulsos ya que no piden confirmación de que el mensaje llegó a su receptor, manejan un tiempo rápido debido a eso,. Viajan mediante la red, no tiene destino definido, los manda a un Broadcast y sólo lo recibe el equipo que está configurado para recibir ese mensaje. Los mensajes goose tardan microsegundos en llegar, mandan funciones de protección.

Los mensajes de las protecciones deben de ser rápidos, por eso se utilizan los mensajes Goose, debido a que son mensajes que se mandan en ráfaga o en tren de pulsos. No reciben notificación de que el mensaje llegó correctamente. Pierde seguridad pero gana en velocidad.



Figura 4. 14.- Relevadores de T1/T2 y T3/T4

Los relevadores 1 y 2 son utilizados para monitorear T1, T2 y T3, T4

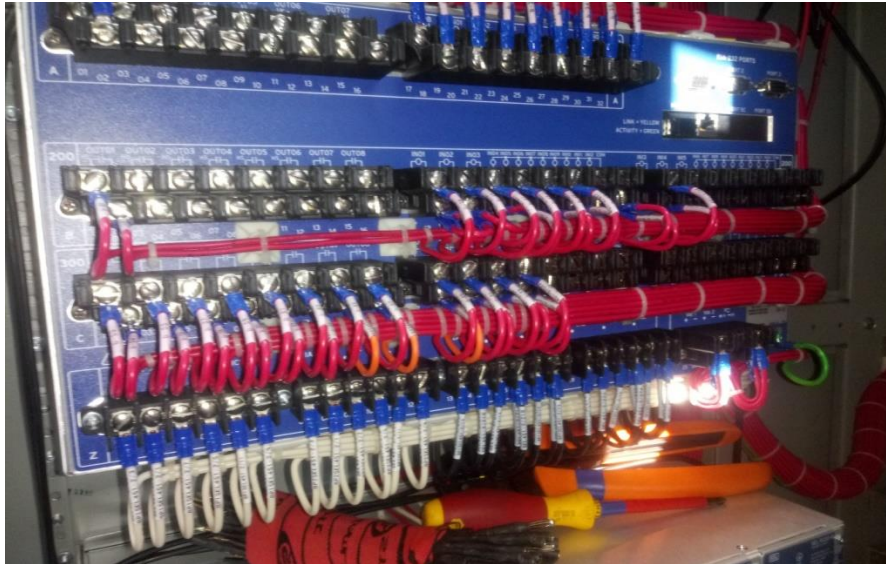


Figura 4. 15 Alambrado del relevador, cables rojos: alarmas, cables naranja: disparos, cables blancos: corrientes y cables negros: voltajes.

4.4.- Switch Ethernet

El switch 2730 es el encargado de concentrar las comunicaciones, en él se concentra las señales de los relevadores, mensajes goose y sincrofasores y las envía al RTAC mediante una única comunicación Ethernet. Es un conmutador que se utiliza cuando se desea conectar múltiples tramos de red fusionándolos en una sola red.



Figura 4. 16.- Switch Ethernet

A todos los equipos se les asigna una IP provisional para poder comunicarse con su sistema.

4.5.- Antena satelital receptora de GPS

Para la sincronización de los equipos al sistema GPS se le instala a cada uno, una antena de recepción satelital, la señal de estos dispositivos llegan a los equipos de protección mediante cable

coaxial. Tienen muy buena recepción aun que se encuentren en espacio techado. El 2407 es el receptor satelital GPS.



Figura 4. 17.- Antena satelital

4.6.- Controladores discretos de automatización programable 2440

Estos equipos son instalados en los sitios distribuidos, ya que estos serán los encargados de ejecutar la orden del RTAC, disparar las cargas predeterminadas. Los 2440 son procesadores de entradas y salidas, en este caso se utilizan para disparar las cargas en las subestaciones remotas o sitios distribuidos A, B y F, reciben la señal de mando del RTAC y ellos se encargan de hacer el disparo de las cargas respectivas que vengan en el mando. Estos equipos reciben las señales del RTAC mediante mensajes con el protocolo Mirrored bits y mandan las señales de disparo a entradas binarias de las protecciones de las cargas. Este protocolo maneja el estándar RS232 por puertos DB9 o RJ45 para distancias cortas, pero para distancias largas se usa la fibra óptica multimodo (naranja) o monomodo (amarillo), esta última de preferencia. El 2440 es un PLC con Mirrored Bits.

Los mensajes punto a punto de Mirrored Bits tienen bits de confirmación de transmisión y recepción nombrados ROCKA y ROCKB para comprobar la comunicación entre equipos.



Figura 4. 18.- Sitios distribuidos, subestaciones A y B

Se tienen los procesadores de entradas y salidas que reciben las señales de disparo del RTAC. También se tiene un receptor GPS 2407.



Figura 4. 19.- Sitio distribuido, subestación F

Los 2440 mandan su disparo mediante los Mirrored Bits a los relevadores de las cargas que se encuentren en servicio. Mediante cable de cobre mandan señales de un voltaje, ya que en la salida del 2440 se cierra un contacto y llega a la entrada de un relevador, energizándola. En otras

palabras le llega un 1, y si no está mandando mensajes, el relevador ve 0. Mediante la energización de esa entrada el relé manda un TRIP que ya tiene programado y ese será el disparo que le pegue al interruptor de la carga, segregándola en su respectivo caso.

4.7.- Comunicaciones del sistema

El protocolo de comunicaciones entre los relevadores que monitorean los dos generadores y los cuatro transformadores es el IEC 61850. La información de las variables analógicas tales como la potencia activa, reactiva, voltaje, frecuencia, etc. se realiza mediante el protocolo de los sincrofasores que son soportados por los relevadores 451 los cuales se envían al procesador RTAC para su procesamiento. Para el disparo de las cargas de la subestaciones A, B y F se utiliza el protocolo Mirrored Bits.

El procesador de tiempo real RTAC se comunica con los siguientes equipos con sus protocolos de comunicación correspondientes.

Tabla 4. 1.- *Protocolos de comunicación de los equipos*

Equipo	Medio	Protocolo
Relevador 1 T1/T2	Ethernet	IEC61850/Sincrofasores
Relevador 2 T3/T4	Ethernet	IEC61850/Sincrofasores
Relevador 3 MTG1/MTG2	Ethernet	IEC61850/Sincrofasores
Procesador 2440 Sub. A	Serial	Mirrored Bits
Procesador 2440 Sub. B	Serial	Mirrored Bits
Procesador 2440 Sub. F	Serial	Mirrored Bits

Capítulo **5**

Simulación de los escenarios para la operación en modo isla y aplicación de los EAR

En este capítulo se plantea que el sistema entra a operar en modo isla en diferentes escenarios. La potencia de suministro que se pierde debe ser despachada proporcionalmente en las cargas.

Se analizan diferentes escenarios que pueden presentarse mientras la industria está en modo isla, la aplicación de los esquemas de acción remedial DAC y DAG, son ejecutados. Se utiliza el software AcSELerator RTAC para la programación de los algoritmos de segregación de cargas, el software Test Universe 3.0 para la simulación de los escenarios y el EASYPOWER para la simulación del comportamiento del sistema en cada escenario.

5.1.- Condiciones para la detección de modo isla

Varios factores pueden provocar la pérdida del enlace con la red de potencia de CFE, ya sea por actuación de los equipos de protección o por alguna maniobra programada por parte de la red de potencia, no necesariamente sólo por fallas aunque estas sean las más frecuentes, puede haber el caso de que se tenga planificado con anticipación el dejar fuera ese suministro a la planta industrial como maniobra en el sistema. En ambos casos se forma una isla ya que la fuente generadora sigue suministrando a la carga de la industria. Una formación en isla puede ser intencional o no intencional, la diferencia es que la no intencional ocurre cuando no se tienen acciones de control previstas para resolver los problemas que se pueden presentar en una isla, por ejemplo que la demanda supere a la generación, el déficit de potencia provoca inestabilidad. Y la formación en isla intencional es aquella en la que si se tiene un previo estudio de los casos que pueden ocurrir en una isla, ya se tienen esquemas de defensa adaptados para mantener la estabilidad del sistema. En base a la información que los relevadores proveen al sistema de control mediante el protocolo de sincrofasores (con una tasa de muestreo de 64 muestras por segundo) se tiene una lectura clara y fiable de: el voltaje, la frecuencia nominal, la diferencia angular del voltaje entre la Barra y el generador, las potencias de la generación y de la carga. El estado de operación de los interruptores respalda a las mediciones.

Toda la información que se adquiere se procesa por el RTAC, este se ajusta para detectar valores determinados de contingencia en las mediciones de los elementos seleccionados, la caída de voltaje, la caída de la frecuencia y la diferencia angular entre el voltaje del generador y el voltaje del BUS de línea, son los parámetros que se utilizan para el monitoreo de la conexión de los enlaces. También se supervisa la operación de los interruptores de los transformadores de potencia de lado alta y baja, en caso de la pérdida de ambos. La tabla 5.1 muestra los valores límites que las mediciones de los elementos deben de cumplir para estar en acoplamiento con la red y también los valores que determinan que se está entrando a operar en modo isla

Tabla 5. 1.- Rango de mediciones para la detección del modo isla

Parámetro	Valor inicial	Valor final	Caída
Voltaje H	115 KV	109.25 KV	5% V_n
Voltaje L	13.8 KV	13.11 KV	5% V_n

Frecuencia nominal	60 Hz	59.9 Hz	0.1 Hz (min)
Diferencia angular máxima $\Delta\Phi$	<10°	>10°	10° (min)
Estado de operación de interruptores*	N.C.	N.A.	--

Los parámetros que determinan que el enlace con la red de potencia de comisión se ha perdido pueden ser tanto por mediciones PMU como por estado de operación de los interruptores. El RTAC al recibir estas lecturas determina que se perdió el enlace y, entre la operaciones que realiza, manda a cambiar la operación de las unidades generadoras de modo Droop a modo Isócrono, esto es que los generadores pasen a tomar el control total de la frecuencia, manteniendo el equilibrio de la estabilidad entre la demanda y la generación. La diferencia angular máxima que debe de existir entre el voltaje de suministro CFE debe con respecto del voltaje de local de generación de la industria, no debe de ser mayor a 10°.

La otra forma de detección de modo isla es más sencilla, aún que un poco más riesgosa, ya que tiene que ver con la posición de los contactos de los interruptores. Al ocurrir una falla los relevadores la detectan y mandan a disparar los interruptores asociados al equipo fallado como la línea de 115 KV, esta apertura le llega al RTAC y manda a cambiar la configuración del gobernador de velocidad de los generadores principales. En cambio al tomar en cuenta las mediciones, el RTAC detectará que se está yendo a modo isla desde que los parámetros del sistema tienen una paulatina caída. No se espera a que caiga todo el voltaje, la frecuencia o se pierda la diferencia angular, y más aparte el tiempo de operación de los interruptores. Se puede decir que la apertura de los interruptores se usa como respaldo para la detección por medición.

Si existe una diferencia entre la potencia generada y la potencia consumida se origina una variación en la frecuencia, debido al desequilibrio que existe entre el par mecánico (generación) y el par eléctrico (carga).

5.2.- Método de combinaciones para la selección del despacho de carga

Para lograr la integridad del sistema se desarrolló un algoritmo con programación estructurada que se implementa en el RTAC, en dicho algoritmo se le programa una tabla con variados niveles de pérdida de generación para que ejerza una segregación “inteligente” de cargas dependiendo del caso. La tabla 5.2 y 5.3 muestran todos los posibles escenarios para poder segregar las cargas prescindibles anteriormente propuestas en las tablas 3.3, 3.4 y 3.5. Como ya se ha mencionado, al entrar en modo isla la industria pierde el control de la tensión y de la frecuencia, el RTAC detecta la condición de operación, mediante las mediciones que recibe, y manda a cambiar la operación de la turbina. La máquina pasa de estar operando en modo Droop a modo Isócrono, el generador toma el control de la frecuencia y el voltaje. La frecuencia eléctrica, el par de generación y el par de carga se deben de mantener constantes. Los esquemas de defensa actúan de forma automática cambiando el modo de operación del sistema, en base a los valores de las mediciones, se puede tener un DAC o un DAG dependiendo del escenario.

Tabla 5. 2.- Despacho de cargas en complejo 1 (subestación A y B), 127 combinaciones posibles

Subestación A			Subestación B					
M_G8115A	M_G8115B	S_NG0111	TSB-7	T5120	T5121	T5103	Despacho	Escenario
0.3 MW	0.3 MW	1.5 MW	0.7 MW	0.23 MW	0.23 MW	0.23 MW	Carga en MW	
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	1	0	0	0.23	1
0	0	0	0	0	1	0	0.23	2
0	0	0	0	0	0	1	0.23	3
1	0	0	0	0	0	0	0.3	4
0	1	0	0	0	0	0	0.3	5
0	0	0	0	1	1	0	0.46	6
0	0	0	0	1	0	1	0.46	7
0	0	0	0	0	1	1	0.46	8
1	0	0	0	1	0	0	0.53	9
0	1	0	0	1	0	0	0.53	10
1	0	0	0	0	1	0	0.53	11
0	1	0	0	0	1	0	0.53	12
1	0	0	0	0	0	1	0.53	13
0	1	0	0	0	0	1	0.53	14
1	1	0	0	0	0	0	0.6	15
0	0	0	0	1	1	1	0.69	16
0	0	0	1	0	0	0	0.7	17
1	0	0	0	1	1	0	0.76	18
0	1	0	0	1	1	0	0.76	19
1	0	0	0	1	0	1	0.76	20

0	1	0	0	1	0	1	0.76	21
1	0	0	0	0	1	1	0.76	22
0	1	0	0	0	1	1	0.76	23
1	1	0	0	1	0	0	0.83	24
1	1	0	0	0	1	0	0.83	25
1	1	0	0	0	0	1	0.83	26
0	0	0	1	1	0	0	0.93	27
0	0	0	1	0	1	0	0.93	28
0	0	0	1	0	0	1	0.93	29
1	0	0	0	1	1	1	0.99	30
0	1	0	0	1	1	1	0.99	31
1	0	0	1	0	0	0	1	32
0	1	0	1	0	0	0	1	33
1	1	0	0	1	1	0	1.06	34
1	1	0	0	1	0	1	1.06	35
1	1	0	0	0	1	1	1.06	36
0	0	0	1	1	1	0	1.16	37
0	0	0	1	1	0	1	1.16	38
0	0	0	1	0	1	1	1.16	39
1	0	0	1	1	0	0	1.23	40
0	1	0	1	1	0	0	1.23	41
1	0	0	1	0	1	0	1.23	42
0	1	0	1	0	1	0	1.23	43
1	0	0	1	0	0	1	1.23	44
0	1	0	1	0	0	1	1.23	45
1	1	0	0	1	1	1	1.29	46
1	1	0	1	0	0	0	1.3	47
0	0	0	1	1	1	1	1.39	48
1	0	0	1	1	1	0	1.46	49
0	1	0	1	1	1	0	1.46	50
1	0	0	1	1	0	1	1.46	51
0	1	0	1	1	0	1	1.46	52
1	0	0	1	0	1	1	1.46	53
0	1	0	1	0	1	1	1.46	54
0	0	1	0	0	0	0	1.5	55
1	1	0	1	1	0	0	1.53	56
1	1	0	1	0	1	0	1.53	57
1	1	0	1	0	0	1	1.53	58
1	0	0	1	1	1	1	1.69	59
0	1	0	1	1	1	1	1.69	60
0	0	1	0	1	0	0	1.73	61
0	0	1	0	0	1	0	1.73	62
0	0	1	0	0	0	1	1.73	63
1	1	0	1	1	1	0	1.76	64
1	1	0	1	1	0	1	1.76	65
1	1	0	1	0	1	1	1.76	66
1	0	1	0	0	0	0	1.8	67
0	1	1	0	0	0	0	1.8	68
0	0	1	0	1	1	0	1.96	69
0	0	1	0	1	0	1	1.96	70

0	0	1	0	0	1	1	1.96	71
1	1	0	1	1	1	1	1.99	72
1	0	1	0	1	0	0	2.03	73
0	1	1	0	1	0	0	2.03	74
1	0	1	0	0	1	0	2.03	75
0	1	1	0	0	1	0	2.03	76
1	0	1	0	0	0	1	2.03	77
0	1	1	0	0	0	1	2.03	78
1	1	1	0	0	0	0	2.1	79
0	0	1	0	1	1	1	2.19	80
0	0	1	1	0	0	0	2.2	81
1	0	1	0	1	1	0	2.26	82
0	1	1	0	1	1	0	2.26	83
1	0	1	0	1	0	1	2.26	84
0	1	1	0	1	0	1	2.26	85
1	0	1	0	0	1	1	2.26	86
0	1	1	0	0	1	1	2.26	87
1	1	1	0	1	0	0	2.33	88
1	1	1	0	0	1	0	2.33	89
1	1	1	0	0	0	1	2.33	90
0	0	1	1	1	0	0	2.43	91
0	0	1	1	0	1	0	2.43	92
0	0	1	1	0	0	1	2.43	93
1	0	1	0	1	1	1	2.49	94
0	1	1	0	1	1	1	2.49	95
1	0	1	1	0	0	0	2.5	96
0	1	1	1	0	0	0	2.5	97
1	1	1	0	1	1	0	2.56	98
1	1	1	0	1	0	1	2.56	99
1	1	1	0	0	1	1	2.56	100
0	0	1	1	1	1	0	2.66	101
0	0	1	1	1	0	1	2.66	102
0	0	1	1	0	1	1	2.66	103
1	0	1	1	1	0	0	2.73	104
0	1	1	1	1	0	0	2.73	105
1	0	1	1	0	1	0	2.73	106
0	1	1	1	0	1	0	2.73	107
1	0	1	1	0	0	1	2.73	108
0	1	1	1	0	0	1	2.73	109
1	1	1	0	1	1	1	2.79	110
1	1	1	1	0	0	0	2.8	111
0	0	1	1	1	1	1	2.89	112
1	0	1	1	1	1	0	2.96	113
0	1	1	1	1	1	0	2.96	114
1	0	1	1	1	0	1	2.96	115
0	1	1	1	1	0	1	2.96	116
1	0	1	1	0	1	1	2.96	117
0	1	1	1	0	1	1	2.96	118
1	1	1	1	1	0	0	3.03	119
1	1	1	1	0	1	0	3.03	120

1	1	1	1	0	0	1	3.03	121
1	0	1	1	1	1	1	3.19	122
0	1	1	1	1	1	1	3.19	123
1	1	1	1	1	1	0	3.26	124
1	1	1	1	1	0	1	3.26	125
1	1	1	1	0	1	1	3.26	126
1	1	1	1	1	1	1	3.49	127

Tabla 5. 3.- Despacho de cargas en complejo 2 (subestación F), 31 combinaciones posibles

Subestación F						
U282-02 1.3 MW	U282-03 1.3 MW	U282-04 1.3 MW	U282-05 1.3 MW	U282-06 1.3 MW	Despacho Carga en MW	Escenario
1	0	0	0	0	1.3	1
0	1	0	0	0	1.3	2
0	0	1	0	0	1.3	3
0	0	0	1	0	1.3	4
0	0	0	0	1	1.3	5
1	1	0	0	0	2.6	6
1	0	1	0	0	2.6	7
1	0	0	1	0	2.6	8
1	0	0	0	1	2.6	9
0	1	1	0	0	2.6	10
0	1	0	1	0	2.6	11
0	1	0	0	1	2.6	12
0	0	1	1	0	2.6	13
0	0	1	0	1	2.6	14
0	0	0	1	1	2.6	15
1	1	1	0	0	3.9	16
1	1	0	1	0	3.9	17
1	1	0	0	1	3.9	18
1	0	1	1	0	3.9	19
1	0	1	0	1	3.9	20
1	0	0	1	1	3.9	21
0	1	1	1	0	3.9	22
0	1	1	0	1	3.9	23
0	1	0	1	1	3.9	24
0	0	1	1	1	3.9	25
1	1	1	1	0	5.2	26
1	1	1	0	1	5.2	27
1	1	0	1	1	5.2	28
1	0	1	1	1	5.2	29
0	1	1	1	1	5.2	30
1	1	1	1	1	6.5	31

En la línea que alimenta la subestación se tienen protecciones que permiten que, si la falla es transitoria, el interruptor de 115 KV de la línea opere produciéndose una isla. Cuando opere la

protección de la línea también disparará los interruptores de 13.8 KV lado baja de los transformadores de potencia de 115/13.8 KV. Las operaciones de re-cierre no se contemplan en este proyecto y se hacen mención únicamente.

5.3.- Escenarios de la operación en modo isla

El generador va a intentar suministrar a la carga que tenga demandando, aunque la unidad se vea rebasada en su capacidad, esto provocara que las protecciones del mismo generador operen disparando y dejándolo fuera en su totalidad, si eso ocurre en ambos caso el resultado es un “Black out” o “Apagón”. El modo isla implica que detecte esa pérdida de suministro de CFE por lo que entrará el AVR para evitar que el generador se desboque al intentar alcanzar la demanda y mediante los disparos de cargas se logrará recuperar la estabilidad del sistema. El disparo de las protecciones es de un aproximado de entre 50-60 milisegundos, la apertura del interruptor es de entre 70 y 80 milisegundos, si es muy viejo el interruptor serían 100 milisegundos.

Los escenarios que se analizan para la segregación de cargas de manera controlada son los siguientes:

- Caso 1.- Isla Local MTG1
- Caso 2.- Isla Local MTG2
- Caso 3.- Isla total (CFE)
- Caso 4.- Isla Total, MTG1 fuera
- Caso 5.- Isla Total, MTG2 fuera

5.3.1.- Escenario 1: Isla Local MTG1, T1/T2 fuera

T1 se encuentra en servicio y se dispara por falla, T2 está fuera de servicio. MTG1 se queda en modo isla local, mientras que MTG2 continúa sincronizado a la red de CFE a través de T3/T4. Los requerimientos para que el algoritmo mande la segregación de cargas son:

- T1 en servicio y disparo por falla
- T2 fuera
- MTG1 en servicio
- Detección de modo isla local para MTG1
- Armado del esquema de segregación $P_{Load1} > P_{G1}$ en el RTAC

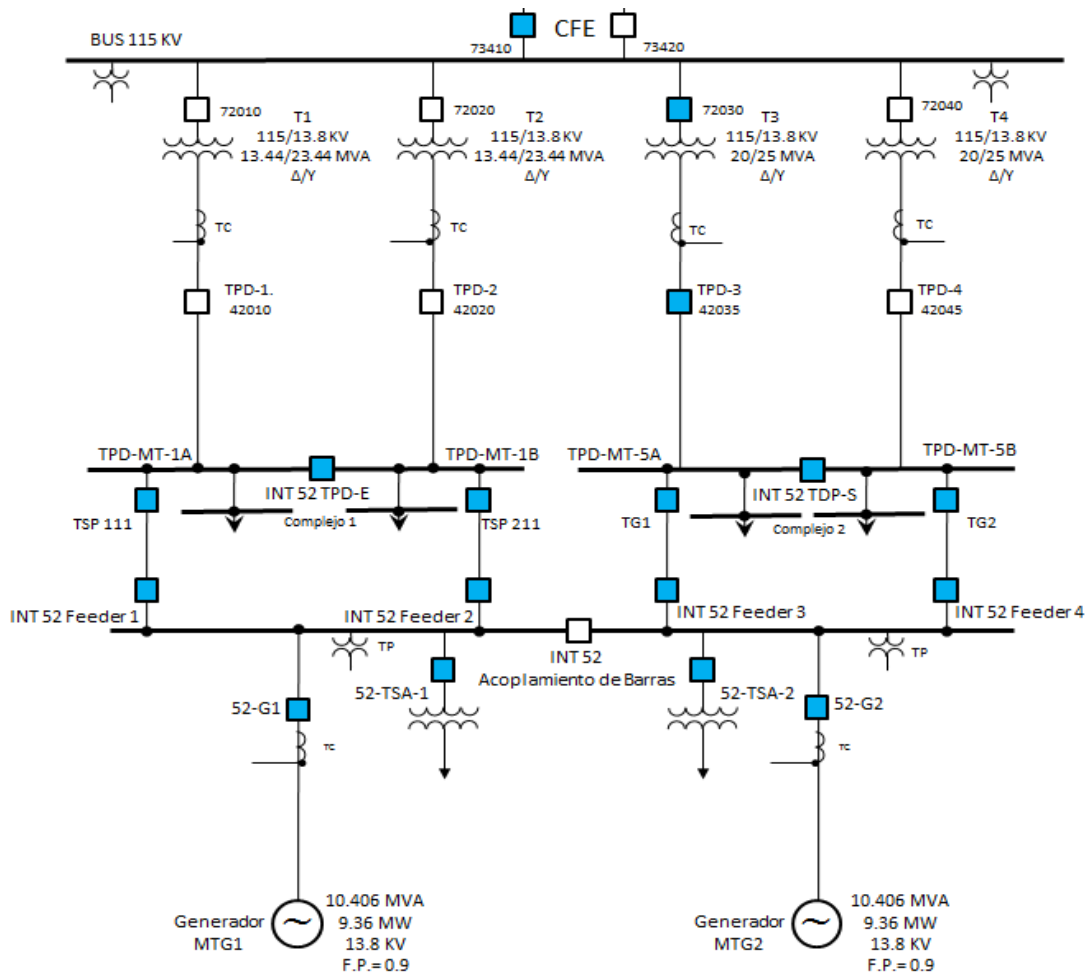


Figura 5. 1.- Escenario 1, Isla Local de MTG1

Los parámetros en el complejo 1 son:

- Carga del complejo 1= 12.85 MW
- Generación en el complejo 1 (+ TV3 y TV4) = 9+1.5+2.35 =12.85 MW
- Suministro de CFE (T1/T2)= 2.35 MW
- Generación sin CFE= 9 MW
- Demanda contra Carga en la contingencia= 12.85-9+1.5 MW= 2.35 MW

Por tanto para la segregación de cargas en el Escenario 1 se tiene, tomando de la tabla 5.2, las siguientes combinaciones para segregar:

Tabla 5. 4.- Combinación para la segregación de cargas en Escenario 1

	Subestación A			Subestación B				Despacho
	M_G8115A	M_G8115B	S_NG0111	TSB-7	T5120	T5121	T5103	Total
	0.3 MW	0.3 MW	1.5 MW	0.7 MW	0.23 MW	0.23 MW	0.23 MW	3.49 MW
1	0	0	1	1	1	0	0	2.43
2	0	0	1	1	0	1	0	2.43
3	0	0	1	1	0	0	1	2.43
4	1	0	1	0	1	1	1	2.49
5	0	1	1	0	1	1	1	2.49
6	1	0	1	1	0	0	0	2.5
7	0	1	1	1	0	0	0	2.5

Las opciones posibles para segregar los 2.35 MW son 7, el algoritmo verificará una por una que se encuentren en servicio para mandar a disparar la combinación, en caso de que alguno de las cargas no se encuentre en servicio, el programa pasa a la siguiente opción. En el software se maneja con código binario, la suma total de las cargas debe de dar 1, si algunas carga se encuentra fuera la combinación se convierte en 0 y pasa a la siguiente opción.

1. Subestación A S_NG0111 + Subestación B TSB-7 + T5120
2. Subestación A S_NG0111 + Subestación B TSB-7 + T5121
3. Subestación A S_NG0111 + Subestación B TSB-7 + T5103
4. Subestación A G8115A + S_NG0111 + Subestación B T5120 + T5121 + T5103
5. Subestación A G8115B + S_NG0111 + Subestación B T5120 + T5121 + T5103
6. Subestación A G8115A + S_NG0111 + Subestación B TSB-7
7. Subestación A G8115B + S_NG0111 + Subestación B TSB-7

5.3.1.1- Escenario 1 armado en el software Test Universe 3.0

Las siguientes mascarar que se simularon en el software de pruebas del OMICRON son valore de Pre-Falla, de Falla y Pos-Falla. El equipo inyecta los valores ahí estipulados tanto de corriente y voltaje, así como la duración de cada una de ellas. En este escenario T1/T2 están fuera,

mientras que T3/T4 están dentro. Cabe mencionar que los resultados de este escenario son los mismos ya sea que T1 o T2 sea el principal, o que T1 o T2 sea el respaldo.

	1			2			3		
Nombre	G1= 9 MW T Y	T1 = 2 MW	T4=4MW G2=4...	G1 = 11 MW Y	T1=0 MW T4= 4MW G2=4M...	G1=9 MW T1=0MW	T4=4MW G2=4MW		
V L1-E	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz
V L2-E	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz
V L3-E	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T1	1.046 A	180.00 °	60.000 Hz	0.000 A	180.00 °	60.000 Hz	0.000 A	180.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T2	0.000 A	180.00 °	60.000 Hz	0.000 A	180.00 °	60.000 Hz	0.000 A	180.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T3	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T4	1.255 A	0.00 °	60.000 Hz	1.255 A	0.00 °	60.000 Hz	1.255 A	0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE G1	9.300 A	0.00 °	60.000 Hz	11.50 A	0.00 °	60.000 Hz	9.300 A	0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE G2	4.180 A	0.00 °	60.000 Hz	4.180 A	0.00 °	60.000 Hz	4.180 A	0.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	1 salida(s) activa(s)			1 salida(s) activa(s)			1 salida(s) activa(s)		
Trigger		10.00 s			100.0 ms			22.00 s	

Figura 5. 2.- Mascara del escenario 1, simulado en el software Test Universe 3.0

Los resultados de la prueba se muestran en la figura 5.3

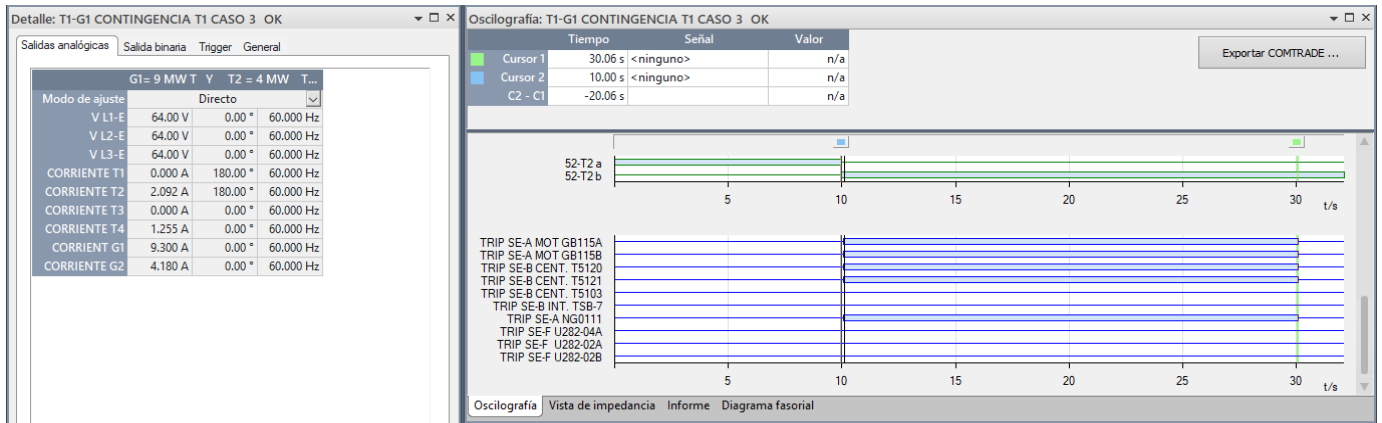


Figura 5. 3.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario 1

5.3.1.2.- Estudio de estabilidad del sistema del escenario 1 mediante el Software EASYPOWER

Las gráficas que se muestran a continuación fueron simuladas en el software EASYPOWER en base a los valores obtenidos de las pruebas hechas con el OMICRON y el Software RTAC. Muestran la estabilidad transitoria que ocurre cuando se entra en operación de modo isla, al igual que en el ejemplo de la simulación con el Test Universe 3.0 se muestra el estado inicial de operación del sistema (Pre-falla), después la inestabilidad transitoria que implica que la generación se vea superada por la demanda (Falla) y por último la estabilidad que se logra mediante la aplicación de los EAR, el DAC o, en su respectivo escenario, el DAG. Las gráficas muestran el comportamiento de los parámetros de las unidades de generación, simulando falla trifásica en el lado de alta del transformador T1, liberada en 200 milisegundos.

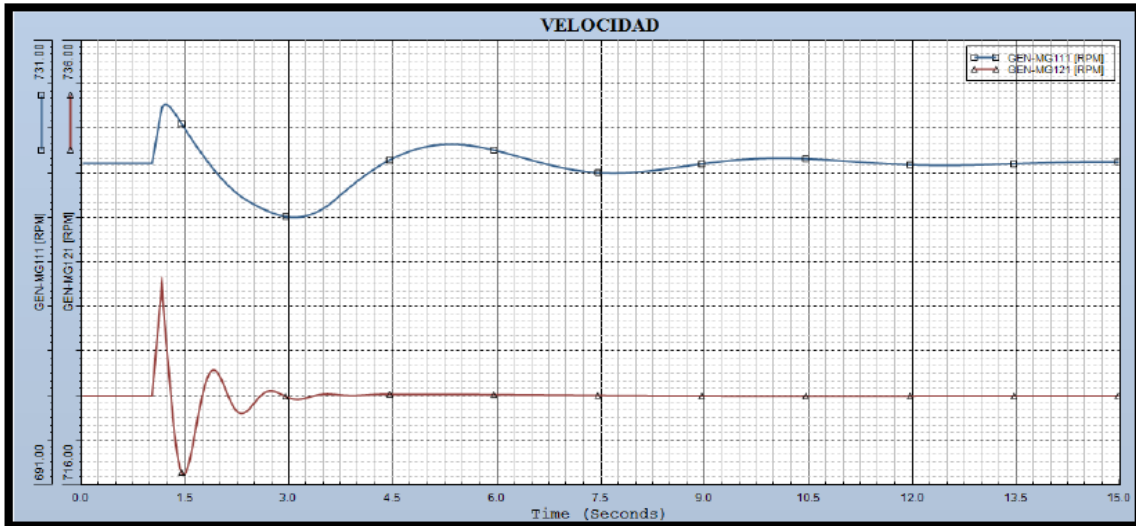


Figura 5. 4.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario 1

Tabla 5. 5.- Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)
0	720	720	1.70749	720.99213	719.73615	4.68248	721.00031	720.06622
0.00583	720	720	1.82999	719.96179	721.01385	5.06748	721.62274	720.07538
0.40833	720	720	1.95249	719.02643	721.0274	5.44664	721.711	720.06982
1.00083	720	720	1.95833	718.98444	721.00116	6.08248	720.99854	720.05872
1.00666	720.21472	720.21204	2.10416	718.01508	719.99377	6.78831	719.81763	720.04047
1.03	721.0614	721.05017	2.10999	717.97961	719.95111	7.13247	719.4007	720.03162
1.05916	722.14038	722.11975	2.29082	717.01599	719.21222	7.65747	719.15015	720.01984
1.08833	723.19373	723.16418	2.29666	716.98938	719.21155	8.07163	719.26666	720.01221
1.1175	724.20258	724.16418	2.57082	716.00067	720.00885	8.75413	719.79681	720.00348
1.14166	724.99951	724.95386	2.96749	715.17218	719.93091	9.1683	720.13403	720.00031
1.1475	725.0766	724.63464	3.05499	715.13684	719.85541	9.83913	720.44928	719.99786
1.19416	725.33936	722.87134	3.08999	715.14093	719.84576	10.27079	720.45746	719.9975
1.26999	725.01831	720.1297	3.49249	715.9939	720.08313	10.80746	720.30505	719.99792
1.27583	724.9765	719.92535	3.49832	716.01733	720.08411	11.22746	720.13092	719.99854
1.38666	724.01123	716.9967	3.69665	716.98999	720.0545	11.76995	719.93481	719.99951
1.39249	723.95569	716.91028	3.70249	717.02203	720.0528	12.17828	719.85352	720.00012
1.45666	723.33606	716.45984	3.88332	717.98669	720.01843	12.87828	719.86761	720.00092
1.48583	723.05304	716.53558	3.88915	718.0163	720.01831	13.23995	719.92877	720.00116
1.49166	722.99658	716.56891	4.09332	718.98584	720.0459	13.71245	720.02509	720.00128
1.59083	722.05072	717.79041	4.34415	719.99255	720.07837	14.22578	720.11035	720.00122
1.59666	721.99622	717.8869	4.34998	720.01343	720.07843	14.99577	720.1474	720.00098

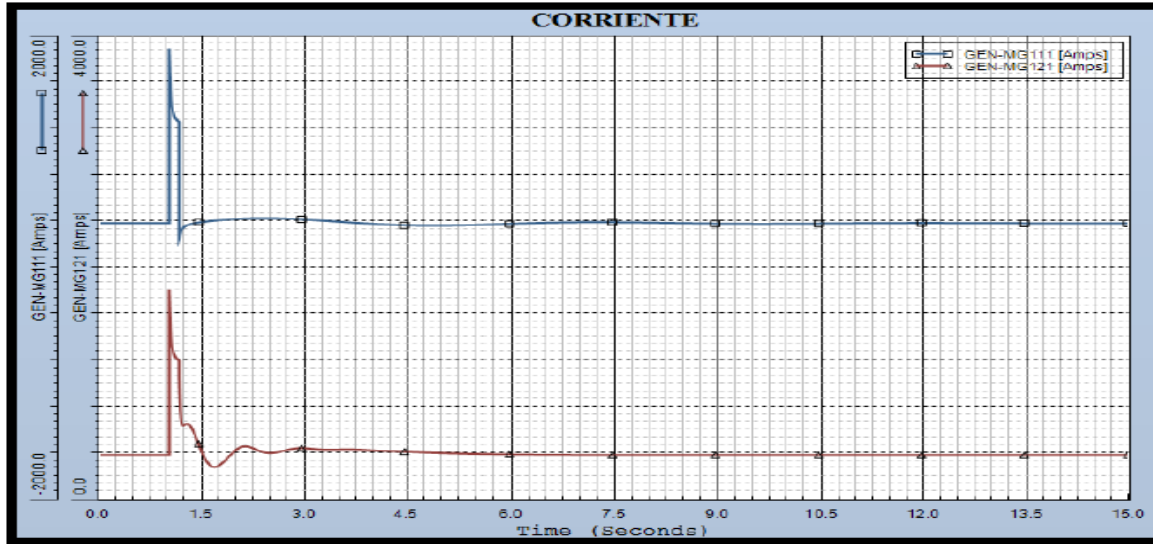


Figura 5.5.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario 1

Tabla 5.6.- Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)
0	390.90741	381.03329	1.22333	361.52805	642.05005	3.62082	397.15353	429.30469
0.00583	390.90753	381.03348	1.26416	373.92947	650.11371	4.05248	382.55078	418.63953
1.00083	390.90759	381.03381	1.31666	383.43536	625.33405	4.93915	370.71381	400.08011
1.00083	1813.89697	1726.20959	1.33999	386.59055	601.92035	5.01498	371.01172	398.72867
1.00666	1695.80164	1611.26379	1.34583	387.31445	595.10394	5.57498	377.80298	390.73666
1.01833	1548.05115	1467.85168	1.40999	394.10492	504.02887	6.09414	387.3782	386.0108
1.03	1458.24023	1381.12402	1.41583	394.64178	494.99728	6.91664	397.74185	382.41278
1.04166	1401.39648	1326.51489	1.51499	402.54709	356.42969	7.4008	398.35077	381.55515
1.0475	1380.78003	1306.77649	1.64916	411.05118	278.27991	7.98413	394.76563	381.10626
1.07083	1327.81873	1256.25757	1.66083	411.71127	277.84933	8.47413	390.33835	380.97415
1.12333	1277.95349	1209.06775	1.67833	412.68066	278.79559	8.98163	386.53833	380.9527
1.14083	1268.97949	1200.68384	1.75416	416.60367	301.08432	9.12163	385.8223	380.95816
1.14166	1041.77637	1053.63037	1.92333	423.767	399.08725	9.80413	384.81989	381.01883
1.14166	289.13815	1064.9469	1.92916	423.97467	402.32553	10.35829	386.46552	381.07828
1.14166	277.1875	1064.9469	2.09249	428.7084	454.04437	10.63829	387.69028	381.10394
1.14166	272.58423	1064.9469	2.44249	431.93671	400.17868	11.50162	390.8717	381.14713
1.1475	287.16803	923.70422	2.48332	431.73032	399.39954	12.61578	390.82101	381.12265
1.15333	298.70618	829.71295	2.55916	431.03772	403.65091	13.04161	389.94012	381.09851
1.15916	308.62994	762.45258	2.92666	422.92133	440.01862	13.51995	388.95834	381.06815
1.17666	331.05585	662.68365	3.29415	409.82013	427.01468	14.27828	388.15585	381.02197
1.2	349.81564	636.61322	3.29999	409.59375	426.95776	14.99577	388.42825	380.98743

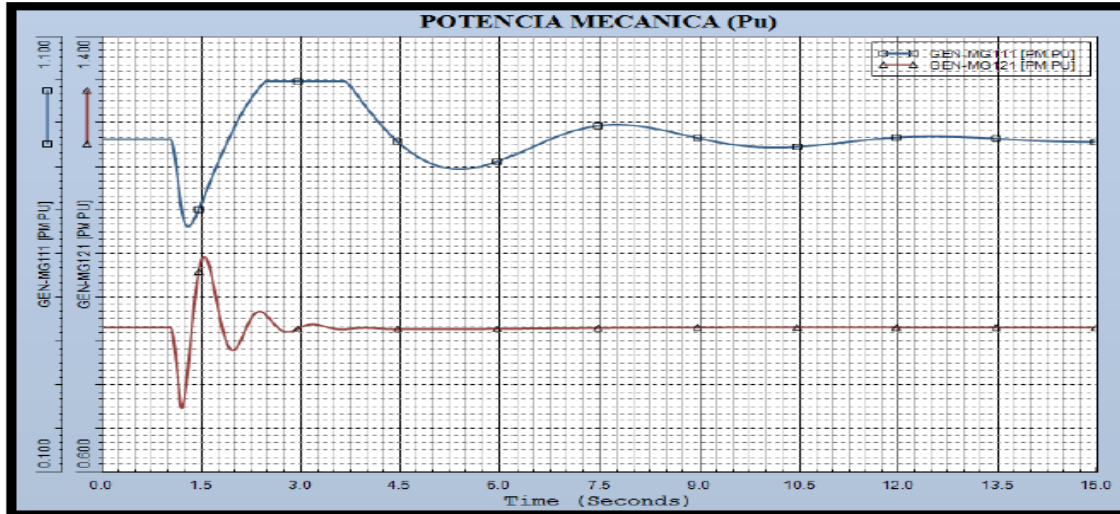


Figura 5. 6.- Gráfica del comportamiento de la Pm en el escenario1

Tabla 5. 7.- Muestreo del comportamiento de la Pm en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)
0	0.86658	0.8665	2.25582	0.96759	0.88866	7.5058	0.89865	0.86554
0.00583	0.86658	0.8665	2.36666	0.98888	0.89554	7.63997	0.9	0.86566
0.07	0.86658	0.8665	2.41916	0.99755	0.89249	7.72747	0.90023	0.86573
1.0125	0.86521	0.86515	2.43666	1	0.89081	7.80914	0.9	0.86579
1.08833	0.80148	0.80203	2.54749	1	0.87625	8.08913	0.89634	0.866
1.09416	0.79449	0.7951	2.76332	1	0.85843	8.70747	0.87805	0.86633
1.14166	0.73455	0.73569	3.06082	1	0.87067	9.28496	0.85949	0.8665
1.1475	0.72717	0.72888	3.32332	1	0.86866	9.83913	0.84924	0.86658
1.17083	0.70239	0.71831	3.63832	0.99995	0.86337	10.42246	0.84915	0.8666
1.22333	0.6719	0.74594	3.71415	0.99126	0.86401	10.71412	0.85238	0.86659
1.26416	0.66597	0.79027	3.97082	0.93946	0.86566	11.00579	0.85683	0.86658
1.28749	0.66707	0.81938	4.26248	0.88724	0.86385	11.88079	0.86978	0.86652
1.42166	0.70245	0.96592	4.47248	0.85654	0.86346	12.48162	0.873	0.86648
1.50916	0.7348	0.99712	4.88081	0.81503	0.86379	12.54578	0.87299	0.86648
1.56166	0.75473	0.9889	5.17248	0.80068	0.8635	12.75578	0.87258	0.86647
1.60833	0.77233	0.96928	5.30665	0.79822	0.86355	13.33911	0.86903	0.86646
1.67249	0.79607	0.93167	5.38831	0.79791	0.86362	13.63078	0.86666	0.86645
1.68416	0.80031	0.92427	5.46414	0.79839	0.8637	13.92244	0.8644	0.86645
1.80666	0.84321	0.85457	6.33914	0.84084	0.86439	14.21411	0.86254	0.86645
1.96416	0.89321	0.82472	6.63081	0.86077	0.86469	14.93161	0.86067	0.86646
2.15082	0.94376	0.86534	7.13247	0.88827	0.86519	14.99577	0.8607	0.86646

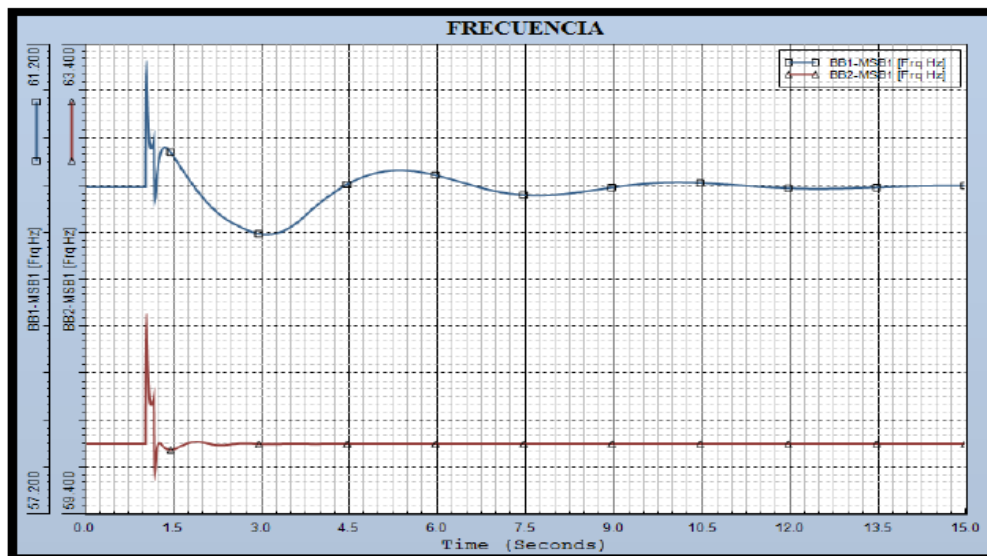


Figura 5. 7.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 1

Tabla 5. 8.- Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)
0	60	60	1.68999	60.10219	60.00053	6.04748	60.0893	60.0003
0.00583	60	60	1.84166	59.99541	60.01707	6.92247	59.97068	60.00017
0.23917	60	60	1.96416	59.91776	60.01381	7.21414	59.94492	60.00014
0.89833	60	60	1.99916	59.89713	60.01068	7.4883	59.93185	60.00011
1.00083	60	60	2.25582	59.76936	59.98976	8.08913	59.93925	60.00005
1.00666	60.63535	60.65815	2.54749	59.67555	60.00082	8.3808	59.95584	60.00003
1.01833	60.98834	61.03189	2.90916	59.60353	60.00005	8.67247	59.97634	60.00002
1.02416	60.939	60.98389	2.91499	59.60292	59.99992	9.2558	60.01561	60
1.04166	60.6534	60.68873	3.06665	59.59471	59.99785	9.54746	60.02931	59.99999
1.1	60.33435	60.33583	3.17749	59.59903	59.9983	10.13079	60.0392	59.99999
1.11166	60.34613	60.34471	3.42249	59.64201	60.00088	10.71412	60.02865	59.99999
1.135	60.38972	60.38452	3.71415	59.75263	60.00032	11.58912	59.99959	60
1.14166	60.40472	60.39876	3.79582	59.78967	60	11.88079	59.9924	60
1.1475	60.08071	59.97488	3.89498	59.83281	59.99987	12.17245	59.98797	60
1.15916	59.89606	59.76653	3.99415	59.87347	60	12.46412	59.98649	60
1.17666	59.98008	59.87482	4.29748	59.98169	60.00059	12.75578	59.98769	60
1.1825	60.01809	59.90993	5.17248	60.14074	60.00044	13.33911	59.99554	60
1.2175	60.1902	60.00082	5.34748	60.1444	60.00039	13.63078	60.00054	60
1.38083	60.32611	59.95401	5.46414	60.14223	60.00036	13.92244	60.00521	60.00001
1.42749	60.2991	59.94966	5.83748	60.11477	60.00033	14.21411	60.00895	60
1.67249	60.11517	59.99726	5.84331	60.11414	60.00033	14.99577	60.0123	60

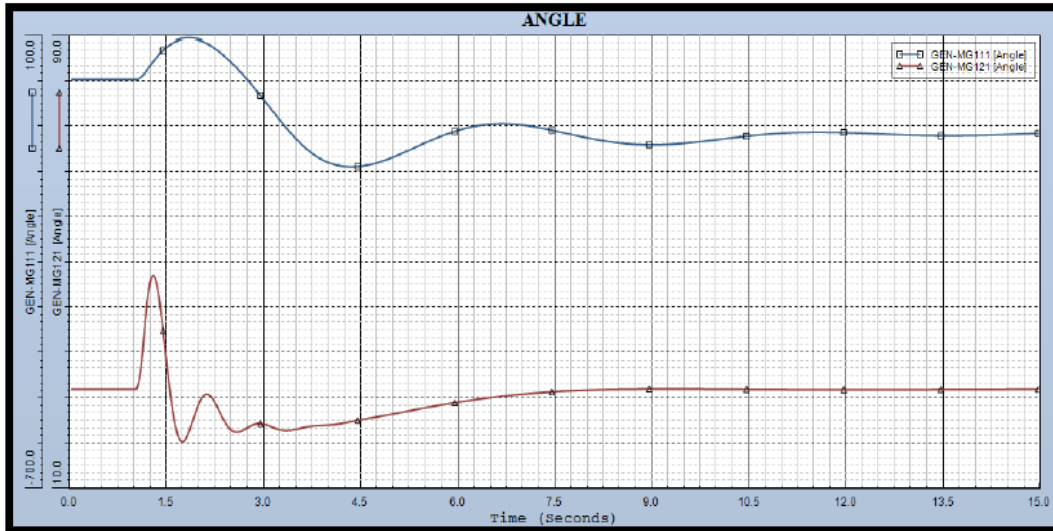


Figura 5. 8.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 1

Tabla 5. 9.- Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)
0	26.70437	27.63078	1.38666	73.4885	42.04692	4.55998	-126.19206	22.35125
0.00583	26.70437	27.63078	1.49749	85.04954	30.71105	5.17248	-102.15179	23.64758
0.01167	26.70437	27.63078	1.55583	89.70377	25.2768	5.60414	-80.08328	24.57117
1.00083	26.70434	27.63075	1.65499	95.4056	19.46166	6.02414	-62.68092	25.37646
1.00666	26.72371	27.64986	1.72499	97.81536	18.32031	6.85831	-52.94044	26.61056
1.03	27.16773	28.08891	1.78333	98.84773	18.93787	7.09164	-55.93185	26.86009
1.05333	28.21334	29.12401	1.82416	99.06254	19.96638	7.8908	-74.55829	27.42405
1.07083	29.39294	30.29232	1.91749	98.05815	23.10945	8.18247	-81.10136	27.53611
1.0825	30.36482	31.2551	2.09833	90.7191	26.74864	8.68997	-88.29198	27.64358
1.09416	31.48252	32.36245	2.25582	79.37722	24.69055	9.07496	-89.3793	27.67101
1.1	32.09527	32.96956	2.42499	63.18307	21.07709	9.73996	-83.93159	27.65523
1.11166	33.4269	34.28898	2.50666	54.21582	20.18488	10.13079	-78.55383	27.62864
1.1175	34.14508	35.0006	2.68749	32.11172	20.47995	10.88912	-69.57578	27.57572
1.12916	35.68435	36.52581	2.80416	16.44916	21.22189	11.11079	-68.0686	27.56371
1.14083	37.35838	38.18457	2.87999	5.82435	21.48777	11.66495	-66.93508	27.54431
1.14166	37.48302	38.30808	2.91499	0.83175	21.52114	12.05579	-67.94955	27.53994
1.1475	38.3646	39.1447	2.95582	-5.04666	21.4899	12.74412	-71.12732	27.54804
1.165	41.07962	41.38395	3.06082	-20.31911	21.1469	13.26911	-72.87781	27.56354
1.22333	50.38018	46.4062	3.34082	-60.16936	20.29918	13.60745	-73.19198	27.57578
1.27583	58.48132	47.76975	3.59165	-90.89792	20.78765	14.17911	-72.20499	27.59761
1.32249	65.19225	46.58492	4.34415	-128.47359	21.86172	14.99577	-68.85181	27.62576

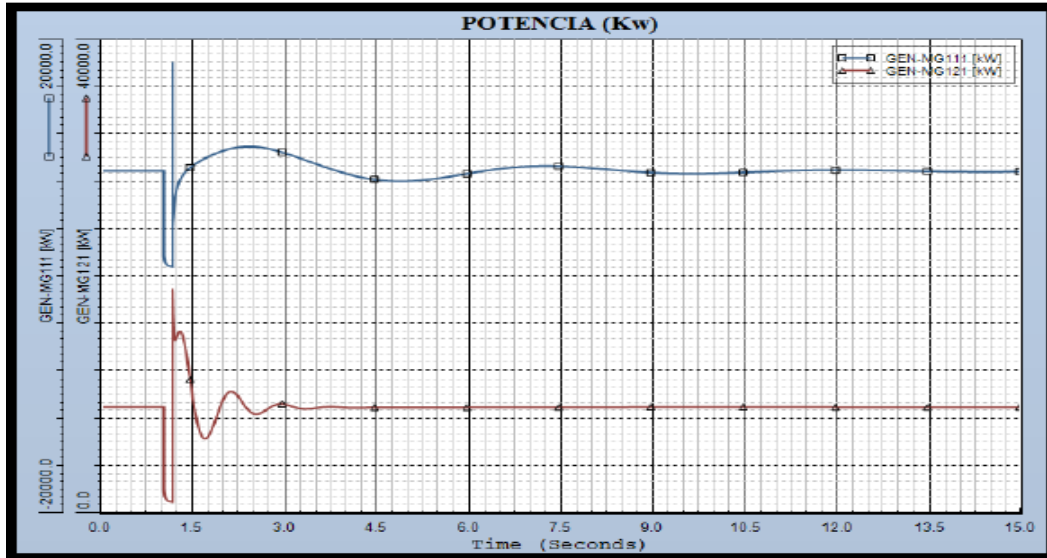


Figura 5. 9.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 1

Tabla 5. 10.- Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)
0	9000.00293	8999.9941	2.47749	11051.30469	8421.7168	8.74247	8930.21094	9000.2627
0.00583	9000.00586	8999.9981	2.57082	11006.80176	8471.6807	9.20913	8808.02734	9000.99512
0.25667	9000.00488	9000.0059	2.65249	10944.21094	8700.4531	9.69913	8773.99805	9001.21094
1.00083	9000.00586	9000.0059	2.94999	10566.72852	9258.4971	9.78079	8777.31738	9001.20508
1.00083	1845.73792	1972.9126	3.02582	10442.61328	9172.6953	10.15996	8819.23242	9001.07422
1.00666	1613.22485	1726.3179	3.35249	9846.23145	8849.5117	10.66162	8914.96094	9000.73633
1.01833	1344.3595	1443.1611	3.51582	9540.26563	8949.0977	10.97662	8978.1543	9000.48535
1.0475	1069.53223	1157.8596	3.66749	9268.7959	9025.04	11.12829	9005.41211	9000.36523
1.07083	989.05969	1076.1038	3.90082	8889.46094	8984.92285	11.76412	9077.01074	8999.91211
1.14166	902.80786	995.09833	4.15165	8552.78516	8938.7666	12.03829	9083.01953	8999.75977
1.14166	18238.90234	18002.215	4.47248	8262.9043	8976.3555	12.20162	9079.92578	8999.68262
1.14166	18238.90234	18002.215	4.86915	8142.19287	8962.85352	12.59245	9056.55957	8999.54492
1.14166	4622.58252	18192.855	4.93331	8146.22461	8962.16406	12.87245	9030.86035	8999.4834
1.1475	4888.62305	16830.484	5.28915	8268.96094	8972.707	13.14661	9003.24512	8999.45215
1.165	5964.33008	15053.849	5.77331	8623.0127	8975.00586	13.52578	8968.03711	8999.44629
1.2175	7642.14746	15029.648	6.04748	8856.84375	8979.41699	13.97494	8939.70996	8999.48535
1.36333	8987.04395	13618.698	6.88164	9368.37695	8988.84766	14.24328	8932.02637	8999.52539
1.49749	9545.9375	8915.8145	7.1033	9412.17578	8991.1035	14.52911	8931.45313	8999.57617
1.67249	10080.17383	6333.4009	7.2608	9417.9707	8992.4551	14.62827	8932.9043	8999.5957
2.25582	11030.40625	9582.3232	7.3658	9411	8993.292	14.95494	8942.47852	8999.66113
2.39582	11064.60156	8657.8584	8.0308	9219.39551	8997.7051	14.99577	8944.08887	8999.66895

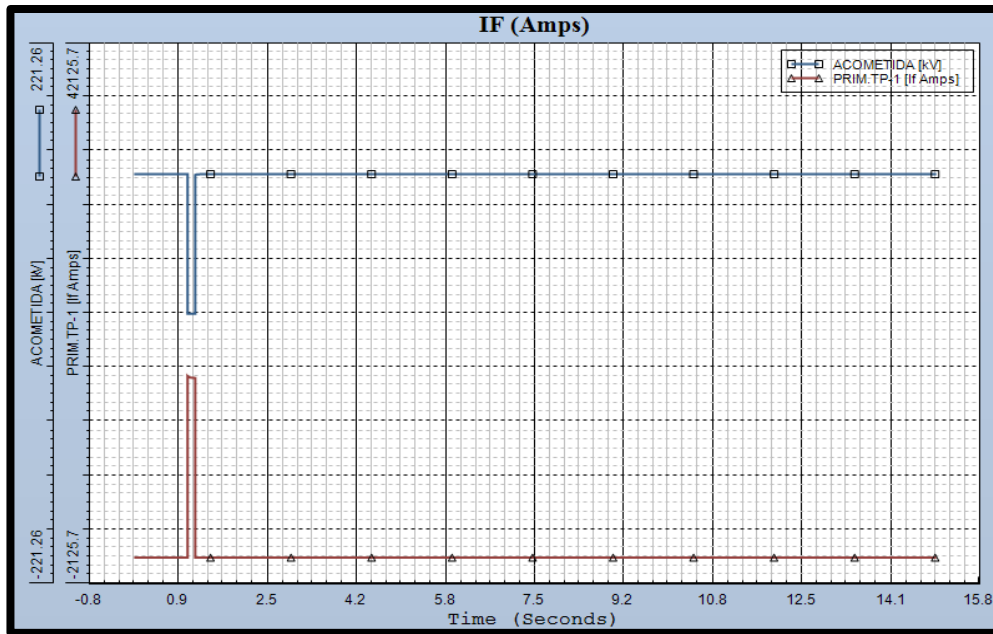


Figura 5. 10.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 1

Tabla 5. 11.- Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-1 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-1 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-1 (IF Amps)
0	114.98315	0	5.25415	115.06779	0	10.93579	114.99741	0
0.00583	114.98315	0	5.45831	115.05843	0	11.08162	114.99754	0
0.01167	114.98315	0	5.88998	115.04074	0	11.26245	114.99768	0
1.00083	0.33822	14903.96191	6.20498	115.0299	0	11.52495	114.99783	0
1.00666	0.33793	14877.74609	6.58997	115.01903	0	11.79329	114.99791	0
1.14083	0.33656	14756.05957	6.86997	115.01271	0	12.02079	114.99792	0
1.14166	0.33655	14755.73047	7.17914	115.00715	0	12.31245	114.99789	0
1.14166	113.84139	0	7.40664	115.00391	0	12.51078	114.99783	0
1.46833	114.99288	0	7.67497	115.00094	0	12.81995	114.9977	0
1.87083	115.05505	0	7.96663	114.99858	0	13.04745	114.99757	0
2.14499	115.10549	0	8.19997	114.99726	0	13.21078	114.99747	0
2.65832	115.13558	0	8.50913	114.99614	0	13.51411	114.99727	0
2.99665	115.15058	0	8.71913	114.99571	0	13.77661	114.99709	0
3.01999	115.15062	0	8.96413	114.99548	0	14.01578	114.99693	0
3.39332	115.14777	0	9.14496	114.99545	0	14.30161	114.99673	0
3.51582	115.14626	0	9.3433	114.99553	0	14.55244	114.99657	0
3.76082	115.13966	0	9.72829	114.99589	0	14.70994	114.99648	0
4.14582	115.12295	0	9.90329	114.99612	0	14.83244	114.9964	0
4.33248	115.11417	0	10.14829	114.99644	0	14.95494	114.99634	0
4.65915	115.09761	0	10.43996	114.99684	0	14.98411	114.99632	0
5.06748	115.07677	0	10.62662	114.99708	0	14.99577	114.99632	0

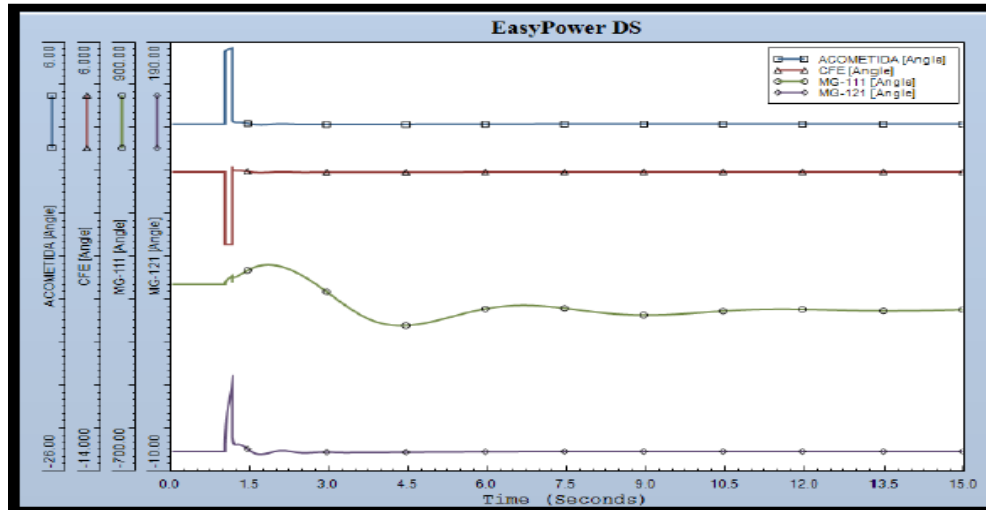


Figura 5. 11.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 1

Tabla 5. 12.- Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 1(Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETIDA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
0	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.32249	0.10429	0.06587	39.25071	2.04268
0.00583	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.35166	0.08838	0.05775	42.80573	1.66236
0.01167	-0.02388	0	-0.12061	-0.80419	1.40999	0.04732	0.03672	49.56018	0.67657
0.5075	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.43333	0.02973	0.02768	52.06128	0.25311
0.99166	-0.02388	0	-0.12061	-0.80419	1.45083	0.01681	0.02103	53.84889	-0.05861
1.00083	5.38251	-3.3981	3.1511	2.45351	1.47999	-0.00351	0.01057	56.65082	-0.54914
1.00666	5.42907	-3.398	6.27498	5.68563	1.55583	-0.04466	-0.01061	62.85082	-1.54057
1.0125	5.46303	-3.39792	8.81931	8.33588	1.67833	-0.06995	-0.0234	69.51447	-2.11804
1.01833	5.49004	-3.39786	11.02506	10.64559	1.68416	-0.07002	-0.02342	69.73033	-2.11722
1.065	5.58867	-3.39763	20.73622	20.8546	1.70166	-0.06971	-0.0232	70.32387	-2.1019
1.1	5.62535	-3.39754	24.96264	25.14111	1.77166	-0.06185	-0.01888	71.90166	-1.87834
1.12916	5.65773	-3.39745	28.78305	28.92533	1.82416	-0.051	-0.01307	72.27371	-1.59215
1.14166	5.67307	-3.39741	30.61971	30.73411	1.89416	-0.03395	-0.00402	71.73737	-1.1536
1.14166	0.54825	0.2752	6.40777	6.28455	1.96999	-0.01749	0.00471	69.89542	-0.73486
1.14166	0.27634	0.14545	26.87774	6.04461	2.08083	-0.00677	0.01048	65.02757	-0.45458
1.14166	0.27634	0.14545	27.22407	6.04461	2.16249	-0.01111	0.00835	59.94237	-0.54502
1.1475	0.22905	0.12302	26.61062	4.81734	2.44832	-0.04888	-0.01085	34.12613	-1.40492
1.15916	0.17323	0.09677	25.87449	3.46663	2.61166	-0.04942	-0.01094	15.21206	-1.39464
1.22333	0.11901	0.07287	28.15657	2.36003	2.72832	-0.04336	-0.00769	0.23478	-1.23803
1.25833	0.12047	0.07396	31.61922	2.41892	2.83916	-0.03906	-0.0054	-14.90742	-1.12811
1.29916	0.11344	0.07051	36.39638	2.25993	2.92666	-0.03857	-0.00511	-27.32502	-1.11251

Time (Seconds)	ACOMETI DA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
3.12499	-0.04398	-0.00788	-56.15048	-1.23707
3.41082	-0.04631	-0.00911	-95.94385	-1.29512
3.86582	-0.04137	-0.00675	-140.87337	-1.20156
4.34998	-0.0377	-0.00519	-155.29799	-1.15383
4.85748	-0.0326	-0.00295	-143.80927	-1.07884
5.06165	-0.03056	-0.00206	-134.66469	-1.04829
5.69748	-0.02474	0.00051	-102.68807	-0.95983
6.06498	-0.02196	0.00174	-88.3653	-0.91725
6.77081	-0.01798	0.00349	-79.25326	-0.85586
7.00997	-0.017	0.00392	-81.52718	-0.84057
7.65164	-0.01519	0.00472	-95.35826	-0.81208
8.15913	-0.01441	0.00507	-107.44993	-0.79981
8.8533	-0.014	0.00525	-116.07603	-0.79315
9.23246	-0.01397	0.00526	-115.68765	-0.79265
9.68746	-0.01404	0.00523	-111.50329	-0.79364
10.19496	-0.01417	0.00518	-104.57512	-0.79567
10.28829	-0.0142	0.00516	-103.28426	-0.79607
11.37912	-0.01443	0.00506	-93.96702	-0.79976
12.30662	-0.01447	0.00504	-95.91947	-0.80042
13.52578	-0.01435	0.0051	-100.06222	-0.79867
14.99577	-0.01416	0.00518	-95.74915	-0.79578

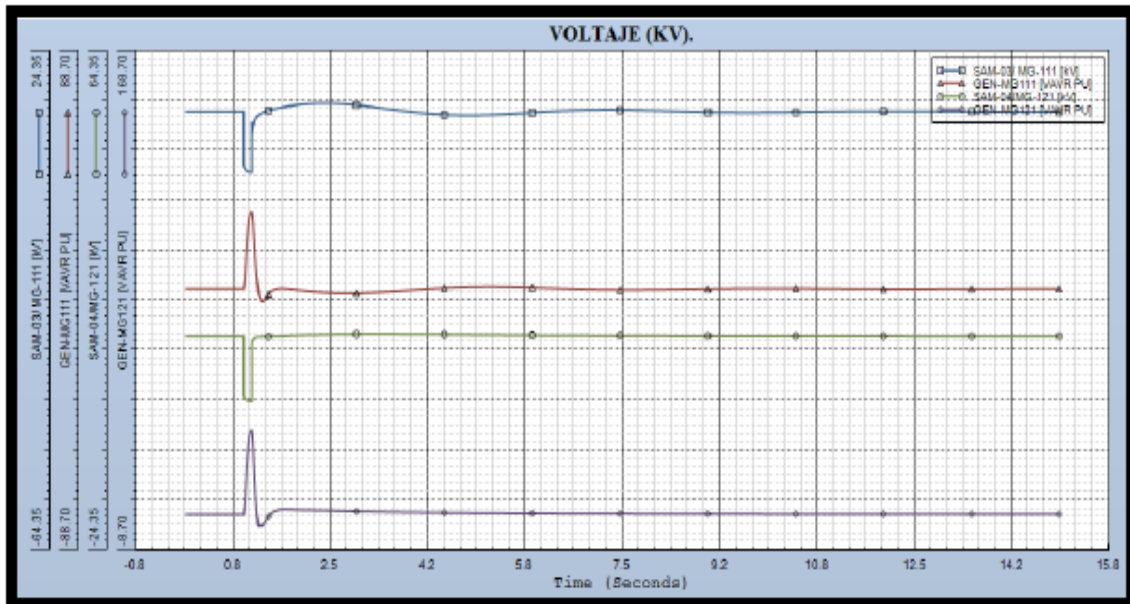


Figura 5. 12.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 1

Tabla 5. 13. - Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 1 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)	Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
	0	13.8	4.4407	13.80923	1.31083	13.56409	0	13.74025	0
1	0.00583	13.8	4.4407	13.80923	1.33999	13.70665	0.23711	13.75338	0.39567
0.9975	13.8	4.4407	13.80923	4.12422	1.37499	13.84996	1.07988	13.76726	1.51439
1.00083	13.8	4.4407	13.80923	4.12422	1.49166	14.21234	3.71217	13.79283	4.66822
1.01833	3.63109	7.78502	2.6524	7.82492	1.78333	14.82015	4.36995	13.91231	5.83132
1.03	3.42043	11.88025	2.48042	12.32684	1.92333	15.02482	4.01333	13.98127	5.70857
1.04166	3.28709	16.24692	2.3731	17.10043	2.19749	15.26884	3.37935	14.05427	5.57807
1.0475	3.23873	18.34553	2.33443	19.38519	2.38999	15.31776	3.06439	14.08941	5.49347
1.07666	3.09424	26.66076	2.21945	28.36651	2.49499	15.30438	2.94327	14.10997	5.43229
1.12916	2.98997	31.91595	2.13595	33.88573	2.80416	15.1176	2.80574	14.15646	5.25531
1.135	2.98297	31.95712	2.13023	33.91281	3.12499	14.75711	2.9556	14.17236	5.11928
1.14083	2.97649	31.93058	2.1249	33.86766	3.21832	14.63381	3.04228	14.17425	5.08029
1.14166	2.97561	31.92183	2.12417	33.85593	3.34082	14.46607	3.17848	14.17529	5.0294
1.14166	12.08355	31.92183	12.35292	33.85593	3.70249	13.97431	3.67704	14.16546	4.8983
1.14166	9.60119	31.92183	12.40203	33.85593	3.99415	13.62506	4.12647	14.14738	4.81052
1.165	11.24614	27.33915	13.20905	27.40747	4.50748	13.22019	4.82895	14.10568	4.68123
1.1825	11.93721	21.34687	13.46382	19.53162	4.71165	13.15387	5.02114	14.08715	4.63899
1.2	12.40278	15.33862	13.58972	12.17278	4.95665	13.14576	5.16612	14.06489	4.59332
1.22916	12.89789	7.39678	13.67769	3.42081	5.32415	13.25794	5.20628	14.03238	4.53458
1.25249	13.1557	3.36343	13.70611	0	5.90164	13.60815	4.93014	13.98638	4.46085
1.31083	13.56409	0	13.74025	0	6.44997	13.93902	4.50655	13.95024	4.40635

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
6.98664	14.11444	4.16855	13.92207	4.36334
7.3133	14.13026	4.05754	13.90806	4.34092
7.89664	14.02253	4.05568	13.88801	4.30627
8.16497	13.93963	4.12222	13.88058	4.29223
8.60247	13.80062	4.2775	13.8704	4.27145
8.94663	13.71224	4.4058	13.86376	4.25672
9.29663	13.65653	4.51333	13.85801	4.24303
9.66996	13.63992	4.58374	13.85275	4.22973
9.99663	13.65782	4.60253	13.84874	4.21911
10.27663	13.69074	4.58947	13.84567	4.21071
10.62079	13.74301	4.5456	13.84226	4.20123
11.06412	13.81052	4.46601	13.83837	4.19028
11.69412	13.8709	4.36333	13.83359	4.17697

12.08495	13.87821	4.32865	13.83099	4.1699
12.50495	13.86351	4.32214	13.82847	4.16321
12.76162	13.84683	4.33186	13.82705	4.15954
13.25161	13.80947	4.36882	13.82458	4.15334
13.51411	13.79114	4.39266	13.82338	4.15041
14.09744	13.76522	4.43812	13.821	4.14475
14.52328	13.7622	4.45545	13.81949	4.14127
14.99577	13.77197	4.45617	13.81802	4.13795

5.3.2.- Escenario 2: Isla Local MTG2, T3/T4 fuera

T3 se encuentra en servicio y se dispara por falla, T4 está fuera de servicio. MTG2 se queda en modo isla local, mientras que MTG1 continúa sincronizado a la red de CFE a través de T1/T2. Los requerimientos para que el algoritmo mande la segregación de cargas son:

- T3 en servicio y disparo por falla
- T4 fuera
- MTG2 en servicio
- Detección de modo isla local para MTG2
- Armado del esquema de segregación PLoad2>PG2 en el RTAC

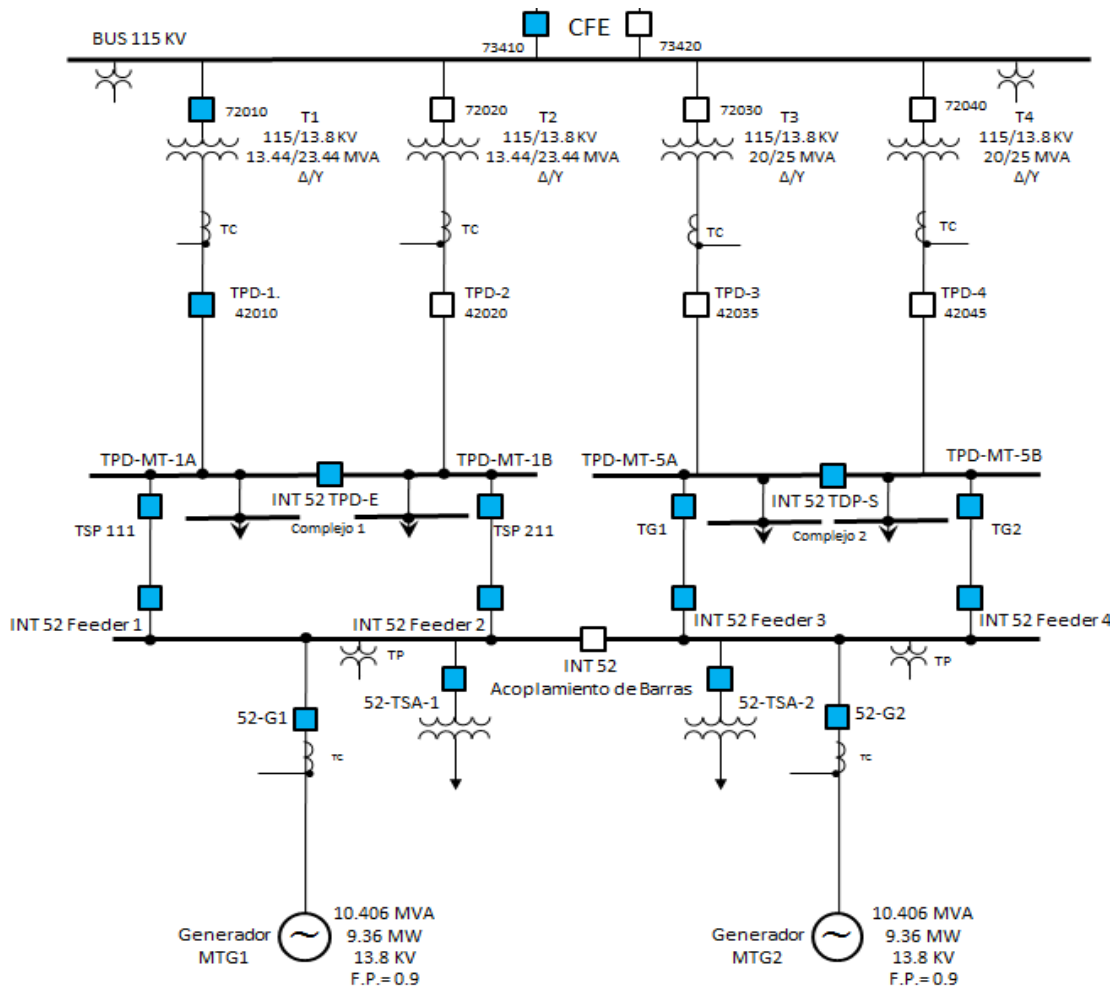


Figura 5. 13.- Escenario 2, Isla Local de MTG2

Los parámetros del complejo 2 son:

- Carga del complejo 2= 10.25 MW
- Generación en el complejo 2= 9+1.25=10.25 MW
- Suministro de CFE (T3/T4)= 1.25 MW
- Generación sin CFE= 9 MW
- Demanda contra Carga en la contingencia= 10.25-9 MW= 1.25 MW

Por tanto para la segregación de cargas en el Escenario 2 se tiene, tomando de la tabla 5.2, las siguientes combinaciones para segregar:

Tabla 5. 14.- *Combinación para la segregación de cargas en Escenario 2*

	Subestación A			Subestación B				Despacho
	M_G8115A	M_G8115B	S_NG0111	TSB-7	T5120	T5121	T5103	Total
	0.3 MW	0.3 MW	1.5 MW	0.7 MW	0.23 MW	0.23 MW	0.23 MW	3.49 MW
1	1	1	0	0	1	1	1	1.29
2	1	1	0	1	0	0	0	1.3

Las opciones para segregar los 1.25 MW son 2, el algoritmo verificará una por una que se encuentren en servicio para mandar a disparar la combinación, en caso de que alguno de las cargas no se encuentre en servicio, el programa pasa a la siguiente opción. En el software se maneja con código binario, la suma total de las cargas debe de dar 1, si algunas carga se encuentra fuera la combinación se convierte en 0 y pasa a la siguiente opción.

1. Subestación A G8115A+G8115B+Subestación B T5120 + T5121 + T5103
2. Subestación A G8115A+G8115B+Subestación B TSB-7

5.3.2.1- Escenario 2 armado en el software Test Universe 3.0

Las siguientes mascararas que se simularon en el software de pruebas del OMICRON son valore de Pre-Falla, de Falla y Pos-Falla. El equipo inyecta los valores ahí estipulados tanto de corriente y voltaje, así como la duración de cada una de ellas. En este escenario T3/T4 están fuera, mientras que T1/T2 están dentro. Cabe mencionar que los resultados de este escenario son los mismos ya sea que T3 o T4 sea el principal, o que T3 o T4 sea el respaldo.

	1				2				3					
Nombre	T3= 8 MW	Y	G2= 9 MW	G1=9MW	T1=2MW	T3= 0MW	Y	G2=12MW	G1=9MW	T1=2MW	T3=0 MW	G2=9 MW	G1=9 MW	T1=2MW
V L1-E	64.00 V		0.00 °		60.000 Hz	64.00 V		0.00 °		60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz
V L2-E	64.00 V		0.00 °		60.000 Hz	64.00 V		0.00 °		60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz
V L3-E	64.00 V		0.00 °		60.000 Hz	64.00 V		0.00 °		60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T1	1.046 A		180.00 °		60.000 Hz	1.046 A		180.00 °		60.000 Hz	1.046 A		180.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T2	0.000 A		180.00 °		60.000 Hz	0.000 A		180.00 °		60.000 Hz	0.000 A		180.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T3	2.510 A		0.00 °		60.000 Hz	0.000 A		0.00 °		60.000 Hz	0.000 A		0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T4	0.000 A		0.00 °		60.000 Hz	0.000 A		0.00 °		60.000 Hz	0.000 A		0.00 °	60.000 Hz
CORRIENT G1	9.414 A		0.00 °		60.000 Hz	9.414 A		0.00 °		60.000 Hz	9.414 A		0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE G2	9.414 A		0.00 °		60.000 Hz	12.50 A		0.00 °		60.000 Hz	9.414 A		0.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	1 salida(s) activa(s)				1 salida(s) activa(s)				1 salida(s) activa(s)					
Trigger	10.00 s				100.0 ms				22.00 s					

Figura 5. 14.- Mascara del escenario 2, simulado en el software Test Universe 3.

Los resultados de la prueba se muestran en la figura 5.16

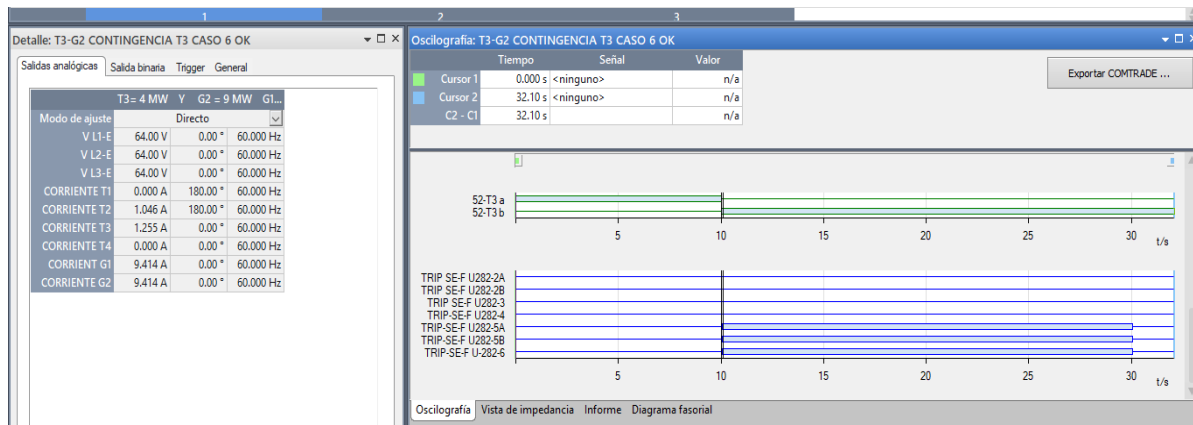


Figura 5. 15.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario2

5.3.2.2.- Estudio de estabilidad del sistema del escenario 2 mediante el Software EASYPOWER

Las gráficas que se muestran a continuación fueron simuladas en el software EASYPOWER en base a los valores obtenidos de las pruebas hechas con el OMICRON y el Software RTAC. Muestran la estabilidad transitoria que ocurre cuando se entra en operación de modo isla, al igual que en el ejemplo de la simulación con el Test Universe 3.0 se muestra el estado inicial de operación del sistema (Pre-falla), después la inestabilidad transitoria que implica que la generación se vea superada por la demanda (Falla) y por último la estabilidad que se logra mediante la aplicación de los EAR, el DAC o, en su respectivo escenario, el DAG. Las gráficas muestran el comportamiento de los parámetros de las unidades de generación con una falla trifásica en el lado de 115 KV del transformador T3 liberada en 200 milisegundos.

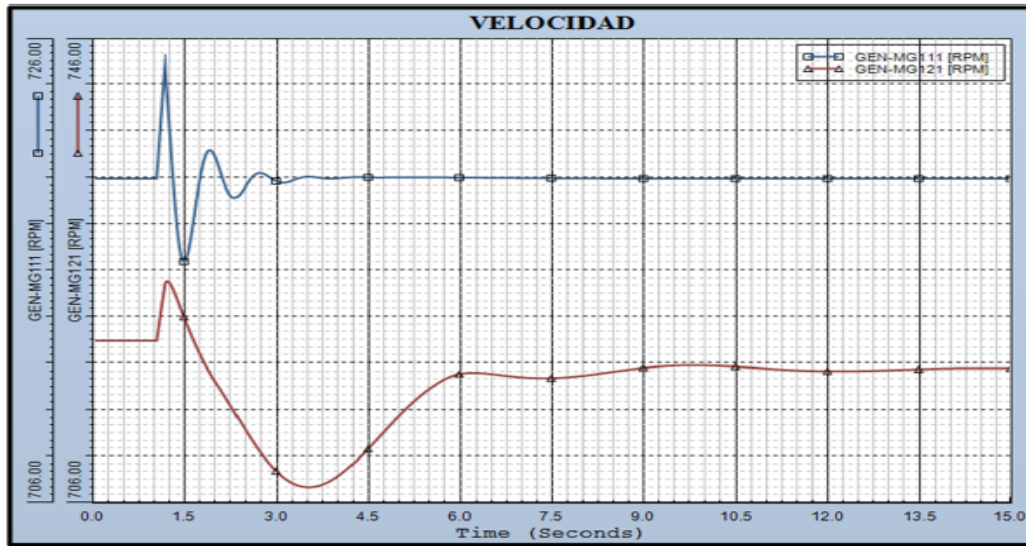


Figura 5. 16.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario2

Tabla 5. 15.- Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)
0	720	720	3.06082	719.83197	708.258	7.8908	720.01538	716.92792
0.00583	720	720	3.19499	719.89697	707.77893	8.14163	720.01221	717.08276
0.01167	720	720	3.49832	720.08801	707.34503	8.95246	720.00513	717.64026
1.00666	720.21436	720.2124	3.56832	720.07666	707.36884	9.20913	720.00378	717.76648
1.03	721.05841	721.05316	3.71999	720.026	707.56702	9.54746	720.00244	717.86469
1.065	722.34558	722.34003	3.88332	720.00665	707.98383	9.83329	720.00177	717.88489
1.14166	724.97693	724.97656	4.08748	720.04535	708.75195	10.11329	720.00128	717.85516
1.17666	723.48962	725.18164	4.31498	720.06927	709.84778	10.56829	720.00098	717.73364
1.20583	722.42578	725.091	4.49582	720.05884	710.83185	10.92412	720.00092	717.61127
1.31666	718.49408	723.90485	4.63581	720.05316	711.62659	11.20412	720.00098	717.51984
1.45083	716.41339	722.07147	4.85748	720.05945	712.88483	11.53079	720.00104	717.435
1.57916	717.68671	720.40533	5.02665	720.06451	713.80328	11.92162	720.00116	717.37842
1.71916	720.07019	718.7876	5.20748	720.06281	714.70941	12.24828	720.00128	717.3714
1.85916	721.22583	717.38611	5.42331	720.05768	715.65332	12.55162	720.00134	717.39313
2.07499	720.12225	715.58594	5.69164	720.05511	716.58112	12.86662	720.00134	717.43585
2.18582	719.39215	714.64905	5.83164	720.05371	716.93329	13.05328	720.00134	717.46661
2.37832	719.37811	712.97021	6.17581	720.04669	717.23016	13.50245	720.00128	717.54193
2.46582	719.72113	712.21869	6.69497	720.03644	717.00043	13.93994	720.00122	717.59814
2.60582	720.17444	711.07306	6.86414	720.03296	716.90424	14.10911	720.00116	717.61206
2.76332	720.20551	709.91461	7.28414	720.0249	716.77264	14.65161	720.00098	717.62433
2.82749	720.1084	709.49329	7.63997	720.01904	716.81799	14.99577	720.1474	720.00098

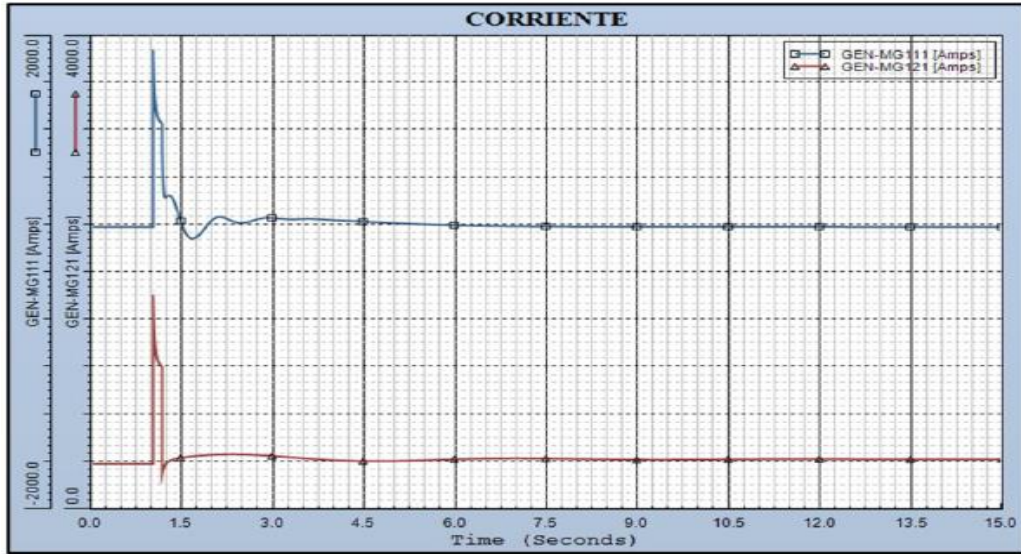


Figura 5. 17.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario2

Tabla 5. 16.- Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)
	0	390.90741	1.29333	648.58173	413.61646	2.50082	426.77072	461.68506
1	0.00583	390.90753	1.32249	625.59485	418.77548	2.56499	433.43008	460.57932
2	0.01167	390.90759	1.33999	606.36084	421.36444	3.04332	464.00403	446.21729
0.315	390.90741	381.03366	1.36916	567.50519	425.08984	3.13082	459.59842	442.87201
0.7	390.90756	381.03375	1.39833	523.30774	428.27515	3.50999	458.68811	428.06769
1.00083	1808.93176	1731.05164	1.40999	504.95151	429.43359	3.91832	450.26651	414.57239
1.00666	1691.2218	1615.72632	1.42749	477.38016	431.07016	4.40832	438.2243	405.52383
1.0125	1608.16675	1534.48035	1.45083	441.5816	433.09262	5.45831	413.36053	412.34332
1.01833	1543.974	1471.81824	1.47999	400.24478	435.4126	5.83748	407.20764	418.70483
1.02416	1493.91418	1423.06982	1.49166	385.19305	436.28659	6.27497	402.00696	424.62503
1.04166	1397.86243	1329.94385	1.52083	352.07248	438.35889	6.82914	397.56277	428.15164
1.05916	1346.41589	1280.3335	1.54999	326.04361	440.29401	7.1733	395.72659	428.04333
1.10583	1286.54639	1222.78479	1.59083	301.95874	442.814	8.3283	392.64362	420.90512
1.14166	1039.16699	1056.23157	1.61416	294.4158	444.16901	9.69913	391.73962	417.62955
1.14166	1050.00256	322.00009	1.64916	290.7529	446.09927	10.32329	391.62195	419.53296
1.14166	1050.00256	293.62198	1.68416	295.06	447.9169	11.15746	391.50476	422.05716
1.1475	908.23718	309.34338	1.75416	321.82907	451.24005	12.21328	391.32578	422.21548
1.15333	815.41901	321.85837	1.89999	412.23724	456.89758	13.41495	391.09537	420.32242
1.15916	750.29718	332.68927	2.03416	470.6709	460.60181	14.41244	390.9317	420.03772
1.19416	640.1228	374.29962	2.10999	476.85641	462.00705	14.99577	388.42825	380.98743
1.22333	649.07355	392.27313	2.29666	441.73596	463.34515	14.99577	388.42825	380.98743

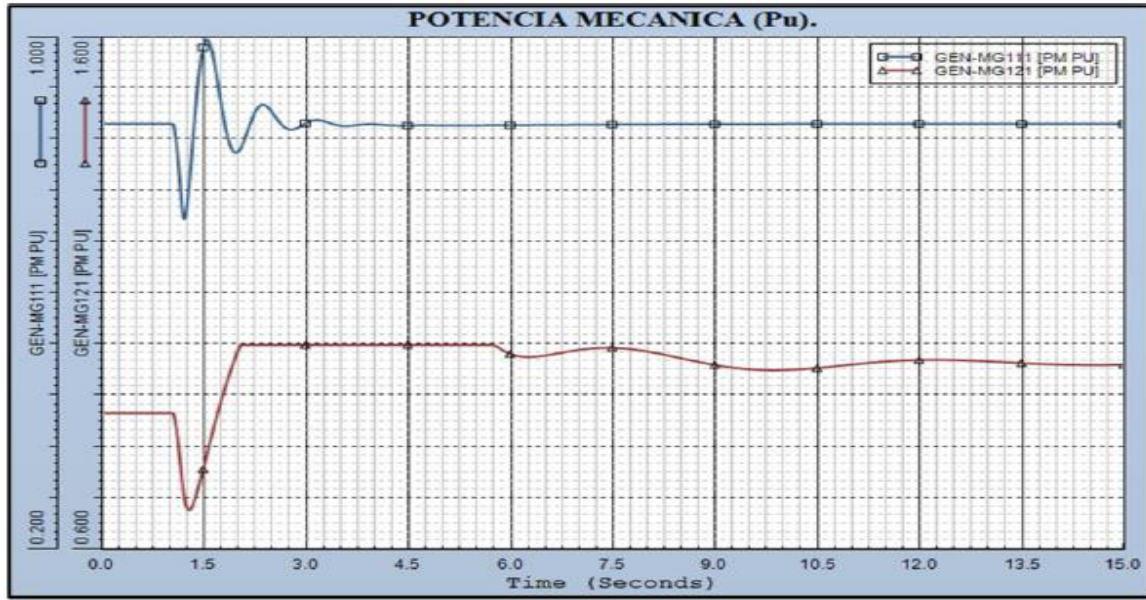


Figura 5. 18.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario2

Tabla 5. 17.- Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)
0	0.86658	0.8665	2.51249	0.87813	1	9.10996	0.8664	0.95791
0.00583	0.86658	0.8665	2.71082	0.858	1	9.3608	0.86645	0.95368
0.01167	0.86658	0.8665	2.88582	0.86307	1	9.86246	0.86651	0.95045
1.00666	0.86632	0.86624	3.09582	0.87263	1	10.12496	0.86653	0.95137
1.03	0.85746	0.85744	3.48082	0.86369	1	10.45746	0.86654	0.95444
1.1175	0.76587	0.76594	4.27998	0.86398	1	10.87746	0.86655	0.95994
1.14166	0.73403	0.73407	4.66498	0.86444	1	11.11079	0.86655	0.96309
1.17083	0.71783	0.70377	4.95081	0.86416	1	11.59495	0.86654	0.96838
1.1825	0.71953	0.69486	5.46998	0.86429	1	11.93329	0.86654	0.97038
1.2	0.72779	0.68509	5.70914	0.86439	1	12.11995	0.86653	0.97081
1.22916	0.75211	0.67703	5.71498	0.86439	0.99999	12.36495	0.86653	0.97069
1.24083	0.76443	0.67617	5.80248	0.86442	0.9949	12.81412	0.86653	0.96887
1.32833	0.87469	0.69652	6.01248	0.86454	0.98084	13.18161	0.86653	0.96651
1.41583	0.96553	0.73836	6.31581	0.8648	0.97693	13.40911	0.86653	0.96498
1.50916	0.99865	0.78784	6.91081	0.86527	0.98921	13.55495	0.86653	0.96404
1.59083	0.97603	0.8301	7.20247	0.8655	0.99368	13.78244	0.86653	0.96276
1.72499	0.8929	0.89401	7.52914	0.86572	0.99424	13.95744	0.86653	0.96196
1.91749	0.82196	0.97213	7.98413	0.86599	0.98746	14.09161	0.86654	0.96147
1.99916	0.8281	1	8.33997	0.86616	0.97817	14.48244	0.86654	0.96075
2.13332	0.864	1	8.64913	0.86628	0.9693	14.72744	0.86654	0.9608
2.41332	0.89179	1	8.89413	0.86635	0.96277	14.99577	0.8607	0.86646

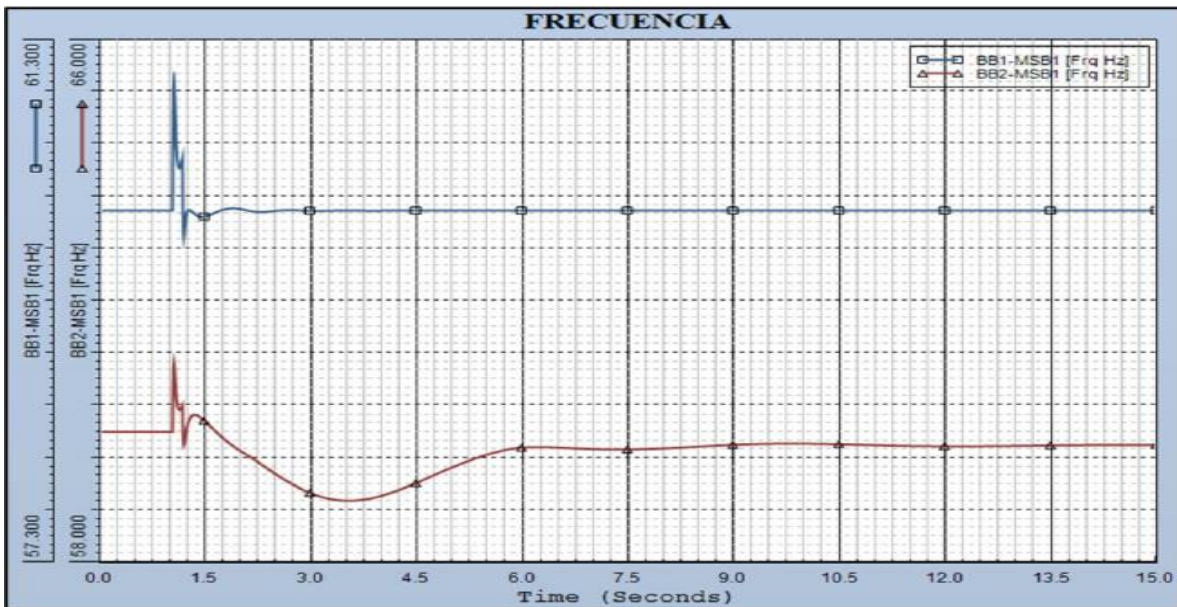


Figura 5. 19.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario2

Tabla 5. 18.- Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)
0	60	60	2.24999	59.98971	59.5147	6.70664	60.00017	59.75008
0.00583	60	60	2.39582	59.99418	59.40847	6.96914	60.00014	59.73833
0.01167	60	60	2.59416	60.00325	59.26998	7.14414	60.00012	59.73323
1.00666	60.62936	60.66415	2.66999	60.00407	59.22097	7.5933	60.00009	59.73347
1.0125	60.92144	60.9775	2.80416	60.002	59.14189	7.93747	60.00006	59.74567
1.01833	60.97772	61.04262	3.03749	59.99775	59.03316	8.18247	60.00005	59.75863
1.02416	60.92832	60.99472	3.03749	59.99775	59.03316	8.4858	60.00004	59.77679
1.03	60.83798	60.9016	3.21832	59.99914	58.97791	8.9408	60.00002	59.80225
1.04166	60.64495	60.69736	3.46332	60.00112	58.94565	9.49496	60.00001	59.82101
1.14166	60.39852	60.40473	3.50415	60.00106	58.94495	9.81579	60.00001	59.82375
1.15916	59.7948	59.79265	3.72582	60	58.96286	10.43412	60	59.81493
1.1825	59.92211	59.9257	3.83665	59.99977	58.98442	10.78412	60	59.80531
1.235	60.0067	60.17561	3.84248	59.99976	58.98576	11.13996	60	59.79526
1.25833	60.00101	60.22684	3.86582	59.99977	58.99135	11.52495	60	59.78656
1.30499	59.98006	60.26654	3.87165	59.99978	58.99279	11.88662	60	59.78187
1.42166	59.9518	60.20274	3.98248	60.00001	59.02382	12.47578	60	59.78205
1.61999	59.98803	60.00111	4.32082	60.00051	59.15209	12.71495	60.00001	59.78433
1.80083	60.01554	59.83669	4.74081	60.00026	59.34761	13.17578	60.00001	59.79048
1.89416	60.01709	59.7631	5.07331	60.00037	59.49981	13.81161	60	59.79859
2.01666	60.00749	59.67801	5.76164	60.00027	59.72939	14.30161	60	59.8018
2.16832	59.99254	59.57364	6.04748	60.00024	59.766	14.99577	60.0123	60

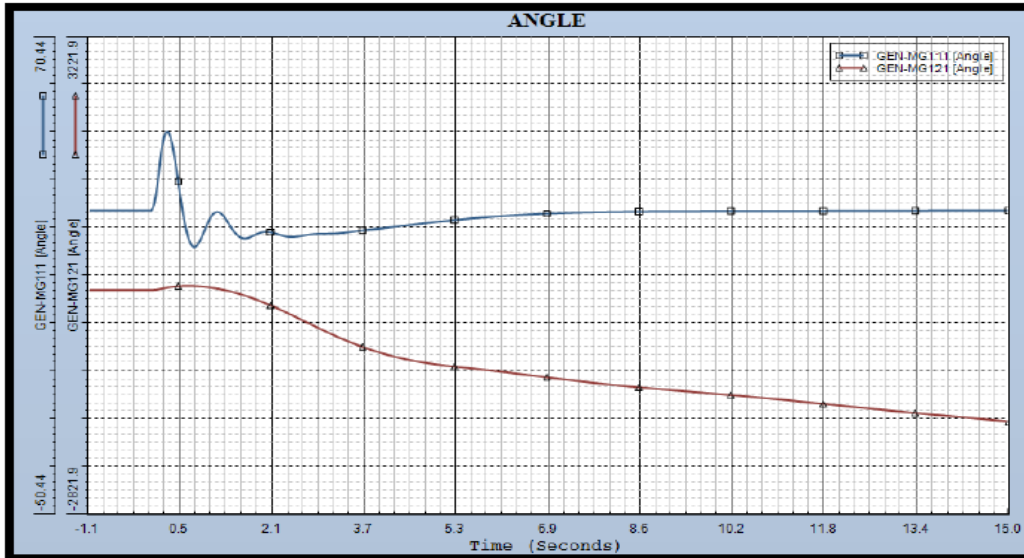


Figura 5. 20.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario2

Tabla 5. 19.- Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)
0	26.70437	27.63078	1.91166	22.7616	65.77794	3.77249	20.81238	-467.40982
0.00583	26.70437	27.63078	2.12749	26.22629	40.0775	3.90082	20.84122	-514.18762
0.01167	26.70437	27.63078	2.21499	24.85115	26.35876	3.99998	20.88817	-549.25854
0.53083	26.70433	27.63075	2.29082	23.06421	12.85859	4.15165	21.08084	-600.64294
1.0125	26.77917	27.70492	2.34332	21.84305	2.62836	4.25665	21.28304	-634.37823
1.01833	26.87115	27.79624	2.36082	21.47432	-0.94231	4.49582	21.75557	-704.84546
1.0475	27.89189	28.81238	2.36666	21.35728	-2.15033	4.67081	22.04354	-750.37427
1.1	32.07631	32.98878	2.44249	20.1657	-18.65915	4.99748	22.61623	-821.43451
1.14166	37.44096	38.35061	2.51832	19.66285	-36.6397	5.37665	23.32877	-882.93469
1.19416	43.48749	46.43488	2.62332	19.92869	-63.8768	5.64498	23.78465	-915.33264
1.26999	46.7839	57.5103	2.67582	20.29562	-78.46755	6.35081	24.84698	-977.94507
1.29916	46.37831	61.28601	2.73999	20.77137	-97.13127	7.30164	25.80933	-1065.06445
1.34583	44.05324	66.6422	2.82166	21.21177	-122.12445	8.05997	26.23141	-1136.61499
1.40416	39.01627	72.08821	2.93832	21.27584	-160.00046	9.1508	26.49137	-1221.54211
1.45666	33.4909	75.7896	3.09582	20.60378	-214.51978	10.20663	26.56337	-1289.65112
1.52083	26.88533	78.80144	3.16582	20.29016	-239.74457	11.12246	26.59025	-1352.90308
1.56749	22.89321	79.98365	3.25915	20.049	-274.09183	12.07912	26.62135	-1426.56055
1.61416	19.93866	80.3521	3.34082	20.03995	-304.64285	13.19328	26.66566	-1513.05469
1.65499	18.3041	80.03317	3.43999	20.22063	-342.12354	14.99577	26.72784	-1643.39282
1.72499	17.49183	78.16187	3.56249	20.53407	-388.60873	14.97827	-68.92931	27.62523
1.84166	20.18999	71.59921	3.64999	20.70377	-421.67627	14.99577	-68.85181	27.62576

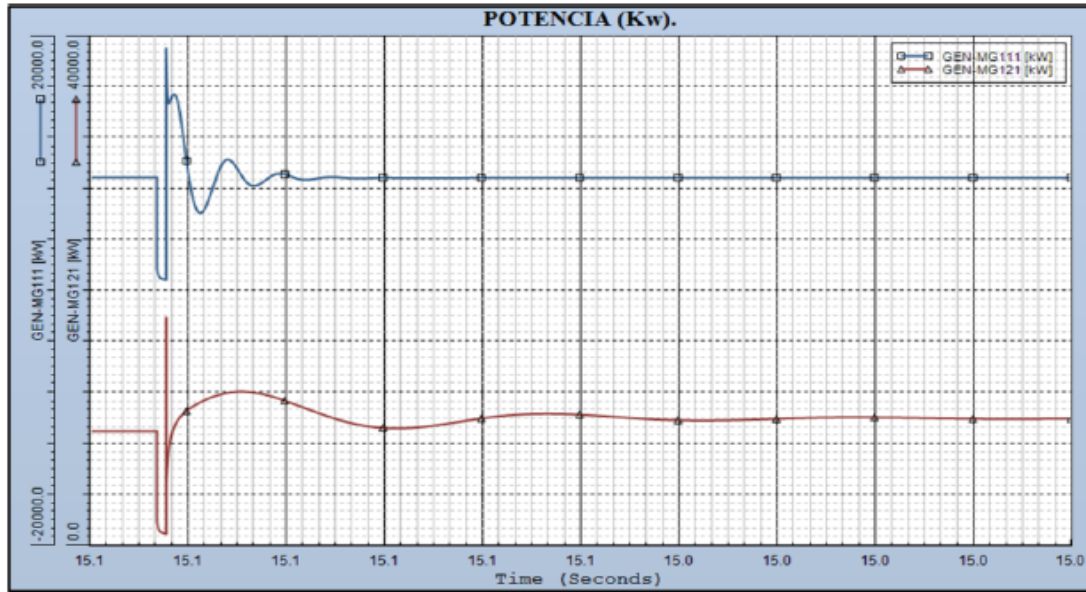


Figura 5. 21.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario2

Tabla 5. 20.- Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)
0	9000.00293	8999.99414	1.34583	14172.36035	10075.62012	3.04332	9101.95117	11256.53809
0.00583	9000.00586	8999.99805	1.39833	12336.44824	10369.50977	3.28249	8829.94141	10791.79297
0.01167	9000.00781	9000.00098	1.42166	11435.24023	10479.33301	3.42249	8904.58105	10521.98242
0.92166	9000.00684	9000.00684	1.45666	10105.8291	10627.6709	3.68499	9040.57715	10056.91113
1.00083	1856.29419	1962.21655	1.48583	9087.96875	10739.71484	3.79582	9012.59961	9885.16211
1.00666	1629.90601	1709.47412	1.52083	8040.54736	10863.55762	4.35582	8976.53613	9321.76953
1.0125	1479.59656	1541.87659	1.56166	7109.46533	10996.59766	5.10248	8972.37793	9371.7959
1.01833	1368.77686	1418.51978	1.67249	6199.25195	11312.40527	5.56331	8976.45703	9694.58008
1.02416	1285.60242	1326.10974	1.69583	6272.52588	11371.96582	5.74998	8977.61426	9843.33691
1.065	1040.54236	1054.4906	1.77166	6970.89258	11550.62207	6.04748	8982.41895	10060.4834
1.1	980.77582	986.20447	1.82416	7725.08643	11661.18848	6.44414	8985.56738	10269.57129
1.14166	950.62134	947.57446	1.87666	8552.22559	11760.98828	6.98664	8990.54688	10370.75293
1.14166	18213.00586	18027.44141	2.00499	10132.93066	11958.70703	7.58164	8994.35254	10268.46484
1.14166	18213.00586	18027.44141	2.15082	10228.91211	12095.81348	8.19997	8997.08105	10058.00488
1.14166	18399.48828	5263.88672	2.18582	10013.52734	12114.26758	9.38413	8999.35547	9842.93848
1.1475	16999.5332	5409.96045	2.30249	9091.02051	12137.05078	10.18913	8999.62793	9927.84961
1.19416	14891.80371	7920.4751	2.37249	8637.17578	12123.50684	11.71745	8999.43945	10095.64551
1.235	15430.78418	8924.86133	2.50082	8356.38379	12050.4668	12.30662	8999.39941	10071.91309
1.25833	15561.89063	9283.07227	2.61749	8639.00098	11936.29785	13.76495	8999.51758	9974.1377
1.26999	15545.44141	9428.31152	2.78082	9188.86816	11714.61523	14.99577	8999.7168	9994.37402
1.31083	15055.49414	9824.00098	2.88582	9300.51465	11542.85449	14.99577	8944.08887	8999.66895

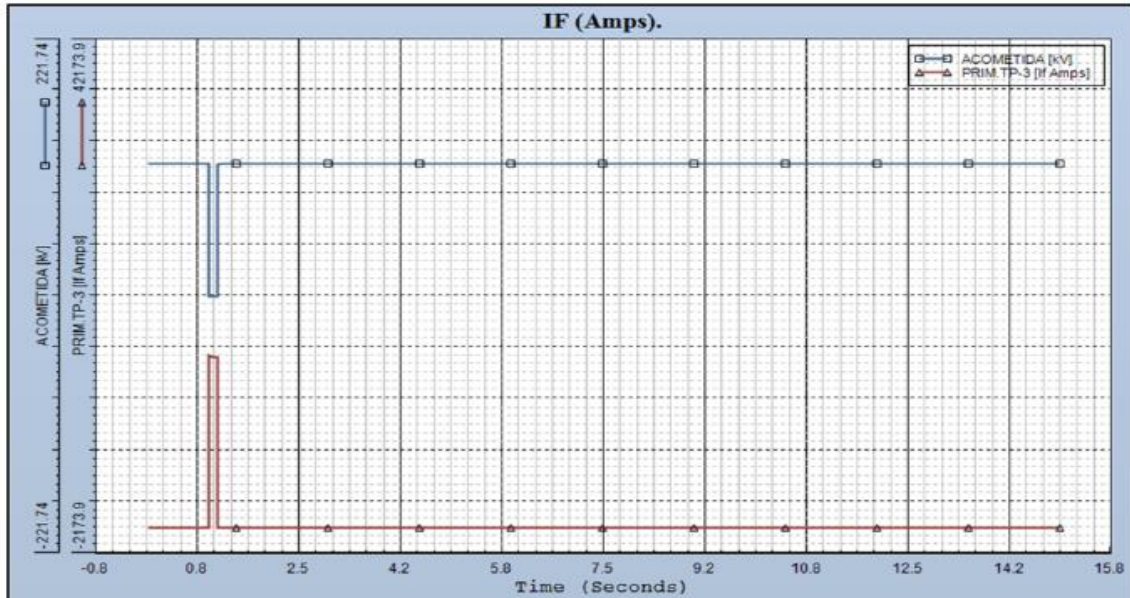


Figura 5. 22.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario2

Tabla 5. 21.- Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-3 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-3 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-3 (IF Amps)
0	114.98315	0	1.14166	0.33669	14755.69531	7.93747	115.01324	0
0.00583	114.98315	0	1.14166	113.84145	0	8.19413	115.01131	0
0.01167	114.98315	0	1.43916	114.99768	0	8.54997	115.00935	0
1.00083	0.33843	14903.91211	2.19166	115.11566	0	8.85913	115.00817	0
1.00666	0.33812	14877.69922	2.61749	115.14295	0	9.1683	115.00736	0
1.0125	0.33789	14858.41406	2.88582	115.15845	0	9.52413	115.00674	0
1.01833	0.33771	14842.94238	3.00249	115.15968	0	9.88579	115.00635	0
1.02416	0.33757	14830.45801	3.28832	115.15852	0	10.15413	115.00614	0
1.03	0.33745	14820.31738	3.55665	115.15569	0	10.49829	115.00593	0
1.03583	0.33735	14812.01465	3.86582	115.14565	0	10.85996	115.00573	0
1.04166	0.33727	14805.1543	4.18082	115.13232	0	11.20412	115.00553	0
1.0475	0.3372	14799.42578	4.54248	115.11535	0	11.66495	115.00523	0
1.05333	0.33715	14794.58496	4.89248	115.09807	0	11.82829	115.00512	0
1.05916	0.3371	14790.43652	5.13748	115.0865	0	12.20745	115.00483	0
1.065	0.33706	14786.8291	5.49914	115.0705	0	12.48162	115.00461	0
1.07083	0.33702	14783.6416	5.87831	115.05576	0	12.86662	115.00429	0
1.07666	0.33699	14780.77637	6.11748	115.04765	0	13.12911	115.00407	0
1.0825	0.33696	14778.15625	6.48497	115.03699	0	13.52578	115.00375	0
1.08833	0.33693	14775.71875	6.95164	115.02646	0	13.92244	115.00344	0
1.09416	0.3369	14773.41309	7.2433	115.02141	0	14.33078	115.00316	0
1.1	0.33687	14771.19922	7.6108	115.01648	0	14.99577	114.99632	0

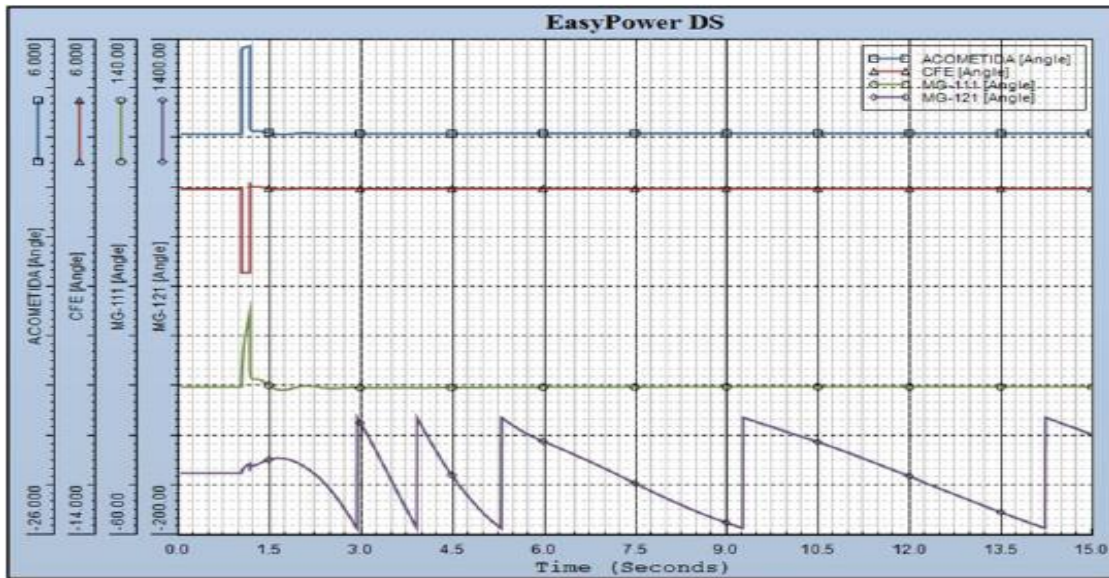


Figura 5. 23.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario2

Tabla 5. 22.- Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETIDA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
0	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.28749	0.14951	0.08893	2.85425	30.18053
0.00583	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.36916	0.1068	0.06721	1.91763	37.83829
0.01167	-0.02388	0	-0.12061	-0.80419	1.45083	0.04378	0.0349	0.52711	43.8797
0.5075	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.46833	0.03093	0.02829	0.24316	44.87074
0.99166	-0.02388	0	-0.12061	-0.80419	1.49166	0.01504	0.02013	-0.10787	46.01511
1.00083	5.38251	-3.3981	3.1511	2.45351	1.59666	-0.03289	-0.00444	-1.15792	48.65512
1.00666	5.4438	-3.39793	6.25046	5.71113	1.67833	-0.04286	-0.00935	-1.35454	47.96457
1.0125	5.47677	-3.39786	8.76853	8.38785	1.78916	-0.0279	-0.00121	-0.98178	43.48653
1.01833	5.50288	-3.3978	10.94957	10.72263	1.92916	0.00864	0.01813	-0.1355	32.61808
1.05333	5.58369	-3.39762	18.93197	19.34805	2.08083	0.0266	0.02771	0.28359	15.17225
1.10583	5.64153	-3.39748	25.40423	26.13931	2.11582	0.02506	0.02697	0.25432	10.35145
1.14083	5.68382	-3.39737	30.14127	30.96206	2.19749	0.01513	0.02195	0.04664	-2.10673
1.14166	5.68493	-3.39736	30.26591	31.08847	2.28499	0.0001	0.01429	-0.27191	-17.37536
1.14166	0.54827	0.27521	6.38805	6.30644	2.40166	-0.01571	0.00626	-0.60342	-40.85811
1.14166	0.3018	0.15826	6.16787	25.91734	2.51832	-0.02002	0.00418	-0.68353	-67.86523
1.14166	0.3018	0.15826	6.16787	26.81178	2.64082	-0.01472	0.00706	-0.55552	-99.85221
1.15333	0.22408	0.12165	4.33944	25.06462	2.71666	-0.01	0.00957	-0.44718	-121.4002
1.15916	0.2012	0.111	3.83623	24.53339	2.82749	-0.00561	0.0119	-0.34605	-155.09035
1.18833	0.15527	0.09034	2.90604	23.62144	2.90332	-0.00544	0.01202	-0.33964	-179.50438
1.22333	0.15234	0.08991	2.89405	24.88702	2.90916	-0.00552	0.01198	-0.34118	178.57552
1.24666	0.15401	0.09103	2.9443	26.53852	3.01999	-0.00868	0.01037	-0.40758	141.06026

Time (Seconds)	ACOMETI DA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
3.10749	-0.01194	0.0087	-0.47732	110.2197
3.21832	-0.01462	0.00731	-0.53509	69.93037
3.27665	-0.01497	0.00713	-0.54296	48.2998
3.30582	-0.01488	0.00717	-0.54124	37.39939
3.36415	-0.01427	0.00748	-0.52867	15.46492
3.40499	-0.0136	0.00782	-0.51478	0.03014
3.44582	-0.01283	0.00821	-0.49878	-15.4485
3.64999	-0.00973	0.00974	-0.43821	-92.82983
3.80748	-0.00943	0.00982	-0.43886	-151.49825
3.88332	-0.00954	0.00972	-0.44503	-179.11365
3.88915	-0.00954	0.00971	-0.44544	178.78328
4.02332	-0.00928	0.00977	-0.44716	131.3822
4.11665	-0.00859	0.01006	-0.43774	99.65051
4.29165	-0.00665	0.01094	-0.40624	43.37918
4.40832	-0.00538	0.01151	-0.38628	8.45675
4.44332	-0.00505	0.01166	-0.38134	-1.59017
4.53665	-0.00427	0.01199	-0.37051	-27.38265
4.83415	-0.00205	0.01292	-0.34202	-99.68124
5.05581	-0.00007	0.01378	-0.31325	-143.87247
5.26581	0.00175	0.01457	-0.28632	-178.69312
5.29498	0.00199	0.01467	-0.28295	176.96812
5.56914	0.00401	0.01554	-0.25432	141.37431
6.27497	0.00849	0.01747	-0.18921	76.74868
7.12664	0.01201	0.01899	-0.13746	0.23003
7.27247	0.01243	0.01918	-0.13122	-13.83186
8.2233	0.01423	0.01995	-0.10454	-102.51835
9.24996	0.01495	0.02026	-0.09382	-179.87105
9.2558	0.01495	0.02027	-0.09379	179.74084
10.62662	0.01519	0.02037	-0.09031	90.6903
11.82829	0.01531	0.02042	-0.08855	1.53105
12.42912	0.01539	0.02045	-0.0874	-45.7858
13.86994	0.0156	0.02054	-0.08442	-154.56149
14.21994	0.01564	0.02056	-0.08378	-179.6964
14.22578	0.01564	0.02056	-0.08377	179.88684
14.78577	0.0157	0.02059	-0.08286	139.96362
14.97827	-0.01416	0.00518	-95.82664	-0.79581
14.99577	-0.01416	0.00518	-95.74915	-0.79578

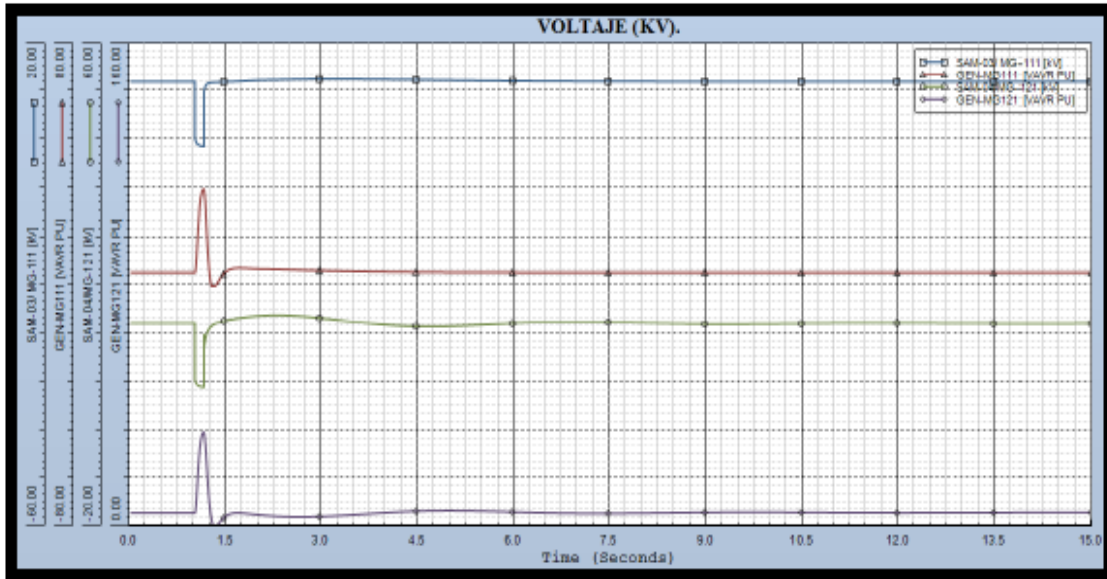


Figura 5. 24.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario2

Tabla 5. 23.- Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 2 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)	Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
0	13.8	4.44082	13.80101	4.12355	1.37499	13.74118	1.79969	13.96333	0.71867
0.00583	13.8	4.44082	13.80101	4.12355	1.46249	13.77431	4.3597	14.23492	2.72916
0.01167	13.8	4.44082	13.80101	4.12355	1.52666	13.79064	5.33938	14.3894	3.6078
1.00083	4.28322	4.44082	4.47058	4.12357	1.73083	13.89394	6.00202	14.76397	4.08033
1.0125	3.8119	6.11634	3.96292	5.7694	1.78916	13.93353	5.95296	14.84842	3.97988
1.01833	3.66107	7.77518	3.80109	7.40151	2.00499	14.04784	5.74168	15.08362	3.50875
1.02416	3.54339	9.73402	3.67519	9.33097	2.29082	14.12081	5.6035	15.19588	3.03505
1.065	3.1683	23.77813	3.27727	23.21419	2.79249	14.21808	5.27071	14.91735	2.85356
1.135	3.01191	31.88053	3.11436	31.2902	3.17749	14.23282	5.08605	14.46466	3.143
1.14083	3.00525	31.85444	3.10761	31.2681	3.52165	14.2241	4.93513	14.02451	3.57623
1.14166	3.00434	31.84577	3.10668	31.26002	3.89498	14.19158	4.81245	13.61745	4.08984
1.14166	12.10065	31.84577	11.97664	31.26002	4.20998	14.15502	4.72944	13.3843	4.46565
1.14166	12.14252	31.84577	9.51899	31.26002	4.55998	14.10916	4.65875	13.26737	4.75205
1.15333	12.70347	29.99883	10.55564	29.85108	4.97998	14.0528	4.59823	13.31047	4.87287
1.2	13.50735	12.25029	12.41985	14.99108	5.21915	14.02217	4.57275	13.40239	4.8393
1.24083	13.64261	2.09287	13.10321	4.83982	5.56914	13.98059	4.54528	13.58413	4.69053
1.26416	13.67074	0	13.34305	1.70858	5.90748	13.94519	4.52676	13.76789	4.48568
1.28749	13.68925	0	13.52563	0.09074	6.09414	13.92782	4.51919	13.85537	4.37262
1.29333	13.69325	0	13.56493	0	6.46164	13.89817	4.50834	13.98237	4.17398
1.31083	13.70453	0.01755	13.67123	0	6.89914	13.8704	4.50009	14.04524	4.01304
1.32833	13.71519	0.2942	13.76358	0.00104	7.12664	13.8589	4.49705	14.04153	3.97153

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
7.5058	13.84363	4.49299	13.99185	3.96636
7.8558	13.83325	4.48974	13.91576	4.01993
8.12413	13.82727	4.48731	13.85102	4.08551
8.50913	13.82108	4.48366	13.76669	4.19304
8.89996	13.817	4.47965	13.70783	4.29123
9.19163	13.81498	4.47646	13.68709	4.34376
9.55913	13.8133	4.47227	13.68886	4.37673
9.88579	13.81233	4.46847	13.71142	4.37506
10.20079	13.81167	4.46482	13.74465	4.35102
10.52746	13.81113	4.46114	13.7829	4.31125
10.90079	13.81057	4.45717	13.82191	4.2597
11.22746	13.81006	4.45396	13.84591	4.21918
11.57745	13.80945	4.45084	13.85806	4.18808
11.89829	13.80883	4.4483	13.85706	4.17398
12.07912	13.80845	4.44701	13.85217	4.17222
12.60412	13.80729	4.44379	13.8267	4.1881
12.90745	13.8066	4.44229	13.80924	4.20655
13.20495	13.80592	4.44104	13.79371	4.22673
13.51411	13.80524	4.43995	13.78145	4.24627
14.33661	13.80359	4.43792	13.77444	4.27336
14.99577	13.80254	4.43694	13.78927	4.26504

5.3.3.- Escenario 3: Isla de CFE (Total), T1/T2+T3/T4 fuera

Se dispara el interruptor de línea de 115 KV por falla en suministro de CFE. Se envía un disparo transferido (DTD) mediante mirrored bits por operación del 87B en 115 KV de la subestación suministradora de CFE. La operación de las protecciones de la línea manda a disparar también los interruptores de los 4 transformadores dejando al sistema operando en modo Isla total. Mediante las mediciones de la frecuencia y voltaje que se obtienen de los sincrofasores se valida la operación en modo isla total. Los requerimientos para que el algoritmo mande la segregación de cargas son:

- Interruptor de línea en servicio se dispara por falla (Disparo de interruptores de los transformadores)
- MTG1 y MTG2 en servicio
- Detección de modo isla total mediante los sincrofasores

- Armado del esquema de segregación PLoad>PG en el RTAC

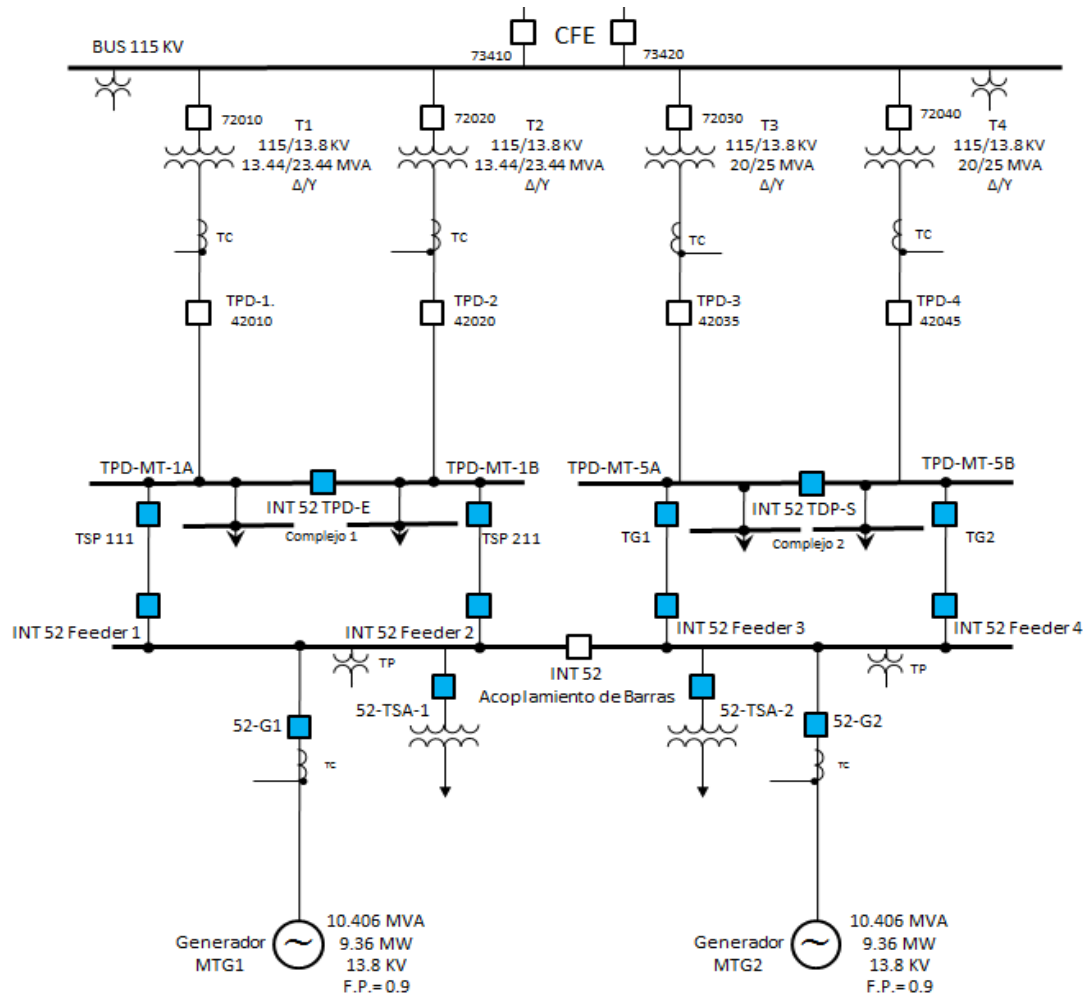


Figura 5. 25.- Escenario 3, Isla total de CFE

Mediante un sincronizador automático se cerrará el interruptor de enlace del BUS de generación, después de haber operado el esquema de segregación de carga en paralelo con los dos buses de generación. El amarre de los buses de generación es una operación independiente del RTAC.

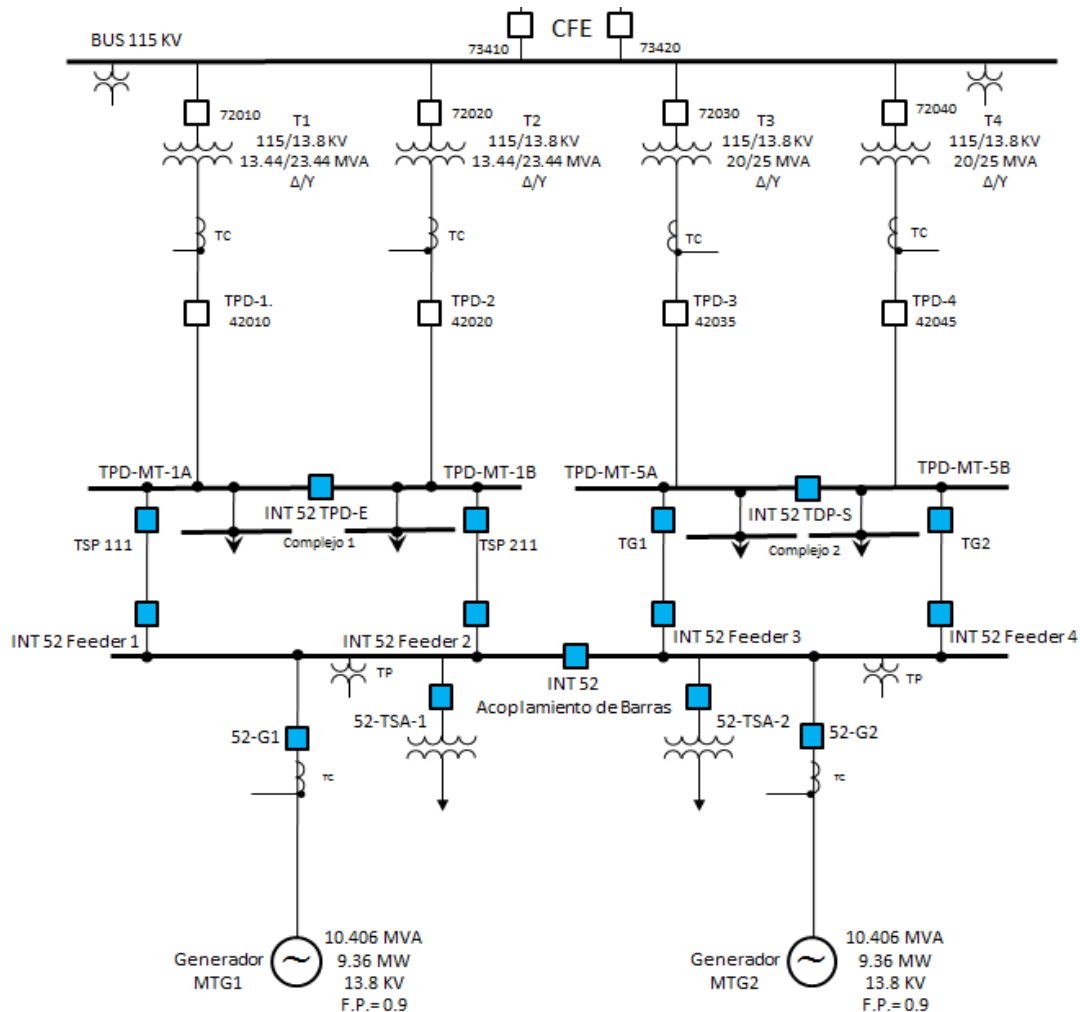


Figura 5. 26.- Escenario 3, Isla total de CFE con las barras de generación enlazadas debido a la contingencia

Los parámetros de los complejos 1 y 2, son los siguientes:

- Carga del complejo 1= 12.85 MW
- Carga del complejo 2= 10.25 MW
- Carga total=23.1 MW
- Generación en el complejo 1= 9 + 1.5 MW
- Generación en el complejo 2= 9 MW
- Suministro de CFE (T1/T2)= 2.35 MW
- Suministro de CFE (T3/T4)= 1.25 MW
- Suministro de CFE total= 3.6 MW
- Generación total= 23.1 MW
- Generación sin CFE= 19.5 MW
- Demanda contra Carga en la contingencia= 23.1-19.5 MW= 3.6 MW

La segregación en cada complejo se hará de la misma manera individual que se ha hecho en los escenarios anteriores, esto es, segregarse 3.85 MW en complejo 1 y segregarse 1.25 MW en complejo 2. Se usan las combinaciones del escenario 1 y escenario 2.

5.3.3.1- Escenario 3 armado en el software Test Universe 3.0

Las siguientes mascaradas que se simularon en el software de pruebas del OMICRON son valores de Pre-Falla, de Falla y Pos-Falla. El equipo inyecta los valores ahí estipulados tanto de corriente y voltaje, así como la duración de cada una de ellas. En este escenario T1/T2 y T3/T4 están fuera, el suministro del sistema serán sólo MTG1 y MTG2.

	1				2				3			
Nombre	G1= 9.3 MW	T1=0 MW	T2= 0 MW	T3=0MW ...	G1= 18.6MW	T1=0MW	T2=0 MW	T3=0 MW ...	G1=9.3 MW	T1=0 MW	T2=0MW	T3=0 MW T...
V L1-E	64.00 V	0.00 *	60.000 Hz		64.00 V	0.00 *	60.000 Hz		64.00 V	0.00 *	60.000 Hz	
V L2-E	64.00 V	0.00 *	60.000 Hz		64.00 V	0.00 *	60.000 Hz		64.00 V	0.00 *	60.000 Hz	
V L3-E	64.00 V	0.00 *	60.000 Hz		64.00 V	0.00 *	60.000 Hz		64.00 V	0.00 *	60.000 Hz	
CORRIENTE T1	1.046 A	180.00 *	60.000 Hz		0.000 A	180.00 *	60.000 Hz		0.000 A	180.00 *	60.000 Hz	
CORRIENTE T2	0.000 A	180.00 *	60.000 Hz		0.000 A	180.00 *	60.000 Hz		0.000 A	180.00 *	60.000 Hz	
CORRIENTE T3	2.510 A	0.00 *	60.000 Hz		0.000 A	0.00 *	60.000 Hz		0.000 A	0.00 *	60.000 Hz	
CORRIENTE T4	0.000 A	0.00 *	60.000 Hz		0.000 A	0.00 *	60.000 Hz		0.000 A	0.00 *	60.000 Hz	
CORRIENTE G1	9.500 A	0.00 *	60.000 Hz		12.50 A	0.00 *	60.000 Hz		9.500 A	0.00 *	60.000 Hz	
CORRIENTE G2	9.500 A	0.00 *	60.000 Hz		12.50 A	0.00 *	60.000 Hz		9.500 A	0.00 *	60.000 Hz	
CMC Rel	1 salida(s) activa(s)				1 salida(s) activa(s)				1 salida(s) activa(s)			
Trigger		10.00 s				100.0 ms				22.00 s		

Figura 5. 27.- Mascara del escenario 3, simulado en el software Test Universe 3.0

Los resultados de la prueba se muestran en la figura 5.30

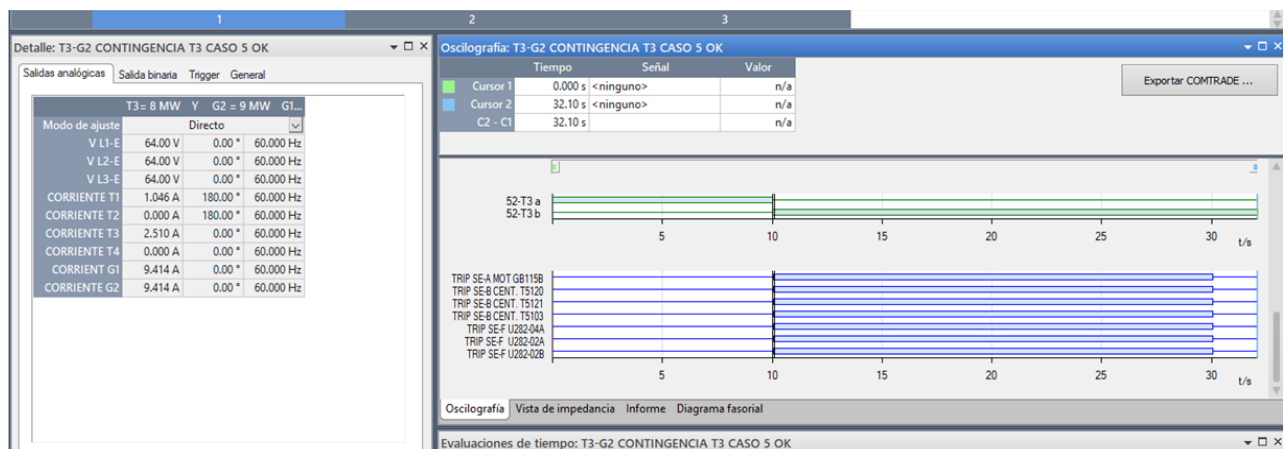


Figura 5. 28.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario 3

5.3.3.2.- Estudio de estabilidad del sistema del escenario 3 mediante el Software EASYPOWER

Las gráficas que se muestran a continuación fueron simuladas en el software EASYPOWER en base a los valores obtenidos de las pruebas hechas con el OMICRON y el Software RTAC. Muestran la estabilidad transitoria que ocurre cuando se entra en operación de modo isla, al igual que en el ejemplo de la simulación con el Test Universe 3.0 se muestra el estado inicial de operación del sistema (Pre-falla), después la inestabilidad transitoria que implica que la generación se vea superada por la demanda (Falla) y por último la estabilidad que se logra mediante la aplicación de los EAR, el DAC o, en su respectivo escenario, el DAG. Las gráficas muestran el comportamiento de los parámetros de las unidades de generación con una falla trifásica en la Línea de 115 KV liberada en 200 milisegundos.

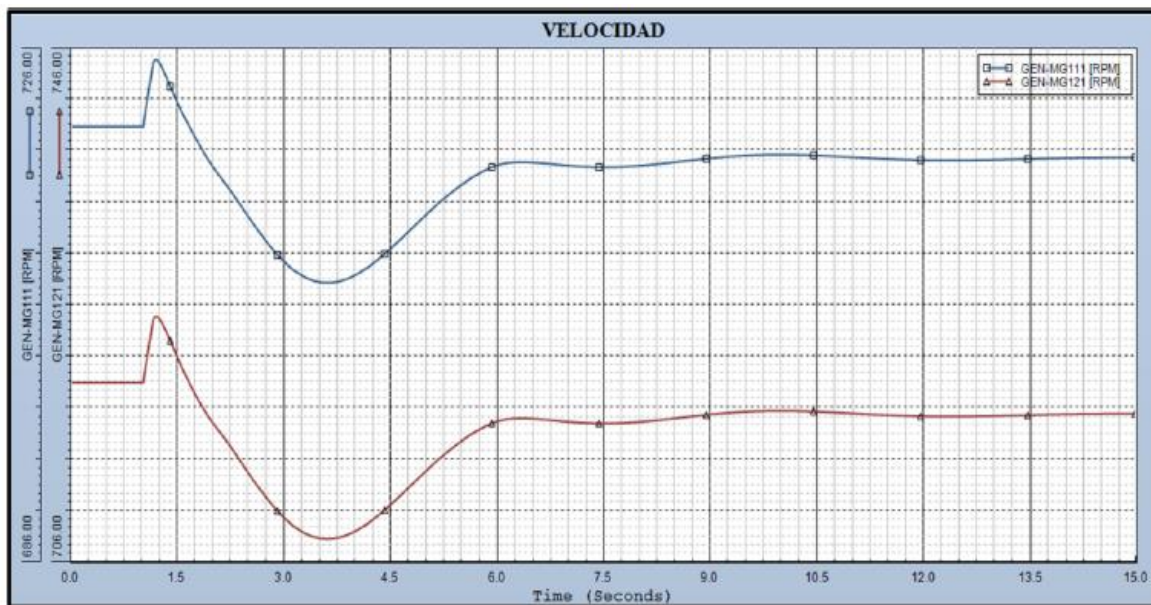


Figura 5. 29.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario 3

Tabla 5. 24.- Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)
0	720	720	1.94666	717.16626	717.14966	5.59831	715.88525	715.88324
0.00583	720	720	2.05749	716.29614	716.31744	5.83748	716.64404	716.64154
0.01167	720	720	2.20332	715.203	715.23267	6.29831	717.23254	717.23022
1.00083	720	720	2.34332	714.09723	714.10101	7.42997	716.83398	716.83356

1.00666	720.21472	720.21204	2.47166	713.0658	713.05048	8.89413	717.47931	717.47992
1.03	721.0614	721.05017	2.52999	712.59943	712.58301	9.0808	717.58258	717.58301
1.065	722.35394	722.33154	2.69332	711.34027	711.3407	9.4133	717.72571	717.72583
1.1175	724.20258	724.16418	2.87999	710.06818	710.08484	9.85663	717.8158	717.81543
1.14083	724.9726	724.92719	3.06665	709.05432	709.06195	10.10163	717.8158	717.81531
1.14166	724.99951	724.95386	3.26499	708.29694	708.2962	10.40496	717.77515	717.77448
1.1475	725.06415	725.01538	3.48082	707.86621	707.87347	10.97662	717.62537	717.62457
1.17666	725.21289	725.16931	3.59165	707.80707	707.81799	11.23912	717.54865	717.54791
1.1825	725.20996	725.17035	3.59749	707.80695	707.81799	11.50745	717.4787	717.47803
1.19416	725.18024	725.1507	3.77249	707.93634	707.94598	11.95662	717.39862	717.39819
1.25833	724.66626	724.71417	3.91248	708.21088	708.21655	12.20162	717.37909	717.37878
1.35166	723.52246	723.66113	4.30915	709.63165	709.63745	12.52245	717.37885	717.37866
1.43916	722.40668	722.55206	4.54832	710.7984	710.80359	12.87828	717.40601	717.40594
1.53833	721.22076	721.29688	4.74081	711.81567	711.81775	13.12328	717.43591	717.43585
1.62583	720.25208	720.24847	4.92748	712.81201	712.81244	13.76495	717.52454	717.52441
1.70749	719.40051	719.34564	5.10831	713.74512	713.74548	14.38328	717.58099	717.58075
1.82999	718.20404	718.1427	5.33581	714.8252	714.82501	14.99577	717.5871	717.58673

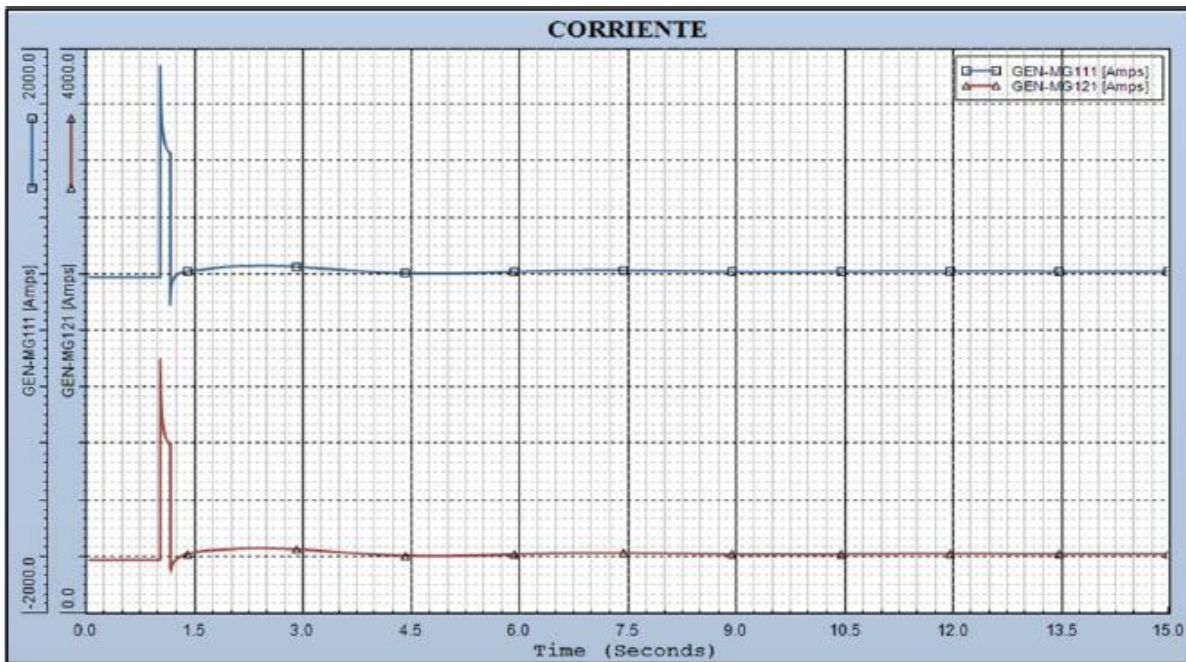


Figura 5. 30.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario 3

Tabla 5. 25.- Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)
0	390.90741	381.03329	1.15333	329.38641	322.7529	5.79081	428.09409	418.21173

0.00583	390.90753	381.03348	1.15916	341.36832	332.27283	6.14081	433.13812	423.28131
0.01167	390.90759	381.0336	1.1825	375.09738	359.79138	6.74747	438.62079	428.79272
1.00083	390.90759	381.03381	1.21166	398.46762	379.82599	7.09747	439.50467	429.71265
1.00083	1813.89697	1726.20959	1.32833	429.00702	412.87308	7.65164	438.01526	428.27206
1.00666	1695.80164	1611.26379	1.41583	435.57773	426.26929	7.94913	436.28888	426.57108
1.0125	1612.46655	1530.29395	1.66666	450.08099	446.43866	8.3283	433.81747	424.12793
1.01833	1548.05115	1467.85168	1.91166	465.13492	453.78342	8.8183	431.09549	421.43613
1.02416	1497.8125	1419.27991	2.30249	471.69183	464.29034	9.15663	429.94769	420.30518
1.03	1458.24023	1381.12402	2.46582	472.25067	463.67883	9.57663	429.52258	419.89771
1.0475	1380.78003	1306.77649	2.59999	471.54114	461.5719	10.01413	430.09769	420.4892
1.08833	1305.12402	1234.70813	2.94415	463.03598	454.04865	10.56246	431.63086	422.04346
1.12916	1274.72449	1206.04358	3.27665	451.90512	442.41559	11.02329	432.95035	423.38306
1.14166	1268.60144	1200.33228	3.79582	433.4332	424.11981	11.68245	434.01404	424.47977
1.14166	1041.77637	1053.63037	4.02332	427.02545	417.48474	12.24245	433.9368	424.43274
1.14166	1264.48071	1204.27905	4.19248	423.27597	413.53275	12.51662	433.64621	424.15698
1.14166	1041.77637	1053.63037	4.77581	417.42911	407.75998	13.15828	432.71301	423.25723
1.14166	289.13815	1064.9469	5.18415	419.68259	409.84891	13.83494	431.94827	422.52524
1.14166	272.58423	322.33472	5.43498	422.71469	412.91455	14.18494	431.78989	422.38297
1.14166	272.58423	322.33472	5.58664	424.92883	415.10236	14.49411	431.79092	422.39795
1.1475	315.41611	311.7991	5.66831	426.18488	416.3338	14.99577	432.00467	422.63437

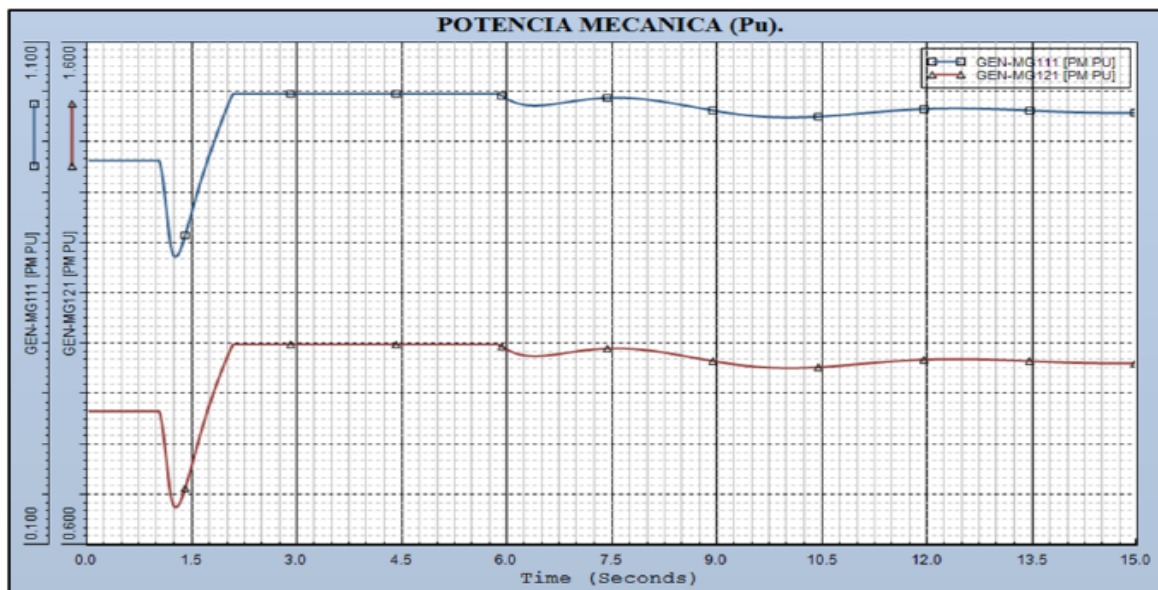


Figura 5. 31.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 3

Tabla 5. 26.- Muestreo del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111	GEN-MG121
----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	-----------	-----------

							(PM)	(PM)
0	0.86658	0.8665	1.74249	0.88327	0.88485	7.24914	0.99042	0.99037
0.00583	0.86658	0.8665	1.90583	0.94638	0.94827	7.5058	0.99222	0.99216
0.01167	0.86658	0.8665	2.06333	0.9994	0.99903	7.94913	0.98922	0.98913
1.00666	0.86632	0.86625	2.06916	1	1	8.22913	0.98406	0.98396
1.05916	0.83355	0.83381	2.46582	1	1	8.52663	0.977	0.9769
1.065	0.82763	0.82794	2.80416	1	1	8.86496	0.96854	0.96844
1.11166	0.77285	0.77365	3.12499	1	1	9.26163	0.96005	0.95996
1.14166	0.73348	0.73463	3.45749	1	1	9.59996	0.95527	0.95519
1.1475	0.72719	0.7284	3.75499	1	1	9.89163	0.95334	0.95327
1.15333	0.72035	0.72163	4.11082	1	1	10.14246	0.95326	0.9532
1.15916	0.71404	0.71539	4.47832	1	1	10.47496	0.95503	0.95498
1.17083	0.70299	0.70445	4.88081	1	1	10.92412	0.9596	0.95955
1.17666	0.69824	0.69974	5.10831	1	1	11.17496	0.96253	0.96248
1.22916	0.67593	0.67682	5.53414	1	1	11.48995	0.96596	0.96591
1.24666	0.675	0.67537	5.83748	1	1	11.90412	0.96926	0.96919
1.30499	0.68618	0.68422	5.84331	0.99996	0.99996	12.11995	0.97024	0.97017
1.39249	0.72296	0.71798	6.06498	0.98489	0.9849	12.51662	0.97066	0.97059
1.43916	0.74567	0.74005	6.34497	0.9766	0.97662	12.87828	0.96972	0.96965
1.47416	0.76286	0.75729	6.49081	0.97701	0.97703	13.23995	0.96798	0.9679
1.54416	0.79652	0.79222	6.67747	0.97983	0.97983	13.78244	0.96499	0.96491
1.62583	0.83377	0.83208	6.83497	0.98305	0.98304	14.99577	0.96229	0.96222

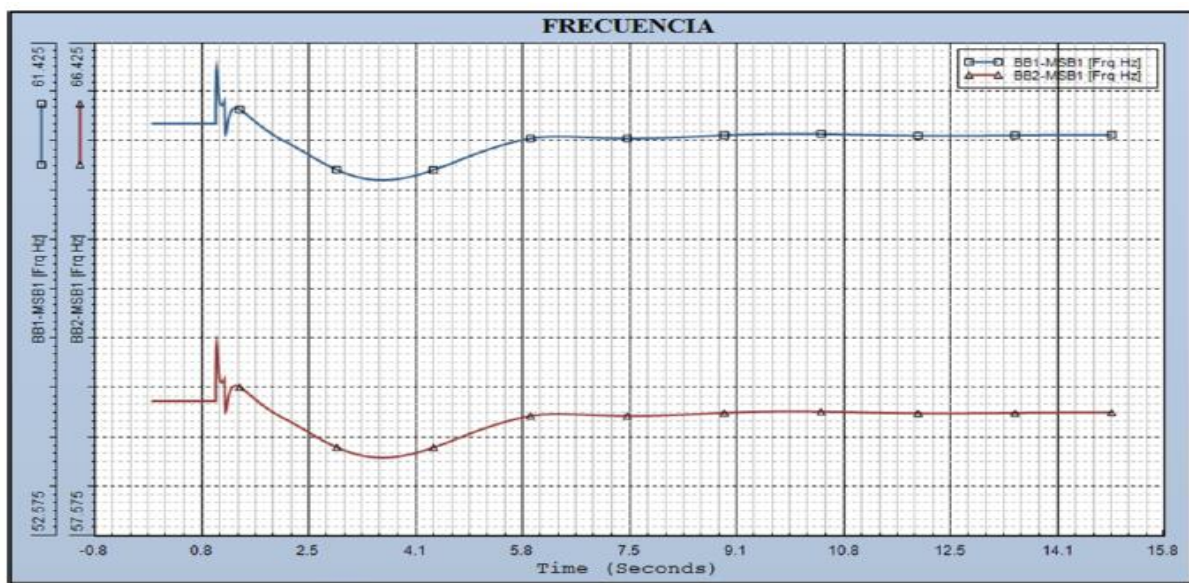


Figura 5. 32.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 3

Tabla 5. 27.- Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)
0	60	60	1.45083	60.19632	60.19632	4.73498	59.31115	59.31115
0.00583	60	60	1.59083	60.06157	60.06157	5.04998	59.45015	59.45015
0.01167	60	60	1.67249	59.98652	59.98652	5.25415	59.53413	59.53413
1.00666	60.63535	60.65815	1.87666	59.81992	59.81992	5.49914	59.62296	59.62296
1.0125	60.93084	60.96806	2.05166	59.70183	59.70183	5.90748	59.73349	59.73349
1.01833	60.98834	61.03189	2.16832	59.63029	59.63029	6.34497	59.76958	59.76958
1.02416	60.939	60.98389	2.27916	59.5579	59.5579	6.58997	59.76411	59.76411
1.03	60.84811	60.89129	2.42499	59.45946	59.45946	6.78831	59.75569	59.75569
1.03583	60.74784	60.78755	2.53582	59.38503	59.38503	7.4883	59.73602	59.73602
1.04166	60.6534	60.68873	2.75749	59.2456	59.2456	7.9083	59.74243	59.74243
1.065	60.40789	60.42538	2.92666	59.15414	59.15414	8.2933	59.75828	59.75828
1.09416	60.33282	60.33611	3.08415	59.08477	59.08477	8.68413	59.77867	59.77867
1.135	60.38972	60.38452	3.41665	58.99696	58.99696	9.2733	59.80567	59.80567
1.14166	60.40472	60.39876	3.60332	58.98396	58.98396	9.77496	59.8172	59.8172
1.14166	60.40472	60.39876	3.69082	58.98651	58.98651	10.12496	59.81787	59.81787
1.1475	60.03274	60.02957	3.71415	58.98808	58.98808	10.65579	59.80993	59.80993
1.165	59.83219	59.83184	3.80748	58.99794	58.99794	11.40829	59.79213	59.79213
1.1825	59.95162	59.95158	3.85415	59.00493	59.00493	11.96829	59.78321	59.78321
1.22916	60.17903	60.17903	4.11082	59.06521	59.06521	12.80828	59.78316	59.78316
1.25249	60.23521	60.23521	4.26832	59.11737	59.11737	13.44995	59.79002	59.79002
1.31666	60.284	60.284	4.56581	59.23669	59.23669	14.99577	59.79893	59.79893

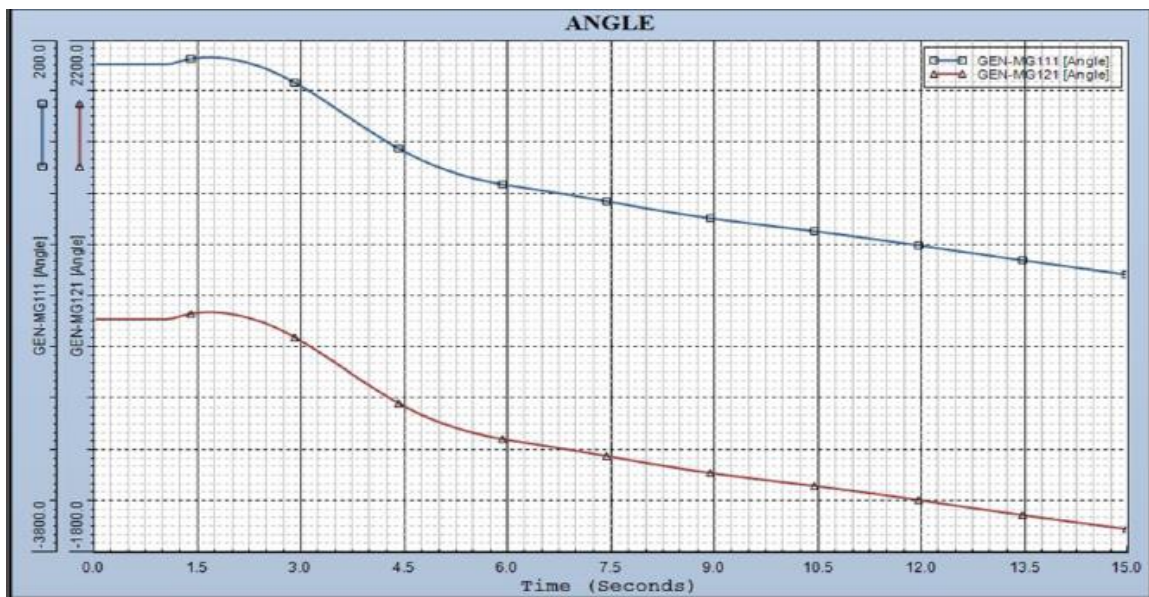


Figura 5. 33.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 3

Tabla 5. 28.- Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)
0	26.70437	27.63081	1.82999	76.86516	78.42194	4.27415	-593.73859	-591.87451
0.00583	26.70437	27.63081	1.99333	64.49382	65.89848	4.41415	-636.60095	-634.71179
0.01167	26.70437	27.63081	2.05749	57.82766	59.25664	4.94498	-772.01227	-770.07208
1.00083	26.70434	27.63078	2.13332	48.77115	50.26308	5.16665	-815.39667	-813.45422
1.00666	26.7237	27.64989	2.20916	38.41856	39.98219	5.53998	-872.67792	-870.74036
1.03583	27.37237	28.29145	2.33166	18.85471	20.48685	5.90748	-913.59869	-911.68683
1.07666	29.8605	30.75552	2.38999	8.27923	9.91186	6.88747	-997.97961	-996.13013
1.11166	33.4269	34.28901	2.43082	0.38829	2.01044	7.2258	-1029.10828	-1027.27063
1.14083	37.35837	38.1846	2.43666	-0.77185	0.84824	7.84414	-1087.57471	-1085.7417
1.14166	37.48302	38.30811	2.48332	-10.34844	-8.7484	8.31663	-1130.18945	-1128.34937
1.1475	38.3635	39.18029	2.58832	-33.8032	-32.25239	8.92913	-1179.60352	-1177.75134
1.1825	43.79448	44.56147	2.80999	-91.60587	-90.0485	9.19163	-1198.73401	-1196.87817
1.22333	50.07747	50.82017	2.92082	-124.31448	-122.70401	9.70496	-1233.68213	-1231.82507
1.26999	56.77243	57.56124	3.12499	-189.9693	-188.29393	10.17163	-1264.28064	-1262.4292
1.30499	61.31861	62.19456	3.20665	-217.81181	-216.1329	10.74912	-1303.09753	-1301.25854
1.36916	68.45851	69.58047	3.35249	-269.16284	-267.48483	11.20996	-1335.94006	-1334.11218
1.43916	74.44148	75.87888	3.48082	-315.52902	-313.83478	11.68245	-1371.44336	-1369.62512
1.54416	80.02049	81.814	3.69665	-394.36777	-392.60669	12.21328	-1412.79907	-1410.98792
1.64916	81.82088	83.68581	3.78998	-428.24667	-426.45682	13.33911	-1500.45337	-1498.64734
1.67249	81.73808	83.58225	3.98832	-498.65454	-496.82645	14.06244	-1554.38245	-1552.57886
1.72499	80.93539	82.70012	4.07582	-528.70624	-526.8681	14.99577	-1622.08582	-1620.29004

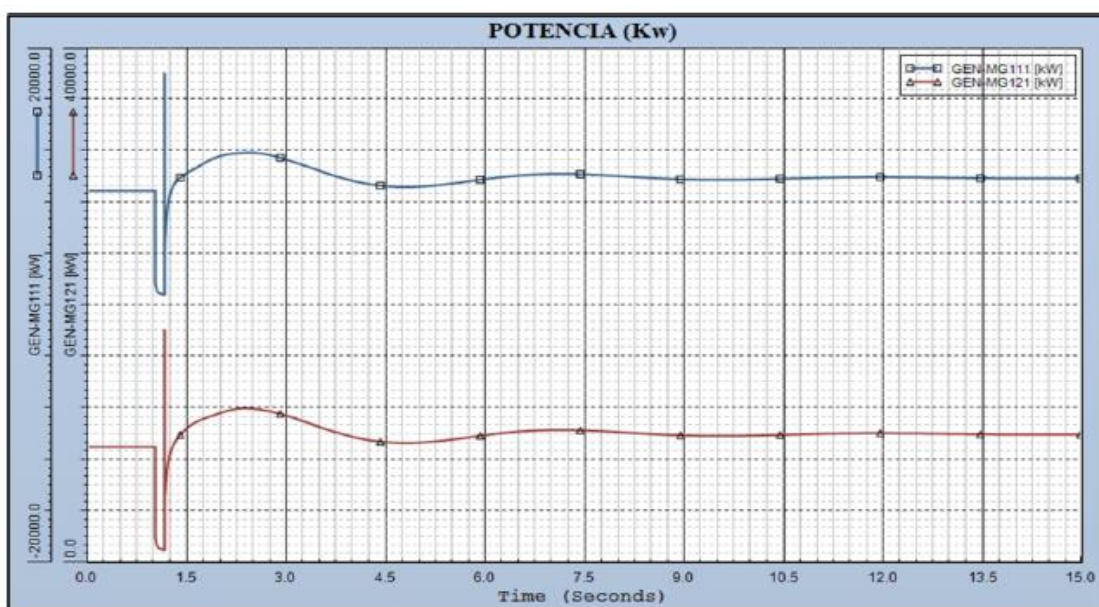


Figura 5. 34.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 3

Tabla 5. 29.- Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)
0	9000.00391	8999.99707	1.20583	8252.63867	8042.89648	5.15498	9400.06055	9400.99512
0.00583	9000.00586	9000.00098	1.22333	8664.71191	8424.62598	5.35915	9505.08105	9507.33496
0.01167	9000.00781	9000.00391	1.24666	9061.81348	8804.77539	5.86081	9849.14746	9849.76758
1.00083	9000.00684	9000.00977	1.25833	9215.60742	8957.97363	6.03581	9969.2334	9970.08984
1.00083	1845.73804	1972.91235	1.35166	9928.26465	9779.56934	6.30414	10127.11914	10128.35742
1.00666	1613.22498	1726.3175	1.40416	10146.98535	10098.6709	6.94581	10330.45605	10330.80664
1.01833	1344.35962	1443.16077	1.63749	10857.08594	11000.72754	7.12664	10339.93164	10340.12305
1.02416	1258.51904	1353.44788	1.68416	11000.06641	11111.27832	7.20247	10338.16797	10338.27441
1.0475	1069.53235	1157.85913	2.12749	11888.98438	11877.15625	8.0308	10164.74902	10164.4668
1.07083	989.05981	1076.10327	2.29666	11976.0957	12019.43359	8.52663	10016.57617	10016.37012
1.14166	902.80798	995.09796	2.41332	11994.1416	12024.52051	8.88246	9933.81641	9933.75684
1.14166	18238.9043	18002.21875	2.50666	11980.63477	11983.51172	9.09246	9900.67383	9900.71777
1.14166	948.70435	949.68878	2.58249	11946.53223	11929.72559	9.56496	9873.54688	9873.81152
1.14166	18238.9043	18002.21875	2.73999	11804.25391	11780.49512	9.83329	9884.82422	9885.18262
1.14166	4622.58301	18192.86133	2.85666	11647.55664	11642.39453	10.22413	9925.78027	9926.21191
1.14166	4622.58301	5275.63281	3.03165	11369.91895	11385.62695	10.86579	10016.0127	10016.41113
1.14166	4545.33789	5272.89551	3.83665	10001.53613	10008.29102	11.91579	10090.82031	10090.98633
1.15333	5792.80029	5831.04297	4.04082	9738.13867	9740.01465	12.13162	10087.98145	10088.1084
1.165	6575.36133	6530.02832	4.53082	9360.53418	9363.87695	13.18745	10026.44434	10026.52246
1.17666	7196.51563	7086.65674	4.77581	9313.59277	9317.03125	14.31328	9985.91504	9986.10156
1.18833	7690.06641	7531.21777	4.88081	9320.4082	9322.50195	14.99577	9997.5791	9997.80371

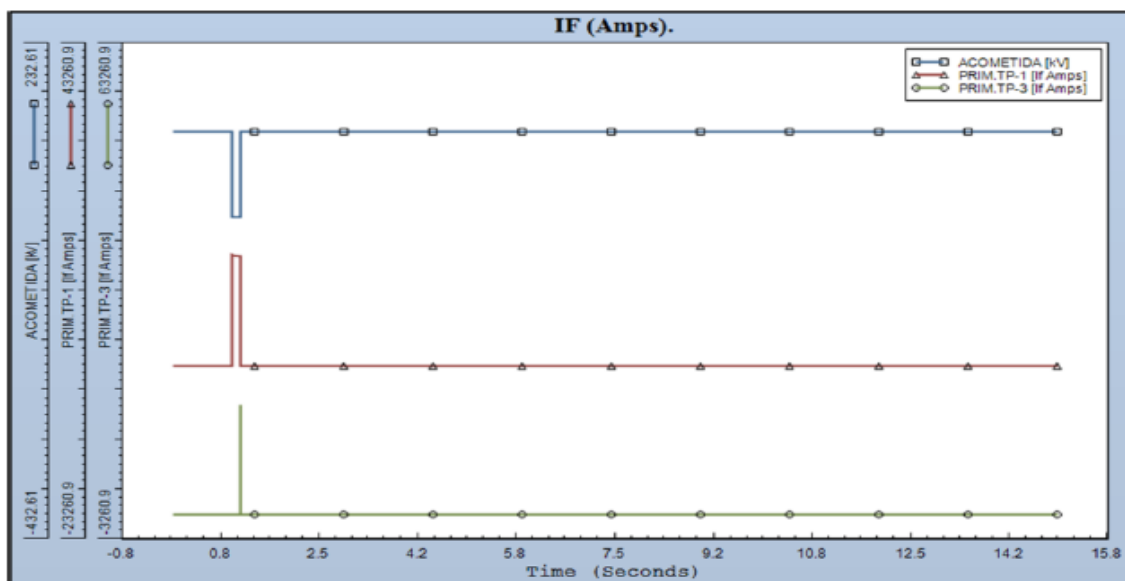


Figura 5. 35.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 3

Tabla 5. 30.- Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-1 (IF Amps)	PRIM TP-3 (IF Amps)
0	114.98315	0	0
0.00583	114.98315	0	0
0.01167	114.98315	0	0
1.00083	114.98315	0	0
1.00083	0.33822	14903.96191	0
1.00666	0.33793	14877.74609	0
1.07666	0.33683	14780.81445	0
1.1	0.33673	14771.23633	0
1.14166	0.33655	14755.73047	0
1.14166	113.84139	0	0
1.14166	0.33669	0	14755.68945
1.14166	113.84139	0	0
1.14166	114.42751	0	0
1.14166	115.0158	0	0
1.76583	115.0158	0	0
2.01666	115.0158	0	0
2.50666	115.0158	0	0
2.99665	115.0158	0	0
3.20082	115.0158	0	0
3.97665	115.0158	0	0
4.29165	115.0158	0	0

Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	PRIM TP-1 (IF Amps)	PRIM TP-3 (IF Amps)
4.78165	115.0158	0	0
5.22498	115.0158	0	0
5.88414	115.0158	0	0
6.35081	115.0158	0	0
6.86414	115.0158	0	0
7.18497	115.0158	0	0
7.72747	115.0158	0	0
8.10663	115.0158	0	0
8.70163	115.0158	0	0
9.15663	115.0158	0	0
9.87413	115.0158	0	0
10.18913	115.0158	0	0
10.81329	115.0158	0	0
11.23912	115.0158	0	0
11.85162	115.0158	0	0
12.38828	115.0158	0	0
12.94245	115.0158	0	0
13.39745	115.0158	0	0
13.92828	115.0158	0	0
14.16161	115.0158	0	0
14.99577	115.0158	0	0

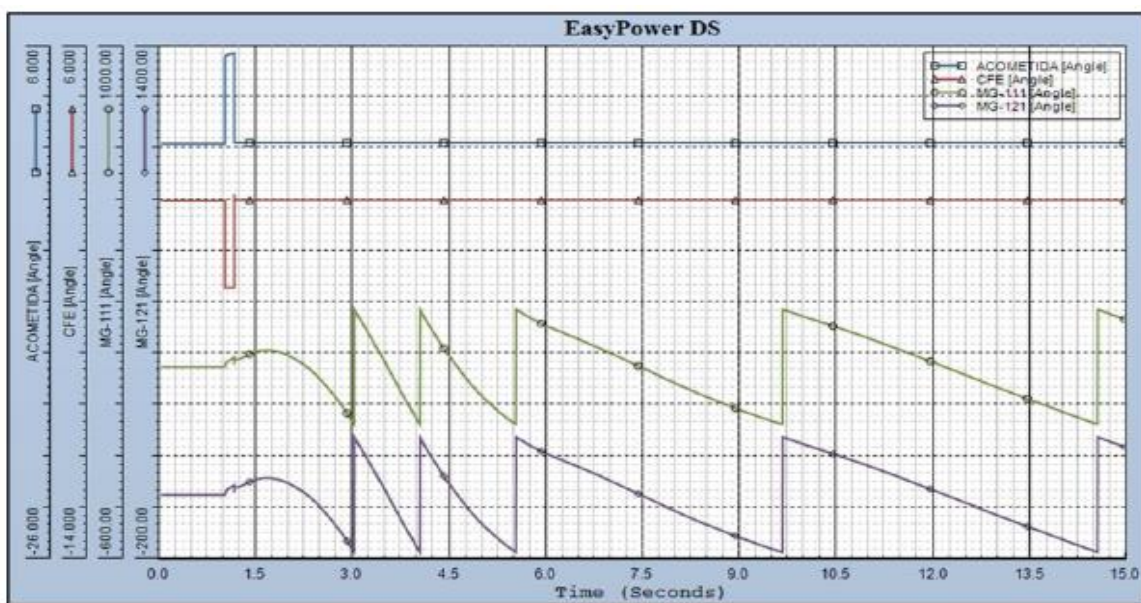


Figura 5. 36.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 3

Tabla 5. 31.- Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETI DA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)	Time (Seconds)	ACOMETI DA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
0	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.50916	0.02559	0.02585	49.27797	49.27611
0.28	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.56749	0.02559	0.02585	51.46713	51.46528
1.00083	-0.02389	0	-0.12061	-0.80419	1.64916	0.02559	0.02585	52.58147	52.57962
1.00083	5.38251	-3.3981	3.1511	2.45352	1.74249	0.02559	0.02585	51.21257	51.21069
1.03	5.52913	-3.39777	14.5405	14.34647	1.86499	0.02559	0.02585	45.48137	45.47943
1.065	5.58867	-3.39763	20.73622	20.85462	2.02249	0.02559	0.02585	32.28535	32.28341
1.14166	5.67307	-3.39742	30.61971	30.73414	2.13916	0.02559	0.02585	18.82174	18.81982
1.14166	0.54825	0.2752	6.40777	6.28455	2.22666	0.02559	0.02585	6.71931	6.71742
1.14166	0.54825	0.2752	6.40777	6.28455	2.26749	0.02559	0.02585	0.45639	0.4545
1.14166	5.68575	-3.39736	30.3812	30.96627	2.27332	0.02559	0.02585	-0.47085	-0.47274
1.14166	0.54825	0.2752	6.40777	6.28455	2.31416	0.02559	0.02585	-7.19113	-7.19302
1.14166	0.27634	0.14545	26.87675	6.04462	1.50916	0.02559	0.02585	49.27797	49.27611
1.14166	0.02559	0.02585	26.87675	25.79513	2.44832	0.02559	0.02585	-32.12659	-32.12848
1.14166	0.02559	0.02585	27.04485	25.79811	2.65249	0.02559	0.02585	-78.3885	-78.3904
1.1475	0.02559	0.02585	25.60073	25.59919	2.73416	0.02559	0.02585	-99.57556	-99.57745
1.165	0.02559	0.02585	24.15915	24.15743	2.93249	0.02559	0.02585	-156.75055	-156.75241
1.19416	0.02559	0.02585	23.97808	23.9762	3.00249	0.02559	0.02585	-178.64868	-178.65053
1.2	0.02559	0.02585	24.16275	24.16085	3.00832	0.02559	0.02585	179.49051	179.48865
1.22916	0.02559	0.02585	25.81353	25.81156	3.06665	0.02559	0.02585	160.59818	160.59633
1.235	0.02559	0.02585	26.25524	26.25326	3.15415	0.02559	0.02585	131.37216	131.37032
1.28749	0.02559	0.02585	31.11682	31.11481	3.24165	0.02559	0.02585	101.23582	101.23398

Time (Seconds)	ACOMETI DA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
3.38165	0.02559	0.02585	51.57261	51.57077
3.52165	0.02559	0.02585	0.78346	0.78163
3.52749	0.02559	0.02585	-1.34624	-1.34806
3.66165	0.02559	0.02585	-50.39594	-50.39775
3.92998	0.02559	0.02585	-147.06384	-147.06563
4.02332	0.02559	0.02585	-179.60825	-179.61002
4.02915	0.02559	0.02585	178.38341	178.38162
4.23332	0.02559	0.02585	110.36566	110.36389
4.36748	0.02559	0.02585	68.45545	68.45369
4.53082	0.02559	0.02585	20.88397	20.88222
4.60665	0.02559	0.02585	0.17442	0.17267

4.61248	0.02559	0.02585	-1.38135	-1.38309
4.74081	0.02559	0.02585	-34.2401	-34.24185
5.00331	0.02559	0.02585	-93.23969	-93.24143
5.25998	0.02559	0.02585	-140.60066	-140.6024
5.52248	0.02559	0.02585	-179.55354	-179.5553
5.52831	0.02559	0.02585	179.67807	179.67632
5.86664	0.02559	0.02585	141.15173	141.14998
6.37414	0.02559	0.02585	96.90028	96.89851
6.99831	0.02559	0.02585	42.80529	42.8035
7.4533	0.02559	0.02585	0.2055	0.2037
7.45914	0.02559	0.02585	-0.34873	-0.35052
7.89664	0.02559	0.02585	-41.62469	-41.62648
8.5558	0.02559	0.02585	-99.51437	-99.51617
9.17413	0.02559	0.02585	-146.70387	-146.70566
9.65829	0.02559	0.02585	-179.8239	-179.82568
9.66413	0.02559	0.02585	179.78934	179.78755
10.13079	0.02559	0.02585	149.1619	149.16011
11.36745	0.02559	0.02585	63.18316	63.18135
12.18412	0.02559	0.02585	0.27214	0.27034
12.18995	0.02559	0.02585	-0.18637	-0.18818
12.58078	0.02559	0.02585	-30.93731	-30.93911
13.47911	0.02559	0.02585	-100.28473	-100.28654
14.23161	0.02559	0.02585	-155.98032	-155.98213
14.55828	0.02559	0.02585	-179.68997	-179.69179
14.56411	0.02559	0.02585	179.88786	179.88605
14.99577	0.02559	0.02585	148.6684	148.66658

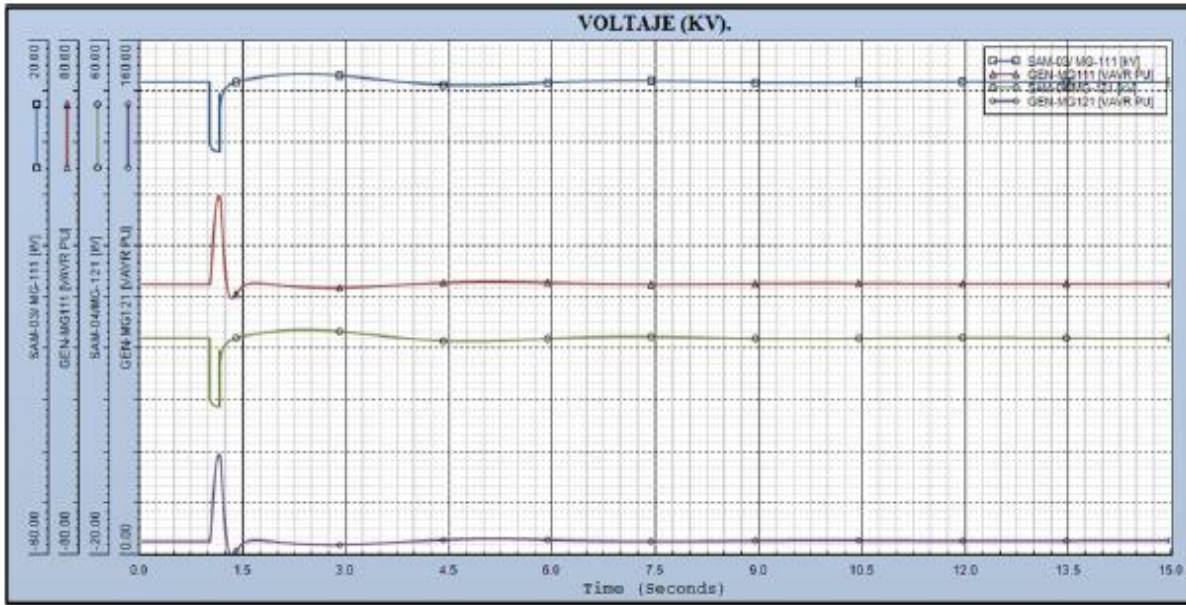


Figura 5. 37.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 3

Tabla 5. 32.- Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 3 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)	Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
0	13.8	4.44082	13.80101	4.12355	1.40416	13.87152	2.02672	13.87111	1.7643
0.00583	13.8	4.44082	13.80101	4.12355	1.47416	14.06627	3.6211	14.06587	3.3107
1.00083	13.8	4.44082	13.80101	4.12357	1.66666	14.46597	4.84519	14.46557	4.50441
1.00083	4.25469	4.44082	4.49843	4.12357	1.76583	14.62963	4.73647	14.62921	4.3942
1.0125	3.78222	6.12135	3.99201	5.7645	1.84749	14.74705	4.5671	14.74662	4.22465
1.04166	3.28713	16.24701	3.46434	15.6907	1.93499	14.85555	4.36722	14.8551	4.02483
1.09416	3.04771	29.63112	3.21124	28.88787	2.02249	14.94585	4.17136	14.9454	3.82908
1.12333	2.99758	31.79676	3.1581	31.04758	2.11582	15.02144	3.97782	15.021	3.63567
1.135	2.98301	31.95714	3.14255	31.21529	2.31416	15.10484	3.65321	15.10441	3.31137
1.14166	2.97564	31.92186	3.13466	31.18565	2.37832	15.11017	3.57607	15.10974	3.23434
1.14166	12.09514	31.92186	11.98256	31.18565	2.75166	14.9633	3.37238	14.96286	3.0313
1.14166	3.001	31.92186	3.11015	31.18565	2.94999	14.79029	3.41383	14.78985	3.07307
1.14166	12.09514	31.92186	11.98256	31.18565	3.28832	14.41343	3.66419	14.413	3.324
1.14166	9.64117	31.92186	9.5296	31.18565	3.65582	13.98176	4.08994	13.98134	3.75035
1.1475	10.10728	31.48506	10.10697	30.76249	3.97082	13.66498	4.48636	13.66456	4.14729
1.165	11.16051	27.37999	11.16014	26.75341	4.01165	13.63003	4.53574	13.62961	4.19674
1.2175	12.65468	10.36524	12.65426	10.04622	4.41415	13.37921	4.9555	13.37879	4.61716
1.26999	13.23907	1.71635	13.23864	1.49825	4.95081	13.31973	5.23635	13.31931	4.89891
1.31666	13.52875	0.12197	13.52832	0	5.03831	13.3363	5.24818	13.33589	4.91089
1.32833	13.58527	0.18963	13.58484	0.0429	5.39998	13.45985	5.20731	13.45943	4.87062
1.37499	13.77425	1.20727	13.77383	0.97924	5.76748	13.63637	5.05418	13.63595	4.71811

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
6.11748	13.80199	4.86292	13.80157	4.52745
6.40331	13.90806	4.71538	13.90763	4.38039
6.75331	13.99096	4.56485	13.99053	4.23045
7.03914	14.01816	4.4802	14.01774	4.14627
7.4358	14.0018	4.42965	14.00137	4.0964
7.93163	13.92057	4.46561	13.92014	4.13318
8.07747	13.89033	4.49173	13.88991	4.15954
8.38663	13.82573	4.56022	13.82531	4.22855
8.70747	13.7669	4.6376	13.76648	4.30646
9.17413	13.71201	4.73368	13.71159	4.40332
9.5008	13.69972	4.77577	13.6993	4.44596
10.14246	13.72888	4.78635	13.72845	4.45761
10.86579	13.79829	4.71826	13.79787	4.39072
11.06412	13.81527	4.69498	13.81485	4.36778
11.77579	13.84875	4.62975	13.84833	4.30374
12.16078	13.84713	4.61589	13.84671	4.29052
12.81995	13.82276	4.62715	13.82234	4.30288
13.23995	13.80301	4.64818	13.80259	4.32462
13.90494	13.7812	4.68156	13.78078	4.3591
14.27828	13.77749	4.69293	13.77708	4.37109
14.99577	13.78553	4.69427	13.78511	4.37363

5.3.4.- Escenario 4: Modo Isla de CFE (Total) y MTG1 fuera

MTG1 y MTG2 están en servicio paralelos en el BUS de generación con el sistema en isla total, ambos se encuentran enlazados mediante el interruptor de amarre que se cerró una vez que se entró a operar en modo isla total. Estando en ese escenario se dispara MTG1 por falla, dejando a MTG2 con toda la carga de la industria sobrecargando al generador, acontece un nuevo escenario. Se deberá disparar la carga del complejo 1 mediante la apertura del interruptor de enlace que tiene amarrados a los generadores, esta acción la manda el RTAC. Quedaría únicamente MTG2 alimentando su carga del complejo 2. Los requerimientos para que el algoritmo mande el disparo del interruptor de acoplamiento son:

- Isla de CFE

- Enlace de Co-generación dentro
- MTG1 dentro se dispara por falla
- MTG2 dentro

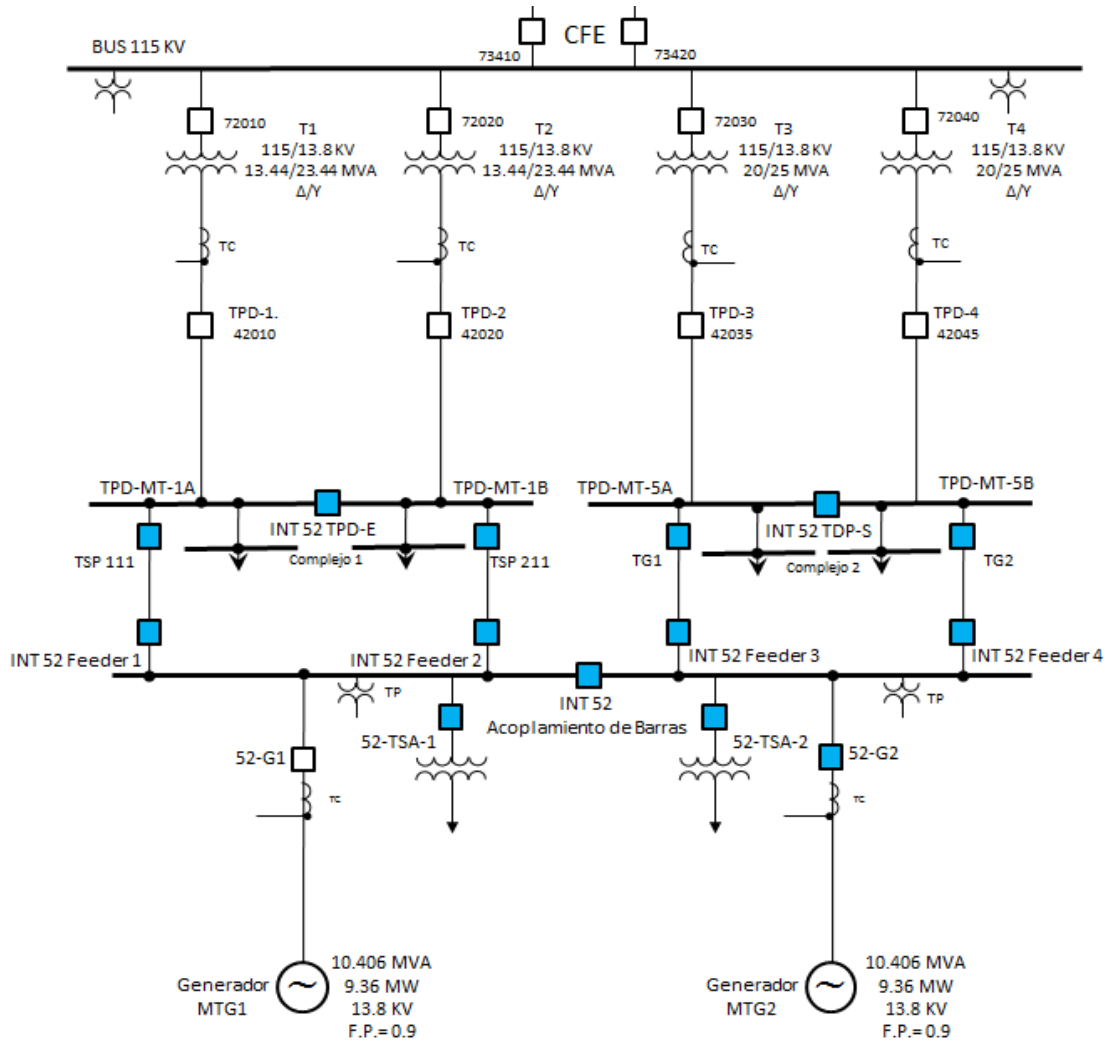


Figura 5. 38.- Escenario 4, Isla total de CFE, MTG1fuera

Ante la pérdida de MTG1 se manda a disparar la carga del complejo 1 mediante la apertura del interruptor de enlace del BUS de generación. MTG2 queda suministrando la carga del complejo 2.

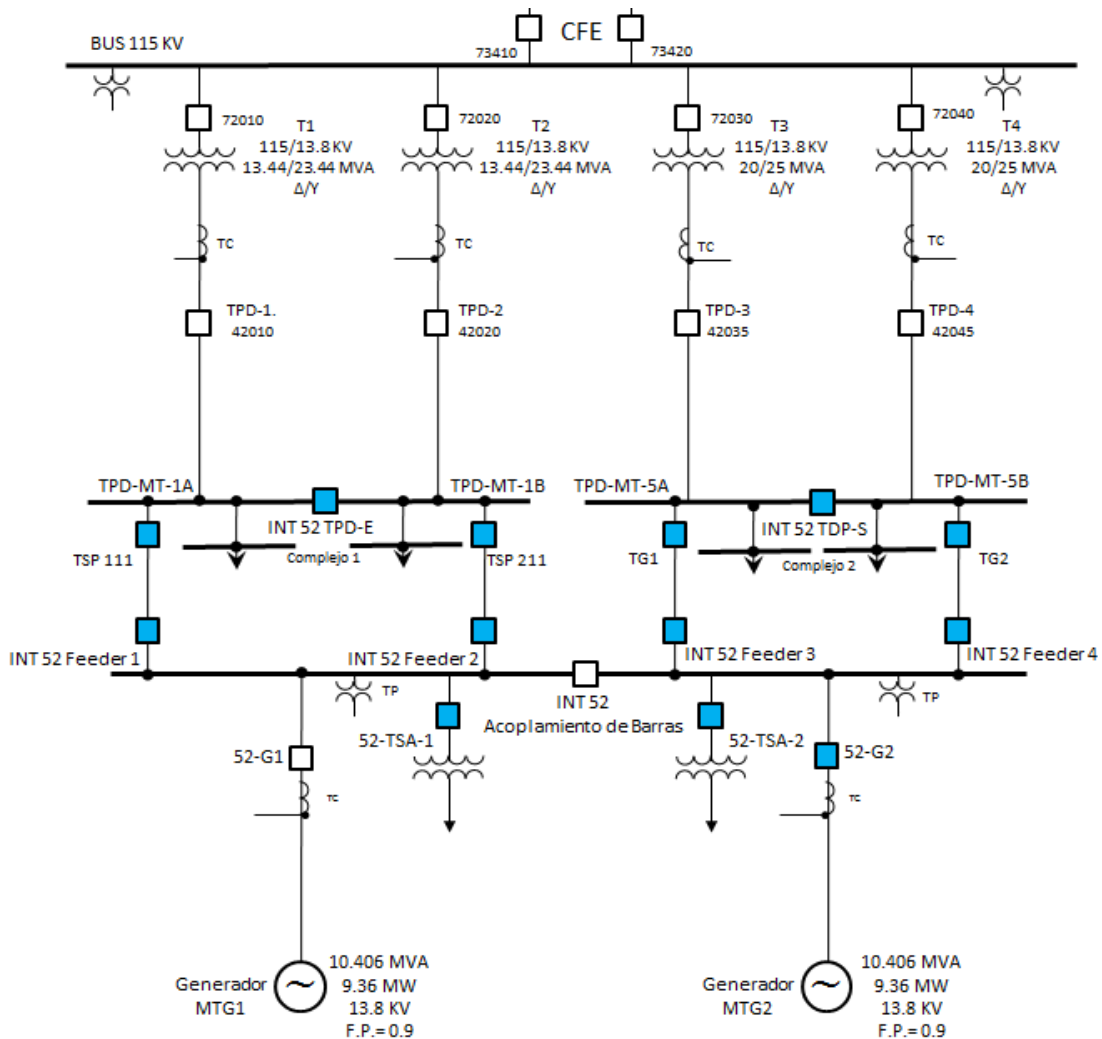


Figura 5. 39.- Escenario 4, Isla total de CFE, MTG1fuera, disparo del interruptor de acoplamiento

Los parámetros del complejo 1 y 2 son:

- Carga del complejo 1= 9 MW
- Carga del complejo 2= 9 MW
- Demanda total= 18 MW
- Generación total en complejo 1 y 2= $9+1.5+9$ MW=19.5 MW
- Generación total sin MTG1= $1.5+9$ MW
- Demanda contra Generación en la contingencia= $18-(1.5+9)$ MW= 7.5 MW

Se manda a disparar toda la carga del complejo 1 mediante el interruptor de amarre.

5.3.4.1- Escenario 4 armado en el software Test Universe 3.0

Las siguientes mascararas que se simularon en el software de pruebas del OMICRON son valores de Pre-Falla, de Falla y Pos-Falla. El equipo inyecta los valores ahí estipulados tanto de corriente y voltaje, así como la duración de cada una de ellas. En este escenario T1/T2, T3/T4 están fuera, y MTG1 se dispara por falla, MTG2 queda como único suministro para el complejo 2.

	1				2				3					
Nombre	G1= 9.3 MW	T1=0 MW	T2= 0 MW	T3=0MW ...	G1= 0MW	T1=0MW	T2=0 MW	T3=0 MW	T4...	G1=0 MW	T1=0 MW	T2=0MW	T3=0 MW	T4...
V L1-E	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz		64.00 V	0.00 °	60.000 Hz			64.00 V	0.00 °	60.000 Hz		
V L2-E	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz		64.00 V	0.00 °	60.000 Hz			64.00 V	0.00 °	60.000 Hz		
V L3-E	64.00 V	0.00 °	60.000 Hz		64.00 V	0.00 °	60.000 Hz			64.00 V	0.00 °	60.000 Hz		
CORRIENTE T1	0.000 A	180.00 °	60.000 Hz		0.000 A	180.00 °	60.000 Hz			0.000 A	180.00 °	60.000 Hz		
CORRIENTE T2	0.000 A	180.00 °	60.000 Hz		0.000 A	180.00 °	60.000 Hz			0.000 A	180.00 °	60.000 Hz		
CORRIENTE T3	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz		0.000 A	0.00 °	60.000 Hz			0.000 A	0.00 °	60.000 Hz		
CORRIENTE T4	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz		0.000 A	0.00 °	60.000 Hz			0.000 A	0.00 °	60.000 Hz		
CORRIENT G1	9.500 A	0.00 °	60.000 Hz		0.000 A	0.00 °	60.000 Hz			0.000 A	0.00 °	60.000 Hz		
CORRIENTE G2	9.500 A	0.00 °	60.000 Hz		12.50 A	0.00 °	60.000 Hz			9.500 A	0.00 °	60.000 Hz		
CMC Rel	1 salida(s) activa(s)				1 salida(s) activa(s)					1 salida(s) activa(s)				
Trigger			10.00 s				100.0 ms					22.00 s		

Figura 5. 40.- Mascara del escenario 4, simulado en el software Test Universe 3.0

Los resultados de la prueba se muestran en la figura 5.44

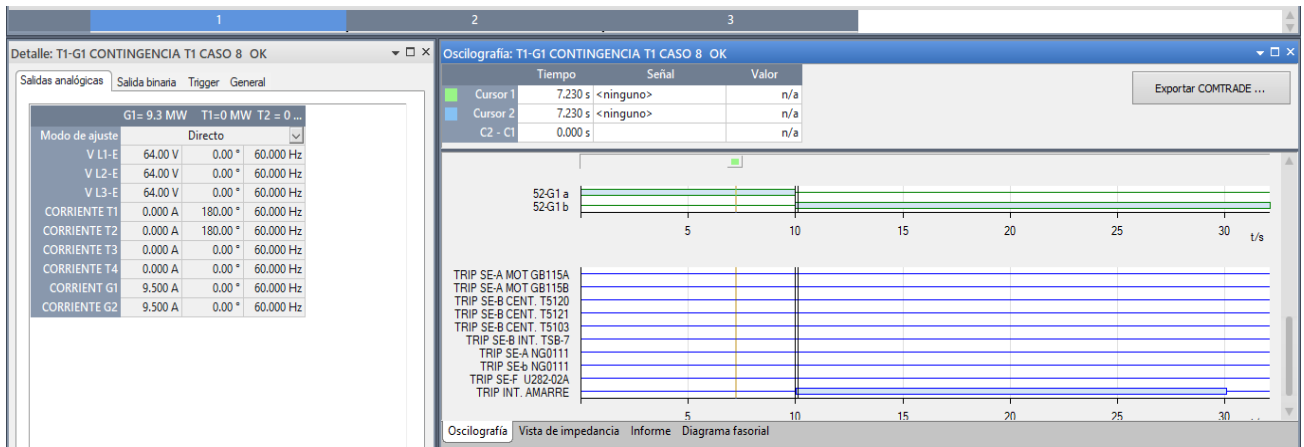


Figura 5. 41.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario 4

Hay un instante en el cual cuando se dispara MTG1 estando en isla CFE MTG2 intentará alcanzar el doble de su generación para abastecer la demanda en lo que opera la protección y el interruptor de amarre.

5.3.4.2.- Estudio de estabilidad del sistema del escenario 4 mediante el Software EASYPOWER

Las gráficas que se muestran a continuación fueron simuladas en el software EASYPOWER en base a los valores obtenidos de las pruebas hechas con el OMICRON y el Software RTAC. Muestran la estabilidad transitoria que ocurre cuando se entra en operación de modo isla, al igual que en el ejemplo de la simulación con el Test Universe 3.0 se muestra el estado inicial de operación del sistema (Pre-falla), después la inestabilidad transitoria que implica que la generación se vea superada por la demanda (Falla) y por último la estabilidad que se logra mediante la aplicación de los EAR, el DAC o, en su respectivo escenario, el DAG. Las gráficas muestran el comportamiento de los parámetros de las unidades de generación.

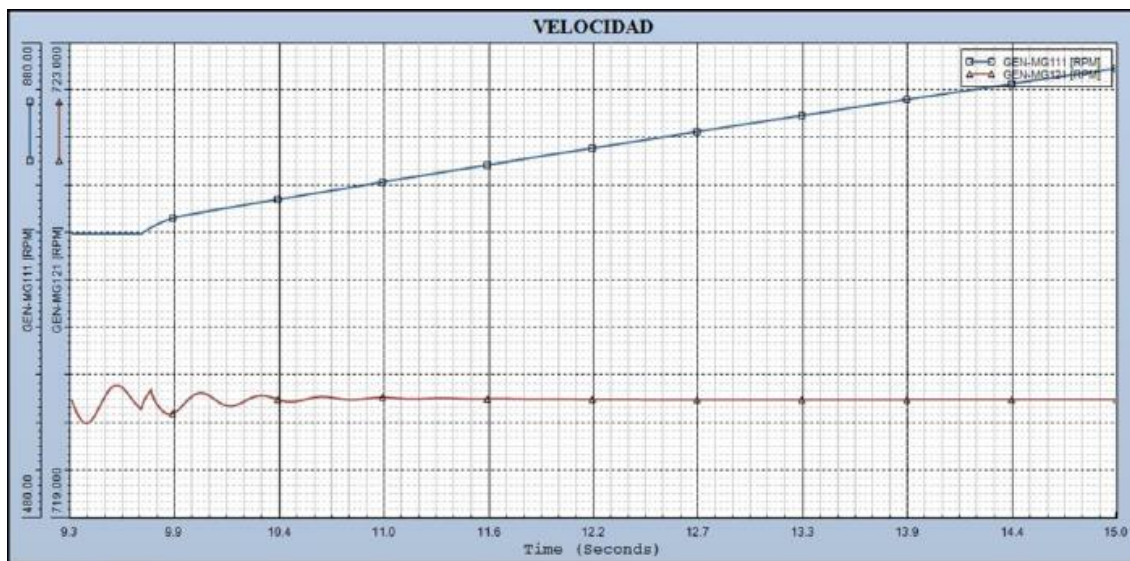


Figura 5. 42.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario 4

Tabla 5. 33.- Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)
0	720	720	2.52999	744.94391	720.00085	7.98997	797.37793	720.00055
0.00583	720	719.99005	2.96165	749.22296	720.00098	8.4508	801.64648	719.99927
0.44916	719.99872	719.99445	2.96749	749.28058	719.99988	8.89996	805.78528	719.99933
0.40833	719.9986	719.94818	3.14832	751.0658	719.98145	9.15663	808.14075	719.99902
0.6475	720.00061	720.11957	3.34082	752.96149	719.99957	9.60579	812.2464	719.99915
0.86916	720.00134	720.00146	3.34665	753.01886	720.00049	9.93246	815.21936	719.99915
0.875	720.00128	719.99695	3.64999	755.99615	720.02289	10.03163	816.11975	719.99915
1.00083	720.00024	719.92004	3.95332	758.96179	720.00018	10.50412	820.39612	719.99939
1.0475	721.92456	719.99878	3.95915	759.01868	719.99994	10.90079	823.96906	719.99951
1.05333	722.15979	720.00513	4.08165	760.21295	719.99988	11.16912	826.37726	719.99963
1.14166	725.46472	720.08051	4.08748	760.26978	720.00006	11.54829	829.76825	719.99982

1.1825	726.84143	720.00067	4.37332	763.04895	720.01642	11.96245	833.45648	719.99994
1.18833	727.02832	719.99371	4.74081	766.60742	720.00836	11.99162	833.71558	720
1.41583	732.68774	719.87598	5.03831	769.47601	720.00677	12.07329	834.44073	720
1.67249	736.36505	719.99902	5.44081	773.34009	720.01117	12.14912	835.11346	720
1.67833	736.42609	720.00244	5.90748	777.79614	720.00531	12.15495	835.16516	720.00006
1.85333	738.18634	720.0575	6.18164	780.40222	720.00732	12.65078	839.55042	720.00012
2.05749	740.23175	720.00067	6.55497	783.93701	720.0033	13.22828	844.62915	720.00018
2.06333	740.29016	719.99823	6.88747	787.07178	720.00305	13.73578	849.06726	720.00024
2.25582	742.21338	719.94537	7.16164	789.64728	720.00281	14.99577	859.98694	720.00012
2.52416	744.88593	719.99915	7.6108	793.84857	720.00049	14.99577	717.5871	717.58673

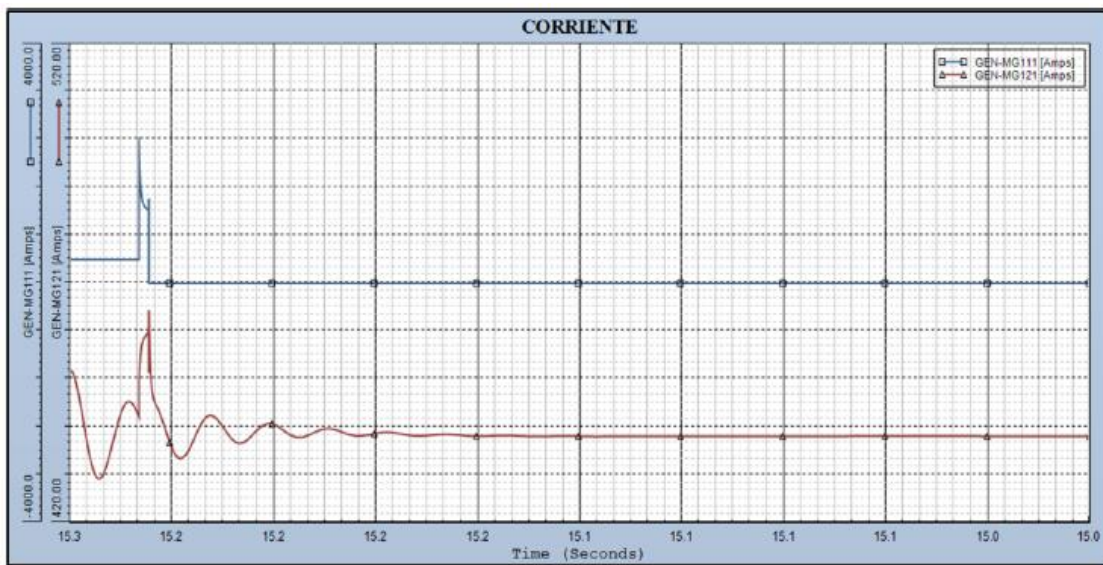


Figura 5. 43.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario 4

Tabla 5. 34.- Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)
0	400.22162	451.68442	1.72499	0	434.96747	6.05914	0	437.99826
0.00583	400.22192	451.65176	1.91749	0	440.69821	6.06498	0	438.00024
0.48416	400.18655	430.38464	2.05166	0	442.39917	6.54914	0	438.08319
1.00083	400.28693	441.96716	2.22082	0	440.2363	7.02164	0	437.97043
1.00083	2282.16699	449.93011	2.41332	0	436.8132	7.31914	0	438.01376
1.00666	1999.03064	451.83359	2.66416	0	438.17236	7.65164	0	437.93719
1.0125	1817.11658	453.27148	2.79249	0	439.95975	7.91997	0	437.94864
1.01833	1687.75366	454.43762	3.11332	0	439.37289	8.31663	0	437.95999
1.02416	1594.03271	455.37198	3.24165	0	438.16159	8.78913	0	437.94928
1.03	1524.62683	456.11441	3.36415	0	437.7356	9.20913	0	437.96112

1.03583	1472.02539	456.70132	3.45165	0	437.97189	9.86246	0	437.97275
1.04166	1431.2417	457.16443	3.45749	0	438.00043	10.11329	0	437.97382
1.0475	1398.92786	457.53064	3.82498	0	439.54248	10.80746	0	437.98508
1.12333	1245.21606	459.59167	3.98832	0	438.87918	11.36745	0	437.98764
1.14166	1232.1698	460.11481	4.24498	0	438.05386	11.98579	0	437.99057
1.14166	1428.76245	451.27557	4.68831	0	438.82288	12.30662	0	437.99115
1.14166	1428.76245	451.27557	5.03248	0	438.10373	12.76162	0	437.9906
1.14166	0	464.3584	5.39998	0	438.32895	13.31578	0	437.98889
1.28166	0	443.54974	5.66248	0	438.29016	13.86994	0	437.98618
1.53833	0	434.08368	5.93664	0	438.0011	14.92577	431.96378	422.5903
1.54416	0	433.97299	5.94248	0	437.99878	14.99577	432.00467	422.63437

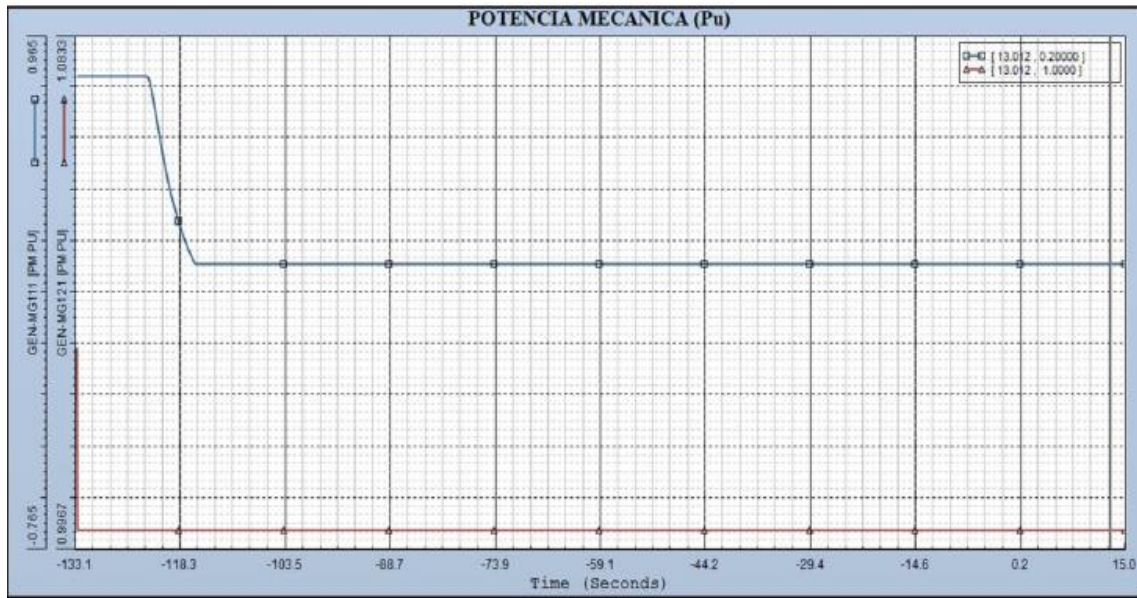


Figura 5. 44.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 4

Tabla 5. 35.-- Muestreo del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)
0	0.83458	1.03091	1.61999	0.23598	1	6.12914	0.2	1
0.00583	0.83458	1	1.66083	0.21516	1	6.82914	0.2	1
0.29167	0.83462	1	1.68999	0.20143	1	7.07414	0.2	1
0.67666	0.83456	1	1.69583	0.2	1	7.63414	0.2	1
1.01833	0.83074	1	1.81833	0.2	1	8.17663	0.2	1
1.02416	0.82773	1	1.96999	0.2	1	8.8883	0.2	1
1.04166	0.81472	1	2.09833	0.2	1	9.19163	0.2	1
1.05916	0.7972	1	2.36082	0.2	1	9.79829	0.2	1

1.09416	0.75422	1	2.58249	0.2	1	10.21246	0.2	1
1.12916	0.70655	1	2.78082	0.2	1	10.80162	0.2	1
1.14166	0.68808	1	3.04915	0.2	1	11.22746	0.2	1
1.1475	0.68114	1	3.24165	0.2	1	11.76412	0.2	1
1.15333	0.67307	1	3.67915	0.2	1	12.23662	0.2	1
1.21166	0.59419	1	3.99998	0.2	1	12.88412	0.2	1
1.27583	0.515	1	4.34998	0.2	1	13.48495	0.2	1
1.30499	0.48218	1	4.62998	0.2	1	14.99577	0.2	1
1.34583	0.43956	1	4.88665	0.2	1	14.92577	0.96224	0.96217
1.38083	0.40598	1	4.97415	0.2	1	14.93161	0.96224	0.96218
1.41583	0.37494	1	5.14331	0.2	1	14.95494	0.96226	0.96219
1.49166	0.31563	1	5.65081	0.2	1	14.97244	0.96227	0.9622
1.52666	0.29154	1	5.90164	0.2	1	14.99577	0.96229	0.96222

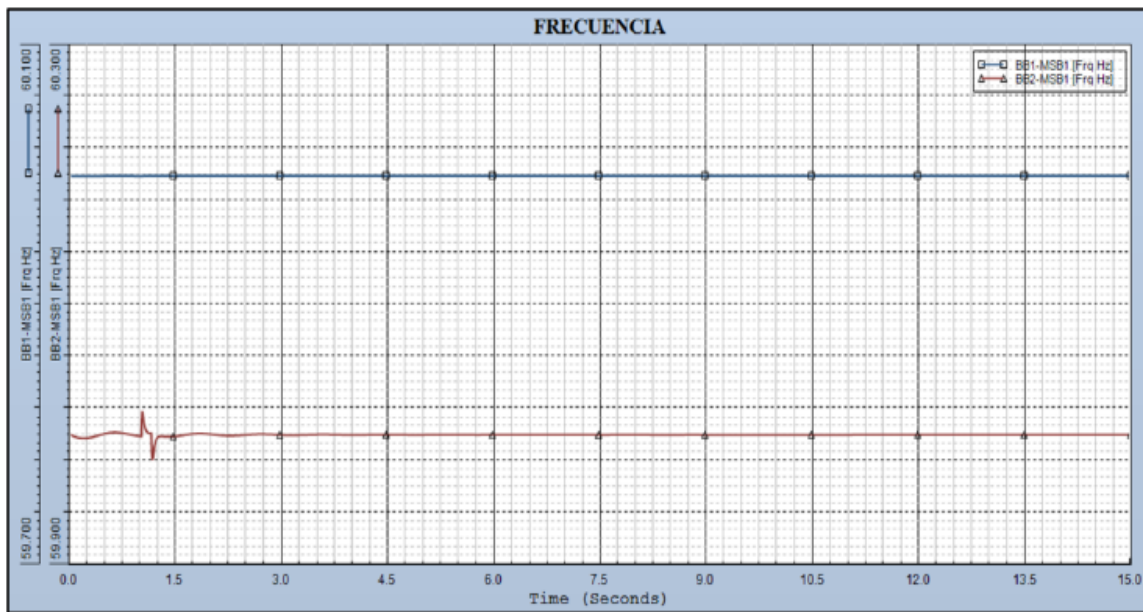


Figura 5. 45.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 4

Tabla 5. 36.- Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)
0	60	60	1.21166	60	59.99676	4.46665	60	60.00015
1.12916	60	60.0012	1.51499	60	59.999	4.74081	60	60.00001
0.01167	59.99999	59.99976	1.63166	60	60	4.74665	60	60
0.08167	59.99993	59.99808	1.82416	60	60.00094	4.90415	60	59.99997
0.1575	59.9999	59.99734	2.06916	60	59.9999	4.99165	60	59.99999
0.2975	59.99991	59.99807	2.26749	60	59.99928	4.99748	60	60

0.44333	59.99999	60.00028	2.49499	60	59.99999	5.50498	60	60.00005
0.46083	60	60.00053	2.50082	60	60.00002	6.53164	60	60
0.46666	60.00001	60.00061	2.69916	60	60.00048	7.30164	60	60.00001
0.6125	60.00006	60.00176	2.93249	60	60.00001	8.03663	60	60
0.61833	60.00007	60.00177	2.93832	60	59.99999	9.31996	60	59.99999
0.7	60.00007	60.00152	3.13665	60	59.99969	10.38746	60	60
0.875	60.00001	59.99979	3.34082	60	59.99998	11.29162	60	60
0.89833	60	59.99955	3.34665	60	60	12.52245	60	60
0.90416	59.99999	59.9995	3.57999	60	60.00026	13.79411	60	60
1.00666	59.99998	60.01218	3.82498	60	60.00001	14.99577	60	60
1.0125	59.99999	60.0172	3.83665	60	60	14.92577	59.79906	59.79906
1.01833	60	60.01717	3.84248	60	59.99999	14.94327	59.79903	59.79903
1.04166	60	60.00848	4.07582	60	59.99991	14.96077	59.799	59.799
1.04166	60	60.00848	4.18082	60	59.99999	14.97827	59.79897	59.79897
1.15916	60	59.9812	4.18665	60	60	14.99577	59.79893	59.79893

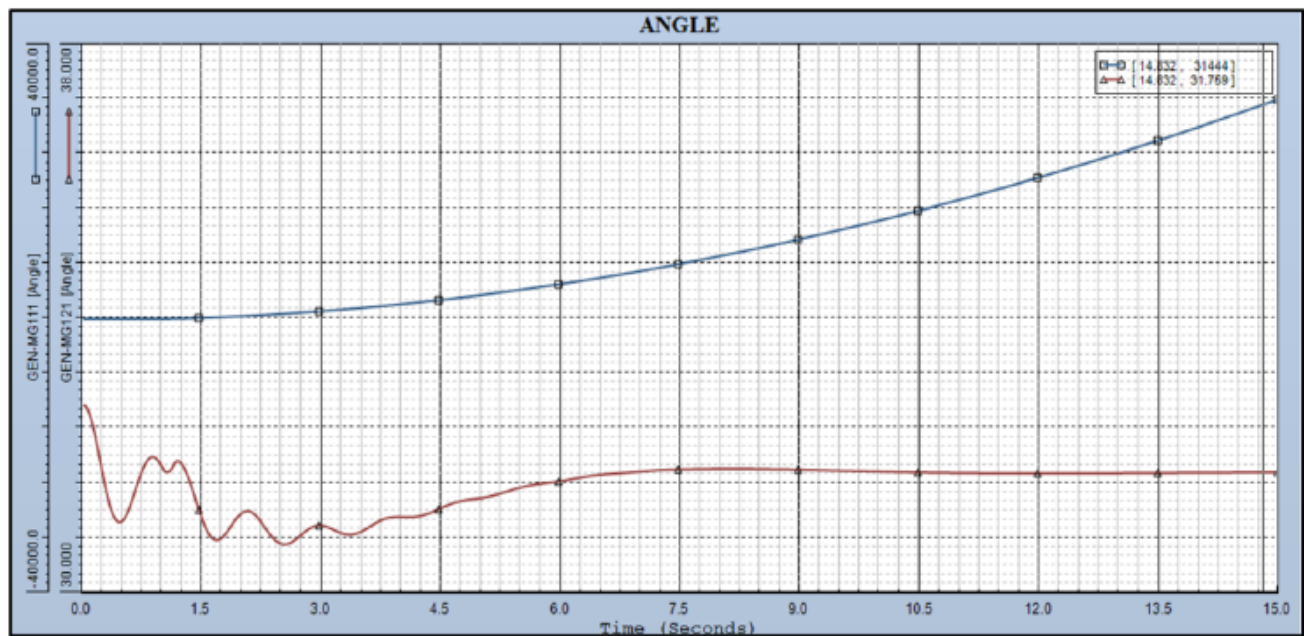


Figura 5. 46.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 4

Tabla 5. 37.- Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)
0	38.62717	32.74216	2.36082	650.78998	30.82593	5.93664	5027.57422	31.61849
0.00583	38.62717	32.74126	2.43082	700.36853	30.74454	6.22248	5537.20557	31.67704
0.2625	38.62403	31.61769	2.50082	751.41034	30.70483	6.97497	6989.84473	31.76726

0.46083	38.61593	31.02783	2.57082	803.91412	30.70995	7.2258	7509.61182	31.7901
0.6125	38.61355	31.3556	2.64082	857.87842	30.75247	7.94913	9107.34375	31.80987
0.875	38.62265	31.98002	2.71082	913.30194	30.81737	8.2933	9918.83789	31.81092
1.07083	41.65863	31.7676	2.75749	951.06097	30.86406	8.92913	11504.44629	31.79881
1.1475	51.5335	31.89263	2.82166	1004.0368	30.92181	9.33746	12581.53809	31.78748
1.24666	73.17944	31.86094	2.94999	1113.6571	30.98069	9.69329	13557.4541	31.77756
1.36333	109.10294	31.53157	3.08415	1233.48254	30.94939	10.04913	14567.96973	31.76859
1.39833	121.69736	31.4034	3.22415	1364.19946	30.87565	10.55079	16051.14063	31.75739
1.52083	171.13277	30.98348	3.34665	1483.32837	30.84641	11.22162	18140.83398	31.74798
1.78916	300.8457	30.86181	3.42249	1559.29407	30.8602	11.80495	20056.2793	31.74474
1.87083	344.8284	30.9977	3.50999	1649.05286	30.90361	12.25412	21593.11719	31.74454
1.87666	348.04684	31.00762	3.59749	1741.0658	30.96385	12.75578	23372.95313	31.74625
1.92916	377.47342	31.09058	3.77832	1938.35767	31.07307	13.30411	25394.44141	31.74936
1.98166	407.72867	31.15323	3.97665	2165.77319	31.10428	13.92244	27768.76953	31.75338
2.05749	452.89249	31.19017	4.04082	2241.8147	31.10231	14.42994	29792.14844	31.7565
2.15082	510.84793	31.14036	4.15165	2375.99463	31.10431	14.99577	32126.98242	31.75931
2.22666	559.85962	31.03944	4.78748	3214.91895	31.34781	14.92577	-1617.02051	-1615.224
2.29082	602.67615	30.93484	5.02081	3552.20117	31.38535	14.99577	-1622.08582	-1620.29004

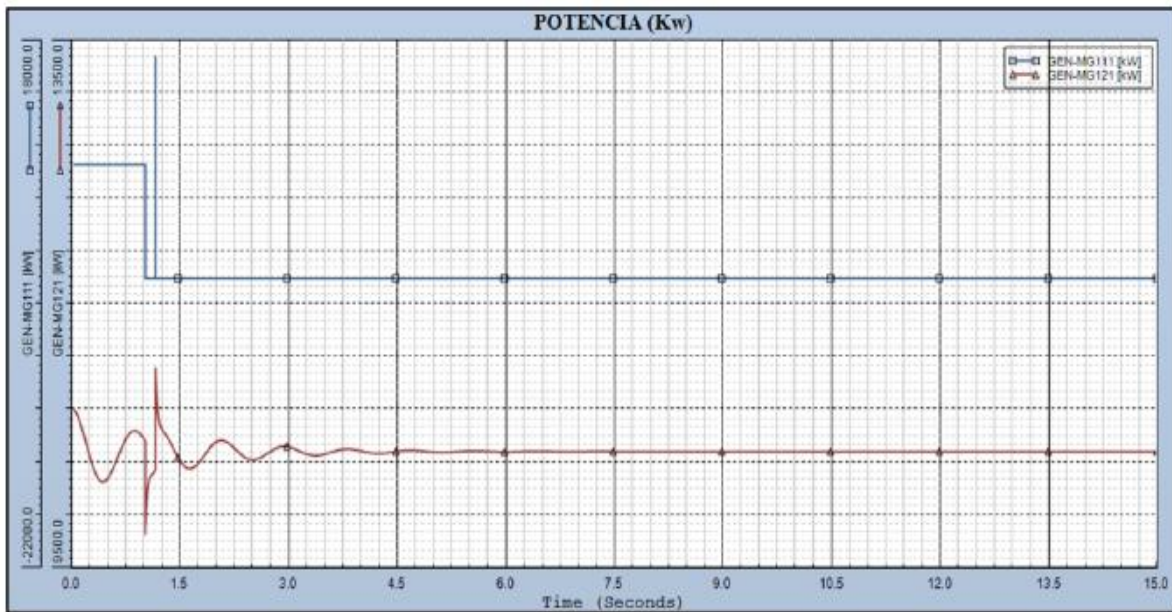


Figura 5. 47.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 4

Tabla 5. 38.- Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)
0	8666.18848	10704.19141	1.14166	16940.13477	10620.59375	4.02915	0	10382.89648

0.00583	8666.19824	10703.41895	1.14166	0	11022.47168	4.23915	0	10370.10742
0.07583	8666.75293	10637.35059	1.1475	0	10908.92578	4.39665	0	10378.48047
0.21	8667.72852	10381.93457	1.17083	0	10685.90625	4.66498	0	10393.40039
0.37333	8666.70605	10161.82324	1.36333	0	10431.25977	5.11998	0	10378.10059
0.41417	8666.14063	10152.99609	1.48583	0	10307.85645	5.58664	0	10388.77246
0.44333	8665.71973	10158.88477	1.56749	0	10261.12012	5.98331	0	10381.70508
0.4725	8665.31152	10174.12891	1.71916	0	10287.14258	6.48497	0	10386.49805
0.53666	8664.55957	10234.7041	2.01083	0	10464.39453	6.81164	0	10383.26367
0.6125	8664.13184	10334.95508	2.06333	0	10467.55469	7.2958	0	10385.48633
0.67083	8664.23242	10414.49512	2.12166	0	10456.7832	7.72747	0	10383.69824
0.7875	8665.41211	10525.39746	2.23249	0	10407.79199	8.1533	0	10384.69824
0.84583	8666.26074	10541.32813	2.36082	0	10345.08984	8.68413	0	10383.82715
0.88083	8666.7627	10537.12891	2.48332	0	10320.72168	9.0108	0	10384.22754
0.91	8667.14746	10526.38672	2.73416	0	10386.63379	10.90079	0	10383.87305
0.95083	8667.59961	10501.8916	2.90916	0	10422.94922	11.60662	0	10383.87598
1.00083	8667.9668	10460.76953	2.92666	0	10423.06934	12.46412	0	10383.89941
1.00083	0.00001	9833.05469	3.11915	0	10390.70996	13.46745	0	10383.93262
1.00666	0.00001	9920.29395	3.34665	0	10353.7168	14.92577	9995.56445	9995.78809
1.03	0.00002	10099.62402	3.52165	0	10370.76465	14.97244	9996.89453	9997.11914
1.1175	0.00003	10223.9502	3.79582	0	10402.67285	14.99577	9997.5791	9997.80371

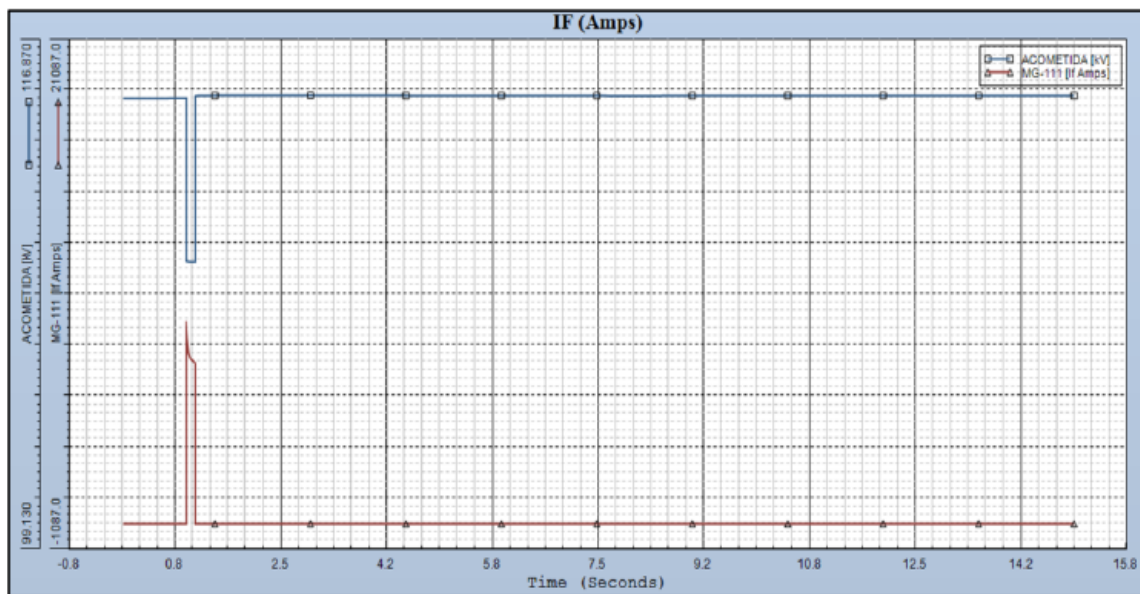


Figura 5. 48.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 4

Tabla 5. 39.- Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	MG-111 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	MG-111 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	MG-111 (IF Amps)
0.00583	8666.19824	10703.41895	1.14166	0	11022.47168	4.23915	0	10370.10742
0.07583	8666.75293	10637.35059	1.1475	0	10908.92578	4.39665	0	10378.48047
0.21	8667.72852	10381.93457	1.17083	0	10685.90625	4.66498	0	10393.40039
0.37333	8666.70605	10161.82324	1.36333	0	10431.25977	5.11998	0	10378.10059
0.41417	8666.14063	10152.99609	1.48583	0	10307.85645	5.58664	0	10388.77246
0.44333	8665.71973	10158.88477	1.56749	0	10261.12012	5.98331	0	10381.70508
0.4725	8665.31152	10174.12891	1.71916	0	10287.14258	6.48497	0	10386.49805
0.53666	8664.55957	10234.7041	2.01083	0	10464.39453	6.81164	0	10383.26367
0.6125	8664.13184	10334.95508	2.06333	0	10467.55469	7.2958	0	10385.48633
0.67083	8664.23242	10414.49512	2.12166	0	10456.7832	7.72747	0	10383.69824
0.7875	8665.41211	10525.39746	2.23249	0	10407.79199	8.1533	0	10384.69824
0.84583	8666.26074	10541.32813	2.36082	0	10345.08984	8.68413	0	10383.82715
0.88083	8666.7627	10537.12891	2.48332	0	10320.72168	9.0108	0	10384.22754
0.91	8667.14746	10526.38672	2.73416	0	10386.63379	10.90079	0	10383.87305
0.95083	8667.59961	10501.8916	2.90916	0	10422.94922	11.60662	0	10383.87598
1.00083	8667.9668	10460.76953	2.92666	0	10423.06934	12.46412	0	10383.89941
1.00083	0.00001	9833.05469	3.11915	0	10390.70996	13.46745	0	10383.93262
1.00666	0.00001	9920.29395	3.34665	0	10353.7168	14.92577	9995.56445	9995.78809
1.03	0.00002	10099.62402	3.52165	0	10370.76465	14.97244	9996.89453	9997.11914
1.1175	0.00003	10223.9502	3.79582	0	10402.67285	14.99577	9997.5791	9997.80371

0	114.86153	0	2.38416	114.96644	0	9.08663	114.95119	0
0.00583	114.86151	0	2.61749	114.967	0	9.50663	114.95139	0
0.4725	114.86031	0	2.93832	114.96735	0	9.85663	114.95155	0
0.79916	114.86486	0	3.19499	114.9663	0	10.04913	114.95164	0
1.00083	114.86473	0	3.61499	114.96497	0	10.40496	114.95177	0
1.00083	109.18654	8386.73145	3.92998	114.96346	0	10.85996	114.9519	0
1.00666	109.18134	8081.57861	4.16915	114.96203	0	11.13996	114.95195	0
1.0125	109.17753	7873.03418	4.54832	114.96017	0	11.58329	114.952	0
1.03583	109.1686	7434.09863	4.91581	114.95816	0	11.96245	114.95202	0
1.05333	109.16554	7295.93555	5.14331	114.95702	0	12.14912	114.95202	0
1.07083	109.1639	7216.31152	5.51081	114.95546	0	12.58662	114.952	0
1.1	109.1626	7129.20508	5.97748	114.95369	0	12.95995	114.95197	0
1.12916	109.16206	7054.71533	6.13498	114.95322	0	13.18161	114.95194	0
1.14083	109.16194	7023.89209	6.51997	114.95229	0	13.50828	114.95191	0
1.14166	109.16193	7021.63916	6.91664	114.95157	0	13.87578	114.95187	0
1.14166	113.94712	0	7.1908	114.95126	0	14.13244	114.95184	0
1.14166	114.9072	0	7.58164	114.95098	0	14.60494	114.9518	0
1.22333	114.95813	0	7.93163	114.9509	0	14.86744	114.95177	0
1.36333	114.96021	0	8.16497	114.9509	0	14.99577	114.95177	0
1.73083	114.96318	0	8.5208	114.95097	0	14.92577	115.0158	0
2.08083	114.96655	0	8.8883	114.95111	0	14.99577	115.0158	0

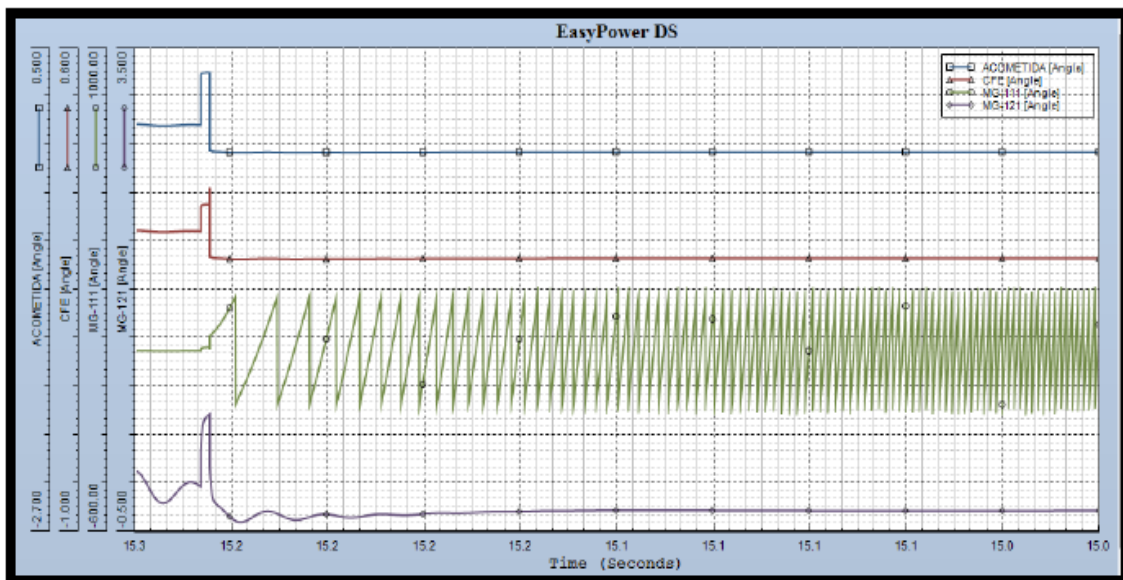


Figura 5. 49.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 4

Tabla 5. 40.- Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETI DA	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)	Time (Seconds)	ACOMETI DA	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
----------------	------------	--------------	-----------------	-----------------	----------------	------------	--------------	-----------------	-----------------

	(ANGULO)					(ANGULO)			
0	0.00537	0	0	0.00001	1.45083	-0.18138	-0.09423	141.95596	-0.37724
0.00583	0.00536	-0.00001	0	-0.00031	1.53833	-0.18284	-0.09497	178.81268	-0.41125
0.0525	0.00469	-0.00035	-0.00054	-0.0168	1.54416	-0.18291	-0.09501	-178.60576	-0.41278
0.14	0.00188	-0.0018	-0.00301	-0.08569	1.61999	-0.18337	-0.09524	-143.8009	-0.42286
0.21	-0.0009	-0.00324	-0.00563	-0.15354	1.62583	-0.18338	-0.09524	-141.03403	-0.42288
0.42	-0.00565	-0.00567	-0.01097	-0.2664	1.72499	-0.18288	-0.09497	-92.28572	-0.40897
0.44916	-0.00556	-0.00562	-0.01105	-0.26356	1.89416	-0.18078	-0.09386	-2.22373	-0.35543
0.62416	-0.00222	-0.00387	-0.00838	-0.17844	1.89999	-0.18072	-0.09382	1.03553	-0.35376
0.7175	-0.00003	-0.00272	-0.00609	-0.12416	1.95833	-0.18017	-0.09354	34.19094	-0.33995
0.75833	0.00067	-0.00236	-0.00525	-0.10708	2.12166	-0.18013	-0.09351	132.46474	-0.33784
0.81666	0.00124	-0.00206	-0.00441	-0.09322	2.19166	-0.18071	-0.0938	177.03233	-0.35166
1.00083	-0.00025	-0.00283	-0.00512	-0.13006	2.19749	-0.18077	-0.09383	-179.18742	-0.35305
1.00083	0.33643	0.07974	6.07295	0.1697	2.27916	-0.18163	-0.09428	-125.19379	-0.37384
1.07083	0.34875	0.08552	10.87469	0.43915	2.43666	-0.18284	-0.0949	-15.42879	-0.40265
1.14166	0.35026	0.08624	11.9428	0.47378	2.45416	-0.18289	-0.09492	-2.77513	-0.40383
1.14166	0.31141	0.14263	5.86473	0.3774	2.45999	-0.1829	-0.09493	1.46308	-0.40412
1.14166	-0.17394	-0.09117	50.07745	0.03419	2.50082	-0.18293	-0.09494	31.41493	-0.40467
1.14166	-0.16214	-0.08476	50.07745	0.04182	2.63499	-0.18241	-0.09467	133.32936	-0.39145
1.1475	-0.16543	-0.08637	51.13116	-0.02887	2.69332	-0.18201	-0.09446	179.31274	-0.38164
1.235	-0.17674	-0.09188	70.1152	-0.26945	2.69916	-0.18197	-0.09444	-176.0332	-0.38063
1.33416	-0.17875	-0.09289	99.21949	-0.31526	2.85666	-0.18109	-0.09399	-46.54896	-0.35939

Time (Seconds)	ACOMETI DA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
2.90916	-0.18099	-0.09393	-1.74984	-0.35699
2.91499	-0.18098	-0.09393	3.27834	-0.3569
3.10749	-0.18145	-0.09418	174.86787	-0.36922
3.11332	-0.18148	-0.0942	-179.76109	-0.36986
3.29999	-0.18207	-0.09451	-2.57508	-0.38525
3.30582	-0.18207	-0.09451	3.12787	-0.38541
3.48082	-0.1818	-0.09438	178.8838	-0.37957
3.48665	-0.18178	-0.09437	-175.10222	-0.37909
..
4.26248	-0.18092	-0.09399	-6.2386	-0.36478
4.26832	-0.18092	-0.09398	1.11152	-0.36461
..
4.67081	-0.18006	-0.09357	172.18854	-0.34732
4.67665	-0.18005	-0.09357	-179.76866	-0.34723

..
5.04998	-0.17997	-0.09355	-4.532	-0.34833
5.05581	-0.17996	-0.09355	4.15083	-0.34829
..
6.04164	-0.17912	-0.09318	172.07919	-0.33434
6.04748	-0.17912	-0.09317	-177.57829	-0.33426
..
7.07414	-0.17866	-0.09297	-6.78343	-0.32665
7.07997	-0.17866	-0.09297	5.2659	-0.32661
..
8.12997	-0.17856	-0.09293	169.61368	-0.32507
8.1358	-0.17856	-0.09293	-176.61314	-0.32507
..
9.06913	-0.17863	-0.09296	-11.43132	-0.32619
9.07496	-0.17863	-0.09296	3.85754	-0.3262
..
10.04913	-0.17872	-0.093	167.9693	-0.32771
10.05496	-0.17872	-0.093	-175.1774	-0.32772
..
11.06412	-0.17878	-0.09303	-0.68439	-0.32869
11.06996	-0.17878	-0.09303	17.77137	-0.32869
..
11.55995	-0.17879	-0.09303	160.69257	-0.32887
11.56579	-0.17879	-0.09303	179.9247	-0.32887
11.57162	-0.17879	-0.09303	-160.83405	-0.32887
..
12.04412	-0.1788	-0.09303	-12.09358	-0.32892
12.04995	-0.1788	-0.09303	7.89269	-0.32892
..
13.00661	-0.17878	-0.09303	167.84096	-0.32872
13.01245	-0.17878	-0.09303	-170.68506	-0.32872
..
14.97244	-0.17875	-0.09301	-10.93703	-0.3281
14.97827	-0.17875	-0.09301	13.52981	-0.3281
14.99577	-0.17875	-0.09301	86.98309	-0.32809
14.92577	0.02559	0.02585	153.73398	153.73216
14.93161	0.02559	0.02585	153.31197	153.31017
14.99577	0.02559	0.02585	148.6684	148.66658

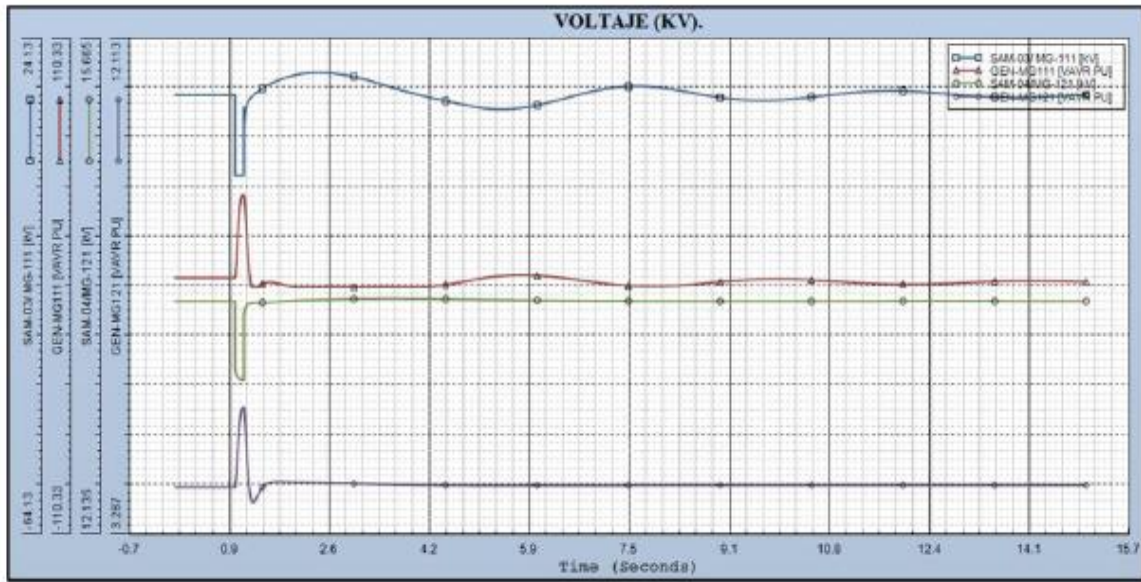


Figura 5. 50.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 4

Tabla 5. 41.- Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 4 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)	Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
0	14.35239	4.17692	13.79999	4.12577	1.94666	17.76719	0.02124	13.80315	4.21462
0.00583	14.35239	4.17692	13.79999	4.12577	1.95249	17.78317	0	13.80328	4.21444
1.00083	14.35239	4.17692	13.79999	4.12579	2.13332	18.15307	0	13.80657	4.20988
1.00083	0	4.17692	13.32187	4.12579	2.37249	18.31331	0	13.80977	4.20472
1.05333	0	26.5289	13.25191	4.93665	2.61749	18.16625	0	13.81292	4.19751
1.12916	0	41.09574	13.23923	5.54835	2.82749	17.84287	0	13.81508	4.19139
1.135	0	41.06663	13.2389	5.55125	3.00249	17.45353	0	13.81625	4.18711
1.14166	0	40.92922	13.23857	5.55019	3.52749	15.80947	0	13.81766	4.17586
1.14166	12.2903	40.92922	13.65166	5.55019	3.78998	15.02451	0	13.81743	4.17119
1.14166	8.95638	40.92922	13.706	5.55019	4.02332	14.37954	0	13.81676	4.1678
1.19416	12.60134	20.72797	13.77478	4.65572	4.13998	14.07382	0	13.81631	4.1663
1.26416	13.96124	0.04999	13.78596	3.89756	4.14582	14.05882	0.00038	13.81628	4.16623
1.26999	14.02865	0	13.78627	3.88038	4.37915	13.47901	0.70406	13.81519	4.16362
1.29333	14.27156	0	13.78726	3.85348	4.64748	12.85757	1.8711	13.8137	4.16128
1.35749	14.82103	0	13.78899	3.94935	4.90998	12.29022	3.14731	13.81209	4.15963
1.36333	14.8661	0.00925	13.78911	3.96192	5.11998	11.91971	4.18622	13.81075	4.15869
1.42749	15.32892	0.9441	13.79028	4.08507	5.36498	11.77167	4.93005	13.8092	4.15794
1.45083	15.48484	1.33294	13.79069	4.11821	5.51664	11.81752	5.20505	13.80826	4.15766
1.51499	15.88629	2.02483	13.79188	4.17832	5.87831	12.31529	5.25964	13.80614	4.15742
1.57333	16.22097	2.18113	13.79314	4.20493	6.15248	12.97566	4.76844	13.8047	4.15755
1.61416	16.43967	2.10606	13.79414	4.2142	6.51997	14.03078	3.61088	13.80305	4.158

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
7.1033	15.43892	1.5174	13.80109	4.15904
7.8733	15.73914	0.26159	13.79968	4.1604
8.2233	15.2917	0.53964	13.79939	4.16088
8.82413	14.14796	1.94042	13.79926	4.16144
9.16246	13.64797	2.72916	13.79931	4.1616
9.75746	13.36958	3.52363	13.79953	4.16167
10.21829	13.66496	3.43588	13.79974	4.16158
10.66162	14.19605	2.85938	13.79992	4.16143
10.92996	14.53102	2.39711	13.80002	4.16132
11.16912	14.78572	1.98886	13.80009	4.16121
11.57162	15.04536	1.44592	13.80019	4.16103
11.91579	15.06407	1.22226	13.80024	4.16089
12.12578	14.98827	1.2111	13.80026	4.16081
12.52245	14.71375	1.42186	13.80027	4.16068
12.87245	14.40611	1.78077	13.80027	4.16058
13.15828	14.17224	2.11213	13.80025	4.16052
13.48495	13.9778	2.44764	13.80023	4.16047
13.79994	13.89552	2.66229	13.8002	4.16043
14.15578	13.93577	2.72874	13.80016	4.16041
14.80911	14.27103	2.39993	13.8001	4.16039
14.99577	14.38806	2.24113	13.80008	4.16039

5.3.5.- Escenario 5: Modo Isla de CFE (Total) y MTG2 fuera

MTG1 y MTG2 están en servicio paralelos en el BUS de generación con el sistema en isla total, ambos se encuentran enlazados mediante el interruptor de amarre que se cerró una vez que se entró a operar en modo isla total. Estando en ese escenario se dispara MTG2 por falla, dejando a MTG1 con toda la carga de la industria sobrecargando al generador, acontece un nuevo escenario. Se deberá disparar la carga del complejo 2 mediante la apertura del interruptor de enlace que tiene amarrados a los generadores, esta acción la manda el RTAC. Quedaría únicamente MTG1 alimentando su carga del complejo 1. Los requerimientos para que el algoritmo mande el disparo del interruptor de acoplamiento son:

- Isla de CFE
- Enlace de Co-generación dentro

- MTG2 dentro se dispara por falla
- MTG1 dentro

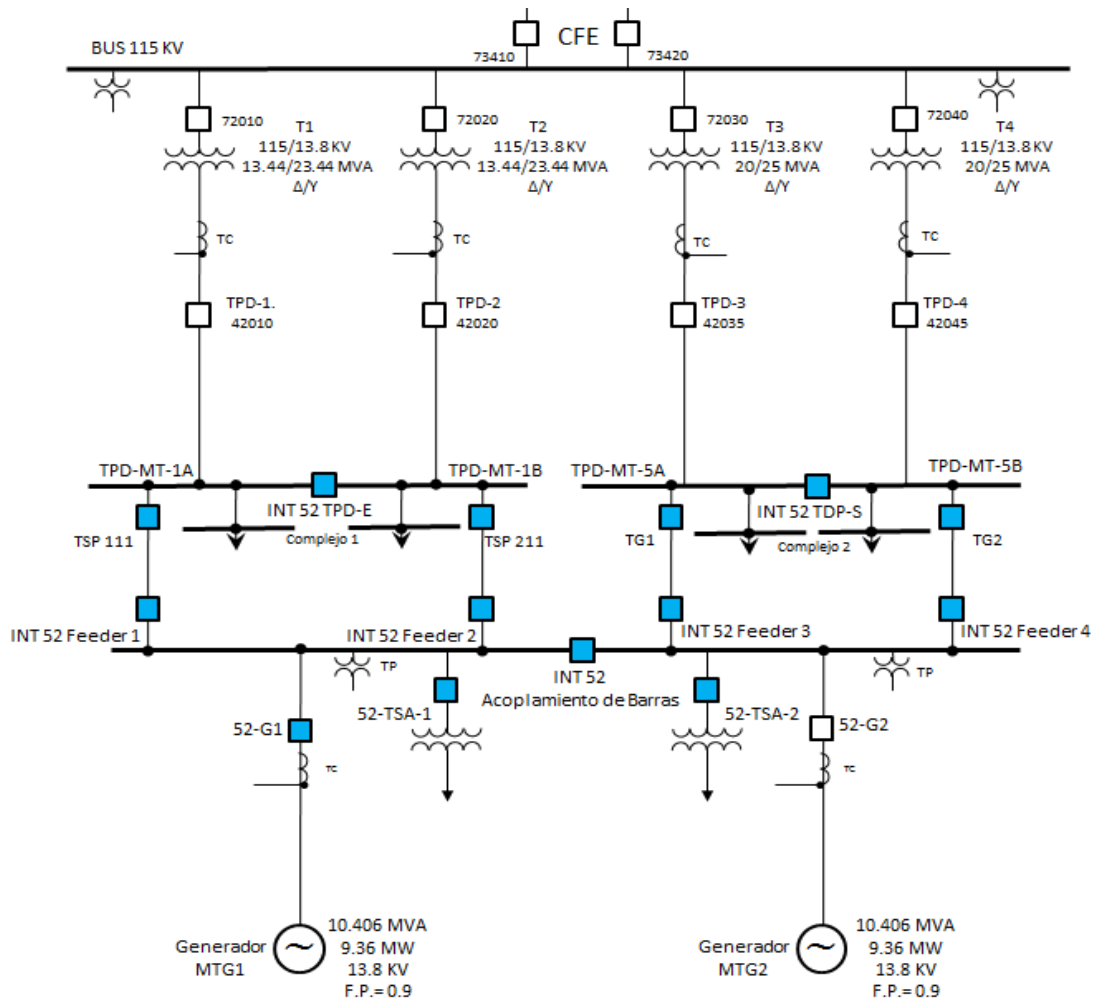


Figura 5. 51.- Escenario 5, Isla total de CFE, MTG2 fuera

Ante la pérdida de MTG2 se manda a disparar la carga del complejo 2 mediante la apertura del interruptor de enlace del BUS de generación. MTG1 queda suministrando la carga del complejo 1.

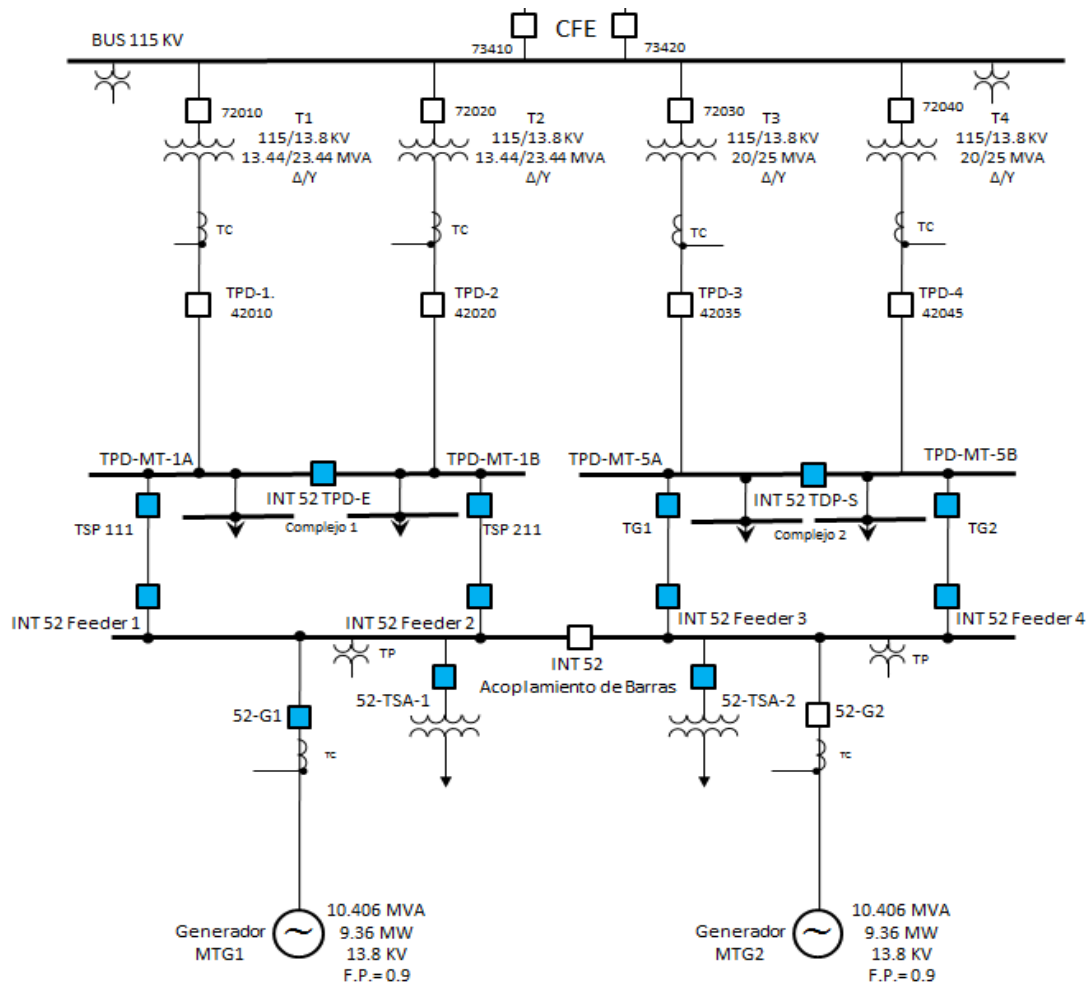


Figura 5. 52.- Escenario 5, Isla total de CFE, MTG2 fuera, disparo del interruptor de acoplamiento

Los parámetros del complejo 1 y 2 son:

- Carga del complejo 1= 9 MW
- Carga del complejo 2= 9 MW
- Demanda total= 18 MW
- Generación total en complejo 1 y 2= $9+1.5+9$ MW=19.5 MW
- Generación total sin MTG2= $9+1.5$ MW
- Demanda contra Generación en la contingencia= $18-(9+1.5)$ MW= 7.5 MW

Se manda a disparar toda la carga del complejo 1 mediante el interruptor de amarre.

5.3.5.1- Escenario 5 armado en el software Test Universe 3.0

Las siguientes mascarar que se simularon en el software de pruebas del OMICRON son valores de Pre-Falla, de Falla y Pos-Falla. El equipo inyecta los valores ahí estipulados tanto de corriente y voltaje, así como la duración de cada una de ellas. En este escenario T1/T2, T3/T4 están fuera, y MTG2 se dispara por falla, MTG1 queda como único suministro para el complejo 2.

Tabla: T1-G1 CONTINGENCIA T1 CASO 9 OK												
	1				2				3			
Nombre	G1= 9.3 MW	T1=0 MW	T2= 0 MW	T3=0MW ...	G1 = 18.6MW	T1=0MW	T2=0 MW	T3=0 MW ...	G1=9.3 MW	T1=0 MW	T2=0MW	T3=0 MW T...
V L1-E	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz
V L2-E	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz
V L3-E	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz	64.00 V		0.00 °	60.000 Hz
CORRIENTE T1	0.000 A	180.00 °		60.000 Hz	0.000 A	180.00 °		60.000 Hz	0.000 A	180.00 °		60.000 Hz
CORRIENTE T2	0.000 A	180.00 °		60.000 Hz	0.000 A	180.00 °		60.000 Hz	0.000 A	180.00 °		60.000 Hz
CORRIENTE T3	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz
CORRIENTE T4	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz
CORRIENT G1	9.500 A	0.00 °		60.000 Hz	12.50 A	0.00 °		60.000 Hz	9.500 A	0.00 °		60.000 Hz
CORRIENTE G2	9.500 A	0.00 °		60.000 Hz	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz	0.000 A	0.00 °		60.000 Hz
CMC Rel	1 salida(s) activa(s)				1 salida(s) activa(s)				1 salida(s) activa(s)			
Trigger	10.00 s				100.0 ms				22.00 s			

Figura 5. 53.- Mascara del escenario 5, simulado en el software Test Universe 3.0

Los resultados de la prueba se muestran en la figura 5.58

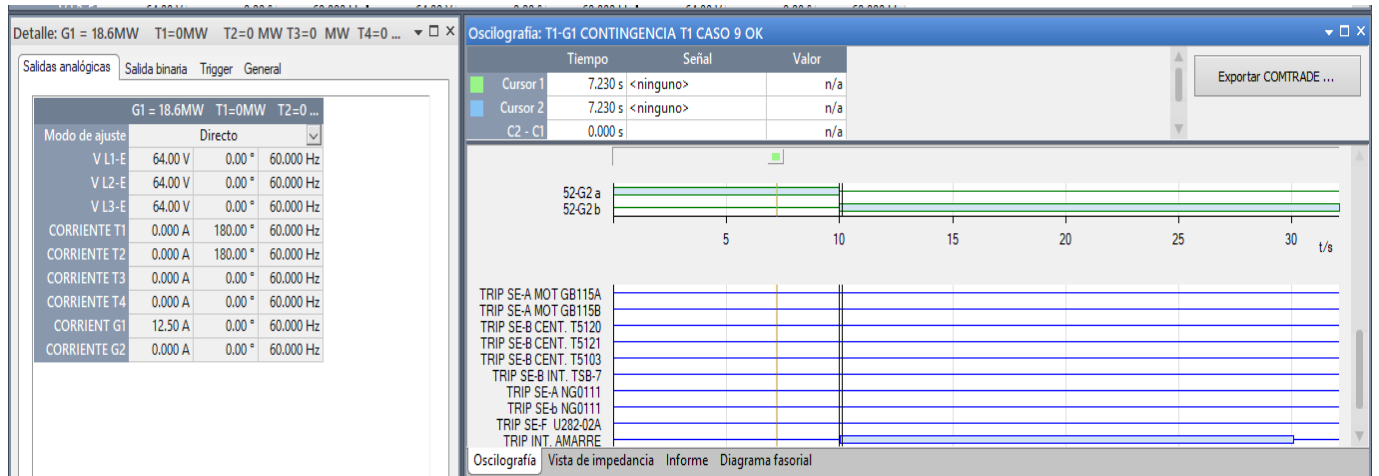


Figura 5. 54.- Señal de disparo de los relevadores que recibe el OMICRON como resultado de la segregación de cargas que hace el RTAC en el escenario 5

Hay un instante en el cual cuando se dispara MTG2 estando en isla CFE MTG1 intentará alcanzar el doble de su generación para abastecer la demanda en lo que opera la protección y el interruptor de amarre.

5.3.5.2.- Estudio de estabilidad del sistema del escenario 5 mediante el Software EASYPOWER

Las gráficas que se muestran a continuación fueron simuladas en el software EASYPOWER en base a los valores obtenidos de las pruebas hechas con el OMICRON y el Software RTAC. Muestran la estabilidad transitoria que ocurre cuando se entra en operación de modo isla, al igual que en el ejemplo de la simulación con el Test Universe 3.0 se muestra el estado inicial de operación del sistema (Pre-falla), después la inestabilidad transitoria que implica que la generación se vea superada por la demanda (Falla) y por último la estabilidad que se logra mediante la aplicación de los EAR, el DAC o, en su respectivo escenario, el DAG. Las gráficas muestran el comportamiento de los parámetros de las unidades de generación.

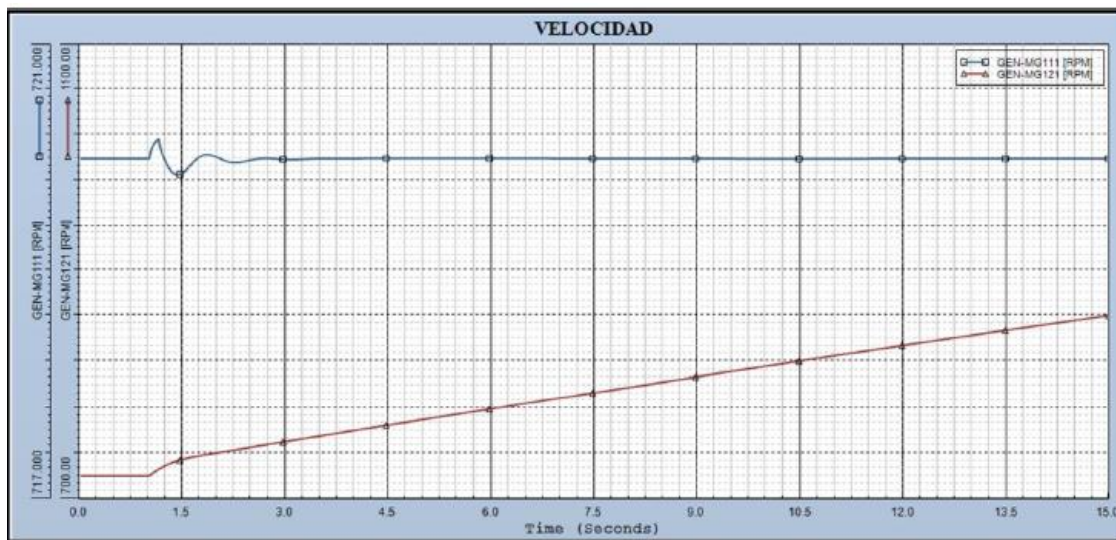


Figura 5. 55.- Gráfica del comportamiento de la velocidad en el escenario 5

Tabla 5. 42.- Muestreo del comportamiento de la velocidad en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (RPM)	GEN-MG121 (RPM)
0	720	720	5.07915	720.00415	770.45874	11.41412	719.99994	829.11798
0.00583	720	720	5.48164	720.00397	774.31793	11.49579	719.99994	829.84711
1.00083	720	720	5.84914	720.0036	777.82477	11.50162	720	829.89917
1.00666	720.02148	720.25909	6.11748	720.0033	780.37543	11.96245	720	834.00134
1.0825	720.14337	723.39563	6.50247	720.00269	784.02051	12.18995	720	836.01904
1.14166	720.17603	725.61456	6.85831	720.0022	787.37445	12.45828	720	838.39264
1.24083	719.97565	728.88501	7.09747	720.00183	789.62073	12.46412	720.00006	838.44415
1.39249	719.8606	732.66394	7.49997	720.00128	793.38672	12.72662	720.00006	840.75952
1.60833	719.94598	736.2099	7.88497	720.00085	796.97229	13.00078	720.00006	843.17102
1.95833	720.02234	739.85327	8.04247	720.00073	798.43451	13.22245	720.00006	845.11572

2.23249	719.9657	742.59247	8.4858	720.00037	802.53601	13.41495	720.00006	846.8009
2.26166	719.96521	742.8833	8.86496	720.00018	806.02728	13.67745	720.00006	849.09344
2.41916	719.979	744.45172	9.15663	720.00006	808.70264	13.87578	720.00006	850.82153
2.70499	720.0036	747.28973	9.27913	720.00006	809.82367	13.99244	720.00006	851.83643
2.85082	719.99915	748.73358	9.28496	720	809.87701	14.10911	720.00006	852.8501
3.09582	719.99213	751.15295	9.5533	720	812.32703	14.48828	720.00006	856.13623
3.40499	720	754.19489	9.55913	719.99994	812.38019	14.50578	720.00006	856.2876
3.81332	720.00098	758.19385	10.10163	719.99994	817.31067	14.91411	720.00006	859.81189
4.06415	720.00177	760.63995	10.53329	719.99994	821.21271	14.99577	720.00006	860.51501
4.52498	720.00378	765.11353	10.90079	719.99994	824.52014	14.96077	717.58801	717.58765
4.90415	720.00391	768.77478	11.09329	719.99994	826.24738	14.99577	717.5871	717.58673

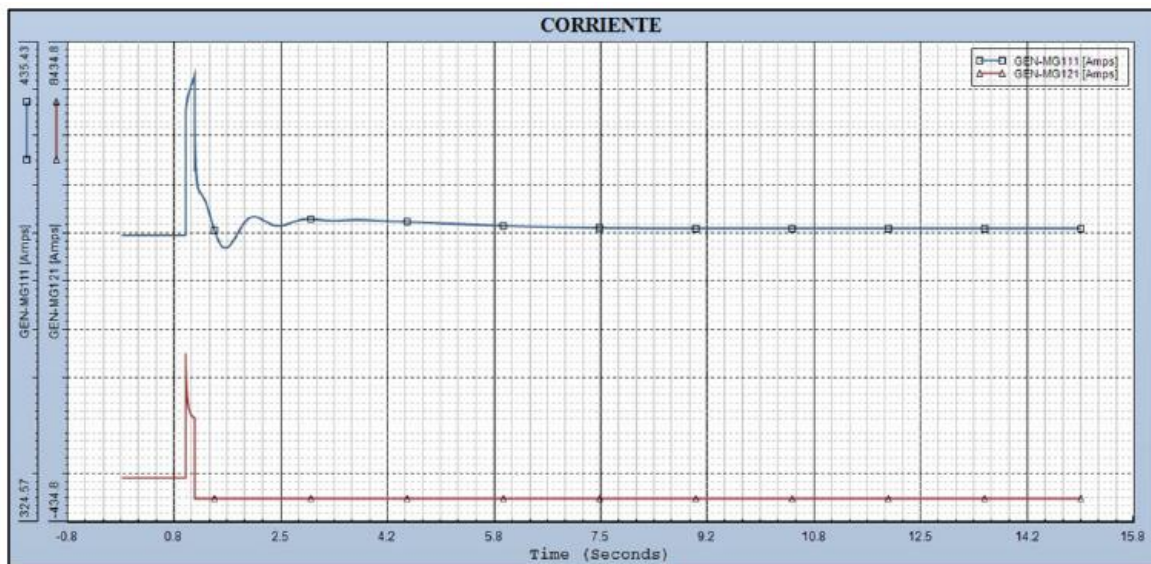


Figura 5. 56.- Gráfica del comportamiento de la corriente en el escenario 5

Tabla 5. 43.- Muestreo del comportamiento de la corriente en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (AMPS)	GEN-MG121 (AMPS)
0	400.64874	442.00674	1.85333	402.1756	0	8.14747	402.18237	0
0.00583	400.64902	441.9935	2.11582	404.76865	0	8.43913	402.16559	0
0.53083	400.61972	435.15494	2.35499	402.85138	0	8.7833	402.15506	0
1.00083	400.67404	437.93869	2.44249	402.61685	0	9.05746	402.15195	0
1.00083	429.0939	2511.73291	2.64082	403.36475	0	9.54746	402.15393	0
1.00666	429.8324	2261.08057	2.90332	404.26993	0	9.88579	402.15836	0
1.01833	431.17392	1974.8009	3.04915	404.11963	0	10.23579	402.16385	0
1.02416	431.75082	1884.61536	3.25915	403.84521	0	10.57996	402.16904	0
1.03583	432.69659	1763.00769	3.70249	404.05429	0	11.00579	402.17429	0

1.05916	434.01633	1638.32532	4.27415	403.72131	0	11.34995	402.17715	0
1.08833	435.28583	1569.22168	4.65331	403.53088	0	11.71745	402.17871	0
1.12333	436.87463	1528.16077	4.92165	403.34326	0	11.96245	402.17896	0
1.14166	437.79355	1514.16589	5.10831	403.22644	0	12.13162	402.1788	0
1.14166	414.96625	1395.71936	5.46998	403.01266	0	12.45828	402.17776	0
1.14166	414.96625	1395.71936	5.90748	402.77014	0	12.81412	402.17581	0
1.14166	428.5285	0	6.14081	402.66071	0	13.08245	402.17395	0
1.2	411.71368	0	6.56081	402.49219	0	13.50245	402.17059	0
1.39833	404.1351	0	6.88747	402.38953	0	13.85828	402.1676	0
1.49166	399.86496	0	7.07997	402.3399	0	14.17911	402.16492	0
1.61999	397.56012	0	7.51747	402.25333	0	14.99577	402.15894	0
1.72499	398.89691	0	7.93163	402.20071	0	14.99577	432.00467	422.63437

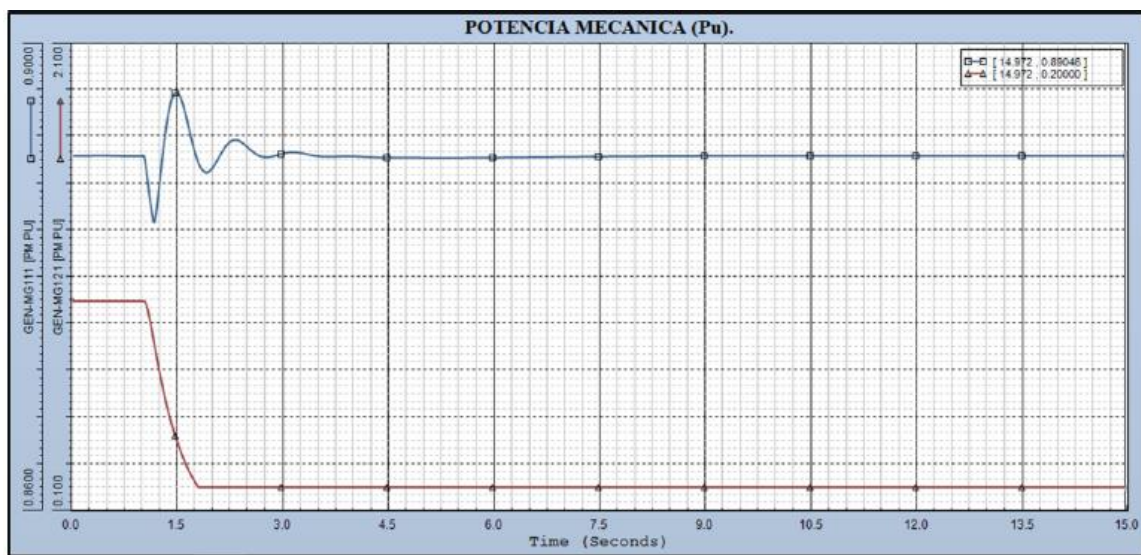


Figura 5. 57.- Gráfica del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 5

Tabla 5. 44.- Muestreo del comportamiento de la potencia mecánica en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (PM)	GEN-MG121 (PM)
0	0.89046	1.01145	2.48916	0.89117	0.2	7.46497	0.89041	0.2
0.00583	0.89046	1	2.64082	0.8905	0.2	7.7158	0.89042	0.2
0.56583	0.89047	1	2.82166	0.8904	0.2	7.93747	0.89043	0.2
1.00666	0.89043	1	2.97915	0.89066	0.2	8.12413	0.89043	0.2
1.0125	0.89032	0.99973	3.17749	0.89077	0.2	8.36913	0.89044	0.2
1.09416	0.88663	0.91424	3.30582	0.89064	0.2	8.57913	0.89045	0.2
1.12916	0.88529	0.85801	3.45749	0.89046	0.2	8.86496	0.89046	0.2
1.14166	0.88489	0.83602	3.67332	0.8904	0.2	9.30246	0.89046	0.2

1.15333	0.88477	0.8181	3.92415	0.89043	0.2	9.54163	0.89047	0.2
1.17666	0.88537	0.77959	4.20998	0.89036	0.2	9.87413	0.89047	0.2
1.25249	0.88939	0.66089	4.43748	0.89032	0.2	10.17163	0.89047	0.2
1.33416	0.8933	0.55006	4.62415	0.89031	0.2	10.85412	0.89047	0.2
1.47416	0.89589	0.40074	4.89831	0.89031	0.2	11.31495	0.89047	0.2
1.59083	0.89423	0.30795	5.12581	0.8903	0.2	11.82245	0.89046	0.2
1.68416	0.8919	0.24959	5.44664	0.8903	0.2	12.11412	0.89046	0.2
1.77749	0.88996	0.20238	5.69748	0.89031	0.2	12.70912	0.89046	0.2
1.78333	0.88987	0.2	5.93664	0.89032	0.2	13.11745	0.89046	0.2
1.98166	0.88943	0.2	6.22248	0.89033	0.2	13.83494	0.89046	0.2
2.03416	0.88992	0.2	6.43247	0.89034	0.2	14.99577	0.89046	0.2
2.20332	0.89152	0.2	6.83497	0.89037	0.2	14.92577	0.96224	0.96217
2.30832	0.89182	0.2	7.0858	0.89038	0.2	14.99577	0.96229	0.96222

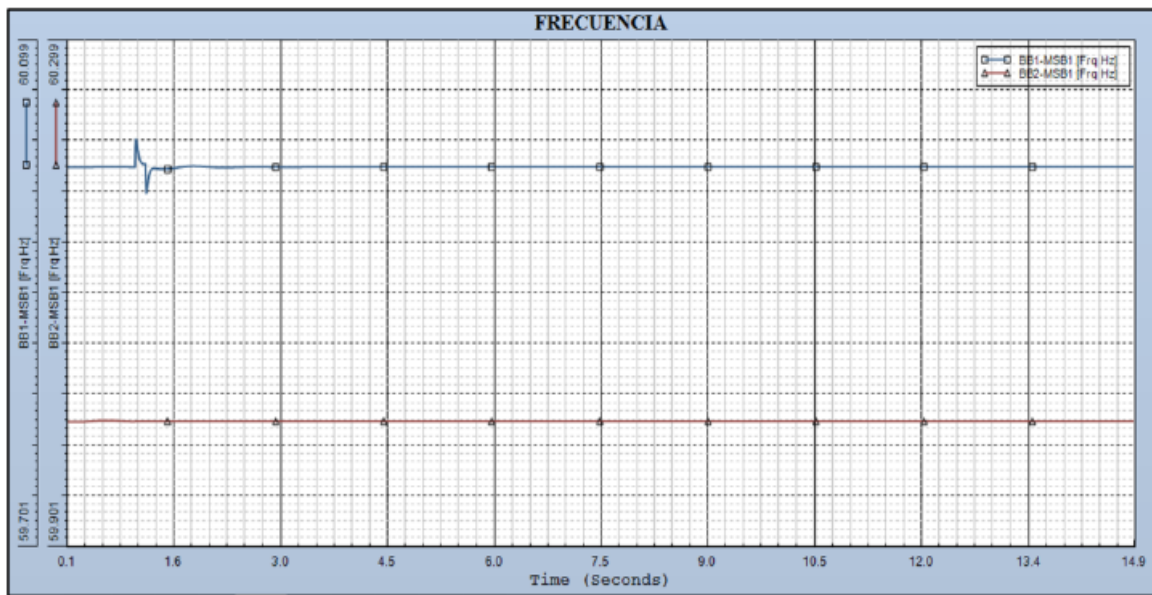


Figura 5. 58.- Gráfica del comportamiento de la frecuencia en el escenario 5

Tabla 5. 45.- Muestreo del comportamiento de la frecuencia en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (HZ)	GEN-MG121 (HZ)
0	60	60	1.03	60.01615	59.99999	3.25332	59.99997	60
0.00583	60	59.99998	1.03583	60.01343	60	3.29999	59.99998	60
0.0175	60	59.99989	1.14166	60.00227	60	6.21664	60.00002	60
0.02333	59.99999	59.99984	1.1475	59.98587	60	6.68331	60.00001	60
0.1575	59.99996	59.99936	1.15333	59.97976	60	7.2958	60.00001	60

0.30333	59.99997	59.9996	1.28166	59.9988	60	7.69247	60	60
0.42583	60	60.00006	1.64916	60.00002	60	8.19413	60	60
0.46666	60	60.00019	1.82416	60.00066	60	8.80663	60	60
0.4725	60.00001	60.00021	1.99916	60.00016	60	9.22663	60	60
0.58333	60.00002	60.00041	2.03999	60	60	9.66413	60	60
0.64166	60.00003	60.0004	2.06916	59.9999	60	10.11329	60	60
0.71166	60.00002	60.00029	2.16249	59.99967	60	10.73162	60	60
0.805	60.00001	60.00006	2.48332	59.99997	60	11.30912	60	60
0.82833	60.00001	60	2.73999	60.00009	60	11.77579	60	60
0.83416	60.00001	59.99999	2.96749	59.99994	60	12.26578	60	60
0.84	60	59.99997	3.10165	59.99992	60	12.94245	60	60
0.90416	60	59.99983	3.34665	60	60	13.37995	60	60
0.91	59.99999	59.99982	4.07582	60	60	13.93994	60	60
0.9625	59.99999	59.99974	4.64165	60.00002	60	14.99577	60	60
1.00666	60.01555	59.99985	5.14331	60.00002	60	14.92577	59.79906	59.79906
1.0125	60.02136	59.99993	5.74998	60.00002	60	14.99577	59.79893	59.79893

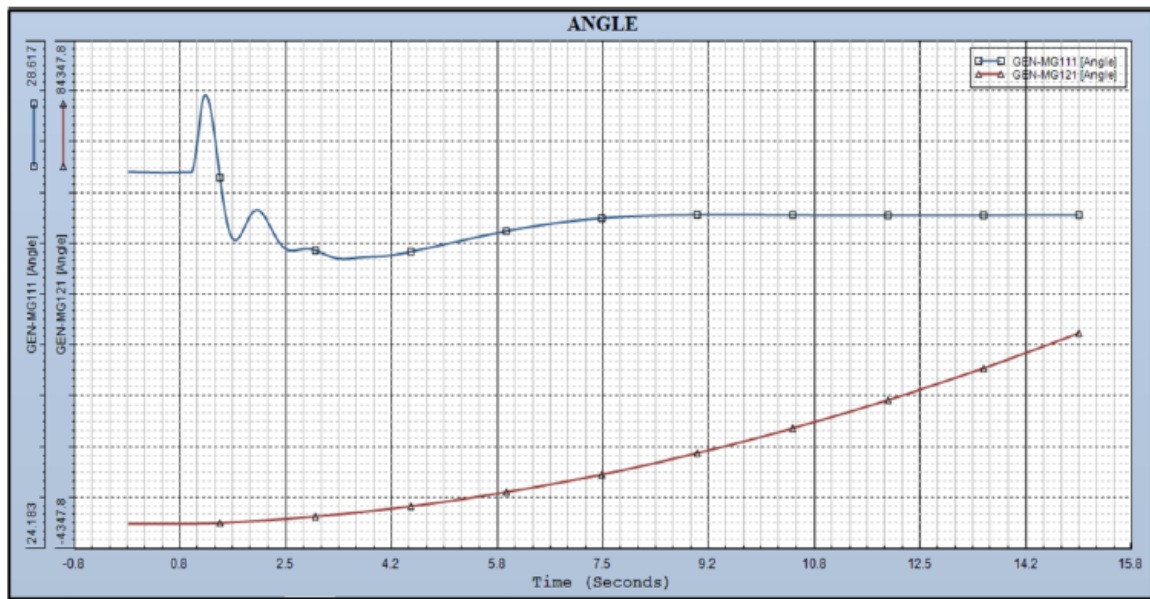


Figura 5. 59.- Gráfica del comportamiento del ángulo en el escenario 5

Tabla 5. 46.- Muestreo del comportamiento del ángulo en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (ANGLE)	GEN-MG121 (ANGLE)
0	27.48473	32.6883	3.07832	26.77044	1411.94495	9.79829	27.10928	14711.25293
0.00583	27.48473	32.68797	3.35249	26.72577	1701.56274	8.85913	27.1088	12092.41699
0.49	27.47994	32.10523	3.60915	26.7339	1992.70117	9.1333	27.10978	12831.99121
1.03583	27.5371	33.21233	3.84832	26.7429	2281.34497	9.5358	27.10982	13955.02734

1.1	27.78186	39.4513	4.06415	26.74998	2556.15771	10.00246	27.10869	15312.38281
1.14166	27.99163	46.50954	4.30332	26.76975	2876.51123	10.47496	27.10709	16746.88672
1.1825	28.12748	55.55291	4.57165	26.80019	3255.68359	10.85412	27.10587	17941.61719
1.2175	28.16044	64.87027	4.75248	26.82078	3522.95923	11.20412	27.10497	19078.74023
1.29333	28.05596	89.49414	4.95665	26.84496	3836.05908	11.57162	27.10434	20308.01367
1.39249	27.68907	129.52065	5.09665	26.86255	4057.69043	11.85162	27.10407	21268.7832
1.46833	27.36235	165.06918	5.37665	26.89832	4517.8335	12.16662	27.10399	22374.5625
1.56166	27.04621	213.60764	5.76748	26.9451	5197.62549	12.56912	27.10418	23825.75586
1.70166	26.88828	294.26514	5.96581	26.96721	5559.25244	12.88995	27.10452	25013.13086
1.75999	26.91938	330.09851	6.10581	26.98198	5821.25146	13.19911	27.10496	26182.94141
1.82999	26.99406	374.51788	6.31581	27.00253	6224.67383	13.54328	27.10553	27514.65234
1.98749	27.14072	479.83026	6.70081	27.03491	6996.67383	13.85828	27.1061	28760.63086
2.03999	27.15025	516.58331	7.1208	27.06258	7886.47217	14.09744	27.10653	29723.91211
2.22666	27.02288	653.92627	7.4358	27.07826	8586.28418	14.48828	27.10722	31330.01758
2.29666	26.9477	708.10858	7.8908	27.09425	9646.01855	14.99577	27.10803	33474.51563
2.57082	26.79556	934.35797	8.14747	27.10029	10269.20898	14.92577	-1617.02051	-1615.224
2.82166	26.81216	1160.88831	8.4683	27.10542	11073.84961	14.99577	-1622.08582	-1620.29004

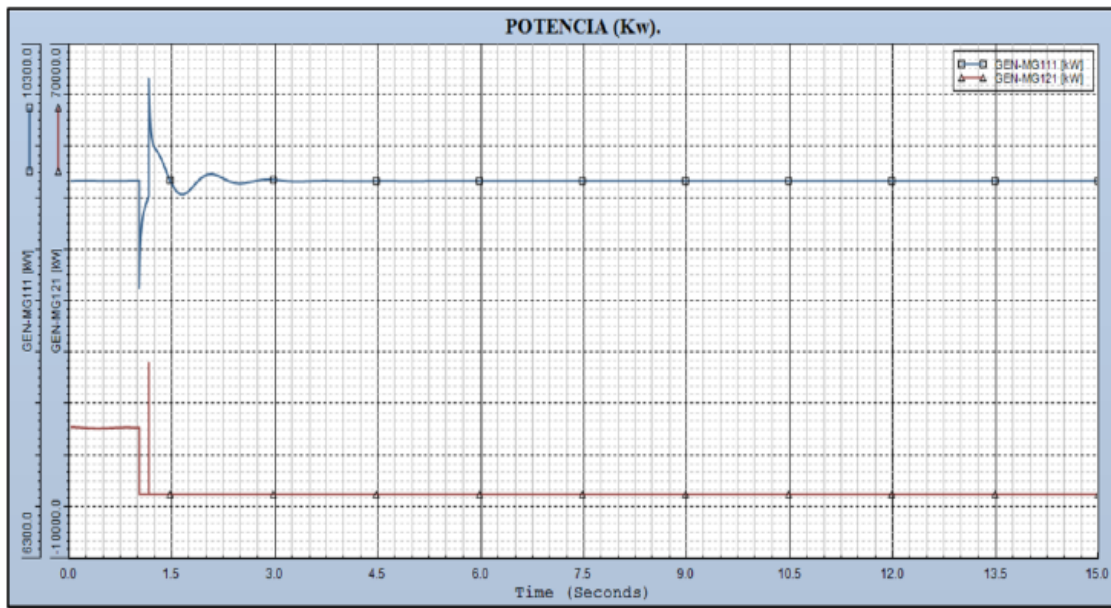


Figura 5. 60.- Gráfica del comportamiento de la potencia en el escenario 5

Tabla 5. 47.- Muestreo del comportamiento de la potencia en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)	Time (Seconds)	GEN-MG111 (KW)	GEN-MG121 (KW)
0	9247.64746	10502.64648	1.30499	9438.9082	0	5.63331	9245.98633	0

0.00583	9247.65234	10502.33691	1.39833	9320.20703	0	5.87248	9246.11621	0
0.04667	9247.77344	10490.86816	1.55583	9159.44043	0	6.18748	9246.38867	0
0.11083	9248.0293	10453.28516	1.71916	9164.95898	0	6.85831	9246.83008	0
0.21	9248.26855	10378.37012	1.63166	9141.33887	0	7.14414	9247	0
0.25667	9248.24316	10346.43848	1.73083	9170.62891	0	7.86747	9247.31641	0
0.3325	9247.99707	10310.57617	1.81833	9221.29297	0	8.3633	9247.45117	0
0.40833	9247.57813	10300.7207	1.98166	9294.20605	0	8.96996	9247.54102	0
0.51333	9247.00781	10327.3418	2.04583	9300.89258	0	9.28496	9247.5625	0
0.65916	9246.875	10398.57031	2.19749	9275.54199	0	9.81579	9247.57324	0
0.82833	9247.73828	10439.04395	2.30249	9247.69043	0	10.23579	9247.56543	0
0.96833	9248.37598	10411.96777	2.47749	9227.43457	0	10.80746	9247.5459	0
1.00083	9248.42285	10401.16016	2.79249	9255.05957	0	11.24496	9247.52832	0
1.00083	8491.86914	0.00001	2.89166	9257.63672	0	11.72912	9247.51172	0
1.02416	8819.1543	0.00003	3.08999	9249.41895	0	12.16662	9247.50098	0
1.065	9001.38477	0.00004	3.31165	9242.44434	0	12.77328	9247.49121	0
1.14166	9129.83301	0.00005	3.78415	9247.72559	0	13.25161	9247.48828	0
1.14166	9630.29199	20631.76563	3.99415	9245.56348	0	13.81161	9247.48926	0
1.14166	10050.9668	0	4.16332	9244.80176	0	14.37161	9247.49316	0
1.14166	10043.83984	0	4.74665	9245.67969	0	14.92577	9995.56445	9995.78809
1.1475	9911.78613	0	5.13748	9245.60059	0	14.99577	9997.5791	9997.80371

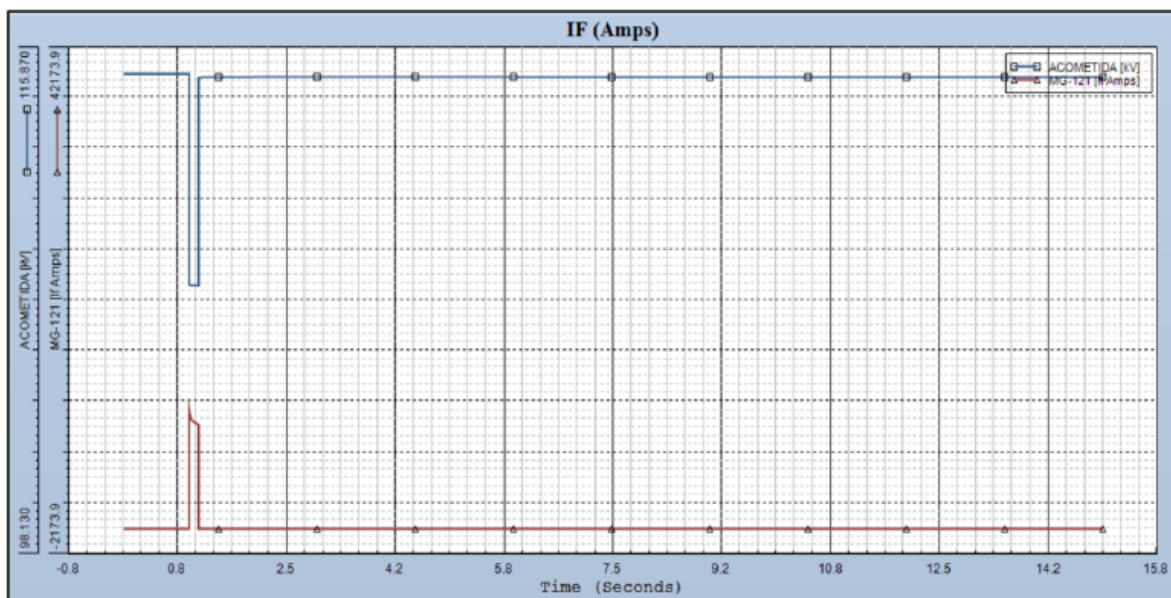


Figura 5. 61.- Gráfica del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 5

Tabla 5. 48.- Muestreo del comportamiento de la corriente de falla en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	MG-121 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	MG-121 (IF Amps)	Time (Seconds)	ACOMETIDA (KV)	MG-121 (IF Amps)
0.00583	9247.65234	10502.33691	1.39833	9320.20703	0	5.87248	9246.11621	0
0.04667	9247.77344	10490.86816	1.55583	9159.44043	0	6.18748	9246.38867	0
0.11083	9248.0293	10453.28516	1.71916	9164.95898	0	6.85831	9246.83008	0
0.21	9248.26855	10378.37012	1.63166	9141.33887	0	7.14414	9247	0
0.25667	9248.24316	10346.43848	1.73083	9170.62891	0	7.86747	9247.31641	0
0.3325	9247.99707	10310.57617	1.81833	9221.29297	0	8.3633	9247.45117	0
0.40833	9247.57813	10300.7207	1.98166	9294.20605	0	8.96996	9247.54102	0
0.51333	9247.00781	10327.3418	2.04583	9300.89258	0	9.28496	9247.5625	0
0.65916	9246.875	10398.57031	2.19749	9275.54199	0	9.81579	9247.57324	0
0.82833	9247.73828	10439.04395	2.30249	9247.69043	0	10.23579	9247.56543	0
0.96833	9248.37598	10411.96777	2.47749	9227.43457	0	10.80746	9247.5459	0
1.00083	9248.42285	10401.16016	2.79249	9255.05957	0	11.24496	9247.52832	0
1.00083	8491.86914	0.00001	2.89166	9257.63672	0	11.72912	9247.51172	0
1.02416	8819.1543	0.00003	3.08999	9249.41895	0	12.16662	9247.50098	0
1.065	9001.38477	0.00004	3.31165	9242.44434	0	12.77328	9247.49121	0
1.14166	9129.83301	0.00005	3.78415	9247.72559	0	13.25161	9247.48828	0
1.14166	9630.29199	20631.76563	3.99415	9245.56348	0	13.81161	9247.48926	0
1.14166	10050.9668	0	4.16332	9244.80176	0	14.37161	9247.49316	0
1.14166	10043.83984	0	4.74665	9245.67969	0	14.92577	9995.56445	9995.78809
1.1475	9911.78613	0	5.13748	9245.60059	0	14.99577	9997.5791	9997.80371

0	114.98691	0	2.41332	114.87878	0	8.12997	114.87408	0
0.00583	114.9869	0	2.64666	114.88005	0	8.3983	114.874	0
0.70583	114.988	0	2.86832	114.88095	0	8.80663	114.87394	0
1.00083	114.98819	0	3.08999	114.88137	0	9.1683	114.87392	0
1.00083	107.57907	10468.41309	3.20665	114.8815	0	9.4483	114.87392	0
1.00666	107.57259	10196.1875	3.53915	114.88168	0	9.82163	114.87394	0
1.01833	107.56408	9863.3584	3.76665	114.88156	0	10.03746	114.87395	0
1.0475	107.55391	9498.05566	4.00582	114.88123	0	10.40496	114.87399	0
1.1	107.54909	9280.19238	4.27998	114.88073	0	10.77829	114.87401	0
1.12333	107.54842	9206.89746	4.54248	114.88014	0	11.19246	114.87403	0
1.14166	107.54808	9144.49805	4.86915	114.87932	0	11.47829	114.87404	0
1.14166	114.05984	0	5.06165	114.87882	0	11.95662	114.87405	0
1.14166	114.81184	0	5.28915	114.87823	0	12.15495	114.87405	0
1.17083	114.85902	0	5.67998	114.87727	0	12.56912	114.87404	0
1.25833	114.86924	0	5.92498	114.87671	0	12.97161	114.87403	0
1.31083	114.86998	0	6.16998	114.87621	0	13.24578	114.87402	0
1.35166	114.87022	0	6.42081	114.87574	0	13.50245	114.87401	0
1.52666	114.8708	0	6.75331	114.87522	0	13.89911	114.87399	0
1.68416	114.87246	0	7.02747	114.87488	0	14.99577	114.87396	0
1.90583	114.87562	0	7.32497	114.87457	0	14.92577	115.0158	0
2.17999	114.87772	0	7.88497	114.87418	0	14.99577	115.0158	0

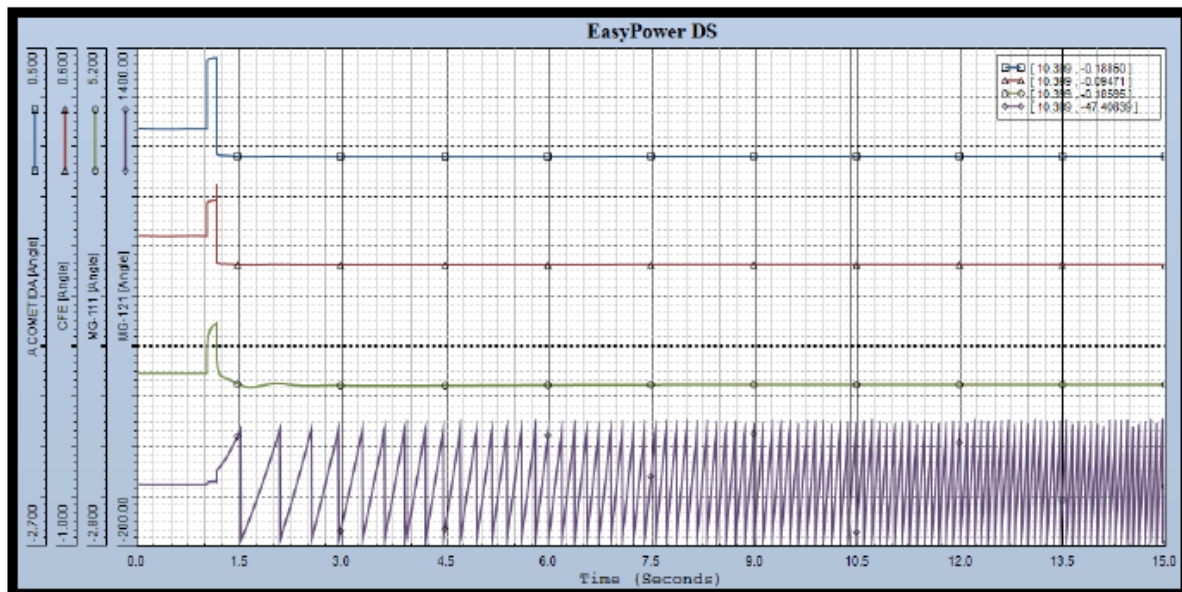


Figura 5. 62.- Gráfica del comportamiento de los ángulos en el escenario 5

Tabla 5. 49.- Muestreo del comportamiento de los ángulos en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	ACOMETI DA	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)	Time (Seconds)	ACOMETI DA	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
----------------	------------	--------------	-----------------	-----------------	----------------	------------	--------------	-----------------	-----------------

	(ANGULO)					(ANGULO)			
0	-0.00692	0	0	0	1.45083	-0.18778	-0.09439	-0.17488	156.8855
0.00583	-0.00693	0	0	-0.00008	1.49166	-0.18873	-0.09488	-0.19541	177.07893
0.0525	-0.0072	-0.00014	-0.00021	-0.00428	1.49749	-0.18885	-0.09494	-0.19799	-179.95508
0.14	-0.00829	-0.00071	-0.00115	-0.02119	1.61416	-0.19025	-0.09564	-0.22753	-116.86021
0.21	-0.00934	-0.00125	-0.00212	-0.03732	1.62583	-0.19028	-0.09566	-0.22813	-110.19334
0.42	-0.01094	-0.00207	-0.00404	-0.06122	1.63749	-0.1903	-0.09566	-0.22835	-103.46812
0.44916	-0.01087	-0.00203	-0.00405	-0.06	1.89416	-0.18078	-0.09386	-2.22373	-0.35543
0.62416	-0.00952	-0.00132	-0.00297	-0.0384	1.81249	-0.18917	-0.09505	-0.20034	3.46669
0.7175	-0.00877	-0.00093	-0.00213	-0.02679	1.95833	-0.18804	-0.09445	-0.17316	99.91798
0.75833	-0.00857	-0.00082	-0.00184	-0.02364	2.06916	-0.18796	-0.09439	-0.17017	177.48277
0.81083	-0.00845	-0.00076	-0.0016	-0.02182	2.07499	-0.18798	-0.0944	-0.17045	-178.33305
1.00083	-0.00919	-0.00114	-0.002	-0.03328	2.17999	-0.18848	-0.09465	-0.18067	-101.27913
1.00083	0.4299	0.10445	0.36843	6.17293	2.20916	-0.18866	-0.09474	-0.18454	-79.29097
1.07083	0.44649	0.1122	0.71341	9.82882	2.30832	-0.18927	-0.09504	-0.19734	-2.63323
1.14166	0.44951	0.11365	0.77971	11.17946	2.31416	-0.1893	-0.09506	-0.19799	1.96733
1.14166	0.34678	0.16701	0.63355	4.97325	2.41916	-0.18971	-0.09526	-0.20637	86.51012
1.14166	0.34678	0.16701	0.63355	4.97325	2.52999	-0.18982	-0.09531	-0.20785	179.30745
1.14166	-0.16582	-0.08361	0.2678	46.24539	2.53582	-0.18981	-0.09531	-0.20775	-175.70738
1.1475	-0.16971	-0.08551	0.19013	47.52024	2.61749	-0.18973	-0.09526	-0.20533	-104.85426
1.235	-0.18237	-0.09165	-0.05848	70.38435	2.73416	-0.18957	-0.09516	-0.20098	-0.20432
1.33416	-0.18459	-0.09276	-0.1051	105.40194	2.73999	-0.18956	-0.09516	-0.2008	5.13405

Time (Seconds)	ACOMETI DA (ANGULO)	CFE (ANGULO)	MG-111 (ANGULO)	MG-121 (ANGULO)
2.92082	-0.18954	-0.09514	-0.19954	175.61703
2.92666	-0.18954	-0.09514	-0.19963	-178.72256
3.10165	-0.18976	-0.09525	-0.20412	-4.24048
3.10749	-0.18977	-0.09526	-0.20428	1.73113
3.27665	-0.18992	-0.09533	-0.20732	179.26602
3.28249	-0.18992	-0.09533	-0.20736	-174.46193
3.43999	-0.18991	-0.09532	-0.207	-1.33776
3.44582	-0.18991	-0.09532	-0.20695	5.21409
..
3.89498	-0.18981	-0.09528	-0.20513	179.62366
3.90082	-0.18981	-0.09528	-0.20514	-173.04819
..
4.79915	-0.1895	-0.09514	-0.20079	-6.5306
4.80498	-0.1895	-0.09514	-0.20076	2.32686

..
5.57498	-0.18914	-0.09499	-0.1956	177.35237
5.58081	-0.18914	-0.09499	-0.19556	-172.49164
..
6.25747	-0.18888	-0.09487	-0.19165	-8.64077
6.26331	-0.18887	-0.09487	-0.19162	2.64737
..
7.37747	-0.1886	-0.09475	-0.18753	174.59543
7.3833	-0.1886	-0.09475	-0.18751	-172.2785
..
8.21163	-0.18851	-0.09472	-0.1862	-12.14036
8.21747	-0.18851	-0.09472	-0.18619	2.33895
..
9.24413	-0.18848	-0.0947	-0.18579	176.81442
9.24996	-0.18848	-0.0947	-0.18579	-167.0491
..
10.29413	-0.18849	-0.09471	-0.18593	-9.25376
10.29996	-0.18849	-0.09471	-0.18593	8.54837
..
11.14579	-0.1885	-0.09471	-0.18607	166.93933
11.15162	-0.1885	-0.09471	-0.18607	-173.92154
..
12.44662	-0.18851	-0.09471	-0.18613	-20.44549
12.45245	-0.18851	-0.09471	-0.18613	0.7123
..
13.17578	-0.1885	-0.09471	-0.18608	173.77814
13.18161	-0.1885	-0.09471	-0.18608	-163.94455
..
14.30744	-0.1885	-0.09471	-0.18598	-18.02781
14.31328	-0.1885	-0.09471	-0.18598	5.97047
..
14.95494	-0.18849	-0.09471	-0.18592	179.51147
14.96077	-0.18849	-0.09471	-0.18592	-155.51439
14.99577	-0.18849	-0.09471	-0.18592	-5.48562
14.92577	0.02559	0.02585	153.73398	153.73216
14.95494	0.02559	0.02585	151.62373	151.62192
14.99577	0.02559	0.02585	148.6684	148.66658

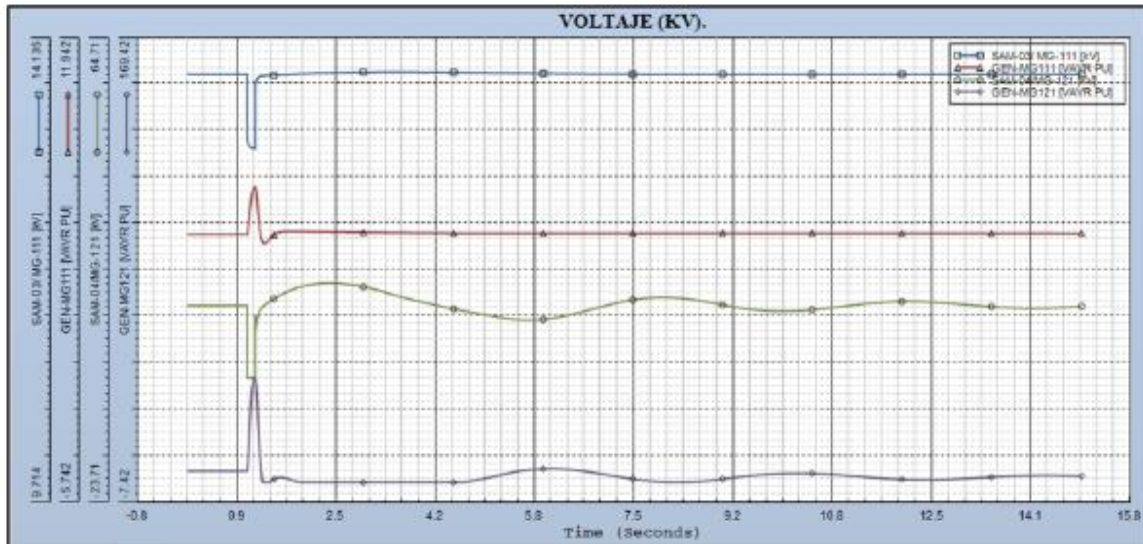


Figura 5. 63.- Gráfica del comportamiento de los voltajes en el escenario 5

Tabla 5. 50.- Muestreo del comportamiento de los voltajes en el escenario 5 (Valor máximo Rojo, Valor mínimo Verde)

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)	Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
0	13.8	4.48306	13.79999	4.38379	1.56166	13.7933	4.57428	15.82889	1.88245
0.00583	13.8	4.48306	13.79998	4.38379	1.64333	13.79586	4.59528	16.28131	1.63113
0.035	13.79999	4.48306	13.79994	4.12579	1.73083	13.79885	4.59925	16.70733	1.0752
1.00083	13.80013	4.48281	13.80325	4.37741	1.79499	13.80103	4.59784	16.9806	0.60989
1.00083	13.18656	4.48281	0	4.37741	1.85916	13.80306	4.59538	17.22118	0.14295
1.02416	13.12998	4.826	0	11.78684	1.87666	13.80358	4.59467	17.28111	0.01785
1.0475	13.10753	5.38643	0	23.29382	1.88249	13.80375	4.59444	17.30054	0
1.09416	13.0929	6.13245	0	37.48661	2.22666	13.81073	4.58435	17.99822	0
1.12916	13.08924	6.28774	0	39.88351	2.38416	13.81312	4.57977	18.0646	0
1.135	13.08883	6.29107	0	39.8555	2.50082	13.81489	4.57566	18.03062	0
1.14083	13.08845	6.28987	0	39.74508	2.64666	13.81693	4.57026	17.90252	0
1.14166	13.62869	6.28936	12.05758	39.72333	2.99665	13.82001	4.55947	17.27058	0
1.14166	13.68823	6.28936	8.64071	39.72333	3.15999	13.82072	4.55519	16.82871	0
1.1825	13.76472	5.44582	11.74698	25.59846	3.49249	13.82135	4.54682	15.76463	0
1.20583	13.77604	4.87829	12.53401	15.2512	3.89498	13.82057	4.53871	14.5944	0
1.24666	13.7832	4.29182	13.31609	3.00673	4.11665	13.8196	4.53513	14.0095	0
1.26416	13.78459	4.18484	13.54502	0.1899	4.58331	13.81685	4.52929	12.89365	0
1.26999	13.78495	4.16347	13.61373	0	4.58915	13.81681	4.52923	12.88058	0.00075
1.29333	13.78614	4.13093	13.86267	0	4.87498	13.81482	4.52678	12.26322	0.991
1.35749	13.78826	4.25512	14.43176	0	5.06165	13.81349	4.52554	11.8824	1.85722
1.36333	13.78842	4.27117	14.4787	0.00358	5.44081	13.81081	4.52379	11.17841	3.78981

Time (Seconds)	SAM-03/MG-111 (KV)	GEN-MG-111(VAVR PU)	SAM-04/MG-121(KV)	GEN-MG-121(VAVR PU)
6.11164	13.80661	4.52253	11.33026	5.25354
6.77664	13.80351	4.52258	13.05899	3.89208
7.1558	13.80226	4.52285	14.1821	2.44357
7.70997	13.80101	4.5233	15.23035	0.61132
8.14163	13.80045	4.52358	15.30346	0.00132
8.19997	13.80039	4.52361	15.26431	0
8.26997	13.80033	4.52364	15.20374	0.00013
8.85913	13.80005	4.5238	14.21111	0.91606
9.1508	13.80001	4.5238	13.58172	1.77851
9.82746	13.80007	4.52365	12.76305	3.23416
10.27079	13.80015	4.52347	12.82068	3.52391
10.66162	13.80023	4.52329	13.19694	3.25985
11.11079	13.8003	4.52307	13.805	2.53309
11.86912	13.80035	4.52272	14.5422	1.25855
12.37078	13.80035	4.52253	14.52442	0.97474
12.62162	13.80033	4.52245	14.37136	1.0524
13.27495	13.80028	4.52229	13.76201	1.73903
13.76495	13.80024	4.52221	13.38817	2.33949
14.29578	13.80018	4.52215	13.28545	2.68158
14.68077	13.80015	4.52213	13.42048	2.63163
14.99577	13.80012	4.52211	13.61902	2.42623

5.4.- Algoritmo implementado en el RTAC

El algoritmo que se ha implementado para la segregación de cargas de manera controlada o “Load Shedding” en el sistema operando en modo Isla en cada uno de los escenarios anteriormente presentados, es programado en el software AcSELrator RTAC, el cuál es un protocolo de programación para los equipos de protección. En dicho programa se ejecuta un algoritmo relativamente sencillo que se presenta manera de diagrama de flujos en la figura 5.69.

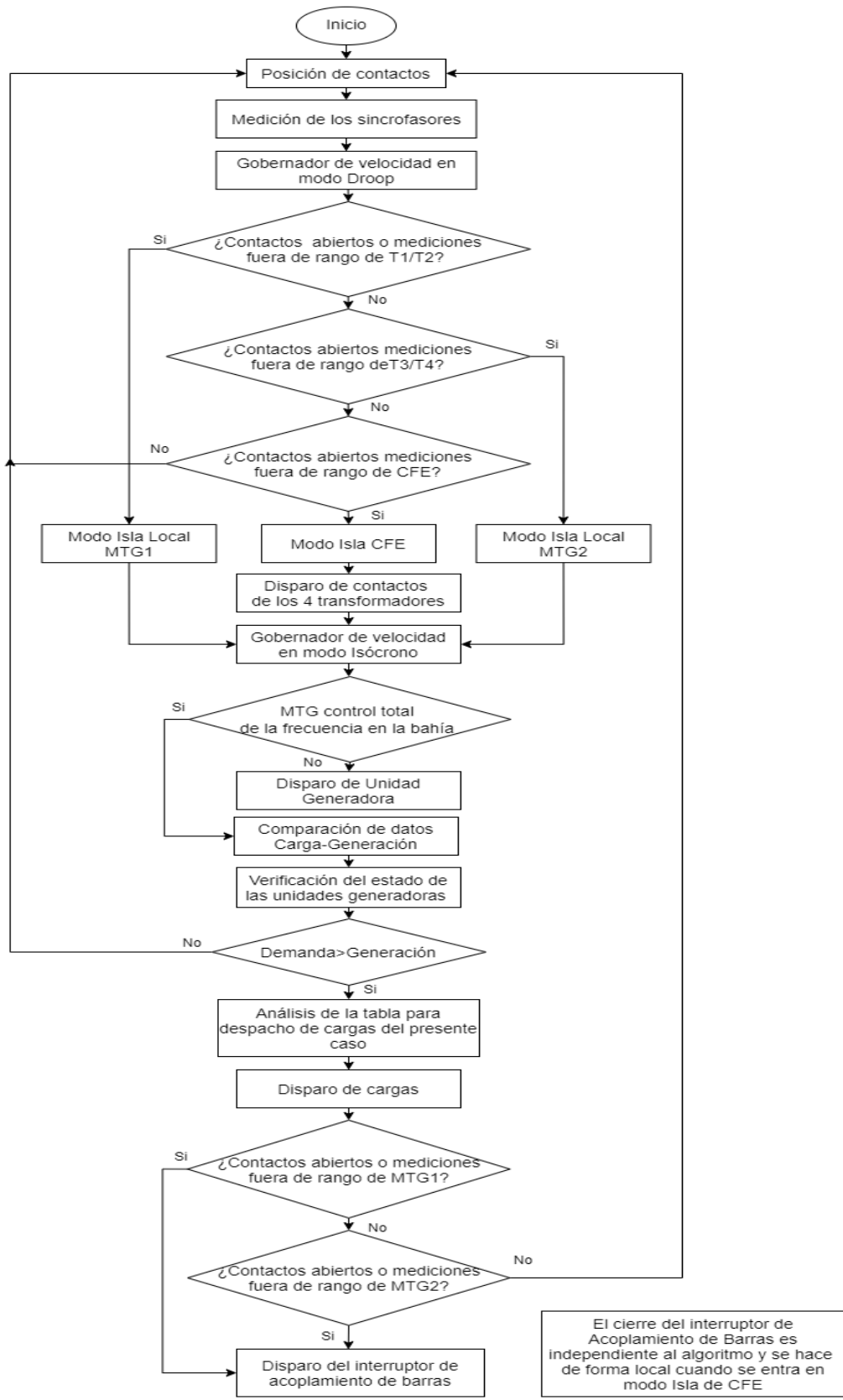


Figura 5. 64.- Diagrama de flujo del esquema de segregación de cargas para la operación en modo Isla

Una vez que se implementa en un programa estructurado se tienen que usar determinadas técnicas de programación e incluso para enlazar las propias redes de comunicación del programa con las del equipo “cliente y el “servidor”. El software es semejante al uso de, por ejemplo, el Matlab, ya que manejan lenguajes de programación semejantes. Entre tantas características que tiene el programa, hay que resaltar que este equipo, junto con su software, maneja el esquema cliente-servidor, por lo que todas las señales que esté recibiendo el equipo hay que precisar en el programa el origen y el destino. Es un programa que se utiliza para configurar la adquisición de datos y lógicas.

La contraseña utilizada para acceder al programa es “TAIL” y el usuario es “admin”. Ya vienen cargados de fábrica.

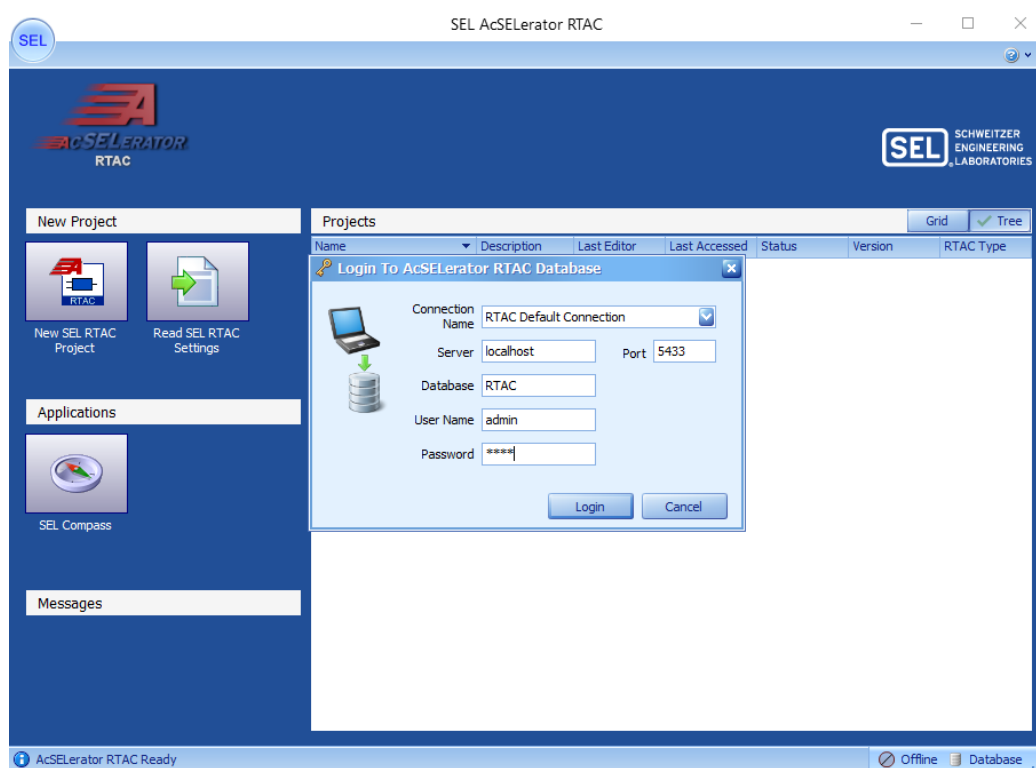


Figura 5. 65.- Pantalla de inicio del software RTAC

Una vez que se accede al programa se le puede poner una descripción breve o detallada del proyecto que se realizará.

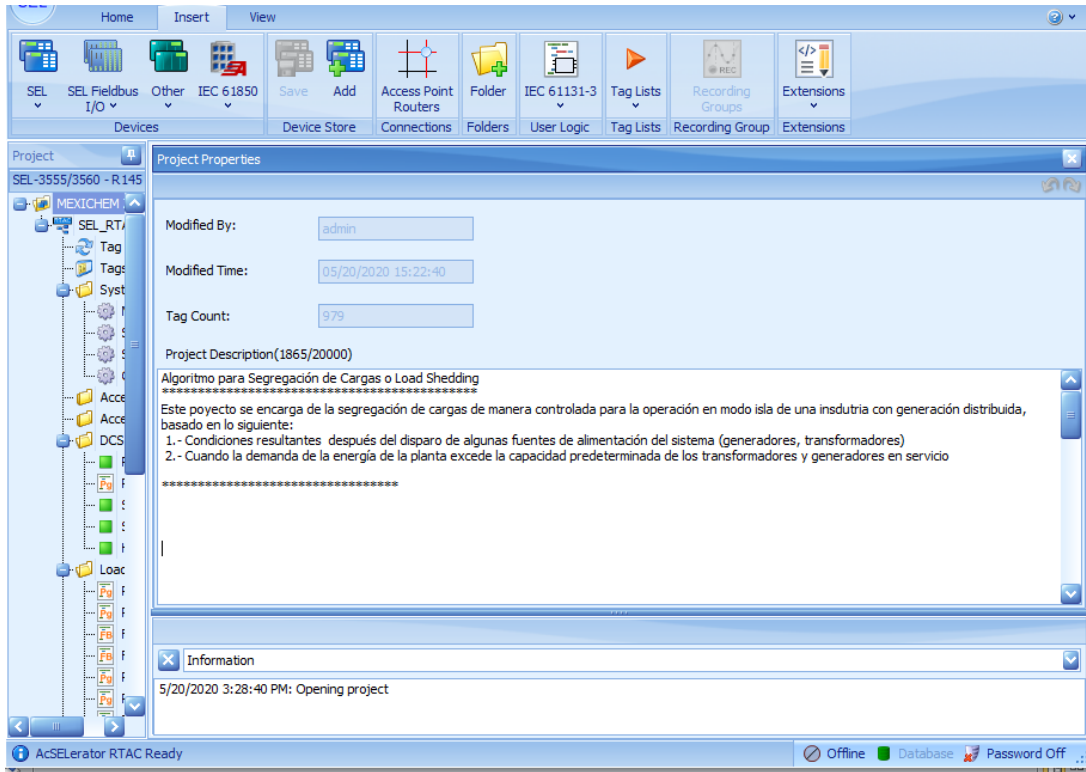


Figura 5. 66.- Ventana de comentarios

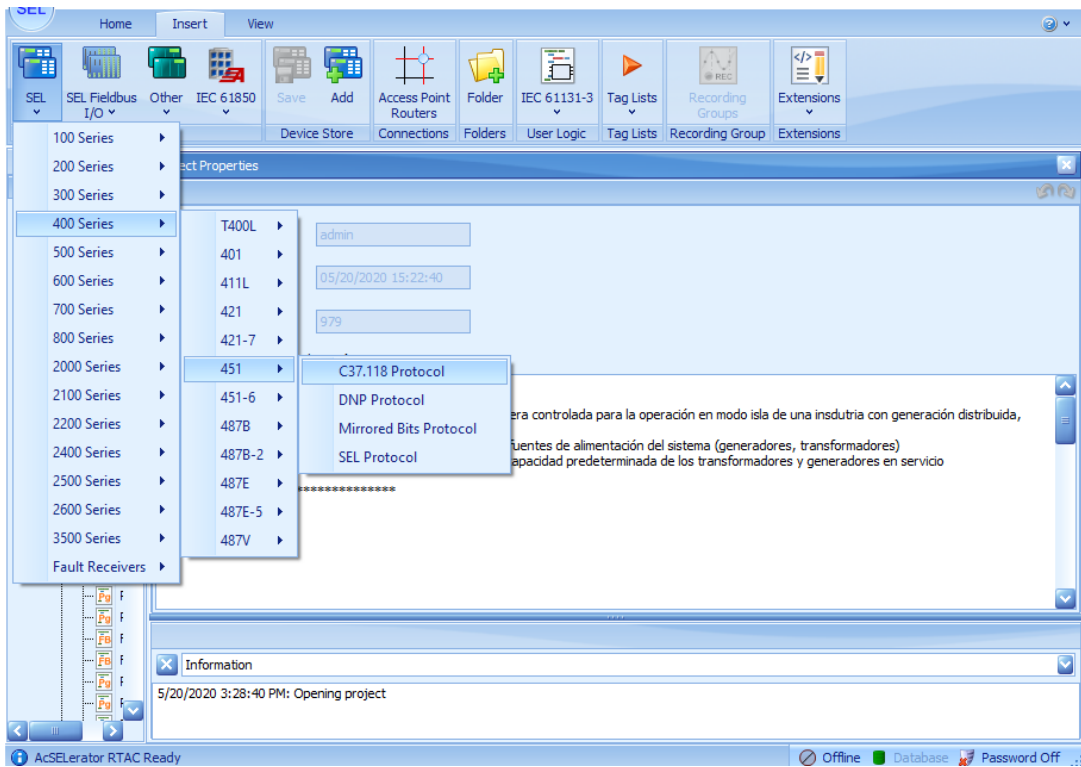


Figura 5. 67.- Pestaña para agregar dispositivos, en este caso un SEL 451 con protocolo de sincrofasores

El software tiene un protocolo de lenguaje de programación que está estandarizado para las subestaciones, el IEC 61131-3 es utilizado en las industrias para la automatización entre otros usos.

- Pg es un programa que siempre se va a estar ejecutando
- FB es una Subrutina que se manda a llamar
- Fn es una función que Se puede ocupar sólo una vez
- Gv son Variables Globales
- DT son Paquete de datos personalizados
- Library son Bibliotecas armadas

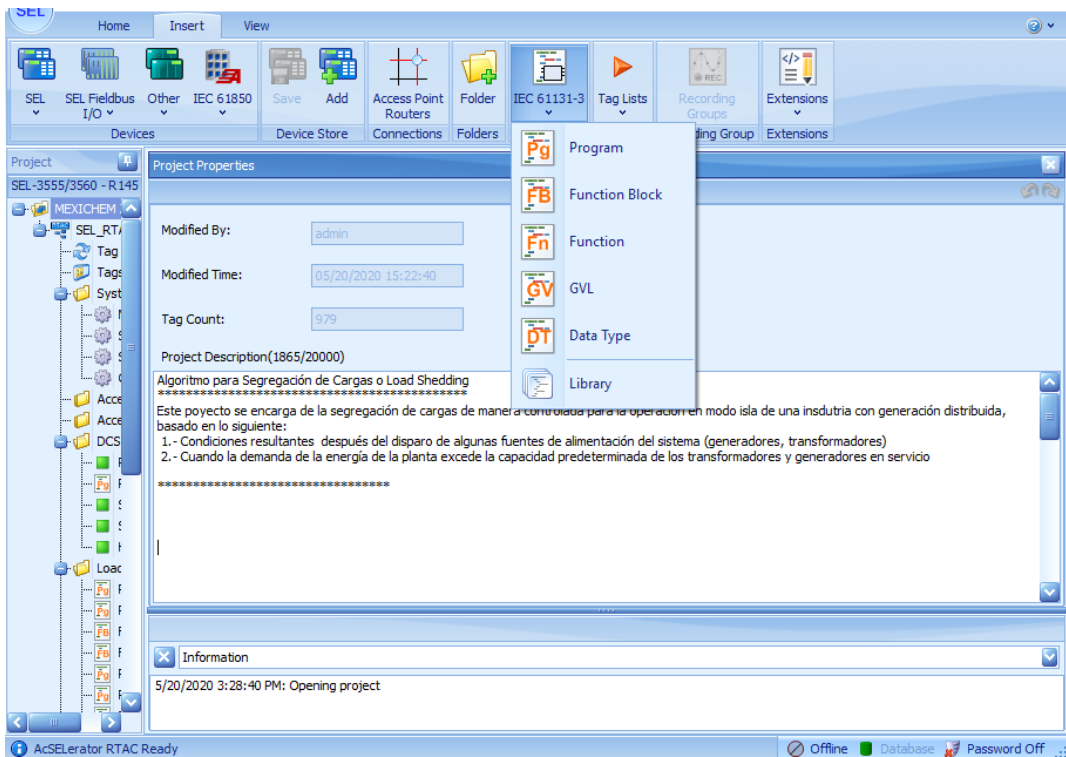


Figura 5. 68.- Protocolo de lenguaje de programación

Los lenguajes de programación que maneja son CFC Diagrama de bloques, ST Programación estructurada, LD Lenguaje escalera

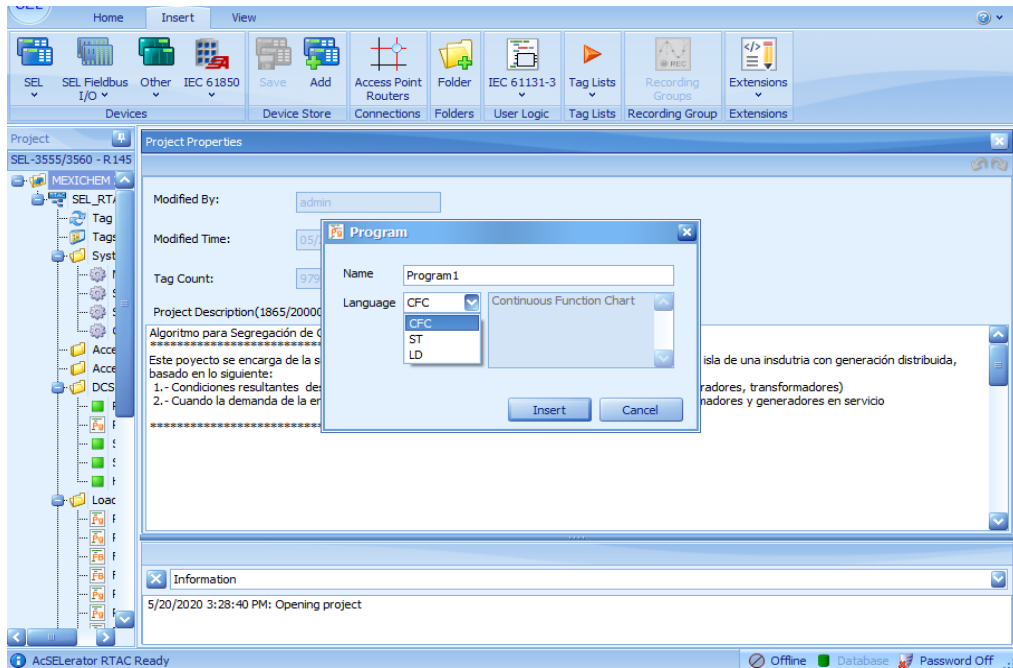


Figura 5. 69.- Lenguajes de programación

Se utiliza para mapear los mensajes de su origen a su destinatario. Se seleccionan cuáles son las variables que se van a querer obtener del equipo (digitales, analógicas, controles, etc.) esta configuración depende del protocolo utilizado

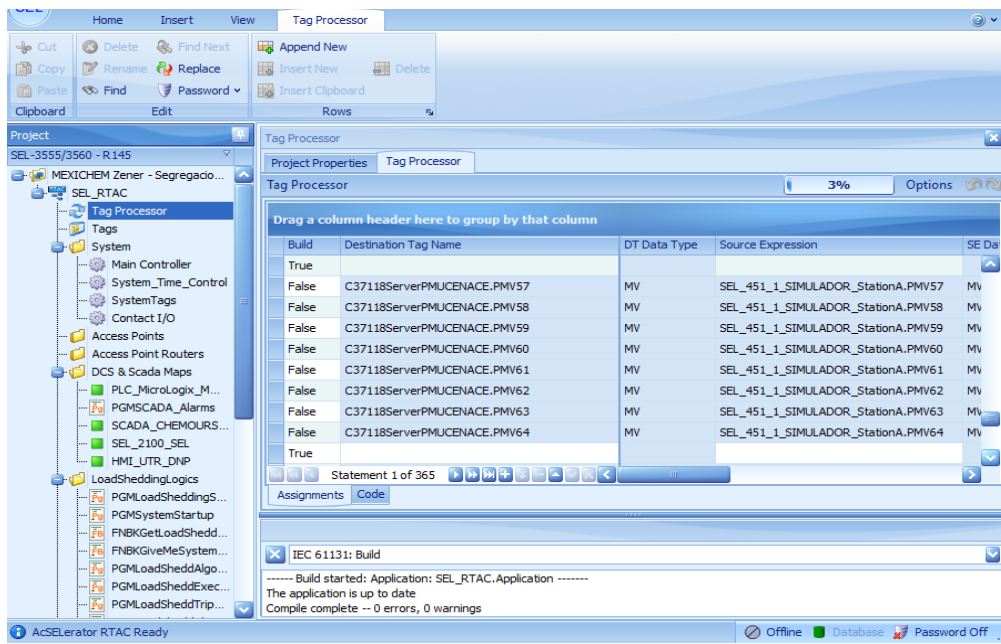


Figura 5. 70.- Procesador de etiquetas

La opción de “Automation” es el proceso rápido, todo elemento que se ponga en esa ventana correrá a una velocidad más rápida. La opción de “Main task” es el proceso lento o relajado, corre más lento que el Automation. Un PMU se pone en la parte lenta ya que no es prioridad, en esta opción van las mediciones y alarmas. Los PMU no se pueden cambiar de Main task a Automation debido a que no son prioridad alta, a diferencia de los mensajes Goose y las señales de disparo, esas si se pueden cambiar ya que son prioridad alta.

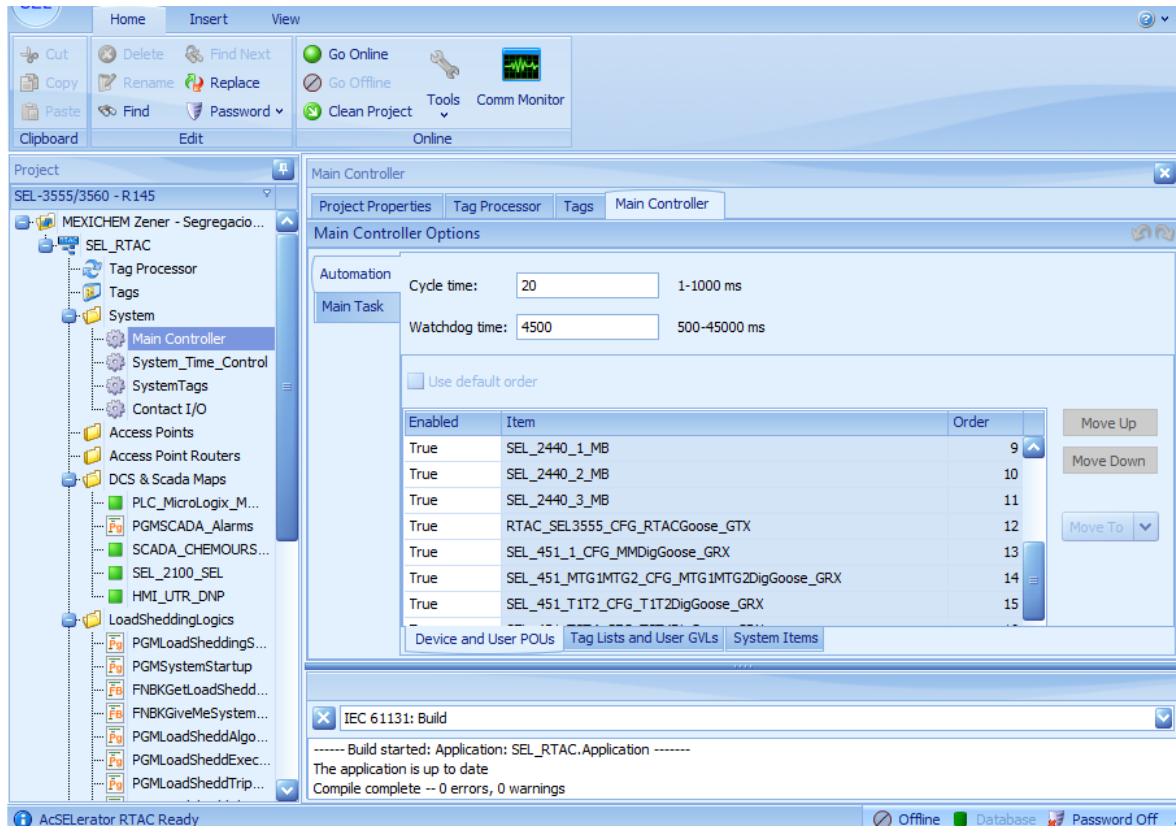


Figura 5. 71.- Ventana para la selección de la prioridad de los mensajes, opción Automation

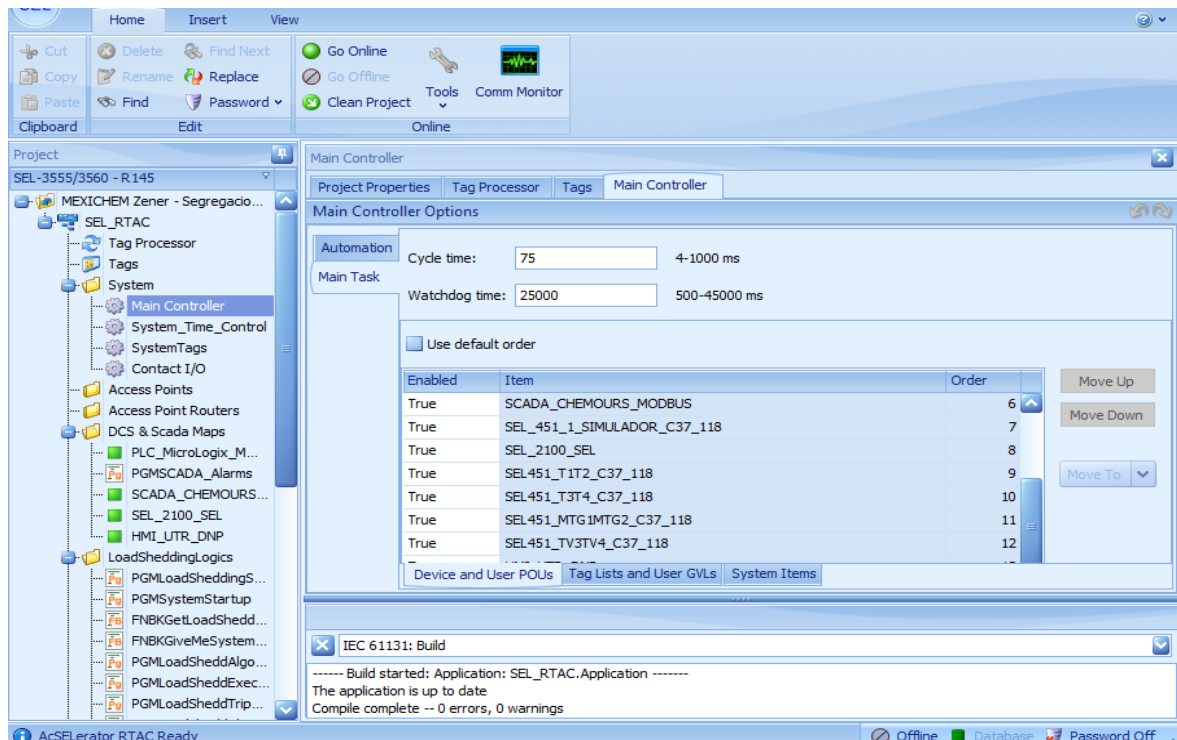


Figura 5. 72.- Ventana para la selección de la prioridad de los mensajes, opción Main Task

Se debe de precisar los datos básicos para la correcta operación del programa, entre lo que se resalta es la frecuencia nominal del sistema, las muestras de fasores por segundo del PMU, en este caso el máximo que son 60 muestras por segundo (fasores por segundo).

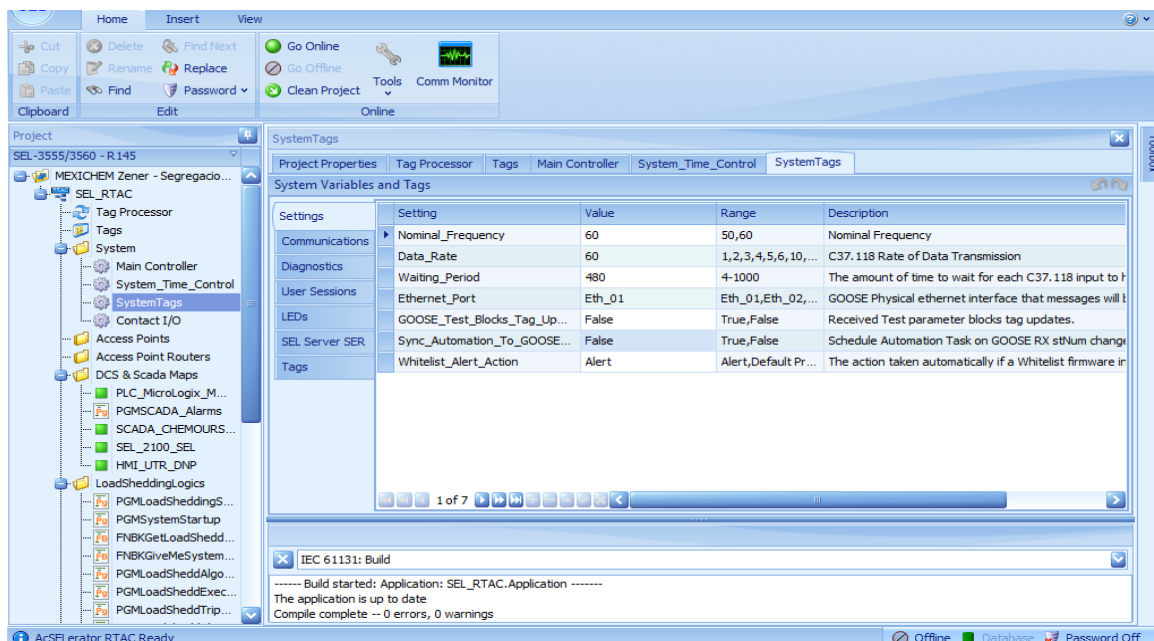


Figura 5. 73.- Ventana de configuración de parámetro y punto a reportar

El system time control es el ajuste de tiempo y se desactiva cuando se tiene GPS

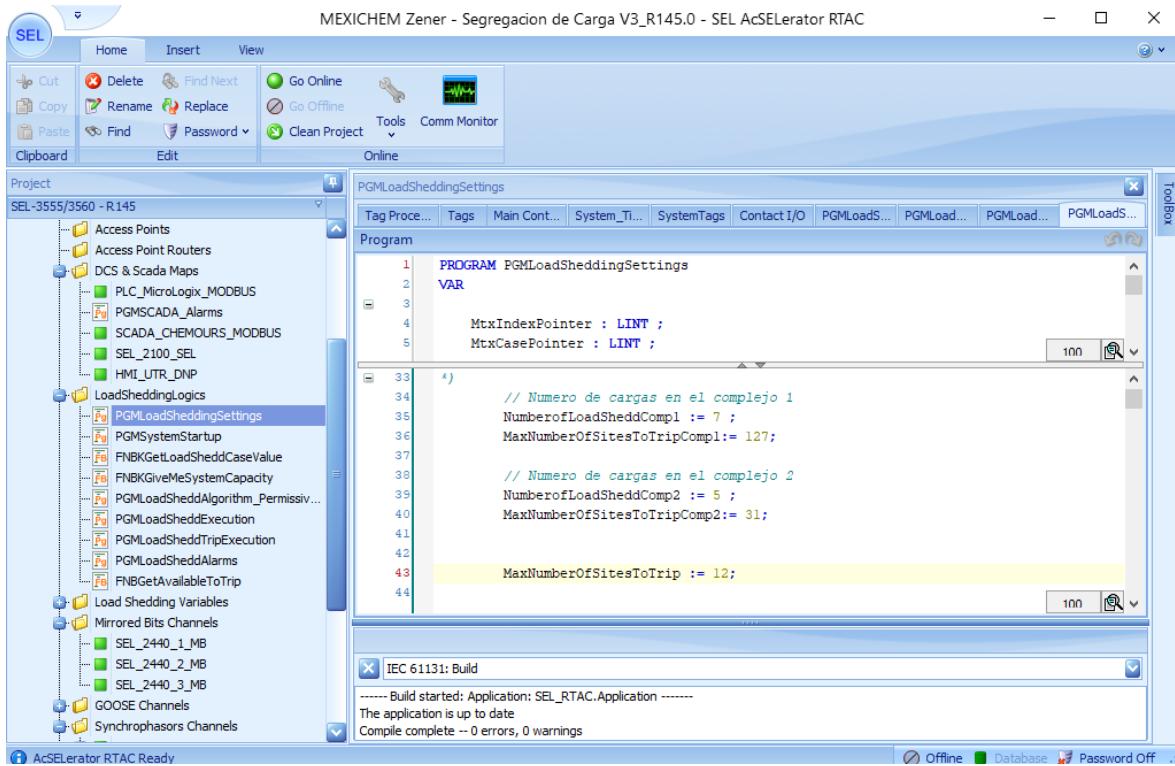


Figura 5. 74.- Ventana de código para el tirado de carga

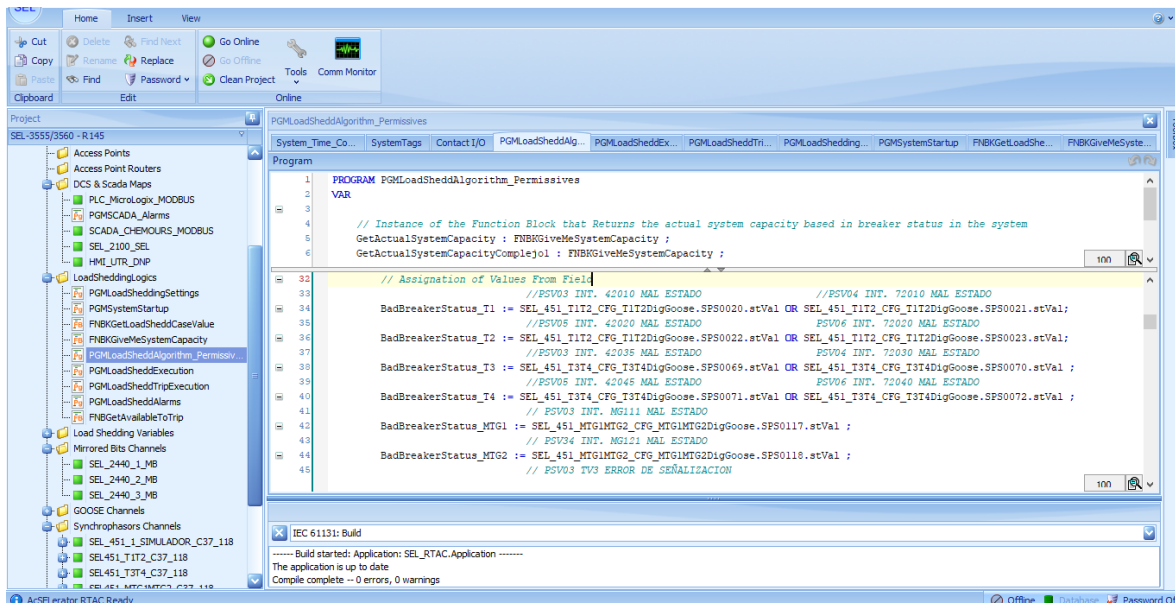


Figura 5. 75.- Medición que toma de los equipos que son dados de alta en el programa

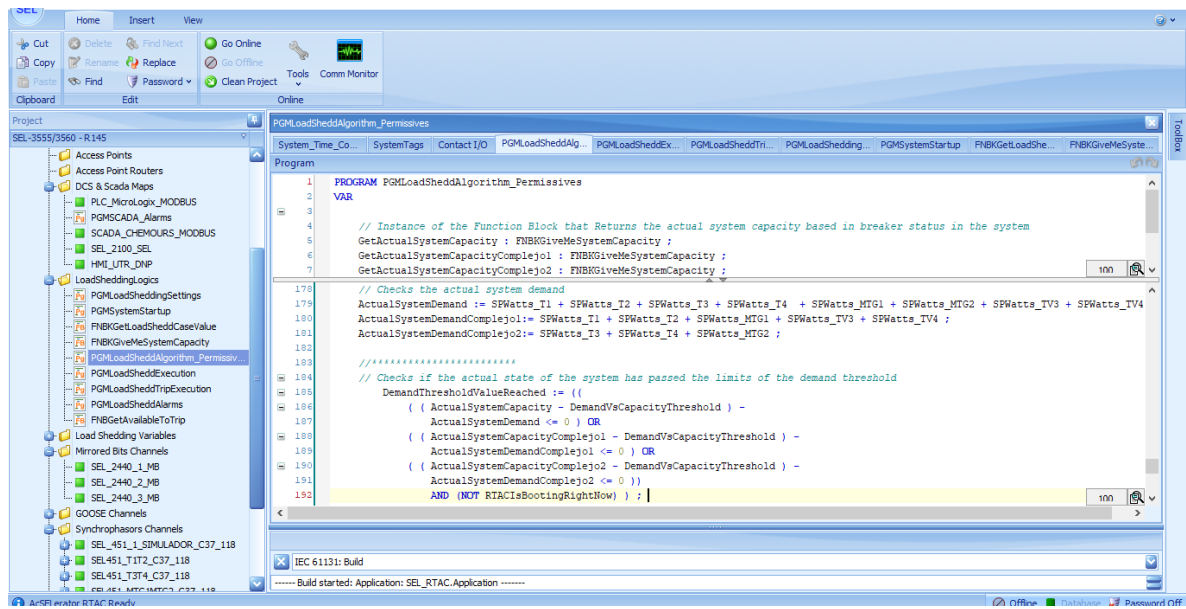


Figura 5. 76.- Comparación entre la demanda y la generación

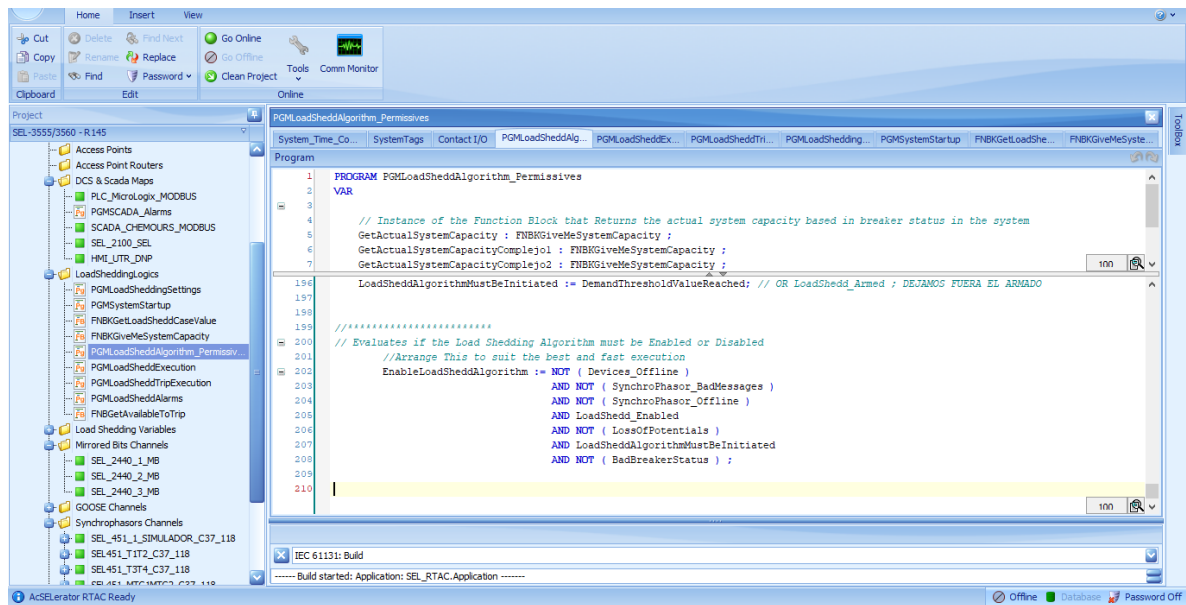


Figura 5. 77.- Permisos para las acciones de control

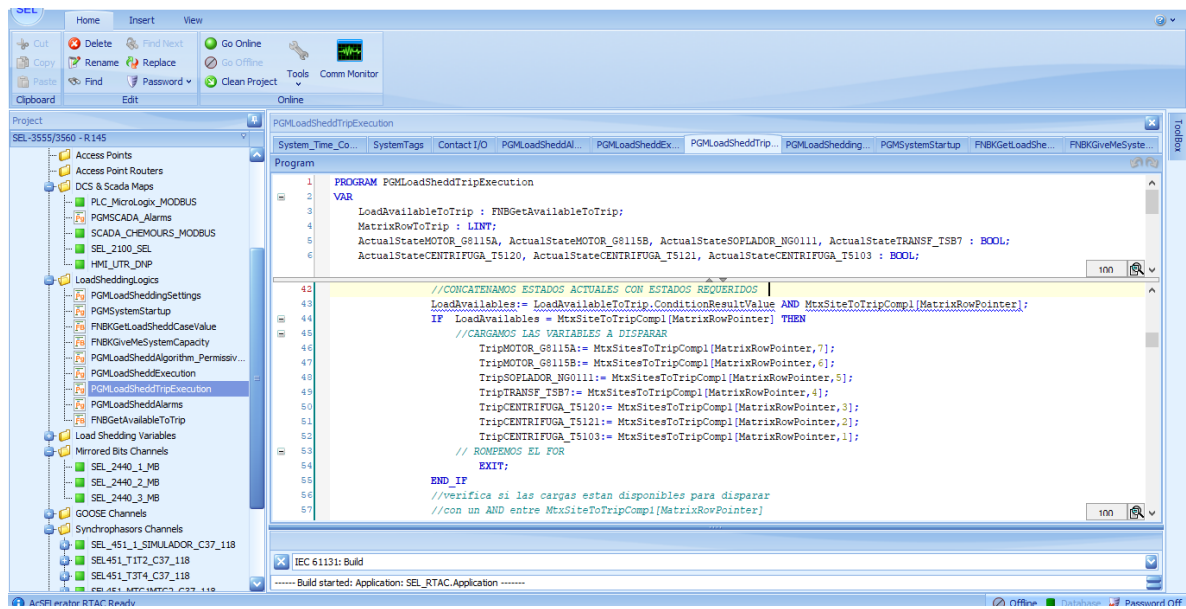


Figura 5. 78.- Cargas a segregar

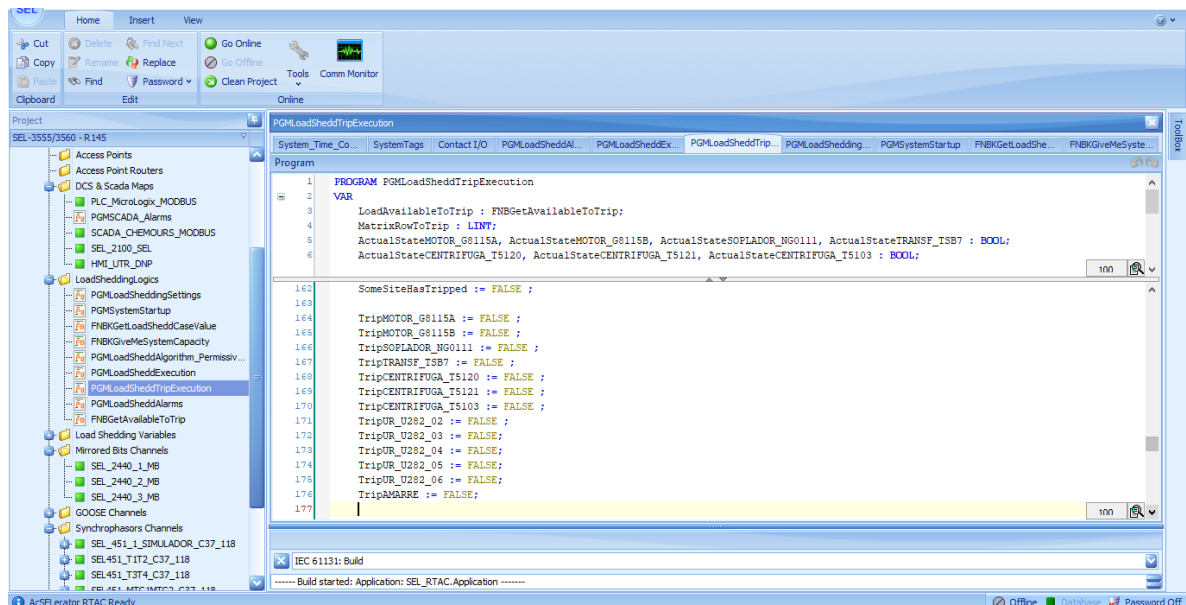


Figura 5. 79.- Mando de disparo de las cargas prescindibles

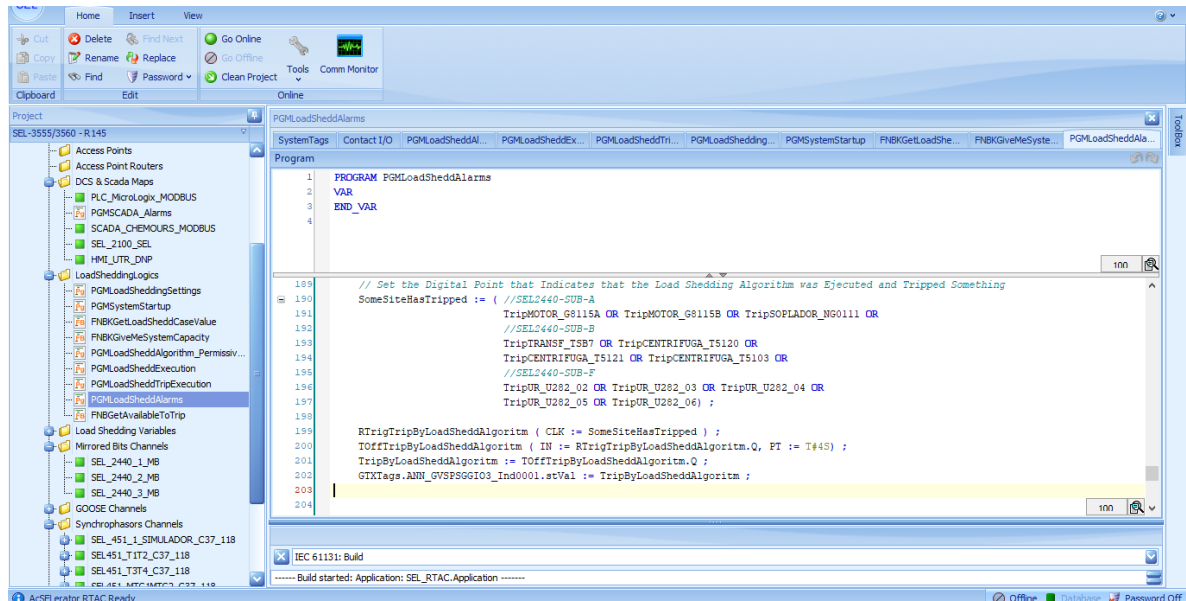


Figura 5. 80.- Mando de disparo de las cargas prescindibles

Las mediciones de los PMU vienen no sólo con la magnitud o ángulo de los parámetros, sino también con un paquete de datos que mejoran la calidad y tiempo de la medición, los datos más relevantes que se tienen son: Magnitud instantánea, tiempo de sincronización y calidad del mensaje. Si alguna de las anteriores incumple, esa señal no la lee el equipo

Conclusiones

Se simuló de manera exitosa el sistema de generación distribuida, así como los escenarios de eventos y la aplicación de Esquemas de Acción Remedial. Se simularon los escenarios requeridos en éste proyecto simulando fallas trifásicas (caso más crítico) en los equipos a salir como la línea de 115 KV, transformadores de potencia T1. T2. T3 y T4, así como los generadores con una duración de 200 milisegundos que es un tiempo razonable para la operación de protección primaria de dichos equipos. El tiempo de disparo de las cargas se simuló en 200 milisegundos que es un tiempo mayor al medido en las FAT. El tiempo del esquema fue entre 60 y 70 milisegundos, más el tiempo de operación del arrancador asociado a la carga. Se modeló toda la red eléctrica, los sistemas de excitación, gobernador de velocidad mediante el programa EasyPower.

Se realizaron pruebas en el laboratorio para comprobar la lógica del esquema, así como el tiempo de respuesta

La implementación de los equipos de prueba como simulación de los transformadores de instrumento de las protecciones funcionó correctamente. Los relevadores a su vez mandaron mediante protocolos de comunicación y medición las lecturas al cerebro del sistema, el RTAC. Este mismo equipo mediante su software permitió ejercer acciones de control sobre los sitios distribuidos en donde estarán conectadas las cargas en campo.

Mediante el estándar IEEE C37.118, se logra evitar una contingencia debido a la formación en isla del sistema, ya que las cargas o generación que se segregan lo hace en función de la potencia de generación que se perdió al entrar en modo isla, dependiendo de cada escenario. La inestabilidad del sistema se evita gracias al balance entre la potencia de demanda y la de generación. Si bien los sincrofasores ayudan a tener una lectura clara de la operación del sistema, los esquemas de acción remedial complementan esa lectura con las acciones que ejercen sobre el sistema. En base a las lecturas el RTC manda acciones de control que cambian automáticamente la

configuración del sistema, usando el DAC o el DAG. Se logra mantener la integridad del sistema al reducir la demanda del mismo.

La detección de modo isla puede hacerse de dos maneras, por la medición de los parámetros del sistema o por la operación de los contactos, esta última es respaldo. El estándar proporciona la potencia activa de secuencia positiva de los elementos, la cual permite hacer la comparativa entre la demanda y el suministro que determina la estabilidad. Los relevadores digitales al día de hoy permiten manejar el estándar de sincrofasores y mediante programación estructurada se implementa el algoritmo en el RTAC que manda acciones de control en tiempo real, o lo más aproximado.

Hasta la fecha de esta publicación el esquema ya se implementó en campo, en el cual se realizaron pruebas de canales de comunicación, medición de sincrofasores con la carga real, verificación de la señalización de la posición de interruptores. Se espera que a finales del mes de Junio entre en servicio, cuando las unidades entre en operación comercial.

Referencias

- [1] A.G. Phadke and J.S. Thorp, "*Synchronized Phasor Measurements and Their Applications* (Springer, Urbana Illinois)", No. 247 (2008)
- [2] IEEE Power & Energy Societ, IEEE S. A., "*IEEE Standard for Synchrophasor Measruments for POver Systems*", (2008) No. 61
- [3] D.G. Hart, D. Uy, V. Gharpure, D. Novosel, D. Karlsson, M. Kaba, *Revista ABB 1/2001*, "Unidades PMU Supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque", No. 4
- [4] IRIG STANDARD 200-16, "IRIG SERIAL TIME CODE FORMATS" (Agosto 2016)
- [5] Comisión Federal de Electricidad, "FILOSOFÍA Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE PROTECCIONES" (28 de Febrero del 2002)
- [6] Sd. de Transmisión, Sd. de CENACE, Sd. de Distribución, "*MANUAL PARA DOCUMENTAR E IMPLEMENTAR LOS ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL (EAR) Y ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE SISTEMA (EPS)*", CFE, No. 59, (2013)
- [7] Comisión Federal de Electricidad, "CONTROL DE LA POTENCIA ACTIVA Y DE LA FRECUENCIA: REGULACIÓN PRIMARIA Y REGULACIÓN SECUNDARIA"
- [8] Comisión Federal de Electricidad, "SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL"
- [9] José Munsch, "*Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica*" (Montevideo) (2014) ISSN 1688-2808 187 pags.
- [10] A. E. Pérez Fernández, "*SINCROFASORES Y SU APLICACIÓN EN CONTROL DE ÁREA AMPLIA EN SISTEMAS DE POTENCIA* ", Universidad Autónoma de occidente, (Santiago de Cali), No. 92 (2012)
- [11] *SEL-451-5 Protection, Automation, and Bay Control System, Instruction Manual*