



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Montaje de Unidades de Medición Fasorial en  
Generadores y Subestación de la Central  
Termoeléctrica La Caridad**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

Jaime Trejo Arizaga

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Armando Grande González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres, por ser siempre el pilar más importante en mi vida y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional. A mi madre por siempre escucharme y aconsejarme, a mi padre por inculcarme la sed de crecer y ser siempre una mejor persona. A mis hermanos Regina, Abraham, Andrea y a mi cuñado Ramiro, por su cariño y su apoyo incondicional. A mis sobrinitos Samantha y Ramirito.

Dedico también este trabajo a la memoria del Ing. Adolfo Velasco Batista, por haber creído en mí y haberme dado la oportunidad de participar y colaborar con él en el desarrollo y operación de esta y otras Centrales eléctricas y permitirme amar esta profesión.

Agradecer también al Mtro. Osvaldo Girón Medina por su apoyo incondicional y hermandad, por sus consejos y hacerme sentir parte de su familia. Al Lic. Ernesto Garfias Sosa y su familia por su amistad y hospitalidad en Sonora.

Al Ing. Armando Grande González, por ser de los profesores que contagian de ganas y amor por la carrera, por compartir con sus alumnos toda su experiencia y conocimiento y en especial gracias por aceptar ser parte y dirigir este trabajo de tesis.

## CONTENIDO

ÍNDICE GENERAL.....	i
ÍNDICE DE FIGURAS. ....	v
ÍNDICE DE TABLAS. ....	vii
PRÓLOGO.....	viii
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA: .....	ix
ANTECEDENTES: .....	ix
JUSTIFICACIONES:.....	x
PROPUESTA:.....	x
ELEMENTOS NECESARIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO: .....	xi
METAS:.....	xii
IMPACTO EN EL ENTORNO:.....	xii
OBJETIVOS.....	xiii
GLOSARIO .....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	xvi
<b>1. CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CENTRAL.....</b>	<b>1</b>
1.1.    Introducción.....	1
1.2.    Características de la Central Termoeléctrica.....	3
1.3.    Paquete Ciclo Termodinámico utilizado .....	5
1.3.1.    Ciclo Bryton .....	5
1.3.2.    Ciclo Rankine.....	6
1.3.3.    Ciclo Combinado.....	7
1.4.    Sistema Eléctrico de Potencia de la Central.....	10
1.4.1.    Generadores eléctricos.....	10
1.4.2.    Transformador principal.....	12
1.4.3.    Subestación Eléctrica Elevadora.....	13
1.4.4.    Líneas de Transmisión.....	14
1.5.    Conclusiones de capítulo.....	16
<b>2. CAPÍTULO 2. GENERADORES ELÉCTRICOS DE LA CENTRAL .....</b>	<b>18</b>
2.1.    Generadores Síncronos .....	18

2.2.	El Generador SGen6-1000A.....	21
2.3.	Diseño del Generador .....	21
2.3.1.	Placa Soporte.....	22
2.3.2.	Estator. ....	22
2.3.3.	Bobinado del Estator .....	23
2.3.4.	Casquillos del Terminal .....	24
2.3.5.	Rotor.....	25
2.3.6.	Bobinado del Rotor .....	26
2.3.7.	Cojinetes.....	26
2.3.8.	Sistema de Excitación .....	27
2.3.9.	Anillos del Colector.....	28
2.3.10.	Porta Escobillas .....	29
2.4.	Diagrama Unifilar del Generador. [13].....	31
2.5.	Protecciones Eléctricas.....	32
2.5.1.	Distancia 21G.....	34
2.5.2.	Volts/Hertz 24G .....	34
2.5.3.	Relé de Comprobación de Sincronización (Sync Check) y Sincronizador Automático 25A. 35	
2.5.4.	Potencia Inversa 32G.....	35
2.5.5.	Pérdida de Campo 40G.....	36
2.5.6.	Desbalance de Corrientes de Fase 46G .....	37
2.5.7.	Sobre Voltaje 59G.....	38
2.5.8.	Baja/Sobre Frecuencia 81G .....	38
2.5.9.	Protección Diferencial del Generador 87G .....	39
2.6.	Sistema de Auxiliares .....	40
2.6.1.	Convertidor Estático de Frecuencia (SFC) .....	42
2.6.2.	Equipo de Excitación Estática (SEE).....	42
2.6.3.	Transformador y Cargas del Transformador de Auxiliares .....	43
2.7.	Conclusiones de capitulo.....	44
<b>3.</b>	<b>CAPÍTULO 3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ELEVADORA.....</b>	<b>45</b>
3.1.	Subestaciones Eléctricas Elevadoras .....	45
3.2.	Elementos de la Subestación Eléctrica.....	47
3.2.1.	Transformadores de Potencia .....	47

3.2.2.	Interruptores de Potencia .....	49
3.2.3.	Cuchillas en Subestaciones de Potencia.....	50
3.2.4.	Barras o Buses .....	52
3.3.	Instrumentos de Medición y Control .....	52
3.3.1.	Transformadores de Potencial .....	52
3.3.2.	Transformadores de Corriente.....	53
3.3.3.	Protecciones Eléctricas en la Subestación .....	54
3.4.	Diagrama Unifilar de la Subestación. ....	59
3.5.	Conclusiones de capitulo.....	60
<b>4.</b>	<b>CAPÍTULO 4. UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL PMU (Phasor Measurement Unit) .....</b>	<b>61</b>
4.1.	Introducción a las Unidades de Medición Fasorial. ....	61
4.2.	Definiciones y Estándares. ....	63
4.2.1.	Fasor. ....	63
4.2.2.	Sincrofasores. ....	64
4.2.3.	Phasor Measurement Unit PMU. ....	65
4.2.4.	Phasor Data Concentrer PDC.....	66
4.2.5.	Wide Area Monitoring System WAMS. ....	67
4.2.6.	Redes Inteligentes Smart Grids. ....	68
4.3.	Estándar IEEE C37.118.....	69
4.4.	Conclusiones de capitulo.....	70
<b>5.</b>	<b>CAPÍTULO 5. INSTALACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL EN LA CENTRAL LA CARIDAD. ....</b>	<b>72</b>
5.1.	Objetivo y requerimientos de CENACE en la instalación de equipos PMU en la Central eléctrica.....	72
5.2.	Unidad de Medición Fasorial (PMU) Tesla 4000. ....	76
5.2.1.	Características del PMU. ....	76
5.3.	Metodología y diagrama de conexiones del PMU. ....	80
5.4.	Conexión de señales al PMU .....	86
5.4.1.	Conexiones. ....	86
5.4.2.	Trayectoria de Cableado. ....	95
5.5.	Procedimiento de puesta en servicio de PMU´s. ....	98
5.5.1.	Objetivo.....	98
5.5.2.	Actividades. ....	98
5.5.2.1.	Calibración de ángulo. ....	98

---

5.5.2.2.	Calibración de canales analógicos.....	100
5.5.2.3.	Faseo. ....	101
5.5.2.4.	Declaración de sincrofasores. ....	102
5.5.2.5.	Pruebas iniciales de explotación de información.....	102
5.6.	Resultados esperados de la implementación de PMU’s. en la Central.....	104
5.7.	Conclusiones de capitulo.....	104
<b>6.</b>	<b>CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE PMU’S EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.....</b>	<b>106</b>
6.1.	Detector de oscilaciones electromecánicas de generadores con sincrofasores “OSCILA” de la Área de Control Noroeste del CENACE.....	106
6.2.	Sistema de medición sincronizada de fasores en tiempo real SIMEFAS RT OFF Line y su uso en el Sistema de Interconexión Eléctrico Para América Central. ....	109
6.3.	Aplicación de esquemas de acción remedial en la Central Eléctrica La Caridad: Disparo Automático de Generación. ....	115
6.4.	Conclusiones de capitulo.....	125
<b>7.</b>	<b>CAPÍTULO 7. Conclusiones.....</b>	<b>126</b>
7.1.	Discusión. ....	126
7.2.	Conclusiones finales. ....	127

**ÍNDICE DE FIGURAS.**

Figura 1.1.1 Área de influencia de la Gerencia de Control Regional Noroeste. [1] ..... 1

Figura 1.2.1 Central de Ciclo Combinado La Caridad ..... 4

Figura 1.3.1 Diagrama de un Ciclo Brayton ..... 5

Figura 1.3.2 Diagrama de un Ciclo Rankine..... 6

Figura 1.3.3 Diagrama de Ciclo Combinado de la Central La Caridad ..... 7

Figura 1.4.1 Relevadores de los Generadores..... 10

Figura 1.4.2 Esquema simplificado de la interconexión de los generadores y sistema de auxiliares.  
..... 11

Figura 1.4.3 Arreglo Generador – Interruptor de Potencia – Transformador ..... 12

Figura 1.4.4 Datos de placa de Transformadores Principales ..... 13

Figura 1.4.5 Diagrama unifilar simplificado de la Subestación Eléctrica de la Central la Caridad .... 14

Figura 1.4.6 Trayectoria de la Línea de Transmisión. [3] ..... 15

Figura 2.1.1 Generación trifásica de voltajes o tensiones ..... 20

Figura 2.3.1 Placa soporte del Generador ..... 22

Figura 2.3.2 Núcleo y bobinados del estator. [5] ..... 23

Figura 2.3.3 Bobinados del estator. [6] ..... 24

Figura 2.3.4 Casquillos terminales. [7] ..... 24

Figura 2.3.5 Rotor del generador. [8]..... 25

Figura 2.3.6 Bobinado del Rotor del generador. [9] ..... 26

Figura 2.3.7 Cojinetes del generador. [10]..... 27

Figura 2.3.8 Excitación rozante del generador. [11] ..... 29

Figura 2.3.9 Porta escobillas del generador. [12] ..... 30

Figura 2.5.1 Esquema de conexión de la protección 21G ..... 34

Figura 2.5.2 Esquema de conexión de la protección 24G ..... 35

Figura 2.5.3 Esquema de conexión de la protección 25G..... 35

Figura 2.5.4 Esquema de conexión de la protección 32G ..... 36

Figura 2.5.5 Esquema de conexión de la protección 40G ..... 37

Figura 2.5.6 Esquema de conexión de la protección 46G ..... 37

Figura 2.5.7 Esquema de conexión de la protección 59G ..... 38

Figura 2.5.8 Esquema de conexión de la protección 81G ..... 39

Figura 2.5.9 Esquema de conexión de la protección 87G ..... 40

Figura 2.6.1 Ubicación del SFC y SEE. [14]..... 42

Figura 3.2.1 Interruptores de Potencia. .... 50

Figura 3.3.1 Transformadores de Potencial Inductivos..... 52

Figura 3.3.2 Transformador de Corriente ..... 54

Figura 3.3.3 Diagrama de protecciones entre circuitos 91010, 91020, Interruptor Medio y Barras.  
..... 56

Figura 3.3.4 Esquema de protecciones entre las barras colectoras y las líneas de evacuación ..... 58

Figura 4.2.1 Representación fasorial de una señal senoidal..... 64

Figura 4.2.2 Sincronización de fasores mediante GPR’s. .... 65

Figura 4.2.3 Elementos que constituyen a una PMU. .... 66

Figura 4.2.4 Distribución de PDC’s en el SIN mexicano. .... 68

Figura 5.2.1 Sistema Tesla 4000. .... 79

Figura 5.3.1 Diagrama de comunicaciones de PMU’s .....	84
Figura 5.3.2 Conexión de Buses y LT hacia PMU. ....	85
Figura 5.4.1 Gabinete de PMU’s .....	86
Figura 5.4.2 Panel frontal del PMU’s .....	87
Figura 5.4.3 Terminales del PMU. ....	88
Figura 5.4.4 Diagrama de conexión de generadores de UG1 y señales PSS y AVR. ....	89
Figura 5.4.5 Diagrama de conexión de generadores de UG2 y señales PSS y AVR. ....	91
Figura 5.4.6 Diagrama de conexión de módulos aisladores para las señales de voltaje. ....	92
Figura 5.4.7 Diagrama de conexión de módulos aisladores para las señales de voltaje. ....	94
Figura 5.4.8 Cableado de señales de los generadores a la subestación eléctrica.....	95
Figura 5.4.9 Trayectoria de cableado en la Subestación Eléctrica .....	97
Figura 5.5.1 Medición esperada de ángulo de un sincrofasor. ....	98
Figura 5.5.2 Esquema de conexión para prueba de ángulo de un sincrofasor. ....	99
Figura 5.5.3 Angulo de sincrofasor reportado por el equipo Rochester de la CCC Guaymas II. ....	99
Figura 5.5.4 Angulo de sincrofasor reportado por el equipo Rochester con compensación de - 37.39°. ....	100
Figura 5.5.5 Calibración de canales analógicos. ....	101
Figura 6.1.1 Tendencia de un patrón oscilatorio detectado por la aplicación OSCILA. [1].....	107
Figura 6.1.2 Evento de Oscilación entre unidades de las Centrales HLI-PLD [2].....	108
Figura 6.2.1 Interconexión entre el SIN de CFE y SIEPAC. [3] .....	109
Figura 6.2.2 Diagrama unifilar de la interconexión SIN CFE y el SIEPAC. [4].....	110
Figura 6.2.3 Comportamiento de la frecuencia del SIN CFE y SIEPAC. [5] .....	111
Figura 6.2.4 Comportamiento de la tensión en kV en varias subestaciones asociadas a THP y LBR. [6] .....	111
Figura 6.2.5 Comportamiento de potencia activa y reactiva en la línea A3T00 durante el evento de junio de 2010. [7] .....	112
Figura 6.2.6 Comportamiento angular en la LT A3T00. [7] .....	112
Figura 6.2.7 Identificación de dos diferentes modos de oscilación. [8].....	113
Figura 6.2.8 Amplitud máxima alcanzada durante la oscilación de baja frecuencia. [9] .....	113
Figura 6.3.1 Diagrama Unifilar de los elementos participes en el DAG de la Central La Caridad ...	116
Figura 6.3.2 Lógica combinacional para el DAG. ....	118
Figura 6.3.3 Bloques de lógica del esquema DAG en LaBview.....	119
Figura 6.3.4 Simulación del esquema de acción remedial DAG en LaBview.....	120



**ÍNDICE DE TABLAS.**

Tabla 1. Centrales a entrar en operación en los próximos 4 años en el ámbito de la GCRNO. [2].....	2
Tabla 2 Cargas del transformador de auxiliares.....	43
Tabla 3 Datos del Transformador Principal.....	49
Tabla 4 Parámetros de influencia y límites de error permisible para niveles de cumplimiento 0-1.	72
Tabla 5 Requisitos de mediciones analógicas. ....	74
Tabla 6 Requisitos de mediciones digitales.....	75
Tabla 7 Características técnicas generales del PMU Tesla 4000.....	76
Tabla 8 Características de operación del PMU Tesla 4000. ....	77
Tabla 9 Características físicas del PMU Tesla 4000.....	77
Tabla 10 Parámetros de comunicación del PMU Tesla 4000.....	78
Tabla 11 Equipos principales utilizados para la obtención de señales digitales y analógicas.....	82
Tabla 12 Puertos digitales de interruptores en PMU.....	93

## PRÓLOGO

Un factor indicativo del desarrollo y crecimiento de la economía de un País radica principalmente en la evolución del sector industrial. Dicha evolución da lugar al requerimiento de una mayor demanda de electricidad, lo que hace fundamental que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se preparen y actualicen para garantizar la continuidad del suministro de electricidad, tanto al sector industrial como al sector residencial. Recientemente se han modificado las leyes y reformas estructurales que rigen al Sector eléctrico mexicano, lo que propicia que el SEP se vea modernizado para cumplir con la exigencia de la creciente demanda del País.

Derivado de lo anterior, el propósito de este trabajo es dar a conocer y plasmar la implementación de las llamadas redes inteligentes (SMART GRIDS), y las ventajas que brinda para la operación segura del SEP mexicano. En este caso en particular, se refiere a el uso de los sistemas de medición fasorial (Equipos PMU's), que permiten proporcionar en tiempo real la magnitud y ángulos de fase de variables eléctricas (tensión y corriente, principalmente) en generación, transmisión y en cargas.

El trabajo se presenta en el siguiente orden:

Capítulo 1, se describe de manera general la Central Termoeléctrica de Ciclo Caminado La Caridad, en la que se implementan los equipos PMU's y se dan a conocer las características principales del Sistema Eléctrico de Potencia: Generadores, Subestación Elevadora y Líneas de Transmisión.

Capítulo 2, se exponen las características de los generadores de la Central, desde su diseño, componentes y las protecciones eléctricas asociadas al generador eléctrico, así como su secuencia de arranque en frío.

Capítulo 3, se dan a conocer la subestación eléctrica elevadora, detallando los elementos que la conforman y sus principales equipos de medición y protección.

Capítulo 4, en este capítulo se introduce y se describen las unidades de medición fasorial, donde se exponen sus componentes y las funciones que realiza cada una, Así como su importancia dentro de los Sistemas de Medición de Área Amplia (WAMS por sus siglas en ingles).

Capítulo 5, se justifica y se expone la ingeniería a utilizar para la implementación de los equipos PMU's dentro de la Central eléctrica, así como los procedimientos para la puesta en operación y sincronización de parámetros que serán enviados al Área de Control Noroeste del CENACE.

Capítulo 6, en este capítulo se exponen algunas aplicaciones desarrolladas por CFE en cuanto a sistemas de medición fasorial y su importancia en el SEP mexicano. Lo anterior, con la finalidad de enfatizar en la implantación de redes inteligentes que aseguren el estado estable del SEP. También se expone la implementación del esquema de defensa denominado Disparo Automático de Generación (DAG) en la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado La Caridad.

Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las conclusiones y resultados esperados de la implementación y montaje de unidades de medición fasorial en la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado La Caridad.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:**

Derivado del creciente desarrollo de la Industria Eléctrica en México, y por consiguiente la construcción de nuevas Centrales Generadoras Eléctricas; las Redes de transmisión cada vez se aproximan en mayor grado a sus límites de capacidad. Condición que representa un riesgo en la operación segura de dichas Redes. Tomando en cuenta esta situación, y considerando que en algunas regiones del País la infraestructura eléctrica tiene más de 30 años; cabe la posibilidad de que se puedan presentar eventos que pongan en riesgo la integridad de una región, o en caso extremo, del Sistema Interconectado Nacional.

Sabiendo que es mucho mejor, invertir en Sistemas adecuados de supervisión, que la interrupción del servicio eléctrico; desde hace varios años en CFE, se optó por implementar esquemas de control y protección que procuren la integridad del Sistema y de sus elementos (generadores, transformadores, líneas de transmisión etc). Estos Sistemas de supervisión, en un inicio, realizaban una medición de potencia en “tiempo real” con una periodicidad de 1 a 3 segundos. No obstante, esta ventana de tiempo; hacía técnicamente imposible la detección de fenómenos eléctricos en el Sistema, tales como oscilaciones electromecánicas de unidades generadoras que podrían influir bajo ciertas circunstancias en una afectación importante en la operación y seguridad del Sistema Eléctrico; así como en la continuidad del suministro.

Por lo anterior, y aprovechando los avances tecnológicos, desde hace aproximadamente 20 años, se ha adoptado en CFE, la utilización de unidades de medición fasorial o de sincrofasores (PMU’s); para la detección, entre otras, de oscilaciones electromecánicas. Ya que permite, disponer en tiempo real de fasores sincronizados de las variables eléctricas de corriente y tensión en unidades generadoras, líneas de transmisión y barras de subestaciones. Así como, estado de interruptores.

## **ANTECEDENTES:**

Actualmente, para el CENACE, Institución responsable de operar y supervisar la dinámica del Sistema Eléctrico de México (SEM), es imprescindible realizar el monitoreo y control en tiempo real del SEM, a partir de sincrofasores de tensión y corriente. Para lo anterior, cada una de las Áreas de Control del CENACE, ha implementado redes inteligentes (Smart Grids) que permiten un monitoreo y control mucho más sofisticado, oportuno y confiables que los Sistemas supervisores actualmente instalados.

Los equipos de medición fasorial (PMU’s), pertenecientes a las redes inteligentes, proporcionan mediciones por arriba de 20 muestras por segundo, lo que equivale a un dato cada 50 milisegundos. Estas muestras son sincronizadas vía satelital lo que da como resultado que la información pueda ser enviada y procesada en el instante que es medida y de esta manera ser comparada con diferentes parámetros de distintas zonas geográficas. Dada las mejoras que proveen los equipos de medición fasorial, el CENACE por medio de la Comisión Federal de Electricidad, están optando por instalar estos equipos en unidades de generación, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.

En el caso específico del Área de Control Noroeste, ha optado por instalar unidades de medición fasorial en las unidades generadoras de Centrales termoeléctricas HLIU 1 en Hermosillo y HTSU 1 de la central hidroeléctrica Huites; que le permiten detectar oscilaciones de baja frecuencia o bien oscilaciones electromecánicas entre los grupos generadores de la región de su ámbito, en el capítulo 6 de esta tesis se describen los resultados obtenidos por el área de control Noroeste.

Sin duda la adquisición de mediciones sincronizadas, con lleva un reto técnico y tecnológico. La inversión en el desarrollo de este tipo de tecnología, ha dado resultados muy útiles. Hoy en día, el operador de la Red es capaz de analizar en tiempo real los ángulos y fases de los parámetros eléctricos.

Por otra parte, la Comisión Federal de Electricidad ha implementado equipos de medición fasorial entre el Sistema Eléctrico de México y el llamado Sistema Interconectado Para América Central (SIEPAC). El cual ha permitido la detección de oscilaciones ente ambos Sistemas eléctricos y tomar las medidas necesarias para conservar la integridad del enlace.

Los resultados de las mediciones fasoriales sincronizadas, hechas a la fecha; han demostrado ser una gran herramienta que ha permitido comparar tanto unidades generadoras como Sistemas interconectados; lo cual ha permitido entender la dinámica de un Sistema y contar con la información necesaria para poder tomar decisiones. Las cuales contribuyen a la estabilidad de la Red eléctrica del País. Sin duda, estos equipos de medición de fasores; seguirán implementándose a lo largo de los Sistemas eléctricos. Lo anterior, aprovechando el desarrollo de los Sistemas de control y Supervisión como lo son las WAMS.

## **JUSTIFICACIONES:**

Dado el avance de la tecnología asociada a los sistemas PMU's, en comparación con los Sistemas iniciales (SCADA); se ha optado a nivel mundial por su aplicación. Lo anterior, aunado a los retos cada vez mayores que deben ser satisfechos para la operación y seguridad de los Sistemas Eléctricos. En el caso de México, la incorporación de nuevos generadores privados, que se instalan en “cualquier” zona del País, requiere una mejor coordinación entre los distintos procesos del Sector Eléctrico (generación, transmisión y distribución). La aplicación de unidades de medición fasorial; es necesaria.

## **PROPUESTA:**

A diferencia de los sistemas de medición y protección, que mediante los sistemas SCADA, reportaban las magnitudes de parámetro eléctricos; los equipos de medición fasorial (PMU's) proporcionan mediciones de magnitud y ángulos de fase sincronizadas en tiempo real, los cuales son utilizados como referencia, que puede ser correlacionados con el comportamiento de otros elementos del Sistema Eléctrico, ubicados en diferentes zonas geográficas. Este trabajo de tesis, trata la ingeniería de puesta en servicio de sincrofasores en unidades generadoras y en la

subestación eléctrica de la Central de Ciclo Combinado “La Caridad” mediante equipos PMU’s. Así como, la transmisión de esta información en tiempo real al Área de control Noroeste del CENACE.

## **ELEMENTOS NECESARIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO:**

- Definir los parámetros y los elementos que serán considerados en la medición de corrientes y tensiones. En el caso específico de la Central de Ciclo Combinado La Caridad, son corrientes y tensiones de las cuatro unidades generadoras. De dos barras o buses de 230 kV de la Subestación Eléctrica, así como de las dos líneas de transmisión hacia la subestación Nacozari. Para ello, es necesario desarrollar la ingeniería y metodología más conveniente.
- Se requiere realizar el cableado desde los transformadores de instrumento (Tc’s y TP’s) de los diferentes elementos, hasta el gabinete dentro de la caseta de la subestación que contendrá los equipos PMU’s de modelo Tesla 4000 de la marca ERL.
- Se requiere que las unidades generadoras, estén fuera de línea para efectuar la conexión, desde los secundarios disponibles de los TC’s y TP’s, hacia los equipos PMU’s. De estar en servicio las unidades generadoras, se corre el riesgo de provocar un disparo accidental de los mismos, lo cual representaría afectaciones económicas importantes. Por lo anterior la disponibilidad de las unidades generadoras, representa un factor muy importante en la ejecución del Proyecto.
- Para llevar el alambrado desde los TC’s y TP’s a los equipos PMU’s, se hace uso de trincheras, que alojan el cableado de control y fuerza. Su diseño y trayectoria es importante.
- Trabajar con estrictas medidas de seguridad, ya que las líneas de transmisión de 230 kV, se mantienen energizadas en todo momento.
- Manejar con orden y cuidado las diferentes señales analógicas y digitales. Las mediciones de TC’s y TP’s son señales analógicas, sin embargo, también se transmitirán señales digitales, tales como el posicionamiento de los interruptores de potencia de la subestación, el estado del regulador automático de tensión o voltaje, así como del sistema de estabilización de potencia.
- Concentrar todas las señales en los sistemas PMU’s. Posteriormente, serán transmitidas por medio de enlaces de fibra óptica existentes entre la Central Eléctrica y el CENACE.

En resumen, los elementos clave para implementar el proyecto son:

- Equipos PMU’s.
- Ingeniería descriptiva.
- Cableado y conexión de equipos.
- Sistema de comunicación con el CENACE.

## **METAS:**

Para una implementación exitosa del Proyecto se deberán cumplir con tres etapas principales: diseño de la ingeniería, conexión y cableado desde la obtención de señales de los elementos a medir hasta los equipos PMU's y la puesta en servicio de las unidades PMU's.

- En la primera etapa (2 semanas) se debe establecer el cómo se obtendrán las señales de los TC's y TP's, de los elementos a medir, así como la elaboración de los diagramas que fungirán como guía para la conexión de equipos, considerando no afectar los sistemas de protección de los generadores, barras o buses y líneas de transmisión.
- La segunda etapa (dependerá de la disponibilidad para intervenir los TC's y TP's de los generadores, buses y líneas de transmisión). Consiste en la correcta conexión desde los secundarios de los instrumentos de medición hasta las terminales de los PMU's, así como la correcta recepción de las señales desde los PMU's.
- La tercera y última etapa está determinada por los requerimientos del CENACE. Las actividades correspondientes, se realizan de manera conjunta por personal de la Central y del CENACE. Se consideran 2 días para las pruebas de comunicación, transmisión de datos y puesta en servicio de las mediciones sincrofasoriales calculadas por el equipo PMU.
- 

## **IMPACTO EN EL ENTORNO:**

Impacto en la industria:

- Anteriormente cuando se presentaba un disturbio en la Red, era analizado extrayendo la información que lograban registrar los equipos de protección y medición. Sin embargo, estos análisis eran siempre post falla. Con esta nueva modalidad de adquisición de datos fasoriales en tiempo real, permite no solo saber la magnitud de un parámetro, sino también saber su ángulo. Con lo cual, se puede tener una alarma temprana de comportamientos inesperados antes de que ocurra un evento. Es decir, se pueden tomar acciones preventivas y no solamente correctivas.

Impacto académico:

- La incorporación al Sistema Eléctrico de este tipo de tecnologías, no solamente beneficia a la Industria Eléctrica, sino también a los Centros de investigación y Escuelas de Ingeniería, ya que con el estudio de los eventos registrados se puede entender de una mejor manera la dinámica del Sistema Eléctrico. Lo cual redundará, en un mayor conocimiento y en cúmulo de experiencias en los Ingenieros, que tienen la oportunidad de trabajar y/o realizar actividades asociadas al comportamiento de los Sistemas Eléctricos. Y que varios de ellos, lo transmitan en las Escuelas de Ingeniería como la nuestra.

## **OBJETIVOS.**

1. Comprender la importancia de la operación segura del Sistema Eléctrico Nacional Mexicano (SEN) a través del control y monitoreo en tiempo real de las magnitudes y ángulos de fase de voltaje, corriente y frecuencia en los diferentes puntos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).
2. Desarrollar e Implementar la ingeniería necesaria para medir y sincronizar los Fasores de Voltaje y Corriente con el SEN obtenidos de los generadores eléctricos, buses en de la Subestación Eléctrica y Líneas de Transmisión de la Central Eléctrica.
3. Proporcionar al Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) una estimación de estado de la dinámica de la generación y así poder contar con predicciones ante una posible inestabilidad en ese punto de la red.
4. Contar con el control y monitorización en tiempo real de los ángulos de fase inyectados a red por la Central Eléctrica.

## GLOSARIO

**AVR** Automatic Voltage Regulator  
**BVC** Subestación Buenavista del Cobre  
**CCC** Central de Ciclo Combinado  
**CENACE** Centro de Control de la Energía  
**CFE** Comisión Federal de Electricidad  
**CNS** Subestación Cananea Sur  
**DAC** Disparo Automático de Carga  
**DAG** Disparo Automático de Generación  
**DTF** Discrete Transform Fourier  
**FFT** Fast Fourier Transform  
**GPS** Global Position System  
**GRTNO** Gerencia Regional de Transmisión Noroeste de la CFE  
**KV** Kilo Volts  
**LCG** La Caridad Generación  
**LT** Línea de Transmisión  
**MIA** Modo de Oscilación Inter-Área  
**MMBTU** Mil Millones de BTU ( British Thermal Unit)  
**MW** Mega Watts  
**NTP** Network Time Protocol  
**OBF** Oscilaciones de Baja Frecuencia  
**OPGW** Optical Ground Wire  
**OPM** Optical Mitigation Measures  
**P.U.** Sistema por Unidad  
**PDC** Phasor Data Concentrator  
**PMU** Phasor Measurement Unit  
**PSS** Power System Stabilizer  
**RD** Registrador de Disturbios  
**SEE** Static Excitation Equipment  
**SEN** Sistema Eléctrico Nacional  
**SEP** Sistemas eléctricos de potencia  
**SFC** System Frequency Converter  
**SIEPAC** Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central  
**SIMEFAS RT** Sistema de Medición Fasorial en tiempo real  
**SIMEFAS** Sistema de Medición Fasorial SIMEFAS  
OffLine Sistema de Medición Fasorial fuera de línea  
**SIN** Sistema Interconectado Nacional



**SMART GRIDS** Redes Inteligentes  
**SPMS** Sistemas de Medición Fasorial Sincronizados  
**TC** Transformador de corriente  
**TG** Turbina de Gas  
**TIC** Tecnología de Información y Comunicaciones  
**TP** Transformador de potencial  
**TV** Turbina de Vapor  
**TVE** Total Vector Error  
**UE** Unión Europea  
**UTC** Universal Time Coordinated  
**WAMS** Wide Area Measurement Systems

## INTRODUCCIÓN

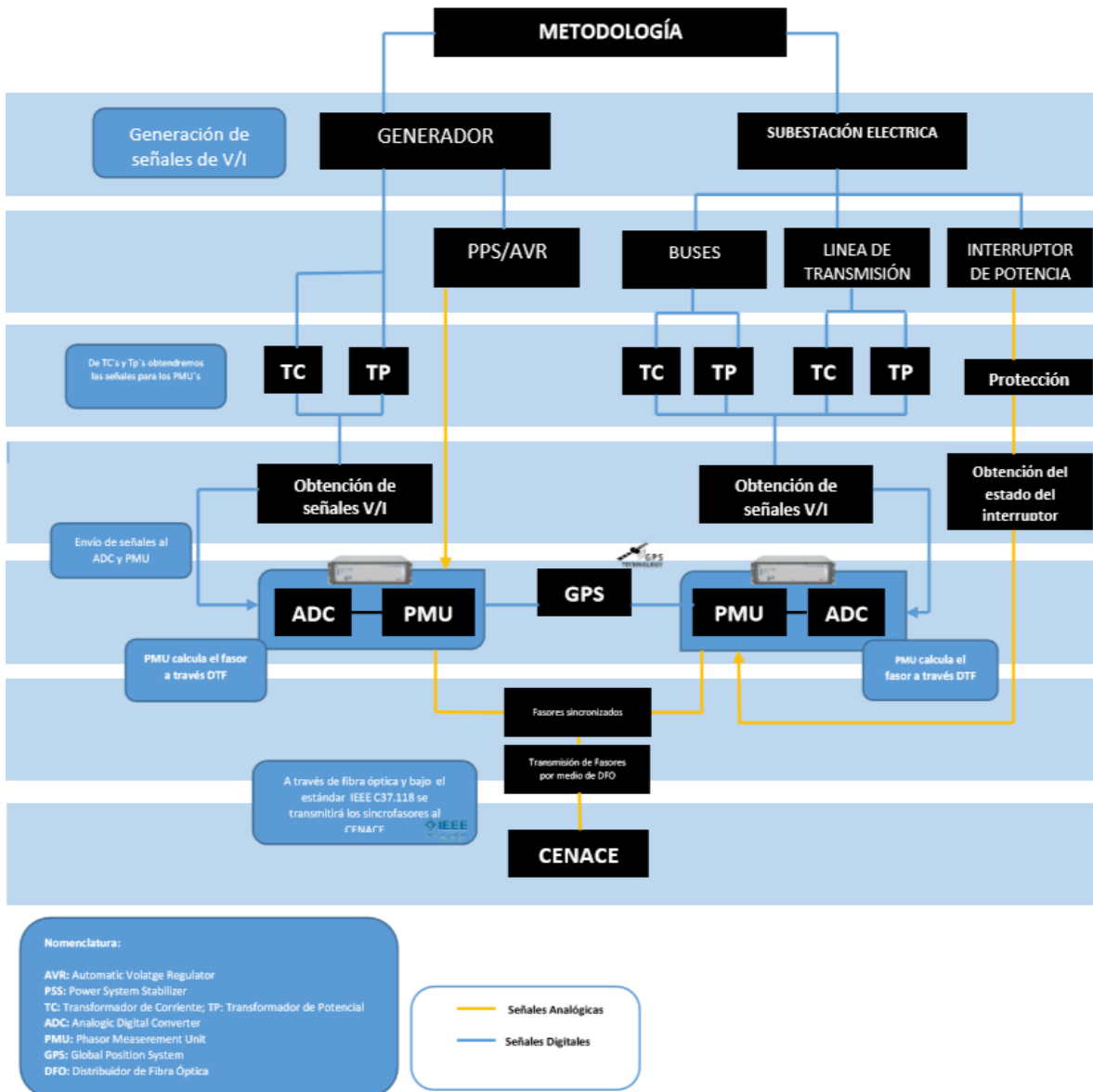
Debido al crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica en nuestro país y al incremento de nuevas centrales eléctricas dentro del SEN, la operatividad de la red eléctrica mexicana podría llegar a sus estándares máximos de operación, haciéndola vulnerable al colapso por causa de cualquier anomalía dentro del sistema. Dentro de la generación, transmisión y centros de carga acontecen fallas eléctricas o bien anomalías que pueden producir desfases en las señales de voltaje y corriente en diferentes nodos de la red, lo que provoca una inestabilidad dentro del sistema de potencia.

Anteriormente en el SEN se contaba con herramientas que le permitían medir, visualizar y controlar la red a través de la adquisición de datos (Sistemas SCADA) sin embargo este valor no proporcionaba una estimación en tiempo real del estado del SEN.

En la actualidad es posible obtener mediciones de magnitudes y ángulos de fase de voltaje y corriente en diferentes puntos de la red y con una misma referencia de tiempo. Estas mediciones fasoriales sincronizadas en tiempo son transmitidas al centro de control donde pueden ser comparadas, evaluadas y procesadas, lo que nos da la capacidad de observar el comportamiento dinámico de la red en tiempo real, dando al operador del sistema de potencia la posibilidad de conocer el margen de operación estable y la predicción de inestabilidad.

En el caso particular de esta tesis partiremos de la obtención de señales analógicas de corriente y voltaje de los secundarios de los TC's y TP's de generadores, buses de la subestación eléctrica y líneas de transmisión, así como de las señales digitales del AVR (Automatic Voltage Regulator), PSS (Power System Stabilizer) y estado de los Interruptores de potencia. Dichas señales serán sincronizadas satelitalmente y transmitidas al CENACE.

Conforme lo expuesto en el párrafo anterior, a continuación, se muestra la metodología que se utilizara para la implementación de la ingeniería, conexiones y puesta en servicio de los equipos PMU's objeto de este trabajo:



Como se muestra en el diagrama anterior la metodología a utilizar para la obtención de mediciones fasoriales parte de las obtención de señales analógicas de los generadores, buses y líneas de transmisión de la central eléctrica para poder llevarlas hasta los equipos PMU's que calcularan el fasor de cada parámetro eléctrico, se plantea realizar el diseño y desarrollo de la ingeniería necesaria para lograr obtener las mediciones fasoriales de los equipos mencionados, también se obtendrá de señales digitales la posición de estado de los interruptores de patio así como las señales de los AVR y PSS, para así lograr transmitir al CENACE la información de generación en tiempo real de todos los parámetros eléctricos de la central.

## 1. CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CENTRAL.

### 1.1. Introducción.

La Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado “La Caridad” pertenece a la División de Energía de Grupo México, cuenta con una capacidad instalada de 530 MW y se encuentra ubicada en el km 21 de la carretera federal Nacozari-Agua Prieta al norte del municipio de Nacozari de García en el estado de Sonora, sobre una superficie de 60.5 hectáreas a 1,467 metros sobre el nivel del mar.

La Central cuenta con dos paquetes de ciclo combinado y un total de 4 unidades generadoras que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional en 230 kV por medio de una línea de transmisión de doble circuito a la Subestación Eléctrica “Nacozari Potencia” perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad y se encuentra regulada bajo la Gerencia de Control Noroeste del Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE).

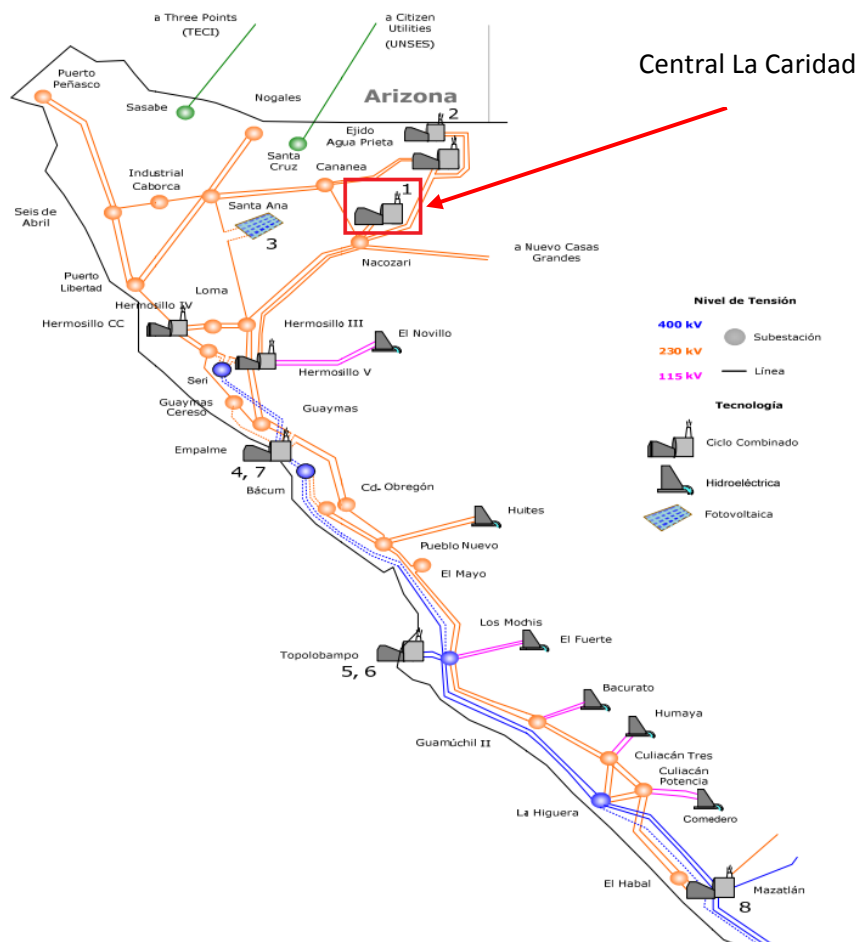


Figura 1.1.1 Área de influencia de la Gerencia de Control Regional Noroeste. [1]

La Central forma parte de una serie de Centrales eléctricas que inician operación comercial a partir del 2015 y hasta 2020, lo que da como resultado que el Sistema Eléctrico de Potencia Mexicano se modernice y por ende crezca y así poder satisfacer la demanda eléctrica de esa Región. La Central estará aportando el 11% de la capacidad instalada de las nuevas Centrales que quedan en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Noroeste (GCRNO) las cuales tendrán en conjunto una inyección a la Red Eléctrica Nacional de 4,862 MW.

Las Centrales que se tienen programadas para iniciar operación en el periodo 2015 - 2020 en dicha Región son las indicadas en la Tabla 1.1.

Núm	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta	Fecha de Entrada
1	Central Eléctrica La Caridad	CCC	AUTO	530.0	ago-15
2	Agua Prieta II	CCC	CFE	390.0	dic-15
3	Central Eléctrica AUT	FV	AUTO	125.0	feb-17
4	Empalme I Guaymas	CCC	CFE	770.0	nov-17
5	Topolobampo II	CCC	CFE	778.0	jun-18
6	Topolobampo III	CCC	CFE	686.0	jun-18
7	Empalme II Guaymas	CCC	CFE	683.0	jul-18
8	Mazatlán	CCC	CFE	900.0	abr-20
				<b>4862.0</b>	
CCC: Central de Ciclo Combinado			AUTO: Proyecto de Autoabastecimiento		
FV Central fotovoltaica			CFE: Proyecto de la CFE.		

*Tabla 1.1 Centrales a entrar en operación en los próximos 4 años en el ámbito de la GCRNO. [2]*

Derivado de la modernización de la red eléctrica producto del crecimiento de la demanda y la inyección de energía, el CENACE tiene la función de evaluar las condiciones en las cuales operará el Sistema, para lo cual debe garantizar que las Redes de transmisión sean capaces de transmitir la energía generada por las Centrales eléctricas interconectadas a la misma. Es precisamente por lo que surge la necesidad de monitorear, controlar y supervisar en todo momento los parámetros eléctricos (corriente, tensión y frecuencia) en tiempo real que son inyectados a la Red Eléctrica Nacional y así poder tener una estimación, lo más realista, de las condiciones en las cuales está operando el Sistema.

## 1.2. Características de la Central Termoeléctrica.

Como se ha indicado, la Central de ciclo combinado cuenta con una capacidad instalada de 530 MW, los cuales se integran de 4 unidades: 2 generadores accionados con turbinas de gas de 190 MVA y 2 generadores accionados con turbinas de vapor de 110 MVA. Se estima una generación anual de aproximadamente 4,280 GWh, y un consumo anual de gas natural de 543,120,000 MMBTU/año.

Los paquetes de ciclo combinado se integran por:

- Una turbina de gas SGT6-PAC 5000F en el cual se alinea el generador SGen6-1000A de 190 MVA's.
- Una turbina de vapor SST-PAC 900RH la cual lleva acoplado el generador eléctrico de 110 MVA's.
- Caldera de generación de vapor recuperadora de calor HRSG
- Sistema de alimentación de agua a la caldera
- Sistema de derivación de vapor
- Sistema eléctrico incluyendo transformadores principales y sistema de auxiliares
- Sistema de control distribuido en planta
- Torre de enfriamiento y sistema de circulación de agua
- Sistema condensado

La turbina de gas SGT6-PAC 5000F cuenta con un diseño de tres elementos principales: Un compresor de flujo axial con sistema de filtración y silenciamiento de aire a la entrada del compresor, un sistema de combustión con combustores secos de bajo NO<sub>x</sub> (Óxidos de Nitrógeno. Suma de Óxido Nítrico y Dióxido de Nitrógeno: NO y NO<sub>2</sub>) y una turbina de potencia. Estos tres elementos se encuentran en mono eje con el generador.

La turbina de vapor SST-PAC 900RH es una unidad multi etapa de recalentamiento con un paso de alabes de alta eficiencia en tres diferentes presiones: alta, intermedia y baja presión. El vapor es direccionado desde el HRSG (Heat Recovery Steam Generator) a la etapa de alta presión accionando la turbina a aproximadamente 8900 rpm, en uno de sus extremos cuenta con una caja de engranes que transmite el torque de 8900 rpm a 3600 rpm a un extremo del generador eléctrico, mientras que las etapas de intermedia y baja presión utilizan el vapor que ya ha salido de la etapa de alta presión mismo vapor que ha adquirido nuevamente temperatura y presión en el HRSG, estas dos últimas etapas se encuentran alineadas bajo el mismo eje accionándolo a 3600 rpm y transmitiendo el torque al generador.

Los generadores eléctricos de turbina de gas cuentan con un sistema de enfriamiento de agua a aire totalmente cerrados y están provistos con un sistema de excitación estático, generando a una tensión nominal de 16.8 kV. Cabe señalar, que en este documento tensión y voltaje son sinónimos y se usarán ambos indistintamente.

Los generadores de la turbina de vapor cuentan con un sistema de enfriamiento de agua a aire y están provisto por un sistema de excitación sin escobillas.

La caldera recuperadora de calor tiene un diseño de circulación natural (tambor de vapor) de recalentado de tres presiones, con construcción de tubos aleteados extendidos. Las secciones de alta, intermedia y baja presión, contienen cada una un sobre calentador, un evaporador y paquete de tubos economizadores que optimizan las condiciones del vapor que se direccionara a la turbina.

La alimentación de agua a la caldera se da mediante las bombas de alimentación las cuales extraen el agua del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada y agua de condensado. Estas bombas abastecen las secciones de presión en los domos de cada etapa del HRSG.

El sistema de control distribuido es el sistema principal de operación y control de la Central, es un sistema en línea de tiempo real que provee operación, control, monitoreo, datos de tendencias y registros de los procesos automáticos desde el cuarto de control de la Central. Este sistema de control permite al operador de la Central verificar si los demás sistemas de la planta están operando de manera correcta y permite también identificar condiciones anormales de algún proceso ya sean en la caldera, turbina de gas, turbina de vapor o cualquier otro sistema.

Desde el sistema de control distribuido se opera el control de los generadores de turbina de gas y de vapor, esto incluye el arranque y selección de carga de los generadores, así como el control de tensión y frecuencia, además se regula la generación de potencia activa y reactiva.

Las bombas de agua de circulación son las encargadas de mantener el circuito de agua entre el condensador y la torre de enfriamiento, siendo ésta última la encargada de captar el agua caliente proveniente del condensador, producto del intercambio de calor del flujo de vapor de baja presión y el propio condensador. La torre de enfriamiento transfiere la temperatura del sistema de agua de circulación por medio de la evaporación utilizando ventiladores con un diseño de tiro forzado.



Figura 1.2.1 Central de Ciclo Combinado La Caridad

### 1.3. Paquete Ciclo Termodinámico utilizado

#### 1.3.1. Ciclo Bryton

El principio de funcionamiento de la turbina de gas se basa en el ciclo termodinámico Bryton cuyo objetivo es convertir la energía química de los combustibles fósiles en energía mecánica para posteriormente generar energía eléctrica. Los elementos principales de la turbina de gas son: compresor, el sistema de combustión y una turbina.

El aire de la atmósfera es succionado por el compresor donde es presurizado por medio de 13 etapas; siendo dirigido hacia la cámara de combustión. El combustible (gas natural) es enviado a 16 combustores. Los combustores suministran gas caliente a baja presión el cual es medido e introducido aguas arriba por cada combustor por medio de toberas calibradas de combustible, es aquí donde es mezclado con el aire presurizado proveniente del compresor y a su vez quemado.

La combustión de la mezcla combustible – aire es por medio de bujías de encendido originando una chispa la cual provoca la ignición de la mezcla, dando origen a gases a altas temperaturas y altas presiones que son dirigidos hacia la turbina de cuatro etapas (Compresión de aire, quema de combustible fósil, accionamiento de la turbina y obtención de gases calientes); donde son expandidos a medida que el paso de los gases por los alabes de la turbina proveen la fuerza suficiente para impulsar al rotor del generador acoplado a la turbina de gas.

A la salida de la turbina los gases aún mantienen altas temperaturas lo cual es aprovechado para intercambio de calor a través de una caldera ya en un ciclo combinado, el cual se describe más adelante.

De acuerdo al diagrama del ciclo los procesos ocurren de la siguiente forma:

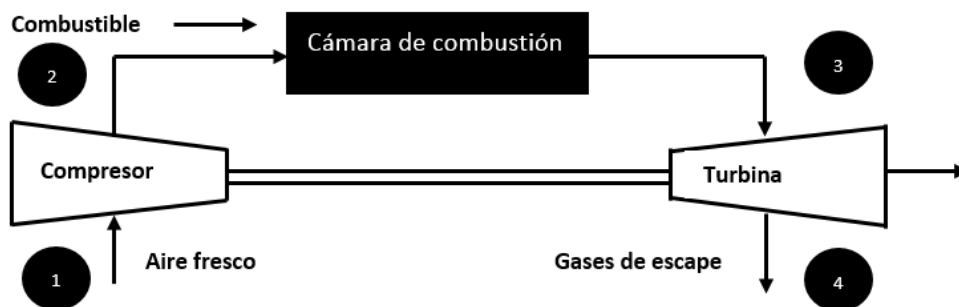


Figura 1.3.1 Diagrama de un Ciclo Brayton



- 1-2 Compresor. El aire del ambiente es comprimido, a cierta temperatura para ser dirigido hacia la cámara de combustión mediante un compresor.
- 2-3 Cámara de combustión. En la cámara de combustión el aire es mezclado con el combustible y dicha mezcla es llevada a la ignición a altas temperaturas.
- 3-4 Turbina. La mezcla de la combustión es dirigida hacia la turbina en donde los gases hacen girar la turbina.
- 4-1 Escape. Los gases son expulsados a la atmosfera a una presión constante.

### 1.3.2. Ciclo Rankine.

La función de un ciclo Rankine es la de convertir calor en trabajo, su principio se basa en la generación de vapor por medio de intercambiadores de calor en una caldera, donde se aprovecha el calor de una combustión dando lugar a vapor a temperaturas y presiones de gran magnitud, este vapor es dirigido a una turbina donde el vapor se expande a través del eje de la turbina provocando que la turbina se revolucione y accione el rotor de un generador eléctrico. Rotor que está unido a la flecha de la turbina. Después de accionar la turbina y el rotor, el vapor es direccionado al condensador donde a la salida de la turbina el vapor ya perdió temperatura y presión por lo que la función del condensador es intercambiar calor y regresar el vapor a sus condiciones originales.

Ya convertido el vapor en agua condensada, es pasado por la bomba de condensado donde se envía el agua de nuevo a la caldera donde de nuevo adquiere temperatura y es transformado nuevamente a un estado gaseoso, ganando a su vez presión; posteriormente es dirigido nuevamente a la turbina de vapor cerrando el ciclo.

De acuerdo al diagrama del ciclo los procesos en el ciclo Rankine ocurren de la siguiente forma:

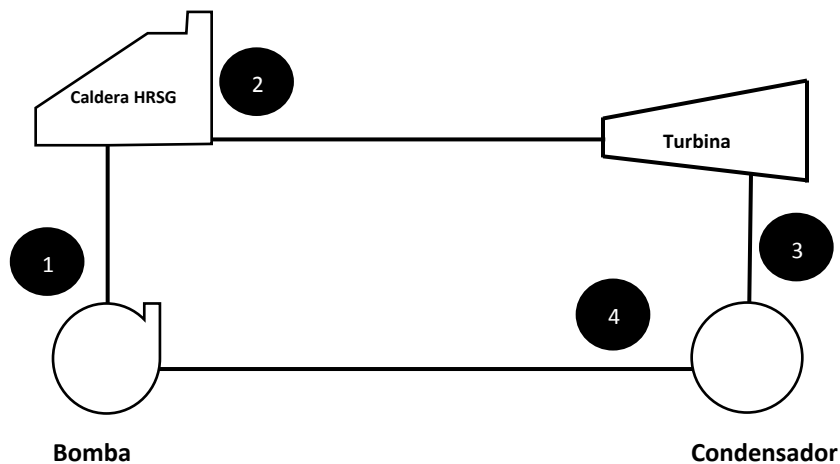


Figura 1.3.2 Diagrama de un Ciclo Rankine

- 1-2 Bomba. El agua entra a está aplicándole una compresión para llevarla a la presión que trabaja la caldera.
- 2-3 Caldera. El agua entra y se eleva la temperatura hasta evaporarla.
- 3-4 Turbina. El vapor generado en la caldera se expande en los alabes de la turbina, donde pierde presión.
- 4-1 Condensador. Cuando la temperatura y presión disminuyen el ciclo continúa en el condensador donde el vapor se condensa por completo hasta regresar a su estado inicial (líquido) para enviarse nuevamente a la bomba.

### 1.3.3. Ciclo Combinado

**Este ciclo termodinámico es la base de funcionamiento de la Central eléctrica** y su nombre se deriva de la interacción de un ciclo Bryton y un ciclo Rankine que tienen como finalidad generar fuerza mecánica que impulse el rotor de los generadores eléctricos.

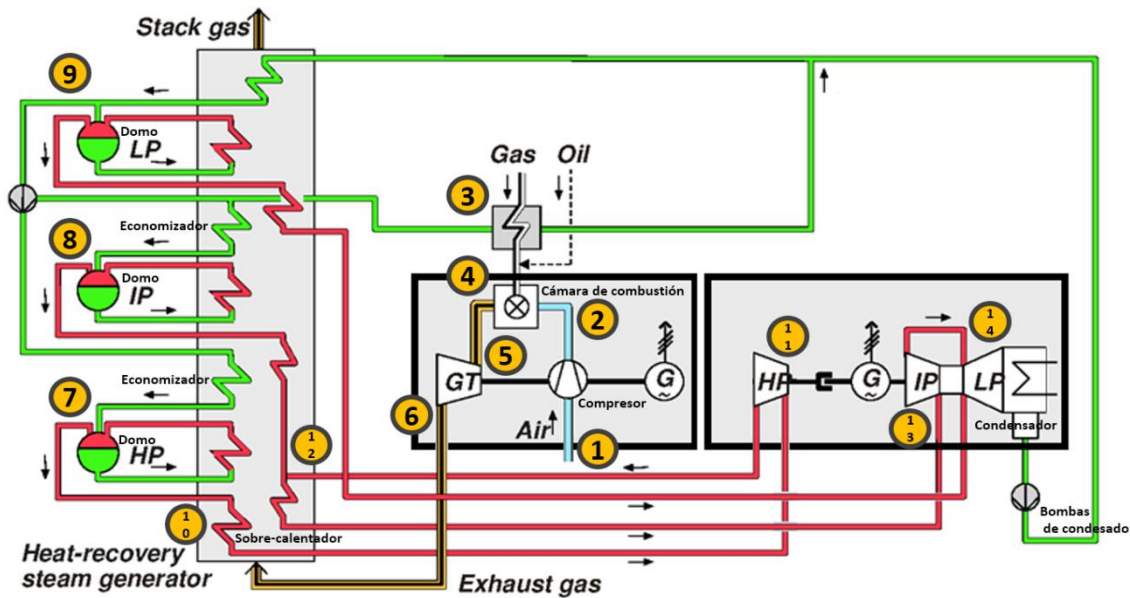


Figura 1.3.3 Diagrama de Ciclo Combinado de la Central La Caridad

El proceso comienza con el ciclo Bryton, cuando se absorbe aire del exterior a condiciones atmosféricas (1), posteriormente el aire es comprimido por el compresor donde gana mayor presión y menor temperatura (2), posteriormente se direcciona a la cámara de combustión (16 combustores) donde será mezclado con gas natural. En una primera etapa el gas natural es precalentado (3) mediante intercambio de calor de una línea de vapor de presión intermedia para posteriormente ser mezclado con el aire comprimido en la cámara de combustión (4). Los gases calientes a altas temperaturas y presiones productos de la combustión son direccionados a la turbina de gas (5), la cual derivado de la expansión de los gases calientes por los alabes, gira hasta llegar a una velocidad de 3600 rpm lo que provoca que el rotor eléctrico acoplado a la misma flecha de la turbina se accione a la misma velocidad.

A la salida de la turbina de gas los gases aún mantienen altas temperaturas (6) las cuales son aprovechadas en la caldera o HRSG (Heat Recovery Steam Generator), donde el calor de los gases de la turbina de gas ceden su calor a tambores de agua (tubos metálicos posicionados verticalmente en el interior del HRSG y que contienen el agua a evaporar), que derivado del calor absorbido se producirá vapor en tres diferentes presiones: vapor de alta presión (7), vapor de intermedia presión (8) y vapor de baja presión (9).

La turbina de vapor se integra por tres diferentes turbinas las cuales trabajaran con las diferentes presiones de vapor generador en la caldera. La primera etapa de la turbina de vapor comienza en la generación de vapor de alta presión, vapor que se genera dentro del domo de alta presión y es sobre calentado (10) para ser direccionado a la turbina de alta presión (11) la cual gira a un velocidad de 8,900 rpm y cuenta con una caja reductora de velocidad 8,900 a 3,600 rpm, una vez que el vapor de alta presión sale de la turbina, es mezclado con el vapor que proviene del domo de presión intermedia (12) para ser direccionado a la turbina de presión intermedia la cual también se accionara a una velocidad de 3,600 rpm (13). A la salida de la turbina de presión intermedia el vapor es direccionado a la turbina de vapor de baja presión, la cual también será accionada por el vapor generado en el domo de baja presión, al igual que la turbina de presión intermedia la turbina de baja presión es accionada a una velocidad de 3,600 rpm (14). Cabe señalar que los ejes de las tres turbinas están acoplados al generador eléctrico. De un extremo del generador se acopla la turbina de alta presión y del otro extremo se acoplan las turbinas de intermedia y baja presión.

El vapor que sale de la turbina de baja presión intercambia calor con el condensador del ciclo, proceso en el cual el vapor pierde presión y temperatura y por ende regresa a su estado líquido para direccionado por las bombas de condensado a los domos generadores de vapor situados en la caldera, de esta manera se cierra el ciclo de agua vapor.



## 1.4. Sistema Eléctrico de Potencia de la Central.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es conformado por elementos interconectados que tienen como propósito generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir energía eléctrica; de tal manera que la electricidad se está generando en el momento en el cual se está consumiendo. Estos elementos constituyen una Red eléctrica la cual debe operar bajo ciertas condiciones y requerimientos que le permitan funcionar de manera segura y confiable.

En el caso de la Central Termoeléctrica La Caridad el SEP está conformado por las unidades generadoras, los transformadores principales, la subestación eléctrica elevadora y las líneas de transmisión por las cuales se está evacuando la electricidad hacia el resto del Sistema Eléctrico.

### 1.4.1. Generadores eléctricos.

Los generadores eléctricos son el corazón de la Central y son ellos quienes definen la capacidad de generación de toda una Planta eléctrica, en nuestro caso; hablamos de 4 unidades de generación que aportan 530 MW netos al Sistema Eléctrico Nacional. 330 MW los aportan los generadores con turbina de gas (TG1 y TG2) y 200 MW los aportan los generadores con turbina de vapor (TV1 y TV2)

Los generadores eléctricos de cada una de las turbinas de gas, TG1 y TG2, operan con una tensión nominal de 16.5 kV. Los generadores eléctricos de cada una de las turbinas de vapor, TV1 y TV2, operan en 13.8 kV. Todos los generadores cuentan con un sistema redundante de protecciones lo que permite la operación de los mismos de manera segura. El relevador Siemens 7UM62 y Beckwith M-3425A son los relevadores encargados de proteger a los generadores de la Central.



Figura 1.4.1 Relevadores de los Generadores.

En las terminales de los generadores se ha dispuesto de buses de fase aislada los cuales cubren los conductores eléctricos desde el generador hasta el transformador principal, permitiendo seguridad y confiabilidad a la salida de las líneas de generación. Antes del transformador principal se encuentra el interruptor del generador (52G) quien tiene la función de conectar y/o desconectar el generador del transformador principal en condiciones normales de operación. Asimismo, para aislar al generador bajo condiciones de falla.

En las unidades TG1 y TG2, dentro del arreglo Generador - Interruptor de generador – Transformador principal, existe un circuito de derivación entre el Interruptor de generador y el transformador principal que sirve como alimentador de los sistemas de excitación del generador y el sistema de servicios auxiliares o propios de la Central.

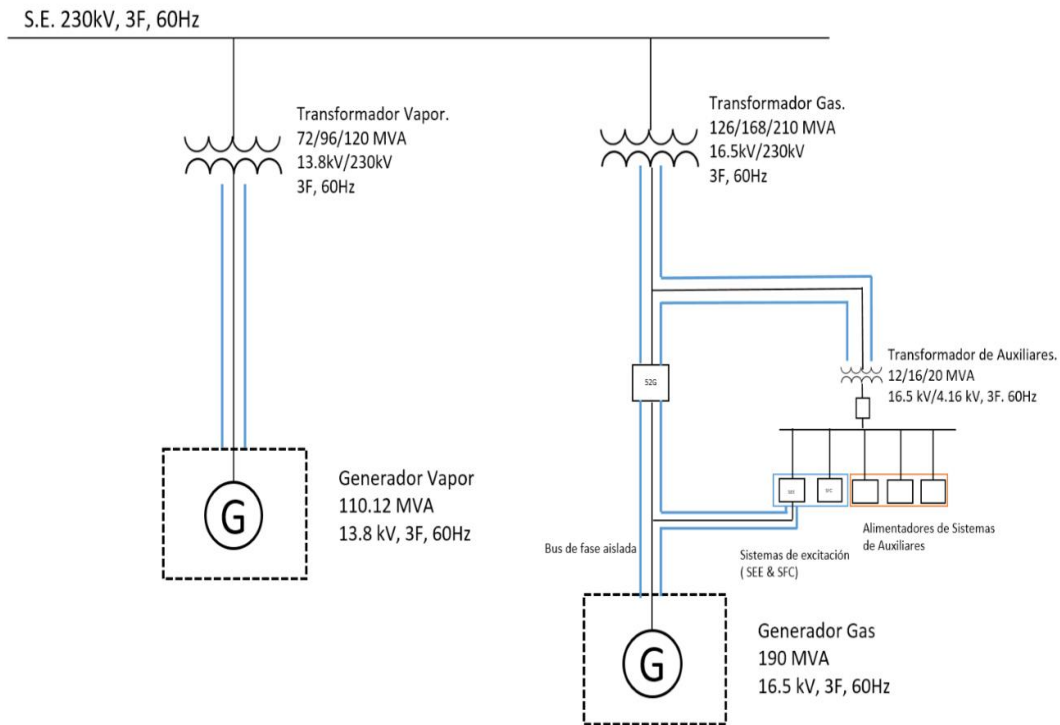


Figura 1.4.2 Esquema simplificado de la interconexión de los generadores y sistema de auxiliares.

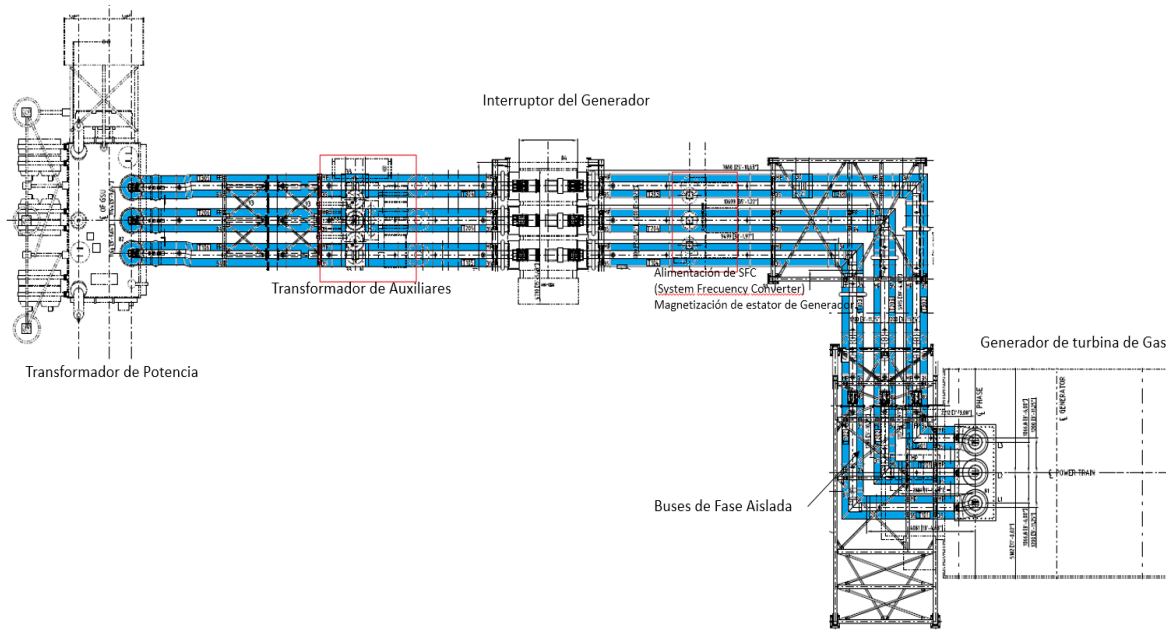


Figura 1.4.3 Arreglo Generador – Interruptor de Potencia – Transformador

#### 1.4.2. Transformador principal.

El transformador principal es el equipo que nos permite modificar el nivel de tensión de la potencia eléctrica generada, con la finalidad de poder transmitirla de una manera más eficiente. Para los generadores accionados con turbina de gas, los transformadores elevarán la tensión de 16.5 kV a 230 kV. Para los generadores accionados con turbina de vapor, los transformadores elevarán la tensión de 13.8 kV a 230 kV. Los parámetros eléctricos de los transformadores principales, son los siguientes:

**GT Generator Step up Transformer data (11/21BAT01)**

Rated power	126/168/210 MVA
Voltage Ratio	16.5/230 kV
Short circuit impedance (at 126MVA)	7-8.5% (7% assumed for short circuit study)
Tap Changer	Off Circuit
X/R Ratio	42(Assumed)
Type of neutral treatment:	230kV side solidly grounded

**ST Generator Step up Transformer data (10/20BAT01)**

Rated power	72/96/120 MVA
Voltage Ratio	13.8/230 kV
Short circuit impedance (at 72MVA)	7-8.5 % (7% assumed for short circuit study)
Tap Changer	Off Circuit
X/R Ratio	34.1 (Assumed)
Type of neutral treatment:	230kV side solidly grounded

*Figura 1.4.4 Datos de placa de Transformadores Principales*

### 1.4.3. Subestación Eléctrica Elevadora.

La subestación eléctrica de la Central es la encargada de recibir la potencia generada en 230 kV. Cuenta con 4 bahías mediante las cuales se interconectan las líneas de generación provenientes de los transformadores principales. Dispone además con dos buses (o barras) principales. Los generadores accionados con turbinas de gas se conectan al bus 1 y los generadores accionados con turbinas de vapor, se conectan al bus 2.

Antes de la interconexión al bus, las líneas de fuerza que provienen de los transformadores de TG1 y TV1, se enlazan (amarran) con un interruptor de potencia ya dentro de la subestación lo que le da flexibilidad de evacuar la energía generada por una de las líneas ya sea de TG1 o bien de TV1, el mismo amarre se da entre las líneas de fuerza de TG2 y TV2.



Como se ha mencionado, para la salida de energía de la subestación eléctrica elevadora, se cuenta con 4 bahías las cuales se interconectan desde los buses 1 y 2, y se evacua mediante 4 circuitos montados en 2 líneas de transmisión. Los cuatro circuitos son: Nacozari Potencia C1, Nacozari Potencia C2, S.E. (subestación) Fundición y S.E. Mina. Al bus 1 se interconecta el circuito S.E Fundición y Nacozari Potencia C1; al bus 2 se interconecta S.E. Mina y Nacozari Potencia C2, cabe señalar que entre los circuitos de Nacozari Potencia existe un interruptor de amarre que une ambos circuitos y lo mismo sucede en los circuitos de S.E. Fundición y S.E. Mina, en el capítulo 3 hablaremos más afondo sobre la Subestación Eléctrica.

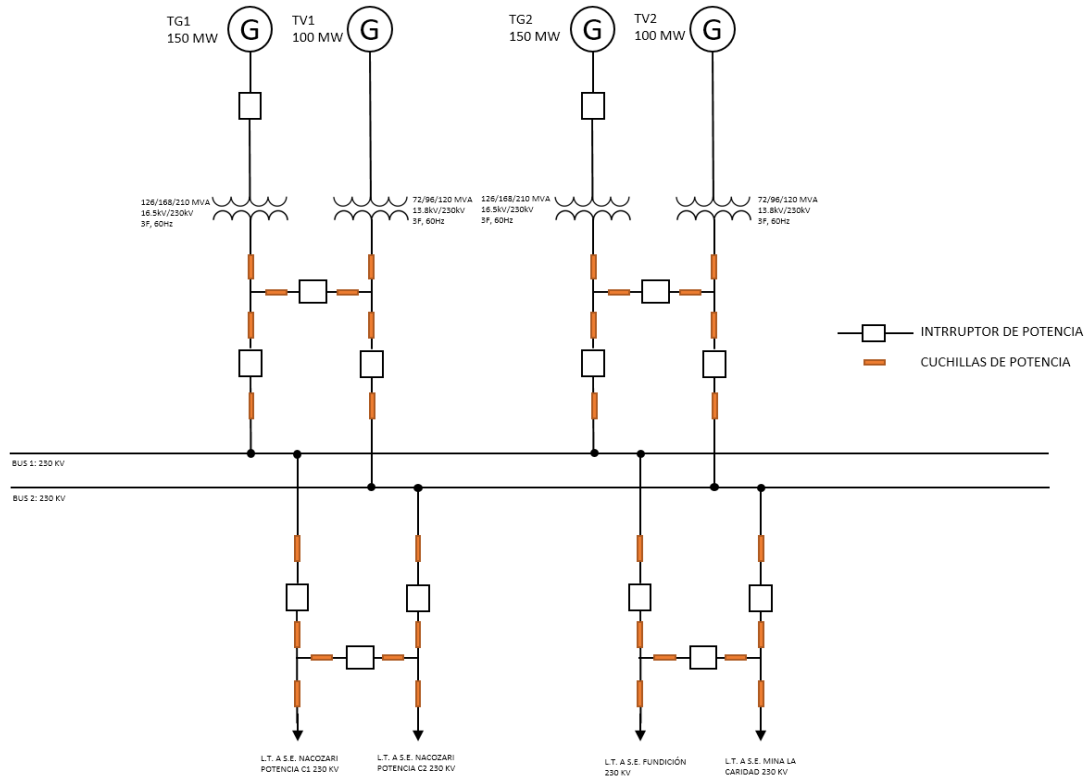


Figura 1.4.5 Diagrama unifilar simplificado de la Subestación Eléctrica de la Central la Caridad

#### 1.4.4. Líneas de Transmisión.

Como se ha mencionado, de la subestación de la Central salen dos líneas de transmisión (LT's) de 230 kV. La primera interconecta la Central con la S.E. Fundición y con la S.E. Mina, ambas consideradas como carga local. La segunda interconecta los circuitos Nacozari C1 y Nacozari C2 con la S.E. Nacozari Potencia.

Para el estudio de sincrofasores (ángulos de fase con la misma estampa de tiempo) inyectados al SIN en la S.E. Eléctrica Nacozari Potencia, solo nos enfocaremos en las fases en la línea de transmisión que se interconecta a la S.E. Nacozari Potencia, ya que la línea que se interconecta con la S.E. Fundición y con la S.E. Mina no están interconectadas directamente al SIN.

La línea de transmisión de interés es de 20.3 km. Es decir, la instalación total de 40.6 km-circuito, conformados por 2 conductores ACSR/AS calibre 1113 kcm por fase. La LT utiliza estructuras de torres auto soportadas de acero galvanizado para una tensión de 400 kV, entre los elementos de la LT se tienen los herrajes, aisladores y dos cables de guarda, uno AAS 7#8 y uno con fibras ópticas integradas (CGFO).

La LT inicia en el marco de la S.E. La Caridad y termina en el marco de la S.E. Nacozari Potencia y se cuentan con 15 torres las cuales siguen la siguiente trayectoria:

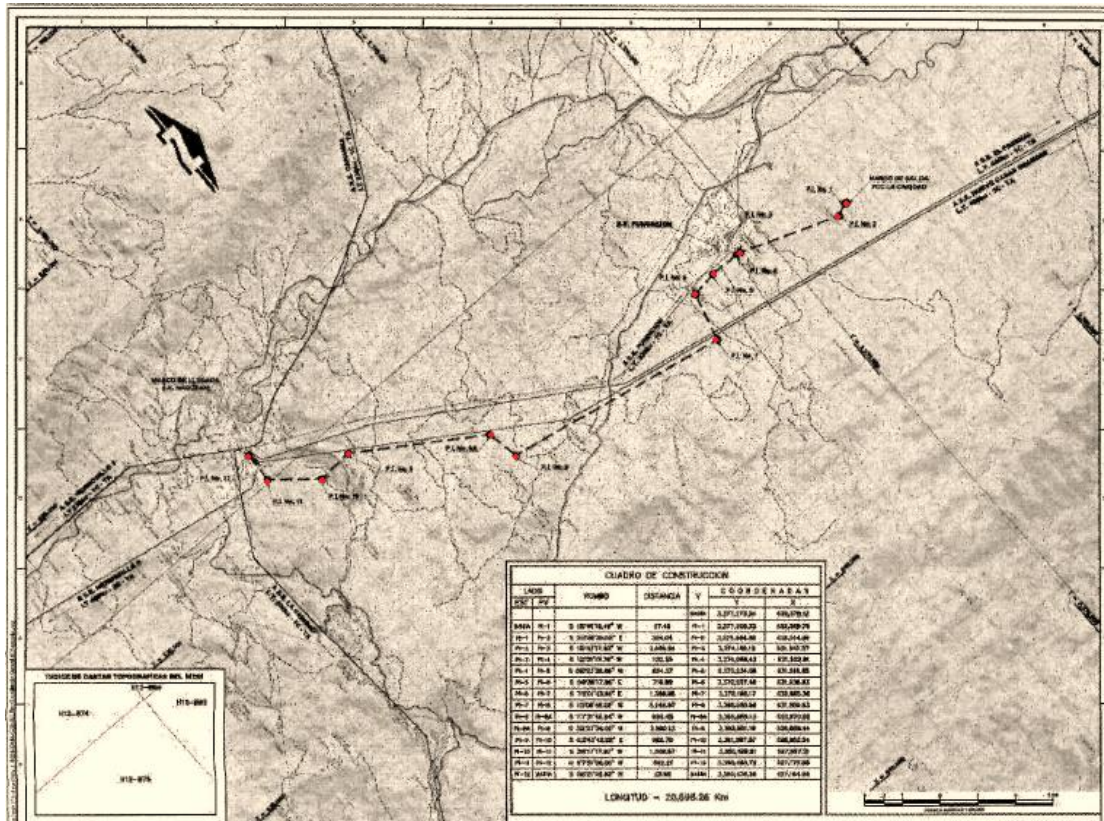


Figura 1.4.6 Trayectoria de la Línea de Transmisión. [3]

## 1.5. Conclusiones de capitulo.

- Se han descrito las características principales de la Central de Ciclo Combinado “La Caridad”, las cuales son muy interesantes.
- La ubicación de la Central es de suma importancia para la alimentación de la carga en la parte noroeste del País.
- Es una Central que puede generar hasta 530 MW, por medio de 4 unidades. Dos de vapor y dos de gas. Se interconecta con la Red de transmisión, por medio de una subestación de doble barra con arreglo de interruptor y medio.
- Dos unidades generan en 13.8 kV y dos unidades en 16.5 kV. En ambos casos se eleva la tensión a 230 kV.

En el siguiente capítulo se hablará en detalle de los generadores eléctricos de la Central, de su diseño, de los sistemas de protección eléctrica, así como de sus sistemas auxiliares.

### Bibliografía.

[1] Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. (PRODESEN 2015-2019). ,ág. 40.

[2] Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. (PRODESEN 2015-2019), pág. 40.

[3] Memoria de la Línea de Trasmisión La Caridad Generación (LCG) a S.E. Nacozari Potencia.

Manual de Familiarización de la Turbinas Siemens SGT6-500F. (Marcelo del Solar Godoy, Technical Training Specialist),. 2011.

Ciclo Combinado. (Mariano Ramos Blanco, Jefe de Depto. Mecánico de Babcock Borsig, España).

## 2. CAPÍTULO 2. GENERADORES ELÉCTRICOS DE LA CENTRAL

### 2.1. Generadores Síncronos

La máquina síncrona como generador es impulsada por alguna turbina para convertir energía mecánica en energía eléctrica y es la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo.

Esta máquina conocida como generador síncrono, se compone principalmente de dos estructuras ferromagnéticas, una de ellas se encuentra estática en forma de cilindro hueco, en la cual, en la parte interior del cilindro hay ranuras longitudinales por las que se montan bobinados llamados devanados de armadura. Esta parte del generador es conocida como *estator o armadura*. La otra, el *rotor*, es la parte móvil del generador y se monta sobre una flecha, la cual rota dentro del estator hueco. El bobinado sobre el rotor es llamado devanado de campo y se alimenta de corriente continua, también llamada corriente de excitación. La finalidad de la corriente de excitación es crear una fuerza magneto motriz (fmm) de alta intensidad en el devanado de campo, la cual interactúa con la fuerza magneto motriz producida en los devanados de armadura del estator magnetizado. El flujo resultado de esta interacción entre estas dos fmm, en el espacio de aire entre el rotor y estator (llamado entrehierro), da lugar a la generación de tensiones o voltajes en las bobinas del devanado de armadura y da el par electromagnético entre el estator y el rotor del generador.

En la figura 2.1 podemos ver la representación de un generador trifásico, donde se muestran las componentes mencionadas.

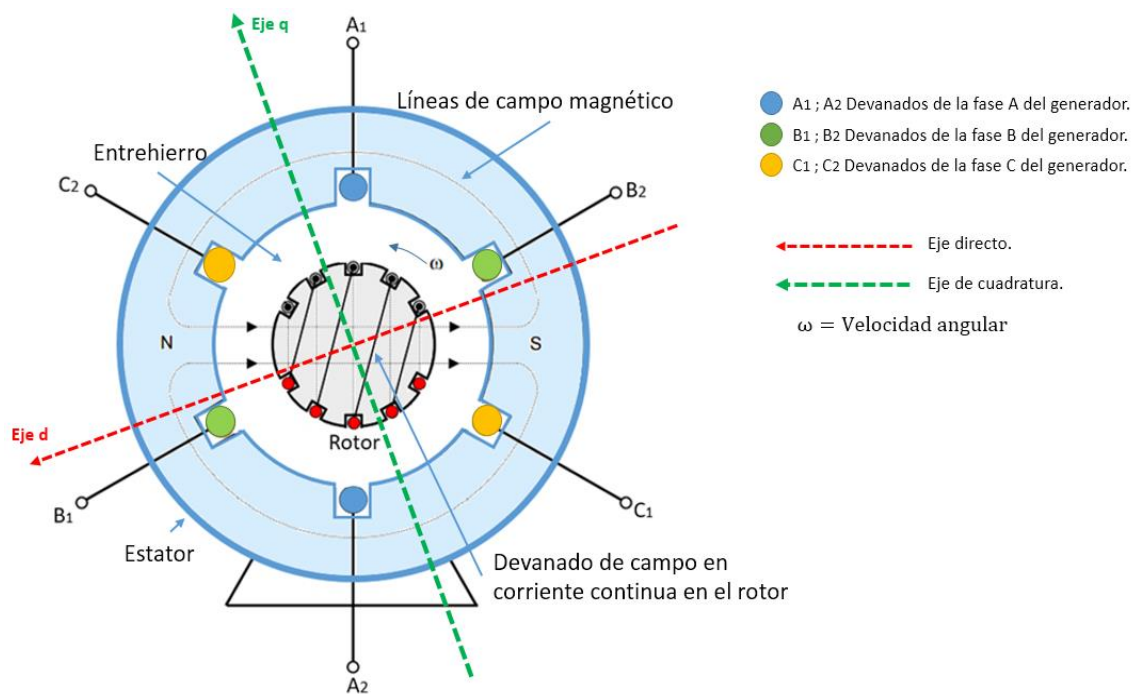
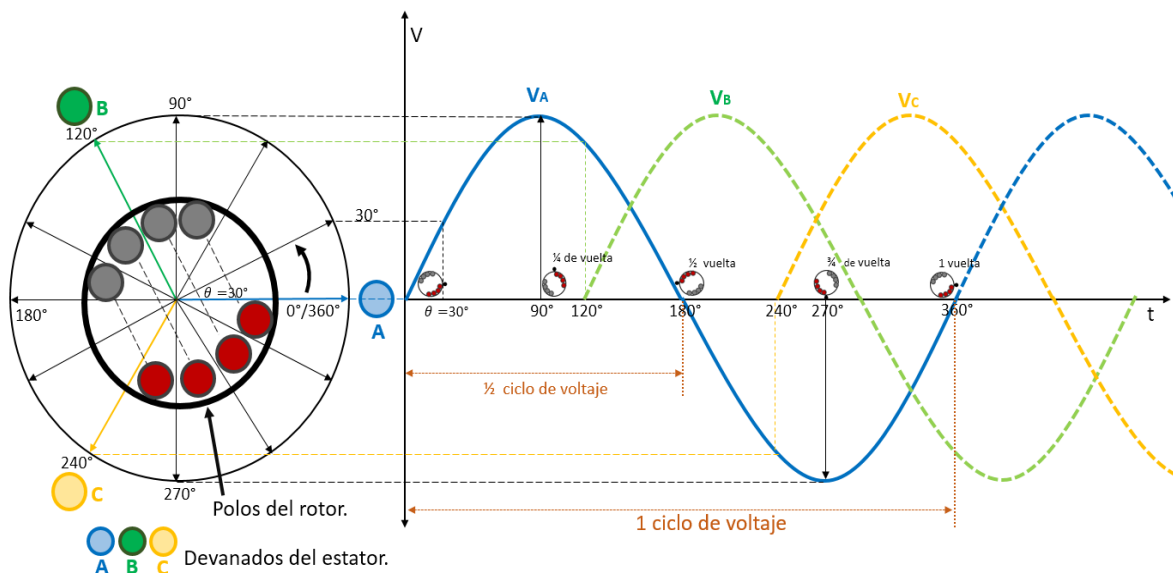


Figura 2.1. Generador trifásico elemental de CA (corriente alterna) de 2 polos

Como podemos ver en la Figura 2.1., el devanado de campo da origen a los polos señalados como N y S, donde el eje de los polos de campo se denomina como *eje directo* o bien *eje d*, mientras al eje perpendicular a los polos se le denomina *eje de cuadratura* o bien *eje q*, como se muestra en la figura. En dirección contraria a las manecillas del reloj, podemos ver que el eje *d* adelanta en 90° al eje *q* en dirección positiva. En la sección transversal de la Figura 2.1., también se muestran los devanados del estator señalizados como A1 y A2, para la fase A; donde vemos que A1 y A2 están separados 180° entre sí y lo mismo ocurre para los devanados B1 y B2 de la fase B y C1 y C2 de la fase C.

Los devanados montados en las ranuras del estator de cada una de las fases son conectados en serie, es decir A1 y A2 son bobinas conectadas en serie con una separación de 180°, lo mismo ocurre para las demás fases y presentan las mismas características con excepción de su localización simétrica alrededor de la armadura, donde la fase B es separada 240° con respecto de la fase A y 120° de separación con respecto a la fase C.

Un ciclo de tensión o voltaje es generado cada vez que un par de polos pasa por una bobina de algún devanado del estator. En la Figura 2.2., se observa cómo se genera una onda sinusoidal de voltaje en cada devanado de la armadura cada vez que el par de polos del rotor gira y pasa por la bobinas de las fases A, B y C del estator.



Se observa que para el voltaje  $V_A$  cuando el rotor gira apenas  $90^\circ$  o bien un  $1/4$  de vuelta, se ha generado solo un cuarto del ciclo de la onda sinusoidal de  $V_A$  y cuando el rotor ha girado  $120^\circ$  con respecto a la fase A, comienza a generarse la onda de  $V_B$ . Posteriormente cuando el rotor gira  $180^\circ$  la onda de  $V_A$  está a la mitad de su ciclo, posteriormente cuando el rotor ya lleva  $240^\circ$  de giro con respecto a  $V_A$ , se genera el voltaje  $V_C$ , finalmente el rotor gira  $360^\circ$  completa el ciclo de voltaje de  $V_A$ , lo mismo sucede para los voltajes  $V_B$  y  $V_C$ , cada que el rotor gire  $360^\circ$  se completaran los ciclos de voltaje de las fases B y C.

Como ya se mencionó los generadores eléctricos de 2 polos generan un ciclo de voltaje por cada revolución del rotor, es decir que el número de ciclos por revolución es igual al número de pares de polos del rotor. Con base en lo anterior podemos determinar que la frecuencia del voltaje

*Figura 2.1.1 Generación trifásica de voltajes o tensiones*

generado está dada por la siguiente ecuación:

$$f = \frac{P}{2} \frac{N}{60} = \frac{P}{2} f_m \text{ [Hz]}$$

Donde  $f$ = frecuencia eléctrica en Hertz [Hz]

$P$ = Número de polos del rotor

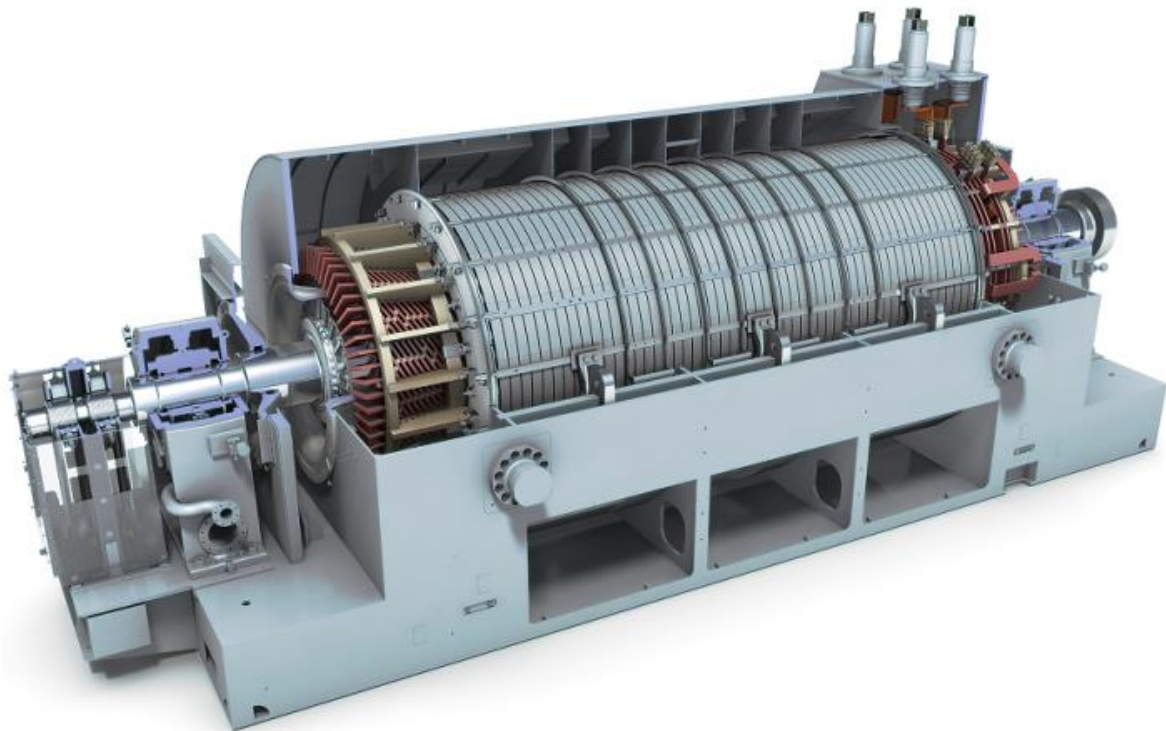
$N$ =Velocidad del rotor en revoluciones por minuto [rpm]

$f_m = N/60$ , frecuencia mecánica en revoluciones por segundo [rps]

Derivado de la ecuación anterior y considerando un rotor de 2 polos y una frecuencia en el Sistema de 60 Hz, podemos deducir que la velocidad de operación del rotor es de 3,600 [rpm]. Por lo general, los generadores impulsados mediante turbinas que queman combustibles fósiles son generadores con rotores de 2 polos que están operando a velocidad de 3,600 [rpm] a una frecuencia de 60 Hz, mantener en estas condiciones de operación la máquina, más la correcta regulación de la generación del voltaje, mediante la corriente de excitación; permiten al generador entrar y mantenerse en sincronismo con los parámetros de tensión y frecuencia del SEP al que está inyectando la potencia eléctrica.

## 2.2. El Generador SGen6-1000A

El generador SGen61000A es una máquina síncrona acoplada sobre la misma flecha de las turbinas de gas y vapor. Es una máquina con rotor de dos polos, cuenta con un sistema único de excitación estática, una de las grandes ventajas de esta máquina es la flexibilidad que posee para tomar carga; ya que puede alcanzar los 150 MW en tan solo 30 minutos.



*Figura 2.2 Generador síncrono Sgen61000A. [4]*

## 2.3. Diseño del Generador



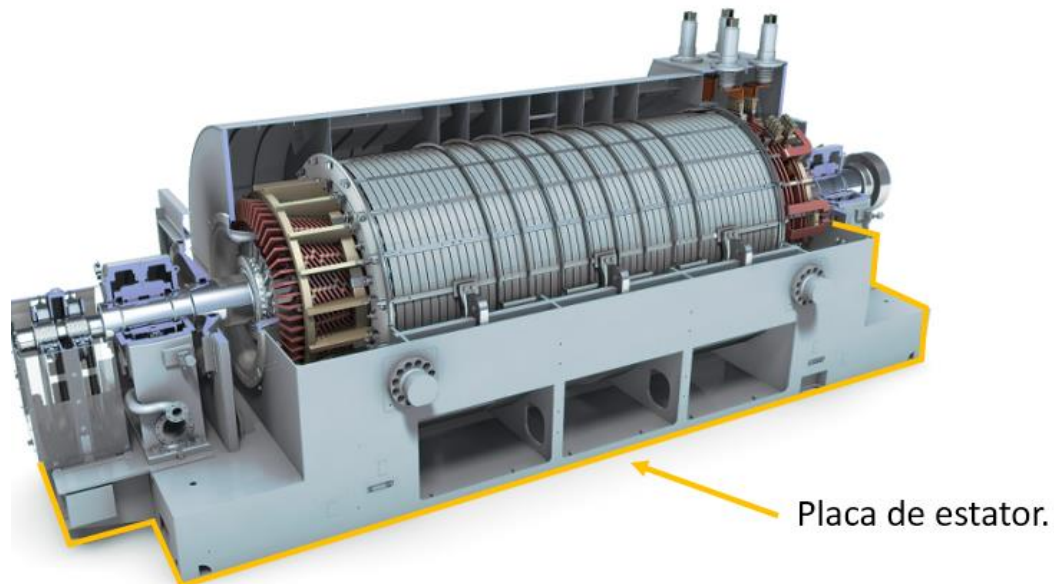
Es generador tiene un diseño tipo turbo con rotor cilíndrico de dos polos lisos, en una terminal, extremo del rotor, cuenta con el sistema de excitación estática el cual es soportado por dos cojinetes montados en pedestales sobre la placa soporte del generador.

El estator del generador está montado sobre resortes ajustados a las partes axiales de la placa soporte de la carcasa del generador, lo que permite contrarrestar las vibraciones que pudiera tener la armadura. El estator es cubierto por un recinto presurizado que cuenta con sistemas de calentadores de ambiente que evitan la condensación cuando el generador llega a estar inactivo. El núcleo del estator es enfriado radialmente y forma parte del sistema de enfriamiento agua-aire de la máquina.

A continuación, se presentan las características constructivas del generador:

### 2.3.1. Placa Soporte

La fabricación de la placa soporte está hecha en acero pesado que soporta el núcleo del estator y sus bobinados, y el rotor y sus componentes, la carcasa de excitación, los pedestales de los cojinetes y el recinto interior del generador. La placa soporte es apoyada en dispositivos de nivelación y está fijada con pernos de anclaje, anclajes axiales y transversales.

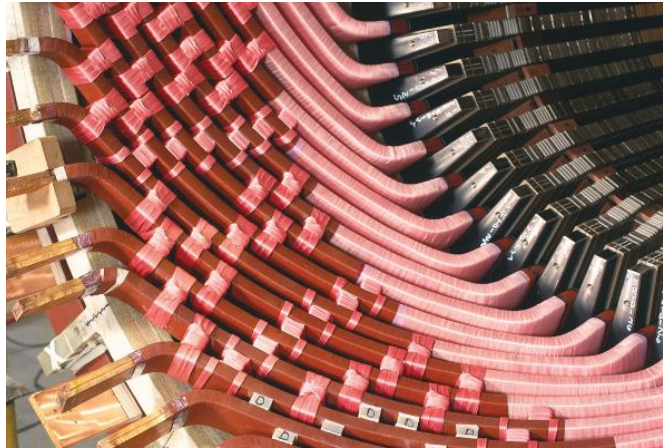


*Figura 2.3.1 Placa soporte del Generador*

### 2.3.2. Estator.

El estator está constituido por un núcleo y bobinados que son montados y soportados en el núcleo, además de proveer el trayecto del flujo magnético. Detectores de temperatura de resistencia no magnética (RTD's) son incluidas en el núcleo y permiten el monitoreo de las condiciones térmicas durante la operación. La construcción del núcleo consiste en

laminaciones de acero superpuestas en pilas y eléctricamente aisladas y pre-prensadas. Las pilas son impregnadas con epoxi bajo presión y sirven como protección y aislante, la longitud del estator determina cuantas pilas son ensambladas y a su vez estas forman “donuts” (“rosquillas”).



*Figura 2.3.2 Núcleo y bobinados del estator. [5]*

### 2.3.3. Bobinado del Estator

Los bobinados del estator son construidos en dos etapas y conectados en estrella. Cada bobina es armada antes de su inserción en las ranuras de estator y están unidas por una serie de juntas que las une a un anillo de conexión el cual forma el bobinado en el núcleo. Cada bobina se conforma de filamentos aislados de cobre e internamente son transpuestos para reducir las pérdidas de corriente Faulcoult.

Cada una de las bobinas del núcleo son aisladas con un sistema a base de mica epoxica que brinda fuerza y resistencia dieléctrica elevada a altos voltajes. Así mismo el núcleo completo del estator es impregnado bajo presión de vacío global (GVPI por sus siglas en ingles Global Vacuum Pressure Impregnated) bajo resina epoxica, lo que garantiza un completo aislamiento.

Las ventajas del impregnado GVPI son:

1. Posibilidad nula de pérdida de componentes en el extremo del devanado debido a que el devanado el núcleo están bien consolidados;
2. Mejora el enfriamiento del bobinado del estator;
3. Reduce la humedad y contaminación de la superficie del núcleo.

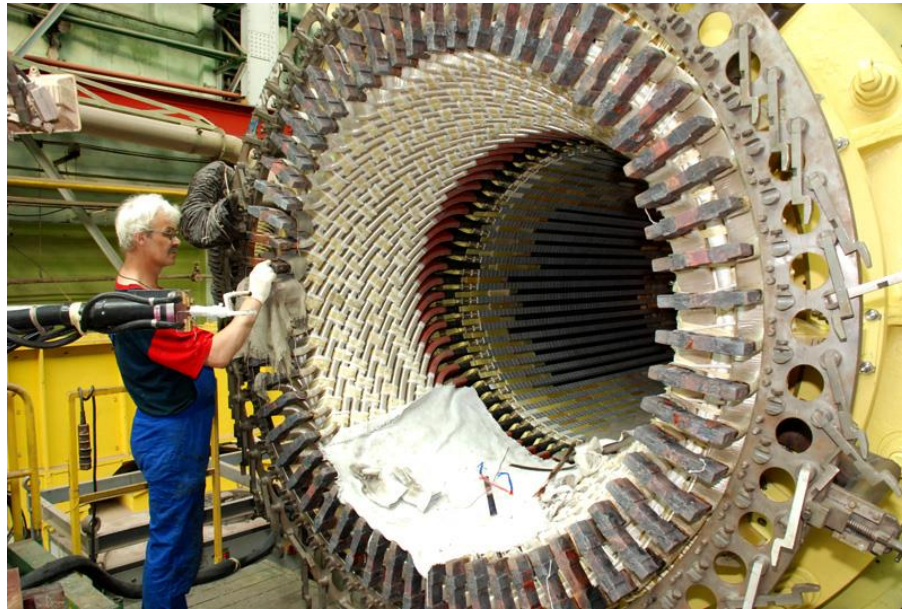


Figura 2.3.3 Bobinados del estator. [6]

#### 2.3.4. Casquillos del Terminal

Los extremos de los bobinados de las tres fases del estator están conectados a los casquillos terminales localizados fuera del estator. Los conectores terminales del estator permiten la conexión entre los conductores internos del generador y los conductores que interconectan al generador y el transformador principal, la conexión se hace por medio de conductos de barra isofásica (una sola barra por fase) o bien bus aislado lo que brinda seguridad a la salida de la potencia generada.

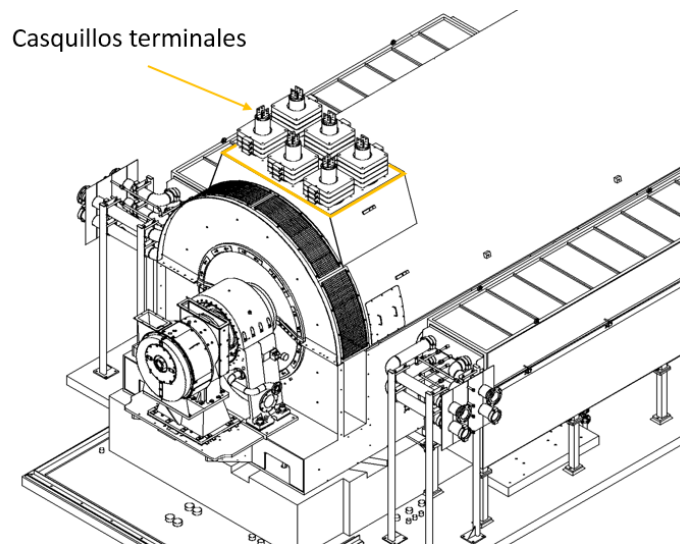


Figura 2.3.4 Casquillos terminales. [7]

### 2.3.5. Rotor

El rotor es una flecha forjada en una sola pieza de acero con ranuras radiales a lo largo de la estructura en donde se insertan los bobinados. Los conductores interconectados en las ranuras son de aleación de plata y cobre. Espiras alrededor del rotor donde no se encuentran ranuras forman los bobinados del rotor, el sistema de enfriamiento del rotor está constituido por ventiladores en cada uno de los extremos del rotor.



*Figura 2.3.5 Rotor del generador. [8]*

### 2.3.6. Bobinado del Rotor

El devanado del rotor de alta conductividad está construido en cobre con cojinetes de plata y es resistente a la deformación progresiva. Dentro de las ranuras se encuentran canales que proveen circuitos de ventilación desde los extremos del rotor hacia placas orificio de enfriamiento radial en los bobinados del rotor. El aislamiento entre las espiras es básicamente un material lamiar de vidrio que soporta las temperaturas ligadas a las temperaturas del cobre. Para mantener los bobinados dentro de las ranuras se fijan con cuñas que permiten que en todo momento el bobinado se mantenga dentro de la ranura.

Los conductores del bobinado del rotor pasan sobre el colector por una placa orificio perforada axialmente al extremo de la excitatriz del rotor, el rotor es también ajustado a una escobilla de puesta a tierra del eje fijada al extremo de excitación del eje del cojinete.



*Figura 2.3.6 Bobinado del Rotor del generador. [9]*

### 2.3.7. Cojinetes

Se cuentan con cojinetes en cada extremo del rotor siendo estos cojinetes lisos recubiertos de metal Babbitt (Metal Babbit o bien metal del cojinete, es utilizado en la superficie del cojinete y se caracteriza por su alta resistencia a la corrosión por frotamiento. Es compuesto de aleaciones de estaño, cobre y plomo), soportados por pedestales ubicados a los extremos de la placa soporte del generador. El diámetro de los cojinetes depende de la admisión del aceite lubricante y de la dinámica del rotor, cabe señalar que los dos cojinetes son auto alineables y aislados eléctricamente lo que impide la puesta a tierra del rotor a través del cojinete.

La lubricación del cojinete es impulsada por medio de bombas, las cuales mantienen en circulación desde un tanque de almacenamiento todo el aceite de lubricación. Mediante una conexión al sistema de lubricación se extrae el vapor de aceite que pudiera llegar a acumularse por condensación en las áreas del pedestal.

Los pedestales de los cojinetes tienen tres conexiones de aceite: suministro de aceite lubricante, suministro de aceite de elevación y drenaje del aceite. Estas conexiones permiten operar al sistema de lubricación de los cojinetes.

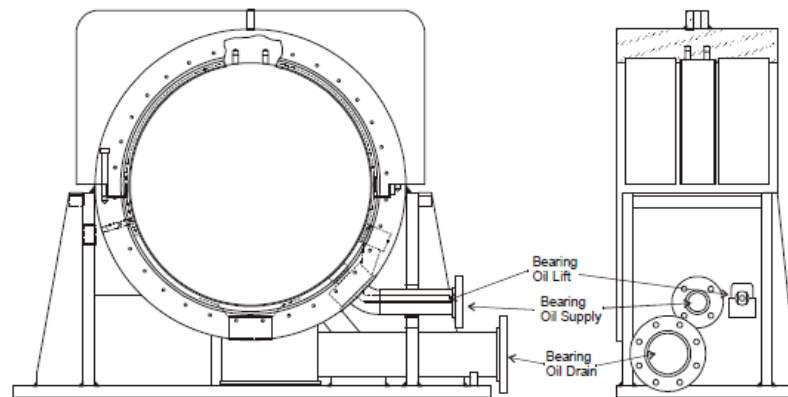


Figura 2.3.7 Cojinetes del generador. [10]

### 2.3.8. Sistema de Excitación

El sistema de excitación estática o bien colector del generador eléctrico, brinda las funciones de control, limitación de corriente y monitoreo de parámetros de tensión y corriente del generador. El sistema de excitación incluye la excitatriz estática, regulador de voltaje, sistema anillo colector y mecanismo de escobillas.

El generador utiliza una excitatriz estática y al colector para alimentar el rotor de corriente de excitación. La entrada de la excitatriz estática proviene de la potencia de salida del generador, por medio del transformador de auxiliares que reduce la tensión. Por medio de transformadores rectificadores se toma la potencia del transformador de auxiliares de corriente alterna a corriente directa.

Un regulador de voltaje controla la corriente directa rectificada inversamente proporcional al voltaje de salida del generador. El voltaje en corriente directa se aplica a los bobinados de campo del generador por medio del conjunto de colectores. Siempre que el generador está en operación, este sistema en CC (corriente continua) está generando el magnetismo en los bobinados de campo. El regulador de voltaje tiene dos modos de operación: manual y automático; para el modo manual el regulador se encuentra en el modo regulador de CC, mientras que cuando está en modo automático se encuentra en modo regulador de CA.

Cuando el modo regulador de CC está en operación, la potencia de salida de la excitatriz se controla manualmente y el aumento o disminución de la señal de ajuste se compara con una señal basada en el valor de voltaje de campo del generador. La comprobación o relación

entre estas dos señales genera una señal de error de salida que se aplica para el control de amplificación de potencia. El voltaje CA de las terminales del generador y la carga reactiva se pueden controlar manualmente por el operador manipulando un interruptor de control del modo regulador de CC.

El modo regulador de CA se compone de: un detector de error de voltaje CA con compensador, un mezclador de señal, un transductor de aislamiento de CA y un estabilizador del sistema de excitación. Cuando el modo regulador CA está en operación, la potencia de salida de la excitatriz y el voltaje de las terminales CA del generador se encuentran controlados automáticamente por el regulador CA.

La señal proporcional al voltaje terminal del generador y otra proporcional a la corriente de fase de la máquina, son enviadas al detector de error de voltaje y al módulo del compensador por el transductor de aislamiento, la señal de voltaje de la máquina se modifica por el circuito del compensador y comprara con la referencia del voltaje de CC, la diferencia resultado de la comparación entre ambas señales es una señal de error amplificada, invertida y aplicable a una de las entradas al mezclador de señal; en el mezclador de señal, la señal de error se compara con la potencia de salida proveniente del limitador de excitación mínima; dentro de la comparación la señal con valor positivo mal alto toma el control y esta es invertida y aplicada al circuito de encendido en la magnitud y polaridad para proveer el tiempo de activación a la fase adecuada en el circuito de puerta del tiristor.

El circuito de puerta del tiristor regula la salida de la excitación, la modifica y la aplica a la entrada del regulador por CA y al limitador de excitación mínima para ofrecer una operación estable del regulador CA y del circuito del limitador.

Cuando el regulador CA está en servicio, el regulador CD esta desconectado de los circuitos de encendido, el regulador CA controla automáticamente la excitación total del campo del generador, el nivel de tensión del generador está bajo en control del operador del interruptor de control del ajustador del regulador de CA. El funcionamiento del ajustador del regulador de CC, mientras el regulador CA está activo no tiene control ni efectos sobre el voltaje del terminal del generador.

El conjunto de colector inyecta la corriente de excitación en los bobinados del campo del rotor y la potencia de salida del excitador está conectada mediante escobillas. El colector está compuesto por: Escobillas con un mecanismo de maniobra incluyendo porta escobillas, conexiones eléctricas al bobinado de campo, sistema de enfriamiento mediante ventiladores y la estructura que soporta el colector, el colector está conectado a una extensión del eje del generador.

### 2.3.9. Anillos del Colector

El anillo colector es un anillo rozante externo hecho de aleación de acero y está ajustado sobre una escobilla interna con canales de enfriamiento, la superficie del anillo rozante está de tal manera que forma un canal espiral, las ranuras del canal aseguran un mejor contacto

entre el anillo y la escobilla y permiten que el aire fluya manteniendo una temperatura adecuada para la correcta operación.

Las conexiones entre el anillo colector y el devanado de campo del generador están hechas mediante la conexión de cables axiales y radiales, los cables axiales se encuentran en el diámetro interior del eje del colector, los radiales están ubicados a un extremo de los cables axiales y conectan el anillo rozante y al otro extremo conectan los bobinados de campo.



*Figura 2.3.8 Excitación rozante del generador. [11]*

### 2.3.10. Porta Escobillas

El sistema de escobillas utiliza una escobilla con un depósito (porta escobilla) alimentador de capacidad múltiple. El porta escobillas permite remover de manera segura, fácil y simultanea muchas escobillas, el desmontaje de las porta escobillas puede hacerse mientras en generador está en línea, lo que permite dar supervisión y mantenimiento a la escobilla.



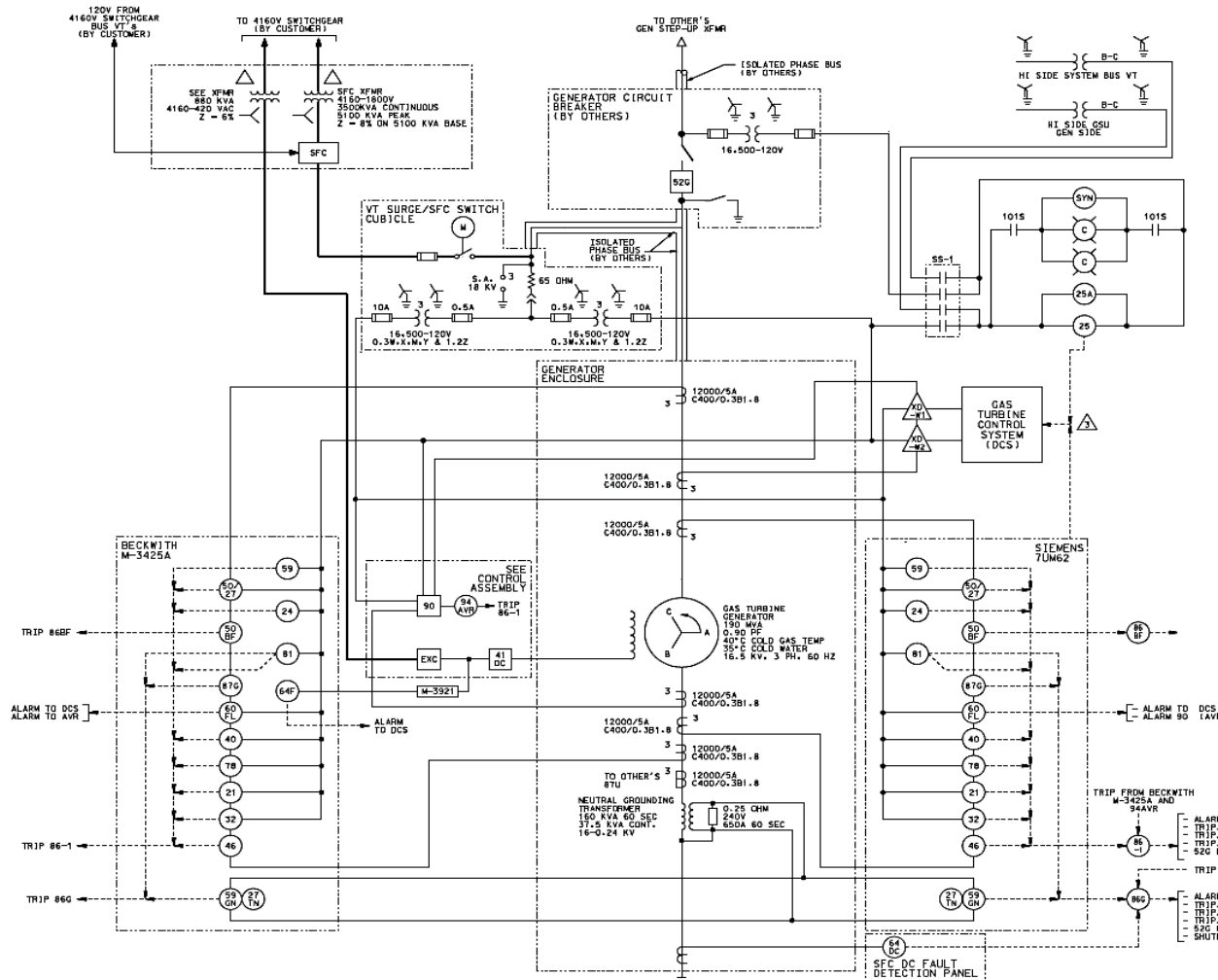


*Figura 2.3.9 Porta escobillas del generador. [12]*

Como podemos ver la estructura de un generador eléctrico es bastante compleja y tiene tal importancia que sin cada uno de sus componentes el generador no podría ser el pilar de un sistema eléctrico de potencia, donde es esta máquina la que determina los parámetros principales (tensión, frecuencia, ángulos de fase, control de potencia reactiva etc.) de una red interconectada.

Por lo anterior y al estar interconectado con el resto del sistema, el generador debe ser monitoreado, protegido y controlado mediante sistemas de protecciones que permitan la operación segura del generador dentro del sistema. En la figura 2.4 se puede observar el diagrama unifilar del generador, así como la interconexión del sistema de protecciones que permitirán la operación estable de la máquina, posteriormente se detalla el esquema de protección del generador.

2.4. Diagrama Unifilar del Generador. [13]



LEGEND

- 21 DISTANCE PROTECTION
- 24 VOLTS/HERTZ PROTECTION
- 25 SYNC CHECK RELAY
- 25A AUTOMATIC SYNCHRONIZER
- 32 REVERSE POWER PROTECTION
- 40 LOSS OF FIELD PROTECTION
- 42 DC FIELD CIRCUIT BREAKER
- 46 PHASE BALANCE CURRENT PROTECTION
- 50/51 UNADVERTENT ENERGIZATION PROTECTION
- 52 BREAKER FAILURE PROTECTION
- 59 OVERVOLTAGE PROTECTION
- 59 GN GENERATOR GROUND FAULT PROTECTION (100%)
- 60 FUSE LOSS PROTECTION
- 62 DC SATURATION RELAY
- 64F ROTOR GROUND FAULT PROTECTION
- 78 OUT OF STEP PROTECTION
- 81 UNDER/OVER FREQUENCY PROTECTION
- 86 LOCKOUT RELAY (86G, 86-1, 86BF)
- 87G GENERATOR DIFFERENTIAL PROTECTION
- 90 VOLTAGE REGULATOR
- 94 VOLTAGE REGULATOR TRIPPING RELAY
- C SYNC LIGHTS (CLEAR)
- 51N SYNCHROSCOPE
- WATT TRANSUCER NO. 1
- WATT TRANSUCER NO. 2
- 101S SYNCHRONIZING ENABLE RELAY CONTACT
- EXC STATIC EXCITER
- SFC STATIC FREQUENCY CONVERTER
- SEE - STATIC EXCITATION EQUIPMENT
- 55-1 SYNCHRONIZING SELECTION SWITCH
- XFMR - TRANSFORMER
- M-3921 BECKWITH COUPLING NETWORK
- M MOTOR OPERATED SWITCH

## 2.5. Protecciones Eléctricas

Las protecciones eléctricas mediante relevadores y esquemas de protecciones, dentro de una Central eléctrica y en específico en el generador eléctrico tienen como objetivo detectar las fallas eléctricas y aislar los demás equipos e instalaciones de la falla en el menor tiempo posible, además de detectar y alertar sobre condiciones de riesgo que ponga en peligro los componentes del generador o cualquier otro elemento del SEP y como consecuencia pudiera provocar una inestabilidad de éste, con las consecuencias que ello implica.

Otro de los propósitos de los esquemas de protecciones, es brindar un respaldo y redundancia de las mismas protecciones eléctricas, ya que durante una falla; éstas podrían no operar adecuadamente permitiendo la expansión de la falla a otro punto del Sistema. Por tal motivo se cuenta con protecciones principales (protecciones primarias) que constituyen la principal defensa en una zona de protección y su actuación ante la falla debe ser la más rápida posible (Instantánea); y con protecciones de respaldo, las cuales constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y se encuentra coordinada con la protección principal, actuando con un tiempo de retraso con relación a la protección principal, de manera que permita la actuación de la protección principal en primera instancia.

La protección del generador se encuentra empleada por las protecciones mencionadas anteriormente y son diseñadas para operar de dos maneras diferentes: como protección unitaria o como protección gradual, detectando fallas en más de una zona de protección.

Las protecciones unitarias se definen o se caracterizan por ser totalmente selectivas ya que solo detectan fallas en su zona de protección y no pueden desempeñar funciones de protección de respaldo por que no son sensibles a las fallas fuera de su zona de protección. Además de estar operando bajo el principio diferencial, calculando la diferencia entre las señales de corrientes que entran y salen de su zona de protección, si existe una diferencia en las corrientes significa que hay una falla dentro de la zona.

Las protecciones graduales son relativamente selectivas ya que detectan fallas en más de una zona de protección y funcionan como protecciones de respaldo, ya que son sensibles a fallas en las zonas aledañas a su zona de protección, operan midiendo corrientes, tensiones e impedancias cuya graduación depende del tiempo de actuación.

El esquema de protección del generador es definido conforme las posibles fallas que pudieran presentarse, ya sea una falla interna o bien una falla externa.

- a) Las fallas internas que pudieran presentar los componentes de un generador son:

*Para el estator:* Falla entre fases, debido al deterioro del aislamiento entre dos fases; Falla de fase a tierra, debido a la contacto del neutro (conexión mediante un transformador o un reactor) con alguna fase y así se pudiera presentar una falla que involucre ambos conductores; Falla entre espiras, esta falla involucra al material ferromagnético del estator y puede dañar gradualmente el aislamiento y las laminaciones, esta falla no se detecta con la protección diferencial ya que la corriente de entrada es igual a la corriente de salida y es por esta razón que su protección debe ser muy particular.

*Para el rotor:* Falla a tierra en el devanado del rotor, el devanado de campo del rotor está eléctricamente aislado de tierra por lo que si por cualquier circunstancia hubiera una falla a tierra; el devanado de campo no sufriría daño alguno, sin embargo si existiera la presencia de algún punto a tierra se causarían desbalances en los campos magnéticos y variación en la temperatura del devanado; Falla o pérdida de excitación, si los devanados presentaran pérdida de excitación la máquina o generador, absorbería potencia reactiva de la Red y se inducirían corrientes de baja frecuencia en el rotor, las cuales podrían llevar a un sobrecalentamiento del mismo.

- b) Las fallas externas a las que está expuesto el generador son ocasionadas por problemas en la Red y que pueden afectar el comportamiento normal del generador. Las fallas a las que está propensa la máquina son:
- Motorización, ocurre cuando la potencia mecánica que impulsa al rotor es menor a la potencia de vacío del generador, mientras que está conectado al SEP. Estas condiciones permitirán que el rotor del generador accione la flecha de la turbina mecánica, en este caso el rotor no sufre daño alguno sin embargo los alabes de la turbina podrían tener repercusiones térmicas.
  - Cargas en desbalance, ocurre cuando las cargas que alimenta el generador se encuentran en desbalance, lo cual provoca que las corrientes de fase y voltajes en los terminales varíen de la relación ideal balanceada. Lo anterior, provoca la aparición de una corriente de secuencia negativa en la armadura del generador, la cual crea una onda de flujo magnético en el entre hierro en sentido inverso al giro del rotor que da lugar a una frecuencia doblemente mayor a la frecuencia de la línea.
  - Sobrecarga, cuando existe sobre carga balanceada, ésta causa sobre calentamiento de los devanados del estator. Para la detección de altas temperaturas, son incluidos en los devanados del estator detectores de resistencia no magnéticos (RTD's) los cuales envían señales de alarma a los relevadores de sobre corrientes.
  - Caída de tensión, cuando la tensión de generación es inferior a la tensión considerada como normal debido a una sobre carga, puede causar la caída de tensión lo que provoca que las protecciones de las líneas de transmisión operen en primera instancia y de no ser así; las protecciones del generador actuaran dejando fuera la máquina en el peor de los casos.
  - Elevación de tensión, la elevación de tensiones son productos de las sobre tensiones las cuales en algunos casos pueden exceder los niveles de aislamiento y producir fallas por corto circuito, también son producidas por descargas atmosféricas o maniobras de interruptores.
  - Sobre velocidad, este tipo de falla incurre principalmente cuando hay una pérdida de carga, lo que provoca que la máquina se revoluciones por arriba de la velocidad nominal. Para prevenir estas condiciones dentro del esquema de protecciones, se incluye una protección de sobre velocidad.

En los siguientes puntos se establecerán y se definirán las protecciones eléctricas que se encuentran generalmente dentro del esquema de protecciones de la Central.

### 2.5.1. Distancia 21G

La finalidad de esta protección, es respaldar la protección diferencial del generador en caso de fallas en la zona del generador, bus de fase aislada y devanado de baja del transformador principal. Este esquema de protección protege de fallas que se presenten en zonas adyacentes que no sean libradas oportunamente por las protecciones primarias.

Dentro de la zona de protección, el tiempo de disparo de la protección 21G tiene que ser coordinado con un retardo de tiempo, con los relevadores de distancia que están conectados al bus o barra de la subestación de la Central.

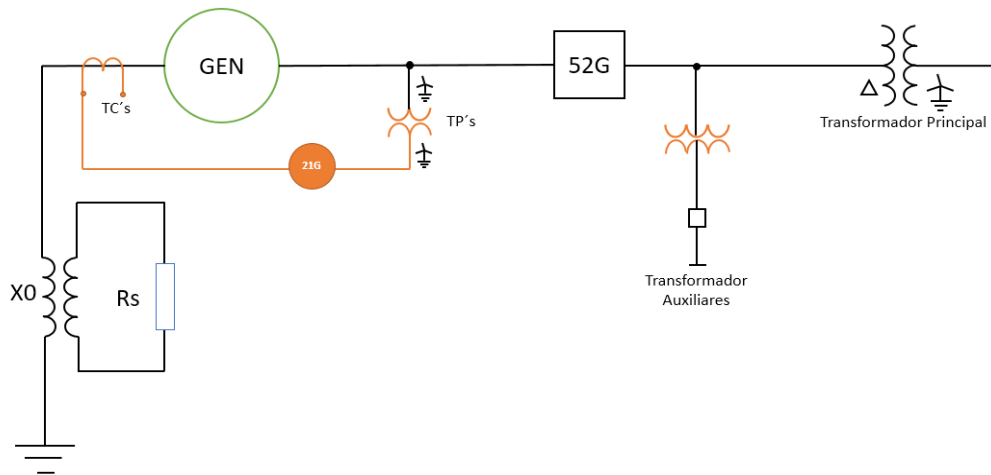


Figura 2.5.1 Esquema de conexión de la protección 21G

### 2.5.2. Volts/Hertz 24G

Esta protección actúa contra la sobre excitación del generador, la sobre excitación se presenta cuando el generador opera con carga aislada, ocasionando que la velocidad síncrona disminuya, aun cuando el regulador automático de voltaje (AVR) está en operación. La sobre excitación también puede ser causada por fallas en el AVR, pérdida de carga o un mal ajuste por parte del operador en los niveles de excitación de la máquina.

Para poder detectar la sobre excitación el relevador 24G mide la relación Volts/Hertz, la cual es proporcional al flujo magnético en el generador. Cabe señalar que esta relación es independiente a la relación Volts/Hertz del control del sistema de excitación. La sobre excitación existe, si la relación volts/Hertz excede los límites de diseño del generador.

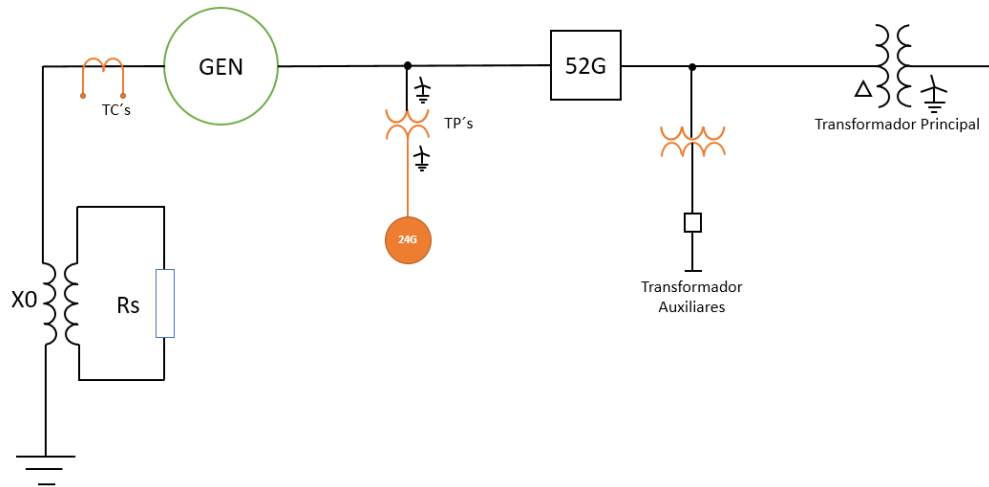


Figura 2.5.2 Esquema de conexión de la protección 24G

### 2.5.3. Relé de Comprobación de Sincronización (Sync Check) y Sincronizador Automático 25A.

La protección 25G tiene como finalidad mantener el generador en sincronismo con el SEP. La sincronización inapropiada del generador puede resultar en daños al transformador principal, al propio generador o a cualquier otra unidad de generación. Los daños pudieran ser: deslizamiento de coples, incremento en la vibración y fatiga de la flecha.

Las condiciones para que el interruptor del generador pueda cerrar de manera sincronizada, son cuando el relé detecta un ángulo de cierre de  $\pm 10\%$  grados; hasta 5% de ventana de voltaje; y una diferencia menor a 0.067 Hz. Idealmente el cierre del interruptor debe ser cuando el ángulo de fase entre la máquina y el Sistema es cero, mientras que la diferencia en el voltaje debe ser controlada y no exceder el 5%, ya que esto ayudara a que la máquina a mantener su estabilidad previniendo flujos de potencia reactiva, y la frecuencia controlada por la velocidad de gobernador que está brindando el torque al rotor.

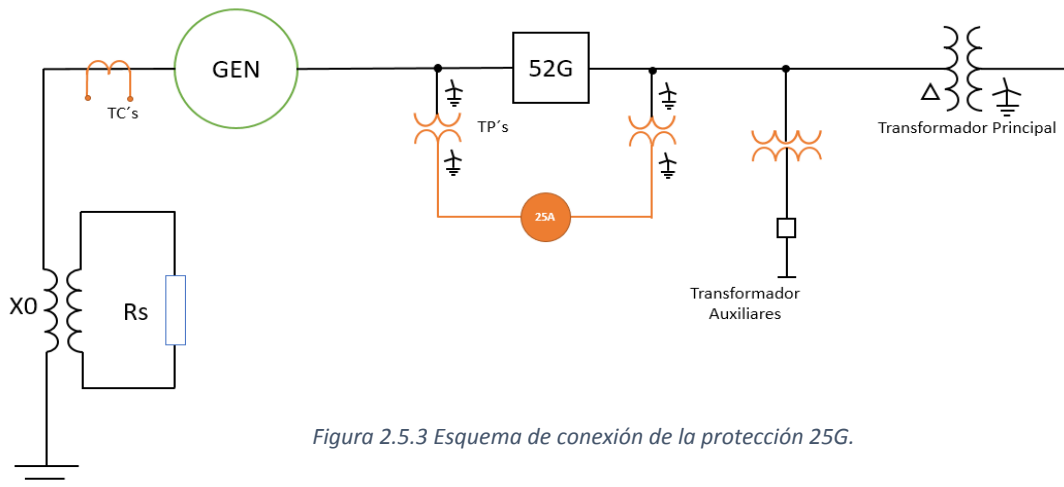


Figura 2.5.3 Esquema de conexión de la protección 25G.

### 2.5.4. Potencia Inversa 32G

Esta protección permite asegurar que el generador no actúe como un motor, al recibir potencia activa en lugar de entregarla al Sistema. Esta condición se presenta cuando la turbina ya no entrega potencia mecánica y empieza a absorber la potencia necesaria para mantener al generador en sincronismo. Las causas que pueden ocasionar esta falla son problemas en la turbina, problemas en el suministro de gas o vapor a la turbina, o bien problemas de desequilibrio eléctrico que provoque un disparo de la turbina.

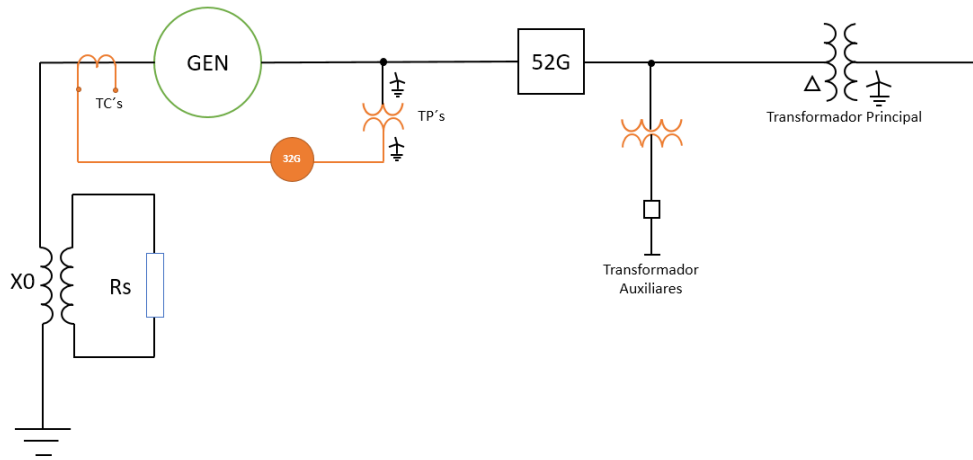


Figura 2.5.4 Esquema de conexión de la protección 32G

### 2.5.5. Pérdida de Campo 40G

La finalidad de esta protección es brindarle al generador protección de daños mecánicos y eléctricos, resultado de una inesperada pérdida de corriente de excitación, lo que provocaría que la máquina recibiera potencia reactiva del Sistema (SEP) para poder sostener la tensión o incluso pudiera ocasionar que la máquina perdiera sincronismo. Esta protección detecta la baja excitación y da alarma o disparo antes que la operación del generador se vuelva inestable. Las posibles causas de una excitación anormal pudieran ser: regulador automático de voltaje desconectado o ajuste manual de excitación demasiado bajo; falla en las escobillas; falla de alimentación al equipo de excitación; forto circuito; o apertura del interruptor de campo.

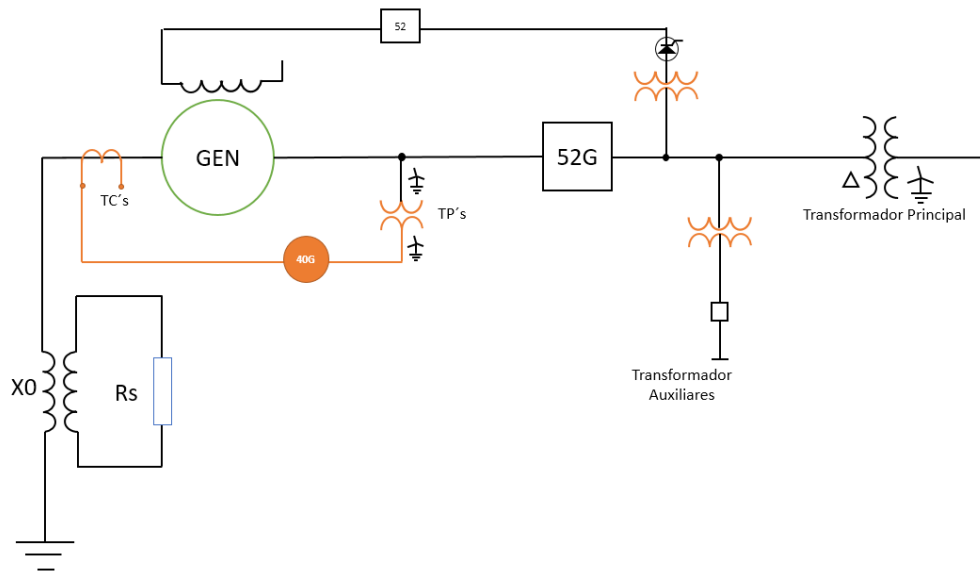


Figura 2.5.5 Esquema de conexión de la protección 40G

### 2.5.6. Desbalance de Corrientes de Fase 46G

Esta protección actúa contra posibles sobrecalentamientos del rotor debido a las fallas desbalanceadas u otras condiciones del Sistema, que pueden causar corrientes de secuencia negativa debido al reparto asimétrico de carga en el Sistema. Cabe mencionar que la pérdida de balance produce corrientes de secuencia negativa. La presencia de corrientes de secuencia negativa provoca calentamiento en el rotor del generador.

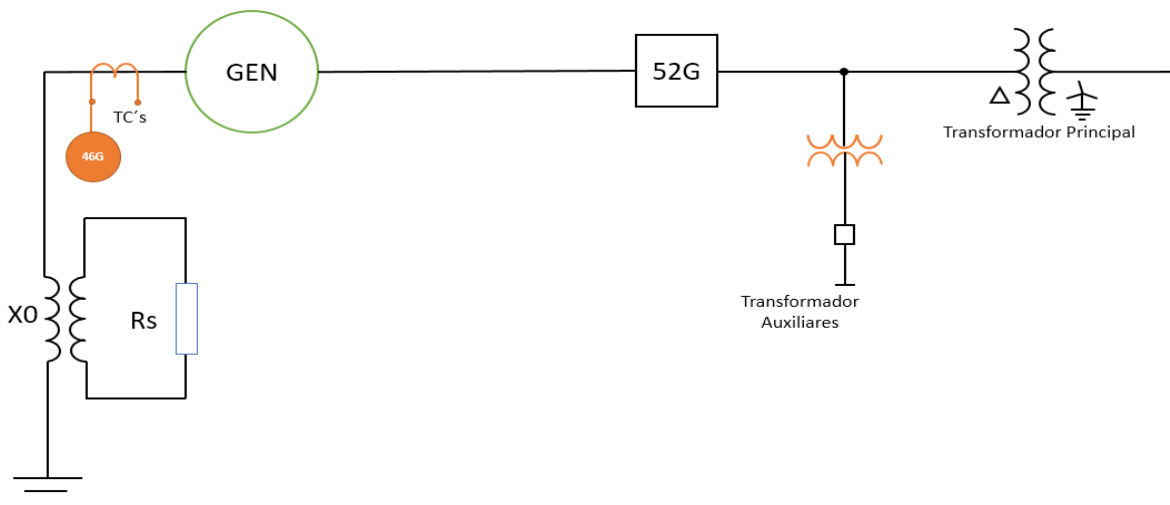


Figura 2.5.6 Esquema de conexión de la protección 46G



### 2.5.7. Sobre Voltaje 59G

Cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico excede la capacidad del aislamiento del devanado del estator del generador, se producen sobretensiones en la máquina. Este tipo de sobretensiones, son provocados principalmente por fallas en el regulador automático de voltaje o bien exceso de potencia reactiva recibida del Sistema (excitación en las líneas de alta tensión fuera del rango del control del regulador de voltaje). Para esta condición, el exceso de potencia reactiva se combina con una sobre velocidad, y el sistema de excitación puede perder el control del voltaje.

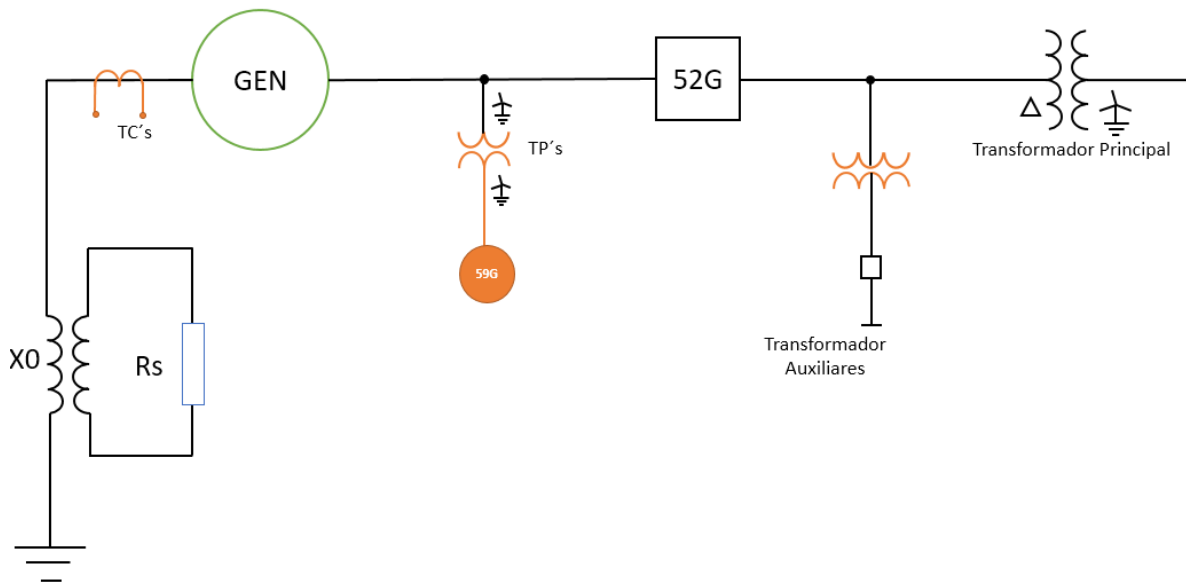


Figura 2.5.7 Esquema de conexión de la protección 59G

### 2.5.8. Baja/Sobre Frecuencia 81G

Las protecciones de frecuencia toman como referencia la señal de tensión y miden la frecuencia de la señal sinusoidal. La protección actúa cuando: se da una sobre frecuencia por la disminución de carga del generador y la máquina no estabiliza la frecuencia oportunamente; cuando una baja frecuencia se presenta por la pérdida del generador frente a la capacidad de sostener su carga.

Como su nombre lo dice, la finalidad de esta protección, es detectar sobre y bajas frecuencias y brindar seguridad al grupo turbina-generador y se hace mediante las siguientes limitaciones:

Para una baja frecuencia: un primer ajuste a la protección en 58.6 Hz con un tiempo de 10 min, un segundo ajuste a 58.2 Hz con un tiempo de 5 min, finalmente se ajusta la protección

a 58.0 Hz a un tiempo de 1 segundo, de sobre pasar estos límites el relé alarmará y podrá disparar (desconectar el generador) por baja frecuencia.

Para la sobre frecuencia la tolerancia es: una frecuencia de arranque de 62.0 Hz con una temporización de 0.5 segundos. Los ajustes de baja/alta frecuencia dependen en general de las características de la unidad generadora. El fabricante es el que los determina con base al diseño correspondiente.

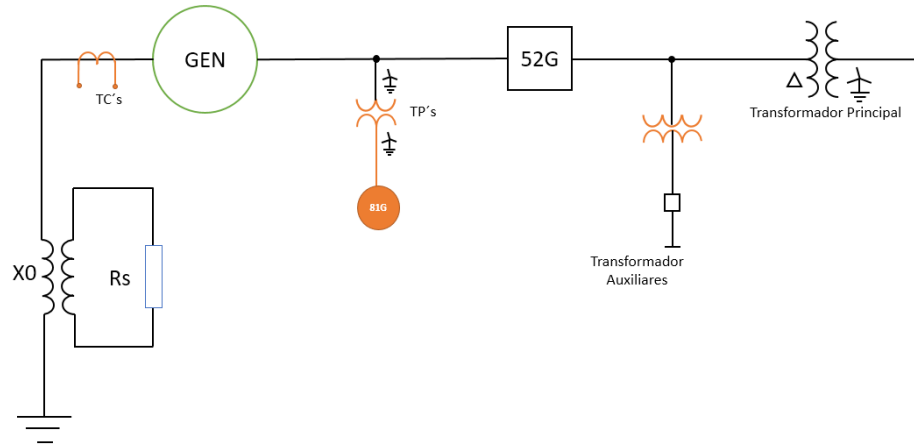
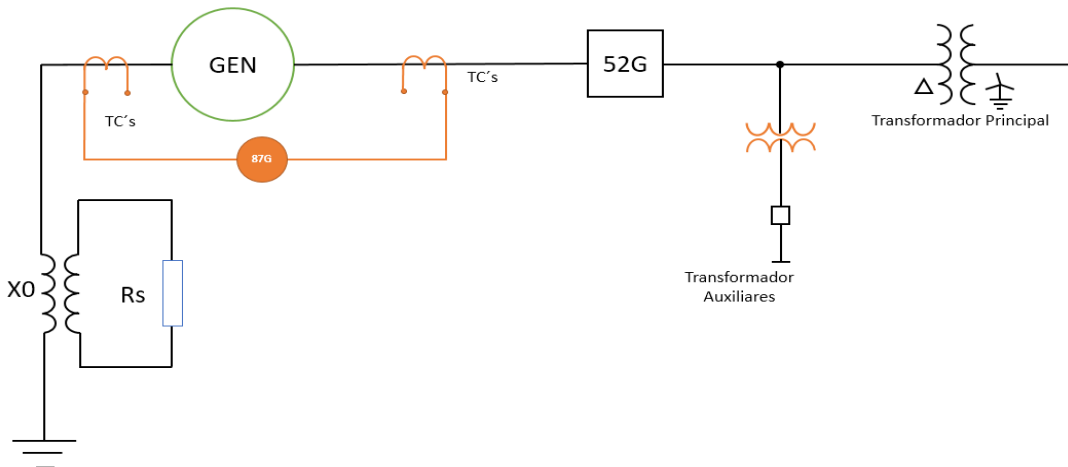


Figura 2.5.8 Esquema de conexión de la protección 81G

### 2.5.9. Protección Diferencial del Generador 87G

Esta protección actúa contra cortos circuitos entre fases, corto circuito entre espiras y tierra en los devanados del generador, y dentro de su zona, para lo cual compara las corrientes de salida contra la corriente de entrada en un mismo bobinado. Se debe considerar que en ocasiones existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes corresponden a valores de una operación normal, por ejemplo, las corrientes de magnetización, el error de relación de los transformadores de corriente, o el error debido a la saturación de los transformadores de corriente. La suma de las tres corrientes anteriores son una corriente diferencial que no es falla y el cálculo de éstas permite establecer el ajuste de la



protección diferencial.

*Figura 2.5.9 Esquema de conexión de la protección 87G*

## 2.6. Sistema de Auxiliares

El sistema de auxiliares tiene como finalidad abastecer de energía eléctrica a todos los sistemas de la Central, como son: las calderas recuperadoras de calor (HRSG), la planta de pre-tratamiento de aguas, las bombas de alimentación y de circulación y condensado, las torres de enfriamiento, la sala de control, el edificio administrativo y los equipos de excitación del generador. El sistema de Auxiliares, es una derivación de las líneas de fuerza entre el interruptor del generador y el transformador principal. A través del transformador de auxiliares, se reduce la tensión de generación a una tensión de distribución; alimentando una barra en media tensión en la que se alimentan los sistemas de la Central mencionados.

Durante el comisionamiento de los generadores de la Central eléctrica, esta se comporta como una carga para la Red, lo que significa que la Central está absorbiendo potencia del Sistema. Esto se debe, en primer lugar, a que la Central no se encuentra generando energía y como consecuencia de la falta de generación el sistema de auxiliares hará que la Central absorba energía de la Red para alimentar todos los sistemas de la Planta. La energía suministrada por medio del sistema de auxiliares, alimentará los equipos de la Central y permitirá el arranque de los generadores. Una vez que se lograron las condiciones térmicas en las turbinas de gas y de vapor, así como que se alcanzan los parámetros eléctricos para la sincronización de los generadores, el flujo de potencia ahora irá de la Central a la Red.

Para poder lograr el arranque y la toma de carga de los generadores de la Central, además del suministro de energía por medio del sistema de auxiliares, es necesario rectificar, regular y controlar los parámetros de voltaje y corrientes. Para el control de ángulos de fase, tensión y frecuencia a la salida del generador, se utilizan el equipo de excitación y control de frecuencia que forman parte del sistema de auxiliares.

El sistema de auxiliares de 4160 VCA, (Volts de corriente alterna) suministra de energía a los equipos SFC (System Frequency Converter) y SEE (Static Excitation Equipment) de manera individual mediante los transformadores:

- Transformador SFC 4160/2500 VAC, este transformador provee de energía al convertidor de frecuencia estática para el arranque de la turbina de gas.
- Transformador SEE 4160/370 VAC, este transformador provee de energía al conjunto que controla la excitación del generador.



### 2.6.1. Convertidor Estático de Frecuencia (SFC)

El SFC se encuentra conectado al generador mediante un desconectador ubicado en el cubículo *TV/Sobretensión e interruptor SFC*. Durante el arranque normal del generador, el SFC permanece en servicio hasta que el generador logra el 70% de la velocidad nominal, después de esta condición el SFC sale de operación.

Cuando el SFC es comandado en modo ON, el controlador del SFC enciende la Unidad de Frecuencia Variable y envía una señal de encendido al excitador SEE, por debajo del 200 rpm, el SFC usa el modo de pulso para empezar a girar el generador. En esta velocidad el SFC usa un modo de corriente continua. Cuando el SFC recibe una señal de detención, el controlador del SFC apaga la Unidad de Frecuencia Variable y envía una señal de apagar el excitador al SEE y opera el desconectador del SFC.

### 2.6.2. Equipo de Excitación Estática (SEE)

El SEE es una unidad de tipo Tiristor CC, que provee de corriente continua o corriente de excitación al generador, durante su arranque en conjunto con el SFC. El SEE también controla el voltaje del generador durante la sincronización. Después que el generador sincroniza, el SEE controla el voltaje y la carga reactiva y el factor de potencia del generador bajo carga u operación.

El SEE es normalmente operado en modo automático, pero puede ser operado en forma

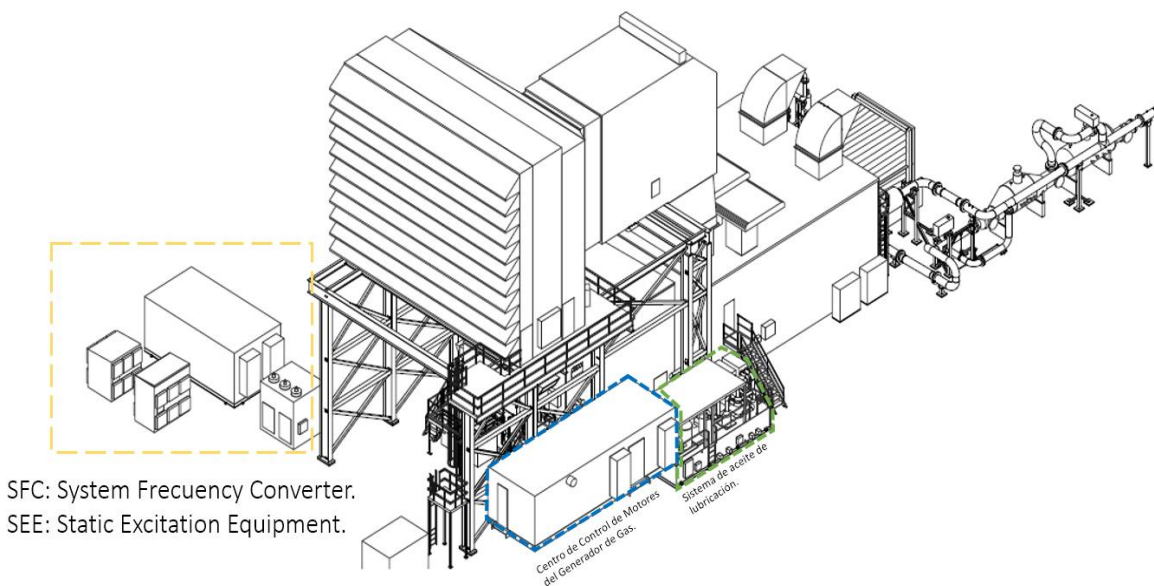


Figura 2.6.1 Ubicación del SFC y SEE. [14]

manual durante un mantenimiento y pruebas.

2.6.3. Transformador y Cargas del Transformador de Auxiliares

La alimentación que brinda el transformador de auxiliares 4160/480 VCA, es utilizado para la distribución de energía y control de las cargas de los todos los sistemas de la Central. La distribución se hace desde el cuarto de control de motores (CMM), en donde se encuentra una barra de tres fases que se extiende a lo largo del CMM y es soportada por aisladores de cristal reforzado con poliéster. La energía de las barras, es distribuida a cada una de las secciones donde se encuentran interruptores y alimentadores que son montados en unidades extraíbles aisladas. Las cargas que se alimentan desde el CCM son las mostradas en la Tabla 2.1., y son las base para dimensionar el tamaño del transformador auxiliar.

DESCRIPTION	Rating				Fuel Gas	
	(hp/ kW)	Amps (A)	Volts (V)	Standby (kVA)	Starting (kVA)	Running (kVA)
Compressor Wash Pump	5 hp	8	460	5	0	0
Air Inlet Filter House	10 kVA	12	480	10	10	10
Pulse Air Compressor	25 hp	28	460	25	25	25
Lube Oil Reservoir Heaters	36 kW	42	480	36	36	0
Lube Oil Pump No. 1 <sup>(note 1)</sup>	100 hp	124	460	100	100	100
Lube Oil Pump No. 2 <sup>(note 1)</sup>	100 hp	124	460	0	0	0
Lube Oil Vapor Extractor #1 <sup>(note 1)</sup>	5 hp	8	460	5	5	5
Lube Oil Vapor Extractor #2 <sup>(note 1)</sup>	5 hp	8	460	0	0	0
Control Oil Fan	0.25 hp	1	460	0.25	0.25	0.25
Control Oil Reservoir Heaters	2 kW	2	480	2	2	0
Control Oil Pump No. 1 <sup>(note 1)</sup>	25 hp	34	460	25	25	25
Control Oil Pump No. 2 <sup>(note 1)</sup>	25 hp	34	460	0	0	0
Turbine Enclosure Vent Fan No. 1	15 hp	21	460	15	15	15
Turbine Enclosure Vent Fan No. 2	15 hp	21	460	0	0	15
Turbine Enclosure Vent Fan No. 3	15 hp	21	460	0	0	15
Turbine Enclosure Vent Fan No. 4	15 hp	21	460	15	15	15
High Speed Turning Gear	125 hp	156	460	125	125	0
Generator Space Heaters	6 kW	7.2	480	6	6	0
LV Panelboard Transformer	30 kVA	36	480	30	30	30
Electrical Package HVAC No. 2 <sup>(note 1)</sup>	11 kW	13.2	460	11	11	11
SFC / SEE Package - SEE Package	40 kVA	36	480	30	30	30
Collector Blower Fan No. 1 <sup>(note 1)</sup>	50 hp	65	460	0	50	50
Collector Blower Fan No. 2 <sup>(note 1)</sup>	50 hp	65	460	0	0	0
Evaporative Cooler Pump	15 hp	21	460	15	15	15
Low Speed Turning Gear	3 hp	4.8	460	3	0	0
Bearing Lift Oil Pump	30 hp	35	460	30	30	0
Battery Charger #1	34 kVA	41	480	34	34	34
Battery Charger #2	34 kVA	41	480	34	34	34
Electrical Package HVAC No. 1 <sup>(note 1)</sup>	11 kW	13.2	460	11	11	11
Heat Trace Transformer (By Customer) <sup>(note 2)</sup>						
<b>TOTAL (kVA)</b>	-	-	-	<b>568</b>	<b>610</b>	<b>441</b>

Tabla 2 Cargas del transformador de auxiliares

## 2.7. Conclusiones de capítulo.

- Los elementos principales de una Central de Ciclo Combinado, son de suma importancia para la correcta operación de la Central. Su diseño y funcionamiento es sumamente interesante. Su comprensión, no es sencilla.
- Por ser elementos muy importantes y de un alto costo, sus sistemas de protecciones tanto mecánica y eléctrica; deben asegurar su protección ante la mayoría de eventualidades que se pueden presentar. Los sistemas de protección eléctrica, toman las señales de tensión o voltaje y corriente mediante los transformadores de potencial y de corriente, respectivamente. Las procesan y actúan en función de los valores de estas variables eléctricas.
- Las mismas señales de corriente y tensión, alimentan a los equipos PMU's para poder calcular el sincrofasor que se transmite al CENACE.

En el siguiente capítulo se exponen los elementos principales de la Subestación eléctrica de la Central, así como de sus protecciones principales; lo cual nos servirá como base para comprender como y de dónde se obtendrán las señales para calcular los sincrofasores de buses y las líneas de transmisión.

### Bibliografía.

[1], [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9], [10], [11], [12]: Imágenes obtenidas de Siemens Energy en <http://www.energy.siemens.com/hq/en/fossil-power-generation/gas-turbines/sgt6-5000f.htm>

[13] Diagrama Unifilar propiedad de Siemens Energy Inc.

[14] Manual de Familiarización de la Turbinas Siemens SGT6-500F. (Marcelo del Solar Godoy, Technical Training Specialist). 2011.

Ajustes de Protecciones de la Unidad 7 de la Central Carboeléctrica Petacalco. (Héctor Alvarado Pérez, Ismael Martín Martín y Fernando Iván Rabadán Romero), 2012.

Funcionalidad y Aplicación de Esquemas Para La Protección Del Generador Eléctrico de Turbina de Vapor de 109.7 MVA. (Oscar Rodríguez Zavala), 2010.

### 3. CAPÍTULO 3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ELEVADORA

#### 3.1. Subestaciones Eléctricas Elevadoras

Una subestación eléctrica, es una instalación formada por equipos mecánicos y eléctricos que a su vez forman circuitos eléctricos que en conjunto tienen la finalidad de modificar los parámetros de potencia eléctrica (corriente y voltaje), así como proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes partes de un SEP. Una subestación eléctrica, permite y controla el flujo de energía brindando seguridad, confiabilidad y flexibilidad a una Red eléctrica.

El uso de subestaciones eléctricas en sistemas de generación, tienen un papel importante ya que son estas subestaciones las encargadas de transformar y distribuir la potencia generada para después ser transmitida hasta el próximo punto de interconexión en la Red. Estas subestaciones se denominan *Subestaciones Elevadoras*, por incrementar el voltaje de generación a niveles de transmisión. Tienen la función de contribuir a la máxima eficiencia de las Centrales eléctricas, así como dar la máxima seguridad del suministro. Otras funciones de una subestación eléctrica, es aislar la Central eléctrica de alguna falla ocurrida en la Red de transmisión, además de permitir el control y la medición de los parámetros de potencia y frecuencia inyectados por la Central eléctrica.

Dentro de estas subestaciones, el elemento principal es el transformador de potencia, el cual es el equipo encargado de elevar las tensiones de generación a tensiones de transmisión, para nuestro caso las tensiones de generación son 16.5 kV y 13.8 kV (media tensión) las cuales son elevadas a una tensión de 230 kV (alta tensión).

Por la tanto, la función principal de la subestación elevadora, es elevar voltajes de generación a voltajes de transmisión. La Subestación Eléctrica de La Caridad, tiene la capacidad de transmitir por arriba de los 500 MW y tiene un arreglo de doble barra con interruptor medio en 230 kV, otra de las funciones de esta subestación, es la de evacuar e interconectar bidireccionalmente la Central con el SEP mediante una línea de transmisión (LT) de dos circuitos:

- LT a SE Nacozari C1 230 kV
- LT a SE Nacozari C2 230 kV





## 3.2. Elementos de la Subestación Eléctrica

Los elementos principales de una subestación eléctrica, se clasifican por equipos primarios y equipos secundarios. Los equipos primarios son considerados así, por tener una importancia fundamental en el control de transmitir, transformar y mantener en operación la subestación: En caso de existir alguna falla en algunos de estos equipos, se interrumpiría la continuidad de la transmisión. Estos equipos primarios se encuentran instalados en el patio de conexiones que se encuentra por lo general a la intemperie, estando expuestos a las condiciones ambientales.

Los elementos secundarios de una subestación, parten desde los cables de potencia, cableado de control, intercomunicaciones, trincheras, estructuras, herrajes, sistema de tierras, etc.

Los elementos primarios de la subestación son:

- Transformador de Potencia
- Interruptores de Potencia
- Cuchillas Desconectadoras
- Transformadores de Instrumento (TC's y TP's)
- Sistemas de Protecciones

### 3.2.1. Transformadores de Potencia

Por estar dentro de un sistema de generación, se utiliza este tipo de transformador y su función consiste en transformar el voltaje generado de media tensión en un voltaje de alta tensión; para que posteriormente la Red de transmisión pueda hacer llegar la energía generada a kilómetros de la Central eléctrica para su utilización.

El transformador de potencia, es una máquina estática electromagnética, que desde su diseño transfiere energía de un circuito primario a un circuito secundario, manteniendo el parámetro de la frecuencia y transformando los parámetros de corriente, voltaje y ángulos de desfaseamiento. La corriente alterna que circula por el circuito primario magnetiza el núcleo de manera alterna mientras el bobinado secundario es atravesado por un flujo magnético variable de forma sinusoidal que genera, mediante la Ley de Lenz, una tensión alterna en el lado de alta del transformador. Los parámetros esenciales para el diseño de un transformador son:

Tensión nominal: Siendo esta el valor de tensión que puede ser capaz de soportar el transformador bajo operación normal de diseño. El transformador puede tener más de una tensión nominal que puede modificarse mediante los *taps* del transformador.

Relación de transformación: Es la relación que existe entre el valor de la tensión del lado primario ( $V_1$ ) y el valor de la tensión del lado secundario del transformador ( $V_2$ ), como ya se ha explicado, el valor de la tensión del lado secundario por lo general será mayor al valor de tensión del lado primario.

Corriente nominal: Valor de corriente de carga del transformador en condiciones de operación y bajo las condiciones climatológicas y de estrés para el cual fue diseñado el transformador.

Potencia nominal: Son los MVA's máximos de operación del transformador que puede estar transmitiendo por tiempo indefinido durante su vida útil y dicha potencia se calcula a partir de la corriente y voltaje nominales.

Frecuencia nominal: La frecuencia a la cual deben operar en condiciones normales de diseño los transformadores y es la misma frecuencia a la cual los generadores están generando voltajes y corrientes. En el Sistema Interconectado nacional (SIN) de México, la frecuencia nominal de operación es 60 Hz.

Circuito magnético y devanados: Es un circuito magnético cerrado que por lo general está conformado de columnas unidas por yugos hechos de acero (láminas aisladas entre sí por medio de laca). Los devanados son colocados del lado de baja y alta tensión y rodean el núcleo del transformador, del diseño de los devanados dependerá la relación de transformación del transformador.

Los datos de diseño del transformador principal de la central son los siguientes:

**Descripcion del Transformador**

**Transformador Tipo: GSU**

Capacidad: 126/168/210  
Enfriamiento: ONAN / ONAF / ONAF  
Fases: 3  
Frecuencia: 60 Hz

Elevacion de Temperatura: 65°C

Voltaje AT: 230 Kv  
Derivaciones AT: +/- 2.5%  
Conexión: Estrella  
NBI: 900 kV

Voltaje BT: 16.5 Kv  
Derivaciones BT: n/a  
Conexión: Delta  
NBI: 150 Kv

Diagrama Vectorial: Vea el Dibujo de Placa de Caracteristicas.  
Sistema de Enfriamiento: 6 Radiadores y 18 motoventiladores.

Peso (Lbs) :		
	Nucleo y Bobinas Unidad Principal	231,500
	Tanque y Accesorios	56,115
	Tanque Conservador	3,800
	Radiadores	15,355
Aceite:	En Transformador	87,010
	En Tanque Conservador	4,770
	En Radiadores	4,450
Peso Total Con Aceite (Lbs)		403,000
Cantidad de Aceite (USG)	En Transformador	12,125
	En Tanque Conservador	665
	En Radiadores	620
Total de Aceite (USG)		13,410
Peso de Embarque (Lbs):		278,500

*Tabla 3 Datos del Transformador Principal*

### 3.2.2. Interruptores de Potencia

La función principal de un interruptor de potencia, es la conexión o bien desconexión, de un elemento del Sistema de manera automática durante condiciones de operación normales o anormales (corto circuito). Cuando existe una condición de falla detectada por los esquemas de protecciones, se manda una señal instantánea al interruptor; indicándole que debe desconectar el circuito con falla. Esta acción aislara la falla al resto del Sistema de potencia. Una vez extinta la falla, el interruptor vuelve a cerrar el circuito y se restablece la continuidad de transmisión de energía.

La clasificación de un interruptor, va acorde al modo en el que extingue el arco eléctrico, al nivel de tensión al cual opera y al mecanismo de accionamiento de cierre y apertura utilizado. Para interruptores en alta tensión, su mecanismo de apertura por lo general es hidroneumático, neumático y por medio de almacenamiento de energía. Estos mecanismos de operación, almacenan y transmiten energía dinámica al elemento móvil del interruptor, el cual hace contacto con la parte fija del interruptor abriendo y cerrando el circuito.

La subestación eléctrica La Caridad cuenta con 12 interruptores modelo 3 AP1FI con una tensión nominal de 245 kV y corriente nominal de servicio de 4 kA, frecuencia nominal 50/60 Hz. Cada columna o polo, contiene una carga de SF6 (Hexafloruro de Azufre) como medio de extinción y aislante que constituye una cámara de gas cerrada. La densidad de gas SF6 es monitoreado en cada polo con un monitor de densidad y la presión se indica mediante un manómetro. En estado puro, el SF6 es un gas transparente, inodoro e insípido, no toxico y no inflamable que, como el nitrógeno, es inactivo. El empleo del SF6 no es peligroso en tanto el aire inhalado contenga suficiente oxígeno. El SF6 no daña el medio ambiente.

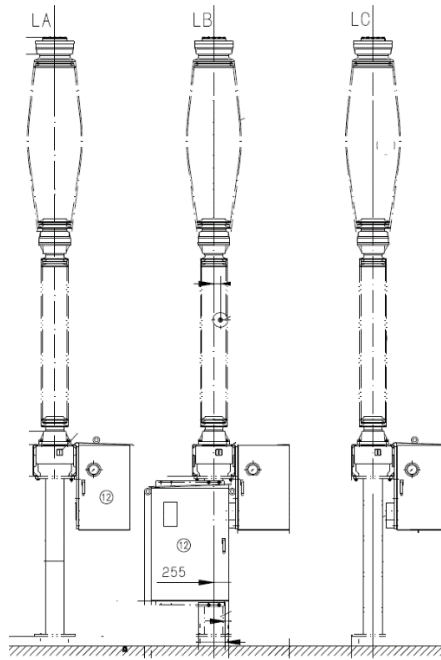


Figura 3.2.1 Interruptores de Potencia.

Datos de operación: El interruptor es tipo tanque vivo, con una tensión de diseño de 245 kV, corriente nominal de 2 kA, corriente nominal de interrupción de corto circuito de 50 kA, tensión nominal de aguante al impulso por rayo 1050 kV, tensión de control 125 VCD (Volts de corriente directa o continua), tensión de fuerza y calefacción 220/127 VCA. Distancia de fuga mínima a tierra: unitaria 31mm/kVf-f (voltaje entre fases), total 7595mm. Operación a una altitud de 2000 msnm.

### 3.2.3. Cuchillas en Subestaciones de Potencia.

Las cuchillas dentro de la subestación son utilizadas para dar aislamiento físico a los distintos equipos, como transformadores de potencia, TC's o interruptores. Operan sin carga. Las cuchillas desconectadoras de la Subestación La Caridad, son de *doble apertura lateral* modelo ZBF 245 kV y *Cuchillas Puesta a Tierra* modelos AEBF.

*Cuchillas desconectadoras doble apertura lateral ZBF 245 kV:* La cuchilla desconectadora de doble apertura lateral, consta de 3 aisladores soporte y está diseñada con doble distancia de

aislamiento. El desconectador consiste de tres polos individuales interconectados mecánicamente, la operación del desconectador puede ser mecánica o manual y está indicada por señalizaciones dentro del gabinete de accionamiento.

Cuando el desconectador está abierto, el movimiento de rotación del accionamiento es transferido al mecanismo rotativo, por medio del brazo de accionamiento y las rótulas. La rotación coloca a la línea en posición cerrada. Los dedos de contacto son empujados contra el contacto fijo abriéndose, produciendo la fuerza de contacto requerida. Al mismo tiempo las superficies de contacto se limpian automáticamente con este movimiento. La línea de corriente alcanza su posición final cuando el dedo de contacto más próximo hace contacto con el tope localizado en el contacto fijo.

*Cuchilla de puesta a tierra AEBF:* La cuchilla de puesta a tierra puede funcionar con accionamiento motorizado o manual, en ambos casos puede ser por un accionamiento por polo o un accionamiento tripolar. La cuchilla puesta a tierra es suministrada pre montada en la cuchilla principal y en subensambles. Las cuchillas cuentan con 1 o 2 navajas de tierra por fase. La posición de la apertura o cierre ya sea con accionamiento motorizado o manual, está indicada por señalizaciones dentro del gabinete de accionamiento. El desconectador está diseñado para soportar los esfuerzos horizontales y verticales.

Datos de operación: Cuchilla desconectadora tripolar, doble apertura lateral, tensión de diseño 245 kV, corriente nominal 2000 A. Corriente de aguante de corta duración 50 kA, tensión nominal de aguante al impulso por rayo 1050 kV, 60 Hz, montaje horizontal, con y sin cuchilla de puesta a tierra y con mecanismo de operación tripolar a motor, tensión de control 125 VCD, tensión de fuerza y calefacción 220/127 VCA. Distancia de fuga mínima a tierra: unitaria 31 mm/kVf-f; total 7595 mm. Para operar a una altitud de 2000 msnm.

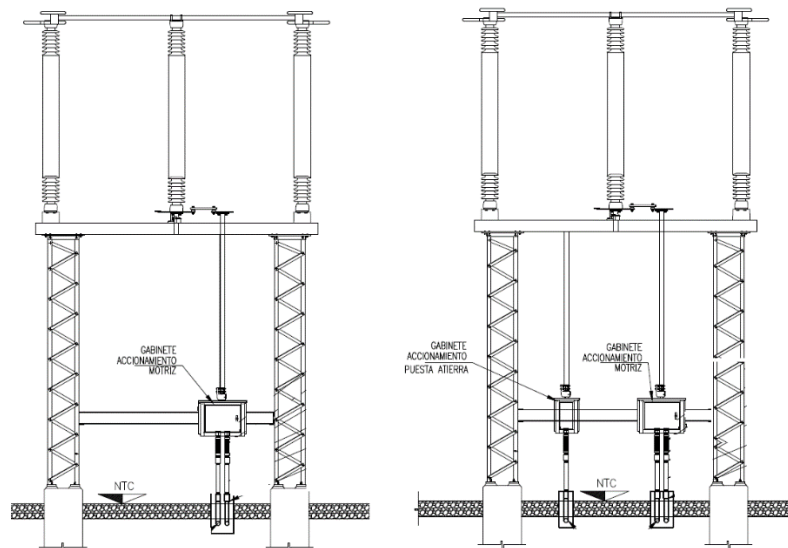


Figura 3.2.3 Cuchillas Desconectadoras

### 3.2.4. Barras o Buses

La Subestación tiene una configuración de doble barra (bus) con interruptor y medio. La función de las barras (barras colectoras), es brindar una interconexión común de los diferentes circuitos que conforman la subestación eléctrica. Interconecta el circuito de alta tensión que viene del lado de alta de los transformadores, con las líneas de transmisión que a su vez interconectan la subestación eléctrica con la Red de transmisión. Las barras colectoras las conforman principalmente: los conductores eléctricos, cadena de aisladores, conectores y herrajes.

## 3.3. Instrumentos de Medición y Control

### 3.3.1. Transformadores de Potencial

Los transformadores de tensión inductivos, están diseñados para reducir las tensiones a valores manejables y proporcionarles a los valores primarios originales. Separando del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relevadores, etc.

El transformador de tensión inductivo (TPI), puede tener varios circuitos secundarios para medida y/o protección. Todos los arrollamientos secundarios y el primario están bobinados sobre el mismo núcleo; por lo que se transmite toda la potencia. El núcleo y los arrollamientos van colocados dentro de una cuba metálica. Los arrollamientos son de diseño antirresonante lo que proporciona al aparato un correcto comportamiento tanto a frecuencia industrial como ante fenómenos transitorios de alta frecuencia.

El devanado primario del TPI se conecta directamente a la línea de alta tensión, mientras que el devanado secundario es conectado a tierra.

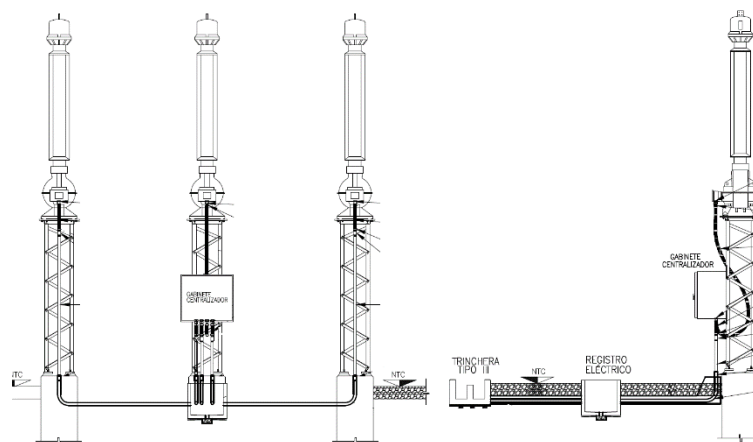


Figura 3.3.1 Transformadores de Potencial Inductivos

Datos de operación: Transformador de potencial inductivo, monofásico, tensión de diseño de 245 kV, tensión nominal de aguante al impulso por rayo 1050 kV, 60 Hz, relación de transformación 138000/115-69 V, dos devanados clase de exactitud 0,2 y carga nominal 100 VA, capacidad térmica total mínima 1500 VA. Distancia de fuga mínima a tierra: unitaria 31 mm/kVf-f, total 7595 mm. Para operar a una altitud de 2000 msnm.

### 3.3.2. Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente (TC), están diseñados al igual que los TPI, para reducir la intensidad a valores manejables y proporcionales a la señal de corriente primaria original.

Estos transformadores son de pequeño volumen de aceite, cerrados herméticamente. Todas las partes metálicas están tratadas contra la oxidación. La tornillería es de acero inoxidable. Las variaciones de volumen de aceite, se compensan en un diafragma situado en la parte superior (cabeza) del aparato. Las partes activas se sitúan en la parte superior y se colocan dentro de una caja metálica que hace de pantalla de baja tensión; sobre ella se coloca el aislamiento principal de papel y aceite que termina con una pantalla de alta tensión. El conductor primario puede ser pasante, con reconexión exterior o bobinado, según el caso. Los conductores secundarios discurren a través de una borna condensadora aislada con papel y aceite y formada por pantallas distribuidoras del campo eléctrico.

Estos TCs son conectados en serie en la línea de alta tensión, y como se comentó, se usan para reducir la corriente alterna de altos valores a corriente alterna a valores que va de los 5 a los 1 Amper. Con esta señal se alimentan los instrumentos de medición, protección y control.

Podemos decir que existen dos principales usos de los transformadores de corriente; el primero sería el uso para fines de medición y el segundo uso sería con fines de control y protección. Son empleados para protección, ante posibles sobrecorrientes, fallas a tierra, protección diferencial, protección de distancia etc. Estos transformadores se usan también, para la alimentación de amperímetros, wattmetros, varmetros y medidores de kWh.



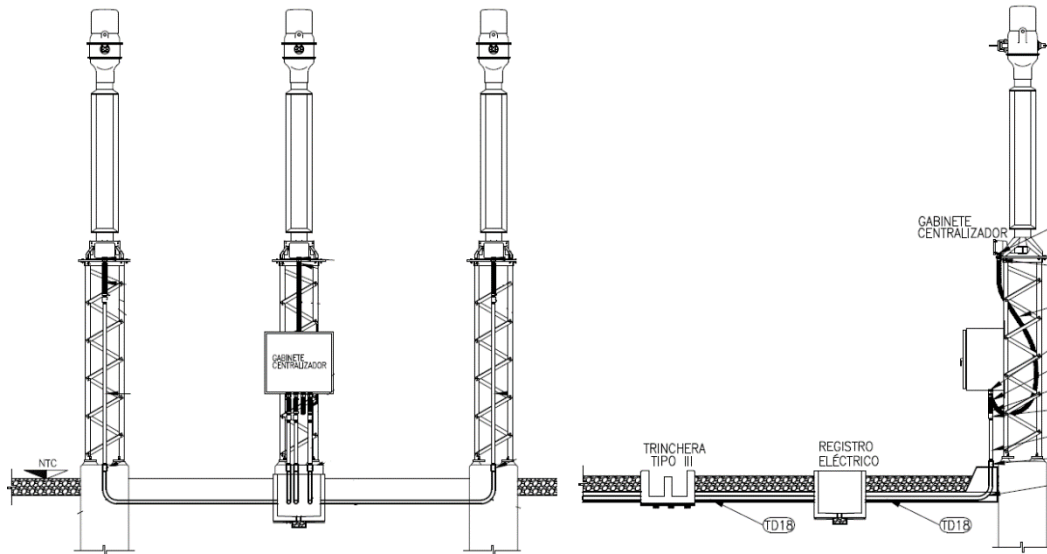


Figura 3.3.2 Transformador de Corriente

Datos de operación: Transformador de corriente devanado, monofásico, tensión de diseño 245 kV, tensión nominal de aguante al impulso por rayo 1050 kV, 60 Hz, relación transformación de 1000-2000/2000:5/5/5/5 A, un devanado carga nominal y clase de exactitud para medición: 30 VA, clase 0,2S, y tres devanados para protección 100 VA, 10P20. Distancia de fuga mínima a tierra: unitaria 31 mm/kVf-f, total 7595 mm. Para operar a una altitud de 2000 msnm.

### 3.3.3. Protecciones Eléctricas en la Subestación

Al igual que en los generadores de la Central, en la subestación eléctrica también se están midiendo los parámetros de corriente y voltaje mediante los TC's y TP's. Como se mencionó en el apartado de Instrumentos de medición y control, las protecciones eléctricas toman las señales de los bobinados secundarios de los TC's y TP's de la subestación y estas señales son coordinadas y sincronizadas con las señales provenientes de los TC's y TP's de los generadores, las líneas de transmisión y la subestación eléctrica donde se hace el punto de interconexión.

Lo que se busca con esta coordinación, es garantizar los mismos parámetros de potencia en cada una de las partes de la Red, desde la generación hasta la inyección de potencia en el SIN. La subestación eléctrica La Caridad, cuenta con un esquema de protecciones que protege y monitorea los circuitos provenientes de los generadores (circuitos 91010 y 91020), las barras colectoras en la subestación y los circuitos de evacuación (circuitos 91010 y 91020).

La configuración de doble barra con interruptor medio, le da flexibilidad a la subestación para mantenimientos de los circuitos que la conforman y permiten la continuidad de la transmisión de electricidad. Cambiando la configuración, abriendo o cerrando los

interruptores medios que interconectan las unidades de generación, los buses de la subestación y las líneas de transmisión, es por esta razón que se le denomina interruptores de amarre o interruptores medios. La importancia de un interruptor radica en el momento en el que el esquema de protecciones detecta alguna falla o bien algún parámetro fuera de condiciones normales estas protecciones le indicaran al interruptor abrir el circuito para aislar la falla del resto del sistema, y evitar que dicha falla o desbalance se propague por la red de alta tensión.

En la Figura 3.1., podemos ver el esquema de protecciones que se tiene entre los circuitos 91010, 91020, el interruptor medio y las barras de la subestación. Dentro del esquema del circuito 91010, se consideran las protecciones: 87L, 67/67N, 25, 27, 50FI, 86FI, un RD01 (Registrador de Disturbios) y un PDB1 (Diferencia de barras 87); para el circuito 91020 se consideran las mismas protecciones del circuito 91010; mientras que en el interruptor medio (98120) tenemos las protecciones 50FI y 86 FI.

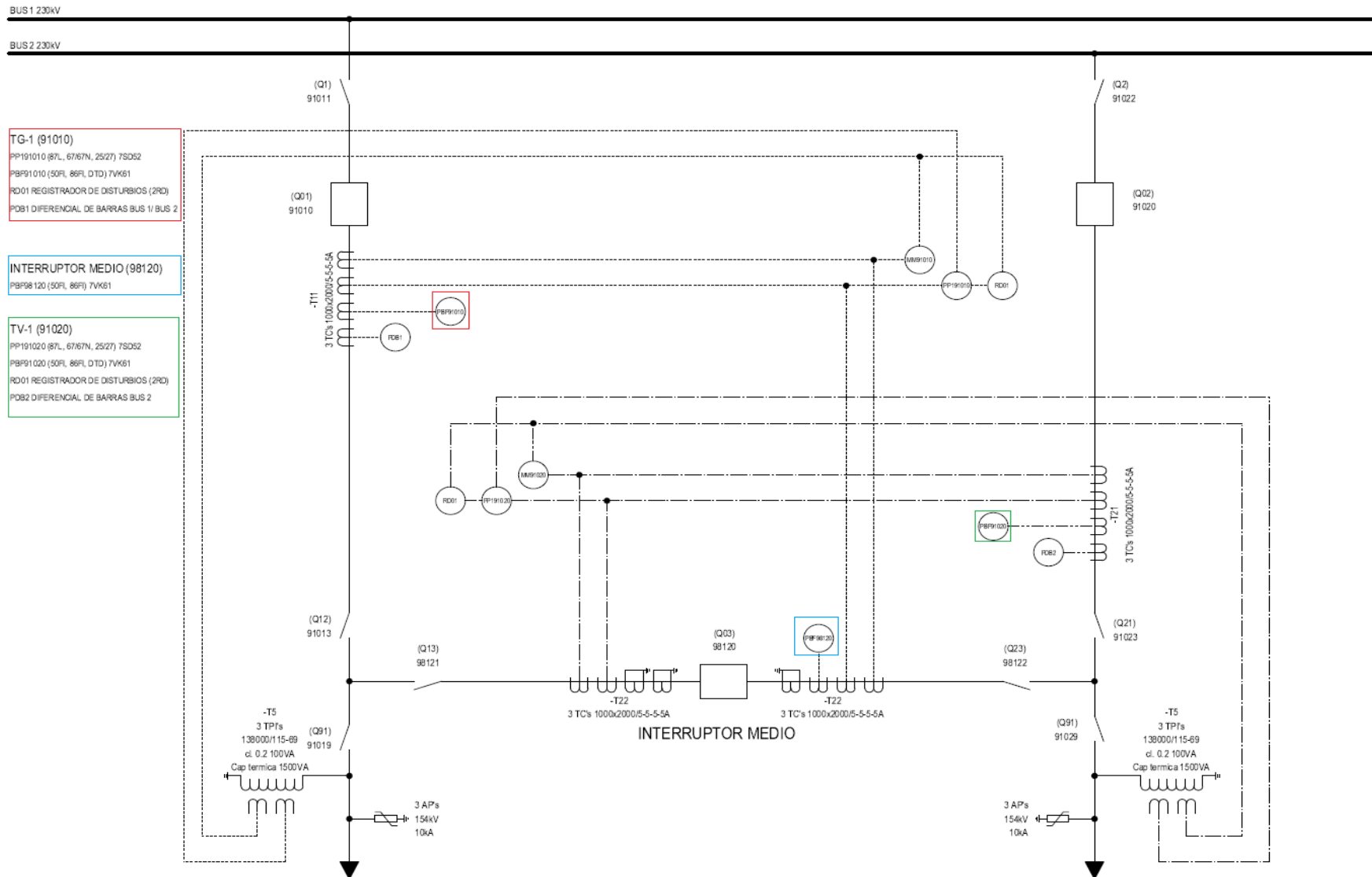


Figura 3.3.3 Diagrama de protecciones entre circuitos 91010, 91020, Interruptor Medio y Barras.

El esquema de protecciones que se tiene entre las barras colectoras y en los circuitos de evacuación de las líneas de transmisión, proporciona la confiabilidad de operación de la Central con la Red de transmisión de 230 kV.

Dentro del esquema de protección entre las barras y las líneas de evacuación, se encuentran las siguientes protecciones: Para las líneas de evacuación 93960 y 93980 se tiene las protecciones 87L, DTL, 67, 79, 50FI, 86FI, RD01 (Registrador de Disturbios) y PDB1 (Diferencial de barras), mientras que en el interruptor medio se cuenta con 50FI y 86FI, en la figura 3.2. podemos ver la interconexión del esquema de protección.

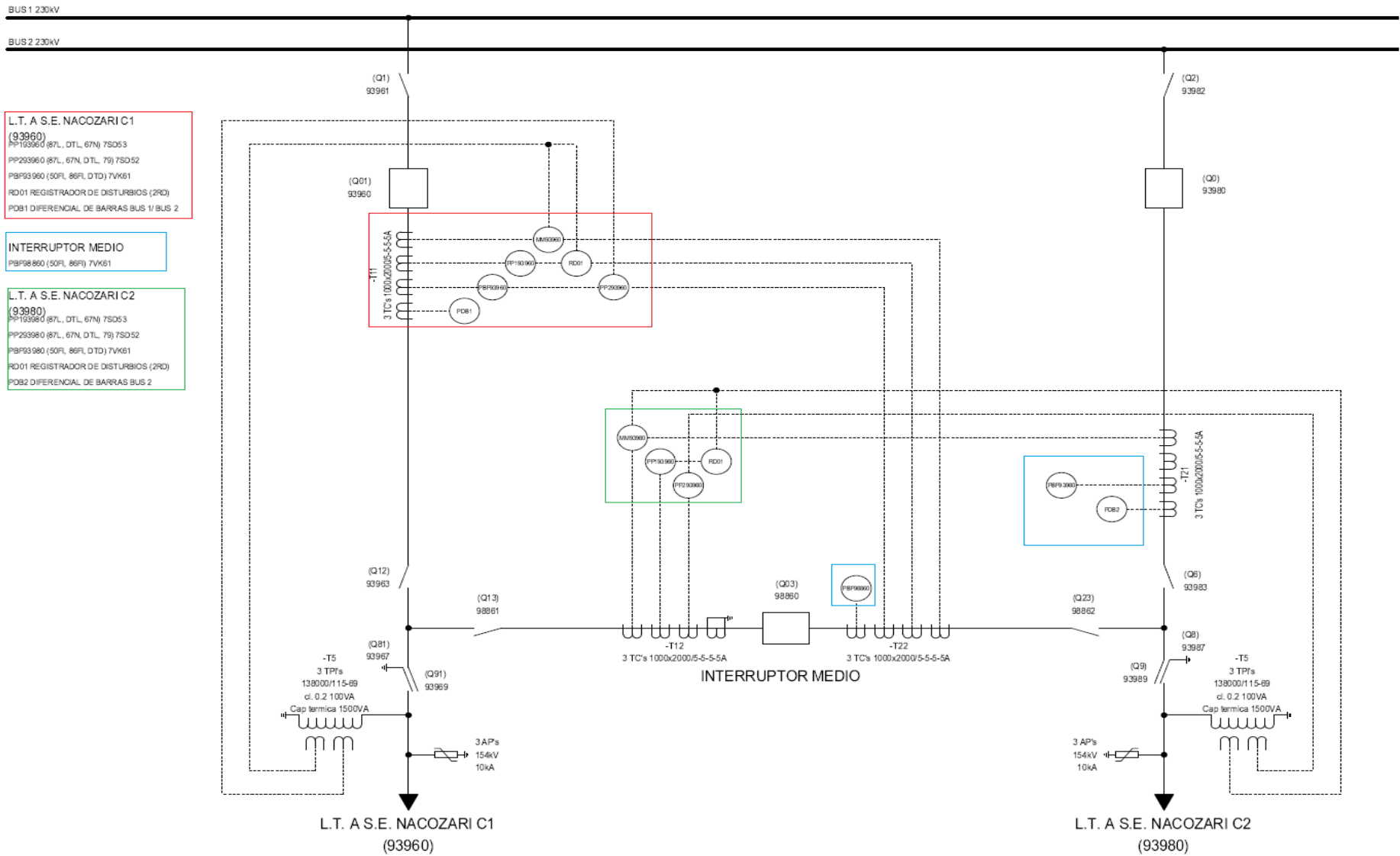
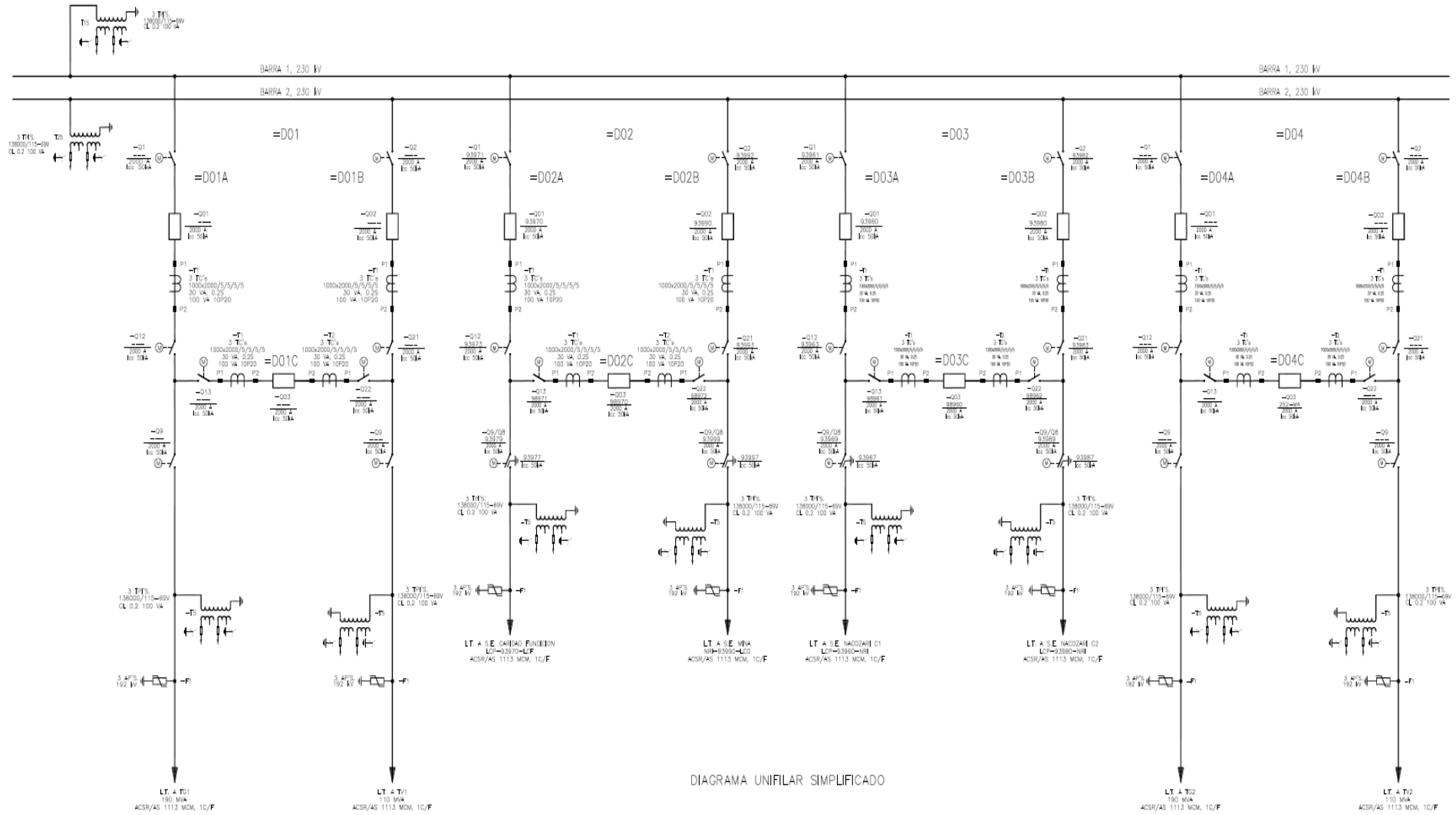


Figura 3.3.4 Esquema de protecciones entre las barras colectoras y las líneas de evacuación

3.4. Diagrama Unifilar de la Subestación.



### 3.5. Conclusiones de capítulo.

- La subestación eléctrica es el punto de donde parte el enlace para la interconexión entre la Central generadora y el Sistema Interconectado Nacional. Lo anterior, mediante las líneas de transmisión de 230 kV 93960 y 93980 (La Caridad – Nacozari).
- Se ha descrito y mostrado la ubicación tanto el sistema de protecciones eléctricas de la subestación, como la de los interruptores, barras o buses y líneas de transmisión. Elementos de los cuales se alimentarán las señales de tensión y corriente a los equipos PMU's.

Recapitulando hasta esta parte de este trabajo, ha quedado asentado:

- Las características de la Central de Ciclo Combinado.
- Las características e importancia de los instrumentos de medición del generador.
- La configuración de la subestación eléctrica, los sistemas de protección con los que cuenta y la ubicación de los elementos, de los cuales se determinarán los sincrofasores.

En el siguiente capítulo, se define qué es un equipo de medición fasorial. Su principio de funcionamiento, cuáles son sus componentes y por qué son necesarios en el SIN.

#### Bibliografía

RAULL MARTÍN, José Diseño de Subestaciones 2a. edición México UNAM, 2000.

ENRIQUEZ HARPER, G Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas México Limusa, 1990.

ARNULFO ALONSO, MARLON BARANDA, GERARDO MEJIA, Operación y Mantenimiento de Equipo Primario en Subestaciones Eléctricas Convencionales, 2012.

ANDRÉS DE JESUS HERNÁNDEZ PLATA, Maniobras para librar equipo en subestaciones de distribución, 2010.

## 4. CAPÍTULO 4. UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL PMU (Phasor Measurement Unit)

### 4.1. Introducción a las Unidades de Medición Fasorial.

Un factor indicativo del desarrollo y crecimiento de la economía de un País, radica principalmente en la evolución del sector industrial. Dicha evolución da lugar al requerimiento de una mayor demanda de electricidad, lo que hace fundamental que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se preparen y actualicen para garantizar la continuidad del suministro de electricidad tanto al sector industrial como al sector residencial.

Hablando particularmente de México, donde con motivo de impulsar el desarrollo del País; se han modificado las reformas estructurales que rigen al sector eléctrico, se ha dado lugar a la construcción de nuevas centrales eléctricas que estarán satisfaciendo el consumo creciente del sector industrial y residencial, lo que propicia que SEP mexicano se vea modernizado para cumplir con la exigencia de la creciente demanda del País. Por lo anterior, podemos decir que el desarrollo de un SEP está íntimamente ligado al desarrollo de la economía de un País.

Hoy en día en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México, la transmisión de electricidad desde las centrales generadoras hasta los consumidores, se está realizando cada vez más cerca a los límites de operación de la Red, lo que pone en riesgo la estabilidad del Sistema. Lo anterior, en virtud de utilizar de una manera más eficiente los recursos disponibles.

Con motivo de asegurar la correcta operatividad de la Red eléctrica y dar las herramientas necesarias a los operadores del Sistema para actuar ante una contingencia, se han desarrollado aplicaciones que permiten conocer el Estado en Tiempo Real del Sistema. Una de estas aplicaciones son las llamadas **Unidades de Medición Fasorial o PMU's** por sus siglas en inglés (Phasor Measurement Unit).

Los PMU's han sido una excelente herramienta que ha mejorado la monitorización, protección y control de extensos SEP, nos permiten saber, entre otros, si existen oscilaciones de baja frecuencia que pudieran afectar la estabilidad de la Red. Los PMU's son capaces de registrar la amplitud, frecuencia y amortiguamiento de los parámetros de tensión y corriente, esto también nos permite tener una planeación correctiva y establecer medidas de defensa ante una posible condición de inestabilidad.

Las Unidades de Medición Fasorial son dispositivos electrónicos inteligentes que nos permiten saber la magnitud y ángulo de fase de tensión y corriente de manera sincronizada, es decir en tiempo real. La sincronización de estos parámetros, hace referencia a que dichas mediciones se pueden llevar a cabo en diferentes nodos del Sistema y éstas pueden ser comparadas entre sí con la misma estampa de tiempo; con lo cual podemos analizar, controlar y mejorar aspectos como la estabilidad, el monitoreo dinámico del SEP, localización de fallas, estimación de estado de la Red, etc.



Dentro de monitoreo de un SEP, y como ya se ha mencionado, día con día los Sistemas van evolucionando y aumenta la probabilidad de tener oscilaciones que afecten la operatividad de la Red. Ante esta situación, los PMU's presentan una solución ya que pueden ser instalados en diferentes puntos y permiten obtener las características de dichas oscilaciones (amplitud, frecuencia y amortiguamiento). Sabiendo estas características, se pueden emplear técnicas eficientes para determinar el amortiguamiento, así como procedimientos de defensa ante condiciones de inestabilidad oscilatoria.

Para un esquema de acción remedial, que es la automatización de sistemas de protecciones que detectan condiciones anormales y toman acciones correctivas dejando aislada la falla y garantizando la estabilidad de la Red; los PMU's han resultado una excelente herramienta para medir el amortiguamiento y fases de tensiones y corrientes en las centrales de generación, estas mediciones podemos compararlas con las fases en líneas de transmisión y en caso de detectar alguna anomalía el operador de la red podrá tomar medidas para asegurar la estabilidad del flujo de potencia hacia los centros de carga.

Una de las particularidades de las unidades PMU's, es el cálculo de las impedancias de secuencias positivas, hoy en día estos cálculos son basados en los parámetros que reportan las líneas de transmisión y éstos pueden resultar en errores significativos, especialmente para el cálculo de impedancia cero, afectando las configuraciones en los relevadores de distancia o bien en localizadores de falla basados en impedancias de secuencia. Las mediciones de los PMU's pueden ser instalados en ambos extremos de las líneas de transmisión proporcionando una solución que nos permite tener cálculos más confiables.

La implementación de mediciones fasoriales en un estimador de estados, ha hecho que la estimación en un Sistema proporcione datos más concretos haciendo segura y confiable la observabilidad de la Red, mejorando la capacidad de detectar datos erróneos reportados en los sistemas SCADA de la Red.

Dentro de la dinámica de un SEP existen oscilaciones electromecánicas que son producidas por diferencia en la rotación de las máquinas generadoras ubicadas en diferentes sitios. Ésto produce frecuencias de oscilación entre Áreas menores a 1Hz, dicho modo de oscilación es llamado *Modo Inter Área (MIA)*. Cabe mencionar que las oscilaciones MIA son reflejo de una ineficiente transferencia de flujos de potencia y son resultados de un pobre factor de amortiguamiento debido a eventos de acoplamiento entre regiones del Sistema lo que desemboca a una ineficiencia en la Red de transmisión.

Dentro del estudio de las aplicaciones de mediciones fasoriales sincronizadas, está el control remoto de los sistemas de excitación de las máquinas generadoras. Con la finalidad de amortiguar las oscilaciones de un MIA, se utilizan las mediciones de frecuencia y ángulos de fase; para alimentar las señales de entrada de los sistemas de estabilización de potencia (PSS). Esta aplicación puede ser utilizada para crear SEP en isla controlados y evitar eventos en cascada.

## 4.2. Definiciones y Estándares.

### 4.2.1. Fasor.

Un Fasor es un número complejo que denota la magnitud y ángulo de una señal senoidal a través del tiempo, tal como la corriente o la tensión. Una onda senoidal tiene ciertas características que la definen: amplitud ( $A_0$ ), frecuencia ( $1/T$ ) y fase ( $\beta$ ).

Sea la expresión 4.1., una forma de onda que representa una señal senoidal:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (4.1)$$

La expresión (4.1) también puede reescribirse como:

$$x(t) = R e \{X_m e^{j(\omega t + \varphi)}\} = R e [\{e^{j(\omega t)}\} X_m e^{j\varphi}] \quad (4.2.)$$

De la expresión anterior (4.2) si consideramos que  $t=0$  y la frecuencia es  $\omega$ , se obtiene una expresión que es representación fasorial:

$$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (4.3)$$

En la figura 4.1., se muestra la señal senoidal y su representación de manera fasorial, se observa que la magnitud de Fasor es el valor RMS se la señal senoidal y que el ángulo de la fase depende del tiempo elegido.

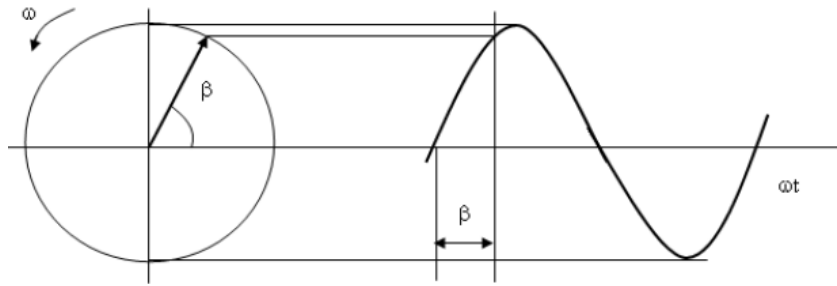


Figura 4.2.1 Representación fasorial de una señal senoidal.

#### 4.2.2. Sincrofasores.

Dentro del SEP los fasores han sido una herramienta para el análisis de señales en Corriente Alterna considerando una frecuencia constante. En la sección anterior definimos que la expresión de un Fasor es:

$$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \varphi + j \sin \varphi)$$

Cuando el Fasor  $X$  es referido a una onda coseno con una frecuencia nominal de 60 Hz, sincronizado con la hora UTC (Universal Time Coordinate), es decir con su valor máximo en el cambio de segundo UTC; se le conoce como sincrofasor, esta técnica de medición, sincroniza el cálculo de un fasor en un tiempo absoluto y se le conoce como mediciones fasoriales sincronizadas.

Derivado de lo anterior podemos definir como mediciones sincrofasoriales a la obtención de fasores por equipos que comparten el mismo fasor de referencia, la manera más fácil para conseguir dicha sincronización es por medio de una fuente externa de sincronismo la cual es una entrada de Instrumentación Inter-Rango Grupo B (IRIG-B) que recibe un pulso procedente de un sistema de posicionamiento global (GPS), a partir del pulso cada equipo resincronizará la fase de su fasor de referencia, dicha referencia está constituida por una onda senoidal a frecuencia nominal y se sincroniza de tal forma que el inicio de cada segundo la onda coincida con la amplitud de referencia.

Al ser agregada una marca de tiempo absoluto en un sincrofasor, decimos entonces que la magnitud y el ángulo de una señal coseno con referencia en un punto específico en tiempo absoluto nos da como resultado un fasor sincronizado.

La sincronización nos permite comparar fasores de diferentes nodos de un Sistema en el cual nos podemos encontrar con diferentes frecuencias, para esta particularidad; la diferencia de ángulos será una magnitud que depende del tiempo y la diferencia de la frecuencia, saber esta particularidad es una de las ventajas de obtener estas mediciones mediante equipos de medición fasorial (PMU's) dentro de SEP en régimen dinámico.

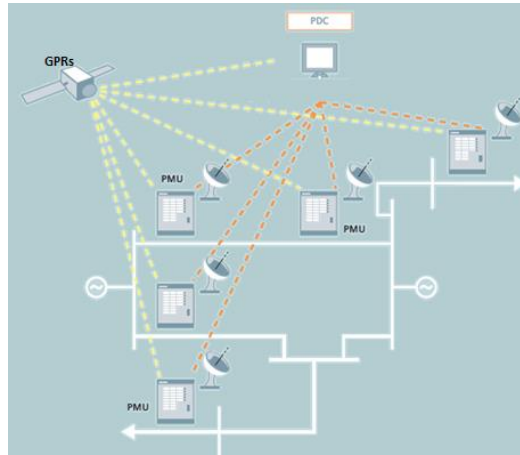


Figura 4.2.2 Sincronización de fasores mediante GPRS.

#### 4.2.3. Phasor Measurement Unit PMU.

Dentro de un SEP de gran tamaño donde la generación y los centros de consumo son muy dispersos, las señales de tensión y corriente varían con el tiempo de manera senoidal, donde la amplitud y el ángulo de fase pueden variar dependiendo de la región. Saber los parámetros como magnitud y ángulo de fase en diferentes nodos del Sistema, permite a los operadores de la Red identificar alguna anomalía y poder actuar oportunamente ante alguna contingencia. Gracias al desarrollo de equipos de medición fasorial los PMU's, es posible calcular la representación fasorial de la componente fundamental de una onda de tensión o corriente en tiempo real por medio de la sincronización con GPS, la obtención de esta señal fasorial sincronizada nos permitirá medir directamente los desfases de tensión entre centrales eléctricas, subestaciones de potencia y centros de carga.

Los equipos PMU dependen del pulso del GPS para realizar el marcado de tiempo con precisión para el muestreo de los parámetros del Sistema. A partir de estas muestras de datos, los PMU calculan las tensiones y corrientes de secuencia positiva y marcan el tiempo asignándoles el microsegundo preciso en que se hizo la medición del fasor. Dicho equipo configura un mensaje con la marca de tiempo e información del fasor y lo envía a un Concentrador de Datos Fasoriales (PDC por sus siglas en inglés: Phase Data Concentrator), la información enviada del PMU al PDC está definida bajo el protocolo de la IEEE C37.118, de modo que cualquier PMU puede hacer envío de información a una PDC en específico a través de cualquier enlace de comunicación disponible.

**A continuación, se describen los componentes principales de un equipo PMU:**

- **Filtros Antialiasing:** Este componente elimina el ruido generado por altas frecuencias en la señal original antes de que la señal sea procesada por un Convertidor Analógico-Digital.
- **Convertidor Analógico-Digital (CAD):** Dentro de este convertidor se muestrean las formas de onda de tensión y corriente, durante cada ciclo eléctrico, convirtiendo las señales en

cantidades binarias que después podrán ser manipuladas e interpretadas para realizar cálculos de fasores.

- **Micro procesador fasorial:** Es el encargado de calcular la secuencia positiva estimada de todas las señales de tensión y corriente utilizando procesamiento de señales.
- **Phase Locked Oscillator / Oscilador de sincronización de fase:** Se encarga de bloquear el muestreo del reloj con el pulso del GPS, el reporte del tiempo estandarizado para los fasores es detectado cada un PPS (Pulso por segundo) así como sus intervalos los cuales son múltiplos de la frecuencia nominal.
- **Receptor GPS:** Es el encargado de proveer una estampa de tiempo a las señales fasoriales por medio del posicionamiento global satelital.
- **Modem:** Este equipo es el encargado de transmitir las señales sincrofatorias hacia algún PDC, mediante una red de comunicación.

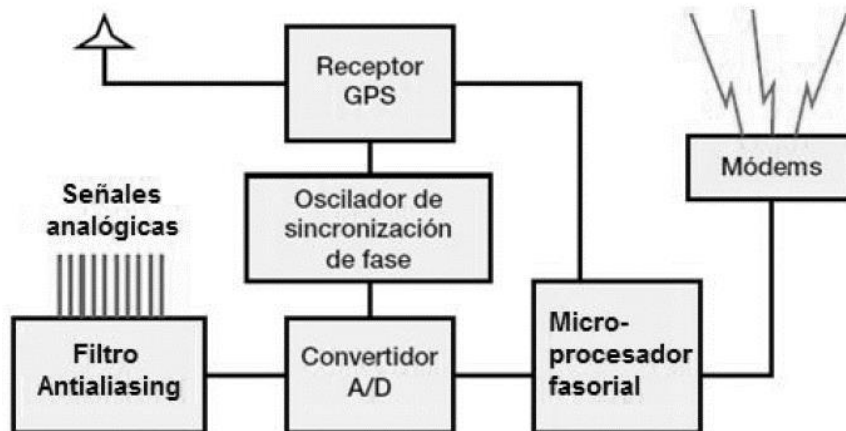


Figura 4.2.3 Elementos que constituyen a una PMU.

#### 4.2.4. Phasor Data Concentrer PDC.

El Concentrador de Datos Fasoriales o bien PDC (Phasor Data Concentrer PDC), es el equipo destinado a recibir, seleccionar y analizar las mediciones fasoriales provenientes de uno o varios equipos PMU's, los PDC producen conjuntos combinados de filtrado de datos y realizan la verificación de tramas recibidos de los PMU's, se encargan de alinear la información de acuerdo a su estampa de tiempo contenida en la medición del sincrofatorial.

Estos equipos son capaces de realizar un análisis OFF-Line de la cargabilidad de una línea de transmisión, oscilaciones de potencia, así como un análisis del dinamismo de un SEP, a través de estos equipos los operadores de la Red pueden ver en tiempo real el comportamiento de todo un SEP en el momento preciso en que ocurre. Los PDC son alineados a sistemas de control, funciones de protección y sirven también como fuente de información para analizar comportamientos específicos de la Red.

#### 4.2.5. Wide Area Monitoring System WAMS.

Un Sistema de Medición de Área Amplia o bien WAMS por sus siglas en inglés (Wide Area Monitoring System), lo componen principalmente mediciones distribuidas a lo largo de un SEP, las mediciones en las que se basan una WAMS son fundamentalmente mediciones de sincrofasores, estas mediciones como ya se ha dicho anteriormente proporcionan información dinámica del Sistema en tiempo real, es por lo anterior que una WAMS está soportada de las información que proporcionan tanto los equipos PMU's como los equipos PDC's.

Este tipo de sistemas es empleado en los SEP modernos, y constituyen una pieza fundamental para los Centros de Control e Investigación, gracias a que proporcionan una eficaz fuente de información en cuanto a la sincronización de parámetros.

#### **Situación en México**

En el caso particular del Sistema Interconectado Mexicano, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuenta con un WAMS con más de 300 unidades de medición fasorial instaladas a lo largo del territorio nacional, dichos PMU's envían sus datos a PDC's instalados en diferentes regiones del País. También existe un super PDC que se encarga de recolectar la información de todos los PDC instalados en el País. Esta WAMS es llamada por la CFE como proyecto **SIMEFAS**. Este tipo de sistemas le ha permitido a la CFE analizar los parámetros de frecuencia, ángulos de fase y amortiguamiento que existe entre el enlace del Sistema Eléctrico de Potencia Mexicano y el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). Lo cual, sin duda contribuye a que México cuente con las herramientas necesarias para tener un SEP estable y así garantizar la operatividad y suministro de electricidad en todo el País.

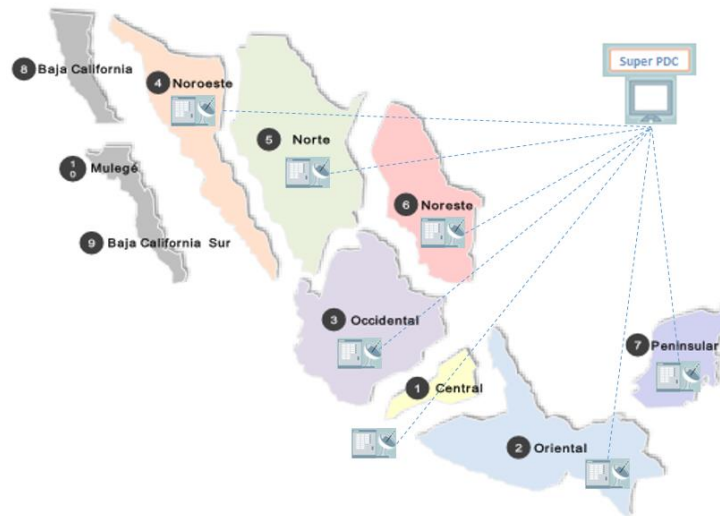


Figura 4.2.4 Distribución de PDC's en el SIN mexicano.

#### 4.2.6. Redes Inteligentes Smart Grids.

Derivado de la necesidad de contar con sistemas de transmisión eficientes, confiables y tolerantes ante disturbios, se han desarrollado las llamadas **Redes Inteligentes** o bien *Smart Grids*. Estas Redes nos permiten integrar tecnología digital en cada etapa de un SEP con el objetivo de reducir costos, mejorar eficiencia, expandir mercados y brindar una mejor calidad en el servicio eléctrico.

Dentro del sistema de monitoreo de un SEP compuesto por medios de comunicación que facilitan la supervisión y control del transporte de energía, podemos ver que la red de comunicaciones parte desde la etapa de generación hacia la transmisión y finalmente a la distribución. Lo que se busca con una red inteligente es evolucionar de una red centralizada que funcionan en un solo sentido (de proveedores a consumidores) a un modelo de Red de transmisión automatizada, donde cada nodo del Sistema es productor y consumidor, emisor y receptor.

En la implementación de las llamadas Smart Grids, se busca también dar solución a los principales problemas de un SEP, por ejemplo se busca detectar fallas desde su inicio, antes que afecten el suministro de electricidad, se busca también incorporar mediciones, comunicaciones de alta velocidad, controles que restablezcan al Sistema después de un disturbio, re direccionar flujos de potencia, cambiar y analizar patrones de carga y por supuesto, proveer al operador de la Red de sistemas avanzados de visualización y mejorar la capacidad de respuesta de manera integrada e inteligente.

### 4.3. Estándar IEEE C37.118.

Para el uso de la tecnología PMU el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) ha dictaminado dos estándares que rigen dichos equipos, el primero es el estándar IEEE 1344 publicado en 1995 y el segundo como una actualización del estándar IEEE 1344 publicado en 2006 y bajo el nombre del estándar IEEE C37.118, es el marco de referencia para la operación de los equipos de medición fasorial.

El estándar en general define qué es un sincrofasor, también define los patrones de medición y proporciona el método para obtener dichas mediciones, además establece los requisitos mínimos que debe cumplir el sistema de medición cuando el SEP se encuentre en estado estable. Establece los formatos y protocolos de comunicación para la transmisión de datos en tiempo real. En el estándar se define que es un PMU y los requisitos de compatibilidad entre unidades PMU.

Dentro de los requisitos que marca el estándar IEEE C37.118, se deja asentado el requisito de exactitud llamado Vector Total de Error, el cual considera tres posibles fuentes de error: el ángulo, la magnitud y el momento. Este error no puede sobre pasar el 1%.

Se definen también 4 tipos de mensajes para la transmisión de datos, 3 de estos generados desde los PMU's: Mensaje de configuración, Mensaje de cabecera y Mensaje de datos, y un último mensaje denominado Mensaje de comandos.

Las características de los mensajes son las siguientes:

- **Mensaje de Datos:** Este mensaje incluye múltiples canales de estimación del fasor, así como datos analógicos y datos digitales combinados con una sola estampa de tiempo, es decir contiene la información del cálculo del sincrofasor hecha por el equipo PMU.
- **Mensaje de Configuración:** Este mensaje puede transmitir un mensaje de datos que contiene al sincrofasor y lo puede hacer por medio de una tasa de muestro configurable.
- **Mensaje de Cabecera:** Transmite información previamente configurada por el usuario del PMU, como lo es la nomenclatura de la Subestación Eléctrica, Líneas de Transmisión, niveles de tensión entre otra información que ayude a la identificación de la región medida.
- **Mensaje de Comando:** Es información en lenguaje maquina enviada desde el PDC para solicitar al PMU el envío y control de datos, así como para controlar funciones propias del PMU.

El envío de los 4 mensajes, son imprescindibles para la correcta transmisión e interpretación de los fasores.

Como en cada proyecto de ingeniería, es necesario hacer un análisis de costos y beneficios partiendo de las necesidades para poder definir objetivos, en el caso de nuestro proyecto que consiste en la implementación de equipo de medición fasorial se evaluaron diferentes equipos que cumplen el estándar IEEE C37.118, de los cuales el equipo PMU Tesla 4000 resulto viable y



costeable, ya que se apegaba a todos requerimientos solicitados por el CENACE, en el capítulo 5 abordaremos las características a detalle de este equipo así como la instalación y conexión de este equipo PMU.

#### 4.4. Conclusiones de capitulo.

- Un PMU's es un sistema mediante el cual, se calcula un fasor de corriente y tensión.
- La sincronización en tiempo real, se lleva a cabo mediante un pulso obtenido de un GPS.
- La transmisión se hace a un concentrador de fasores (PDC). En éste, se procesa y compara la información del sincrofasor; contra cualquier referencia dentro de un sistema de área amplia (WAMS).

Habiendo ya definido que es un PMU y cómo funciona; en el siguiente capítulo se presenta la metodología para implementar equipos PMU's y enviar sincrofasores de los generadores y de la subestación eléctrica de la Central hacia un PDC del CENACE.

#### Bibliografía

VELASCO RAMIREZ ENRIQUE TOMAS, Análisis de oscilaciones en el sistema interconectado México- Centro América fuera de línea. UNAM, 2014.

VEGA LÓPEZ MARCO, Unidades de Medición Fasorial, su desarrollo, aplicaciones y empleo en América Latina, Universidad de Costa Rica, 2009.

PROTOCOLO IEEE, C37.118.

## 5. CAPÍTULO 5. INSTALACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL EN LA CENTRAL LA CARIDAD.

### 5.1. Objetivo y requerimientos de CENACE en la instalación de equipos PMU en la Central eléctrica.

Para el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), su principal objetivo es mantener una correcta operación de la Red eléctrica nacional, supervisando las variables eléctricas de tensión, corriente y potencia en las Centrales eléctricas, así como en las Redes de Transmisión y Distribución. Para tal efecto, hace uso de los equipos PMU's, ya que éstos permiten la posibilidad de observar con mayor nitidez la dinámica de dichas variables eléctricas. Es importante mencionar que para el CENACE las Centrales eléctricas con una capacidad de generación por arriba de 30 MW; deben contar dicho sistema de medición fasorial.

A continuación, se definen las características requeridas por el CENACE para la instalación de equipos PMU en la Central eléctrica:

En cuanto a la calidad de las mediciones, se deberá cumplir con el criterio de calidad propuesto en el protocolo IEEE 37.118 referido en la tabla 5.1, como Compliance Level 1, y es responsabilidad de la Central eléctrica asegurarse de que su equipo PMU cumple con dicho lineamiento de calidad.

Influence quantity	Reference condition	Range of influence quantity change with respect to reference and maximum allowable TVE in percent (%) for each compliance level			
		Level 0		Level 1	
		Range	TVE (%)	Range	TVE (%)
Signal frequency	$F_{nominal}$	$\pm 0.5$ Hz	1	$\pm 5$ Hz	1
Signal magnitude	100% rated	80 – 120% rated	1	10 – 120% rated	1
Phase angle	0 radians	$\pm\pi$ radians	1	$\pm\pi$ radians	1
Harmonic distortion	<0.2% (THD)	1%, any harmonic up to 50 <sup>th</sup>	1	10%, any harmonic up to 50 <sup>th</sup>	1
Out of band interfering signal, at frequency $f_i$ where $ f_i - f_0  > F_s/2$ , $F_s$ = phasor reporting rate, $f_0 = F_{nominal}$	<0.2% of input signal magnitude	1.0 % of input signal magnitude	1	10 % of input signal magnitude	1

Tabla 4 Parámetros de influencia y límites de error permisible para niveles de cumplimiento 0-1.

La calidad de la medición de magnitud de variables eléctricas o hasta mecánicas proporcionadas por el PMU, deberán tener la misma precisión requeridas por las Unidades Terminal Remota (UTR), lo anterior considerando que se utilizan los mismos tipos de transductores para UTR's y PMU's. Los sincrofasores deberán reportarse como valores línea a línea y estos al igual que las

corrientes en valores rms. Las mediciones analógicas de potencia activa y reactiva también deberán de reportarse en valores rms y en cantidades de megas. En caso de que se transmitiera cualquier otro tipo de medición que no fuese eléctrica, se deberá especificar las unidades de medición y la interpretación.

En cuanto a las mediciones angulares de variables eléctricas que aplica solamente en el caso de fasores y sincrofasores, se deberá tener una precisión del  $\pm 0.5^\circ$ . Para el caso de arreglos de transductores que ocasionen corrimientos angulares se deberán compensar en el equipo PMU y ser señalados en el proceso de pruebas y aceptación. Es necesario que se considere un “Faseo” uniforme en las variables eléctricas, de lo contrario podrán resultar corrimientos angulares positivos o negativos iguales a  $360/\text{número de fases del sistema}$ , para esto se deberá de verificar con personal de Trasmisión de CFE la designación de fases a considerar.

Para los estados de equipos, como, por ejemplo, la posición de los interruptores; las mediciones digitales deberán mostrar su cambio de estado con un retardo máximo igual al intervalo de tiempo entre una medición y otra independiente de la frecuencia de muestreo a la que se tenga configurado el PMU.

Las unidades de medición fasorial, proporcionan frecuencias de muestreo por segundo, iguales a submúltiplos o múltiplos de una frecuencia base o nominal predefinida y configurada en el mismo equipo PMU. Para el caso de Sistemas de Potencia, esta frecuencia nominal puede ser de 50 o 60 Hertz. Para ello, el CENACE define la frecuencia de muestreo.

Todas las mediciones proporcionadas por los PMU’s deberán estar sincronizadas en tiempo real por algún medio y con una precisión GPS. En cuanto al tiempo máximo de retardo aceptado por el CENACE en el proceso de envío recepción de las mediciones, será del intervalo de una medición y otra, independientemente de la frecuencia de muestro a la que se tengan configurados los PMU’s.

Para PMU’s monitoreando variables eléctricas y/o mecánicas de unidades generadoras, las variables mínimas a medir y reportar al CENACE serán las siguientes:

- Sincrofasor de la tensión de terminales.
- Sincrofasor de corriente de terminales.
- Analógico de corriente de campo.
- Sincrofasor de la tensión del bus de sincronización con el Sistema.
- Frecuencia de la unidad.
- Estado de interruptores de las unidades.
- Estado del PSS.
- Estado del AVR.

Dentro de las subestaciones eléctricas se requiere que los PMU’s monitoreen como mínimo los siguientes parámetros eléctricos:

- Sincrofasor de los voltajes (tensiones) de los buses.

- Sincrofasor de las corrientes de las líneas de transmisión.
- Sincrofasor de las corrientes de los transformadores.
- Sincrofasor de las corrientes de los auto transformadores.
- Estado de interruptores de línea, autotransformadores y transformadores.

Particularmente para la Central de ciclo combinado La Caridad, el requerimiento por parte del CENACE con respecto a las mediciones, posiciones y estado es:

SUBESTACIÓN	ELEMENTOS (ANALÓGICOS)	FASOR	TOTAL TRANSDUCTORES
<b>LCG (La Caridad Generación)</b>	U1	I (sec +)	<b>12 (6 tensiones, 6 corrientes)</b>
	U2	I (sec +)	
	U3	I (sec +)	
	U4	I (sec +)	
	LT-93960 NRI	I (sec +)	
	LT-93980 NRI	I (sec +)	
	UN-01 15 kV	V (sec +)	
	UN-02 15 kV	V (sec +)	
	UN-03 15 kV	V (sec +)	
	UN-04 15 kV	V (sec +)	
	B1-230 kV	V (sec +)	
	B2-230 kV	V (sec +)	

Tabla 5 Requisitos de mediciones analógicas.

SUBESTACION	ELEMENTOS (DIGITALES)
<b>LCG (La Caridad Generación)</b>	IN-91010
	IN-98120
	IN-91020
	IN-93970
	IN-98790
	IN-93990
	IN-93960
	IN-98680
	IN-93980
	IN-91030
	IN-98340
	IN-91040
	IN-41010
	IN-41020
	IN-41030
	IN-41040
	UN 01 EDO CTL PSS
	UN 01 MOD CTL AVR
	UN 02 EDO CTL PSS
	UN 02 MOD CTL AVR
	UN 03 EDO CTL PSS
	UN 03 MOD CTL AVR
	UN 04 EDO CTL PSS
	UN 04 MOD CTL AVR

Tabla 6 Requisitos de mediciones digitales.

## 5.2. Unidad de Medición Fasorial (PMU) Tesla 4000.

### 5.2.1. Características del PMU.

El PMU Tesla 4000, es un registrador inteligente de disturbios de Sistemas de potencia dinámicos que cuenta con las capacidades de una unidad de medición fasorial (PMU) y registrador de disturbios continuos (CDR). El objetivo de este equipo es proporcionar una alarma temprana de condiciones inestables del Sistema de potencia, así como mejorar la planeación del mismo a través de la estimación en tiempo real. También proporciona las herramientas necesarias para un análisis post-disturbio reflejando ángulos de fase sincronizados dentro de una WAMS (Wide Area Monitoring System), lo cual proporciona y garantiza la seguridad operativa de las Centrales y de la Red de transmisión del SEP.

En la tabla 5.3, se mencionan las características técnicas generales de este equipo. En la tabla 5.4, sus características de operación y en la tabla 5.5 sus características físicas.

<b>TESLA 4000 Registrador Multitarea de Sistemas de Potencia</b>		
<b>Item</b>	<b>Cantidad/Especificaciones</b>	<b>Notas</b>
<b>General</b>		
Frecuencia Nominal	50 ó 60 Hz	
Razón de Muestreo	Ajustable @ 32, 64, 96, 128, 256 o 384 muestras/ciclo	Puede muestrear hasta 384 muestras/ciclo en todos los 36 canales
Fuente de Poder	Rango de Alimentación: 48 – 250 Vdc, 100 – 265 Vac	
Razón de Registro:		
Falla Transitoria	Configurable por el usuario 32 – 384 muestras/ciclo	Hasta 30 segundos por registro
Oscilación Dinámica	1 muestra/ciclo	Hasta 30 segundos por registro
Tendencia	Configurable por el usuario, hasta 60 tendencias de los canales en 5 modos – amortiguado, no amortiguado, promedio, mínimo y máximo	10 hasta 3600 segundos de razón de muestreo
<b>Eventos de Larga Duración</b>		
Captura de Registro	Registro de eventos diarios	Limite de captura diaria de 1000 eventos
Precisión de Entrada Análoga	+/- 0.1% de amplitud a plena escala +/- 0.5 grados de fase	
Capacidad de Almacenamiento	1000 fallas, oscilación o registros combinados	
Resolución A/D	16 bits, 65536 cuentas a plena escala	

Tabla 7 Características técnicas generales del PMU Tesla 4000.

<b>Canales y Disparos</b>		
Entradas Análogas	Alto y bajo umbral, razón de cambio positivo y negativo, nivel de armónicos, nivel de THD y sag/swell	Todos los disparos tienen controles independientes para retardo, captura, inicio de registro de oscilación o falla, activación del contacto de alarma, y disparo cruzado
Sumatorias	Umbral alto/bajo, +/- razón de cambio	
Secuencia Positiva	Umbral alto/bajo, +/- razón de cambio	
Secuencia Negativa	Nivel alto	
Secuencia Cero	Nivel alto	
Watts/VARs	Umbral alto/bajo, +/- razón de cambio	
Frecuencia	Umbral alto/bajo, +/- razón de cambio	
Impedancia	Círculo de secuencia positiva combinado la razón de cambio absoluta	
Factor de Potencia	Capacitivo bajo, inductivo bajo	
Entradas externas	Incremento, decremento o ambos	
Lógicas	Incremento, decremento o ambos	
Localizador de Fallas	Arrancado por eventos internos o externos	

Tabla 8 Características de operación del PMU Tesla 4000.

<b>Físico</b>		
Peso	6.36 kg	14.0 lbs
Dimensiones	13.2 cm alto x 48.26 cm ancho x 32.8 cm profundidad	5.2" alto x 19" ancho x 12.9" profundidad
Módulos de Entrada:	4 módulos de entrada de corriente, 3 módulos de entrada de voltaje o, 4 entradas DC, Módulos de aislamiento TCs tipo pinza y núcleo partido. Módulos para montaje en riel DIN, hasta 1200 metros (4000 pies) de distancia desde el chasis del registrador usando cableado mellizo de comunicación apantallado.	

Tabla 9 Características físicas del PMU Tesla 4000.

Cabe mencionar que el PMU Tesla 4000, reconocerá como señales analógicas todos los parámetros de secuencia positiva de los generadores, buses (barras) y líneas de transmisión, y como señales digitales, las posiciones de estado de los interruptores de patio y las señales del AVR y PSS de los generadores.

En la tabla 5.6., se muestran las capacidades de entradas y salidas de señales del registrador, así como la descripción de las comunicaciones del equipo.



<b>TESLA 4000 Registrador Multitarea de Sistemas de Potencia</b>		
<b>Item</b>	<b>Cantidad/Especificaciones</b>	<b>Notas</b>
<b>Entrada y Salida</b>		
Canales de Entrada Análoga	Capacidad: In = 5 A o 1 A, Vn = 69 V Continuo: 3x In, 2x Vn Por un segundo: 20x In sin distorsión	36 por unidad, 144 máximo usando 4 unidades en "Modo Cooperativo" ver información de modulo de entrada para mas información
Entradas Externas (digitales)	Se activara: >= 38 Vdc No se activara: <= 25 Vdc Entrada máxima : < 300 Vdc Capacidad: > 10 kilo ohm	32 o 64 por unidad, 256 máximo usando 4 unidades en "Modo Cooperativo"
Relés de Salida de Alarma (contactos)	40 – 300 Vdc, externamente alimentado Cierra: 8 A Vdc Conduce: 8 A Vdc Interrumpe: 0.15 A a 125 Vdc Interrumpe: 0.1 A a 250 Vdc	4 o 8 por unidad Contacto #1: "Registrador operativo" Contacto #4: Alta velocidad "Disparo cruzado" Arranque, 10 ms, enclava 100 ms Contacto #2, 3, 5, 6, 7, 8 – definido por el usuario arranque, enclavado, 1.0 seg
<b>Interface y Comunicaciones</b>		
Indicadores en Panel Frontal	6 LEDs	Registrador Operativo, IRIG-B Operativo, Registrador disparado, Registros almacenados, Modo de Prueba, Alarma
Interface de Usuario Frontal	Puerto USB y puerto Ethernet 100Base-T	
Interfaces de Usuario Posterior	LAN Puerto 1: 100Base – cobre u óptico LAN Puerto 2: 100Base – cobre u óptico	Cobre: RJ-45, 100Base-T Óptico: 100Base-FX, Multimodo, 1300 nm, Conector estilo ST
Modem Interno	Dos puertos serial RS-232 a 115 kbd 38.4 Kbps, V.32 bis	El puerto com puede soportar un modem externo Característica opcional
Interface SCADA	DNP3 o Modbus	Ethernet: DNP3 RS-232: DNP3 o Modbus
Alarmas Configurables	6 contactos por unidad	Normalmente abierto
Disparo Cruzado	1 contacto por unidad	Normalmente abierto
Unidad de Medida de Fasor (PMU) *Software opcional	12 fasores seleccionables por el usuario	Cantidades monofásicas o trifásicas Fasores sumados/fasores de secuencia positiva, negativo y cero
Sincronización de Tiempo	IRIG-B, con conector BNC	Modulado o no-modulado con auto-detección
Autochequeo/Registrador Inoperativo	1 contacto	Normalmente cerrado
<b>Condición Ambiental</b>		
Rango de Temperatura Ambiente	-10°C hasta 55°C	IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2
Humedad	Hasta 95% sin condensación	IEC 60068-2-30
Prueba de Aislamiento (Hi-Pot)	Fuente de poder, entradas análogas (a través de módulos de aislamiento externos), entradas externas, contactos de salida a 1.5 kV, 50/60 Hz, 1 minuto	IEC 60255-5
Huecos de Voltaje, Interrupciones, Variaciones	200 ms de interrupción	IEC 61000-4-11, IEC 60255-11
Inmunidad RF Conducida		IEC 61000-4-6 Nivel 3, IEC 60255-22-6 Nivel 3
Susceptibilidad RF Irradiada		IEC 61000-4-6 Nivel 3, IEC 60255-22-3 Nivel 3
Vía Rápida Eléctrica/SBurst		IEC 61000-4-4 Nivel 3, IEC 60255-22-4 Clase III
Transitorio Oscilatorio		ANSI/IEEE C37.90.1-1989, IEC 61000-4-12 Nivel 3 IEC 60255-22-1 Nivel 3
Vibración Oscilatoria		IEC 60068-2-6, IEC 60255-21-1 Clase 1
Sismico		IEC 60068-3-3, IEC 60255-21-3 Clase 1
Shock and Bump		IEC 60255-21-2 Clase 1

Tabla 10 Parámetros de comunicación del PMU Tesla 4000.

El sistema que utiliza el PMU Tesla 4000, consta principalmente: registrador de disturbios, que es quien monitorea y graba la dinámica de un SEP y módulos de aislamiento de entradas analógicas. Estos módulos de aislamiento se conectan a las terminales de los secundarios de los transformadores de corriente y potencial en VCA.

Dentro del equipo Tesla 4000, se pueden registrar datos simultáneamente en tres dominios de tiempo: alta velocidad (fallas transitorias), comportamiento dinámico de baja velocidad y tendencias continuas. El equipo es capaz de transmitir hasta 361 fasores, 12 cantidades analógicas y 642 señales digitales. El software de control provee herramientas para la configuración de las grabaciones de eventos y proporcionan información para ser analizada mediante gráficos.

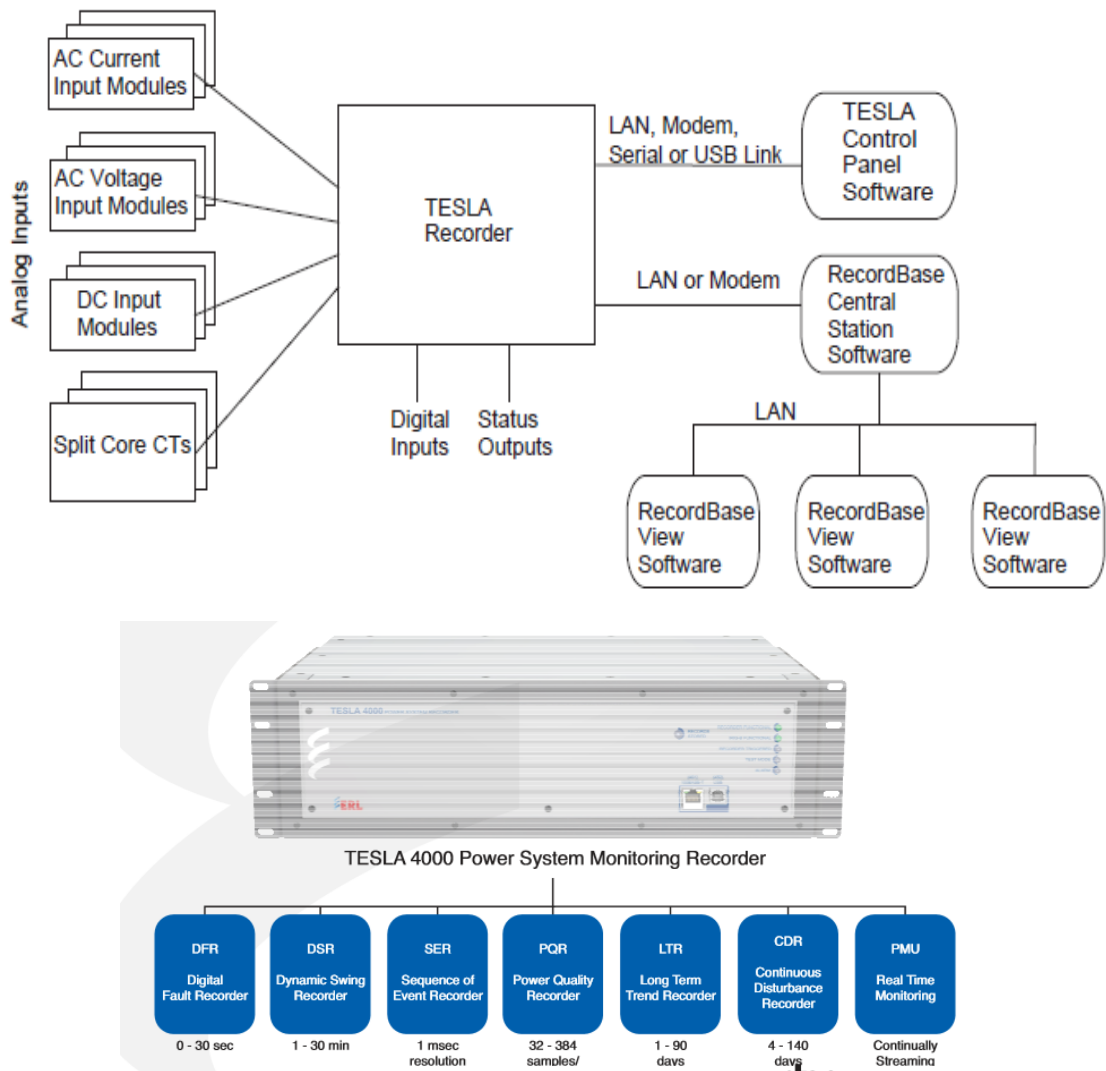
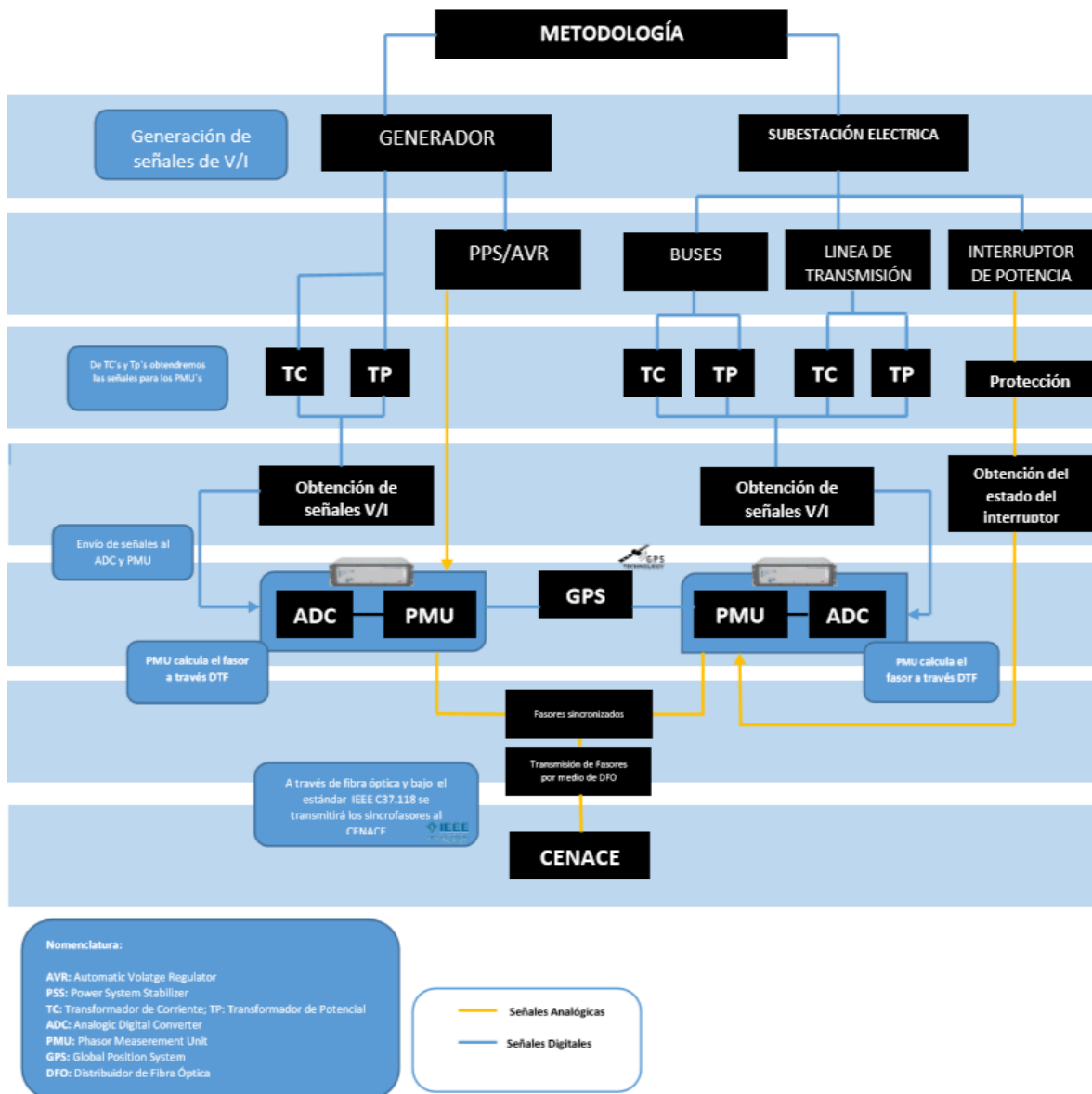


Figura 5.2.1 Sistema Tesla 4000.

### 5.3. Metodología y diagrama de conexiones del PMU.

Para la implementación de los equipos PMU’s en la Central, partiremos de la obtención de señales analógicas de corriente y voltaje de los secundarios de los TC’s y TP’s de generadores, buses de la subestación eléctrica y líneas de transmisión así como de las señales digitales del AVR, PSS y estado de los Interruptores de potencia, dichas señales serán sincronizadas satelitalmente y transmitidas al CENACE, en el siguiente diagrama de árbol se muestra la metodología a utilizar:





Para la obtención de señales digitales y analógicas, así como lo muestra nuestra metodología utilizaremos los siguientes equipos:

Lista de Equipos Principales				
No	Nombre	Cantidad	Fabricante	Descripción
1	Tesla 4000	2	ERL PHASE POWER TECHNOLOGIES	Unidad De Medición Fasorial
2	Módulo TP	6	ERL PHASE POWER TECHNOLOGIES	Módulo De Entrada De Voltaje
3	Modulo TC	3	ERL PHASE POWER TECHNOLOGIES	Módulo De Entrada De Corrientes
4	Split Core CT	28	ERL PHASE POWER TECHNOLOGIES	Transformador De Corriente De Núcleo Partido
5	RFL	1	RLF ELECTRONICS	Unidad Convertidor De Medios De Comunicación
6	Arbiter	2	FONKEL MEXICANA SA DE CV	Reloj Controlado Por Satélite
7	DFO	2	OPTRONIX	Distribuidor De Fibra Óptica Para Conexión De 12 Fibras

Partiendo de la metodología mostrada, para la obtención de las señales de tensión y corriente de secuencia positiva de los generadores, definiremos como Unidad Generadora 1 (UG1) al primer paquete de clico combinado, y como Unidad Generadora 2 (UG2) al segundo paquete. Cada paquete, cuenta con dos unidades generadoras: generador-turbina de gas (TG) y generador- turbina de vapor (TV); esto nos da un total de 4 unidades generadoras.

Derivado de lo anterior, y para poder llevar las señales de voltaje (tensión) al PMU se conectarán módulos de voltaje desde los TP’s del generador (ubicados en los gabinetes al

*Tabla 11 Equipos principales utilizados para la obtención de señales digitales y analógicas*

interior de los CCM’s), hasta las terminales del equipo PMU (ubicado dentro de la caseta de control de la subestación elevadora). Lo mismo se hará para la obtención de señales de corriente. Cabe señalar que las señales de corriente de los generadores, se tomaran directamente de los TC’s de los generadores hasta las terminales del PMU a excepción del generador de TV de UG1, que tendrá implementado un módulo de corriente desde los TC’s hasta terminales de los PMU’s. Todas estas señales llegaran al PMU con la dirección IP: 172.15.40.12, mediante cableado apantallado multipar tipo BELDEN 9728, el cableado seguirá una trayectoria desde trincheras dentro de la planta hasta trincheras de la subestación principal y de ahí llegara a la caseta de control donde estarán alojados los equipos PMU’s, más adelante se mostrara el detalle del cableado y la implementación de los gabinetes de los equipos fasoriales.

Este mismo PMU recibirá las señales de los AVR’s y PSS’s de los generadores desde tabletas de control PLC del sistema de control principal de la planta. El PMU será interconectado mediante 1 patch cord (cables de conexión) dobles multimodo ST-ST a un distribuidor de fibra óptica que se enlazará a una unidad convertidora de medios RFL para posteriormente sincronizarse con las

comunicaciones del CENACE, en el siguiente diagrama podemos observar la topología a utilizar para la obtención y comunicación de las señales analógicas y digitales:

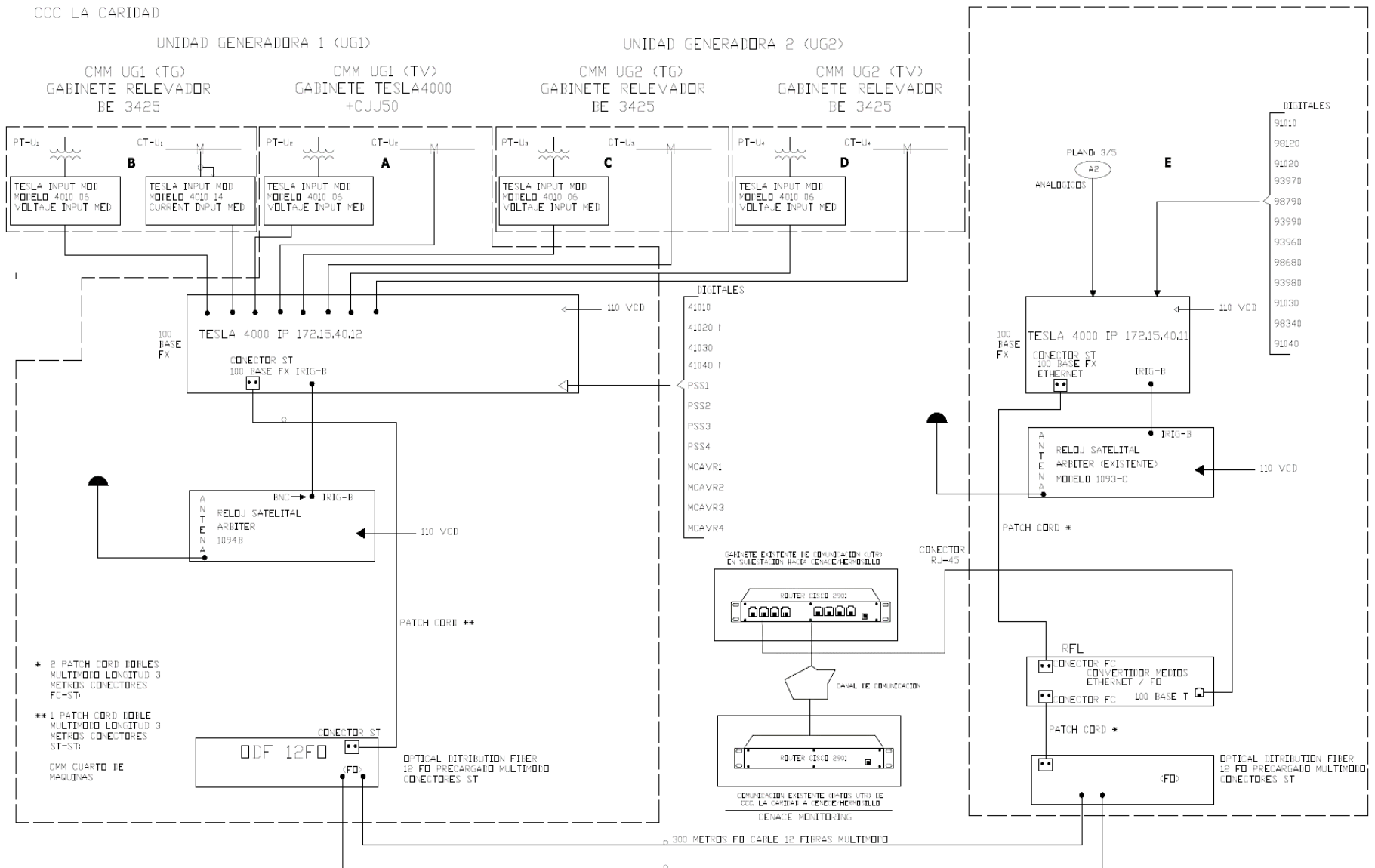


Figura 5.3.1 Diagrama de comunicaciones de PMU's

En la figura 5.1., también se puede observar la interface entre los dos PMU's, donde por medio de 2 patch cord dobles multimodo FC-ST, el PMU con dirección IP 172.15.40.11 se enlaza con la misma convertidora de medios RFL que manda toda la información de sincrofasores y estado de posiciones al CENACE, la función de este segundo PMU es la de recibir las señales de estado provenientes de los interruptores de potencia en el patio de interruptores, así como las señales de los fasores de los 2 buses y las líneas de transmisión, Para las posiciones o estado de interruptores se obtendrán las señales mediante el cable apantallado multipar tipo BELDEN 9728 partiendo de los gabinetes de los interruptores hasta las terminales de los PMU's, con una trayectoria en trincheras de la subestación, hasta llegar a la caseta de control y por ende a los terminales del PMU, lo mismo aplica para los fasores de los buses, estos se tomarán de los transformadores de potencial de buses, con una trayectoria mediante trincheras hasta llegar a la caseta de control, las señales de las líneas de transmisión se traerán de los transformadores de corriente y la trayectoria del cableado será de la misma manera que las de los buses, mediante trincheras hasta llegar a caseta de control y de ahí a terminales del PMU, esto tal y como lo indica la figura 5.2.

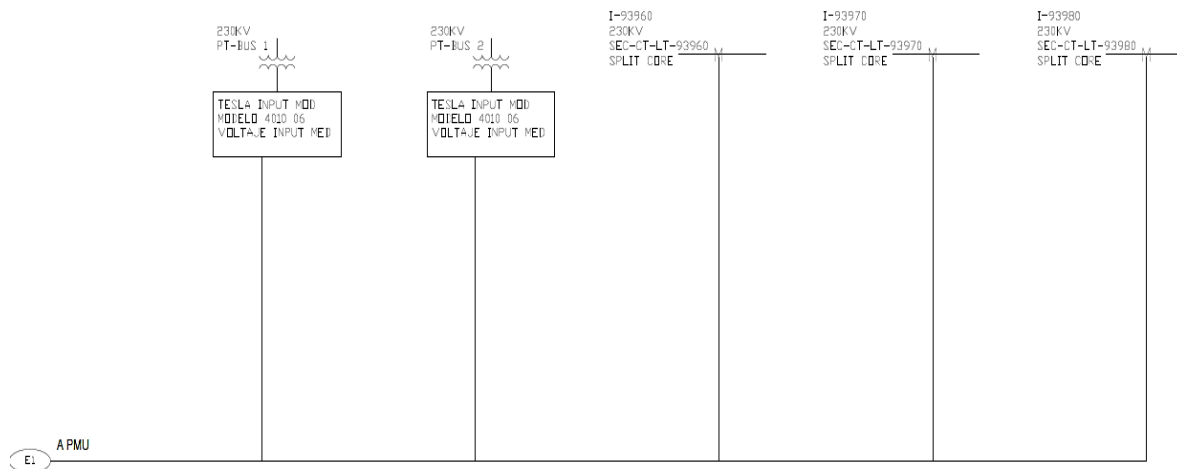


Figura 5.3.2 Conexión de Buses y LT hacia PMU.



## 5.4. Conexión de señales al PMU

### 5.4.1. Conexiones.

En este apartado nos enfocaremos al detalle de las conexiones hacia los PMU's, desde los distintos transformadores de potencial y de corriente ubicados en los CCM's de los generadores y de los gabinetes ubicados en el patio de interruptores para las señales de buses, líneas de transmisión y posición de interruptores. Para hacer posible la obtención de la totalidad de las señales, serán instalados en un mismo gabinete ambos equipos PMU's. Dicho gabinete se ubicará en la caseta de la subestación eléctrica elevadora subestación y se energizarán del sistema de alimentación de servicios propios, que a su vez alimentan a los demás relevadores de protección de la Central, así como a los equipos de comunicaciones switches RLF, distribuidores de fibra óptica y GPS's.

La alimentación del gabinete de 19 pulgadas que aloja ambos equipos PMU, se hará en 125 VDC que también energizará a los equipos de comunicaciones, las dimensiones del gabinete serán de 1996mmx808mmx615, construido de metal reforzado y acrílico.

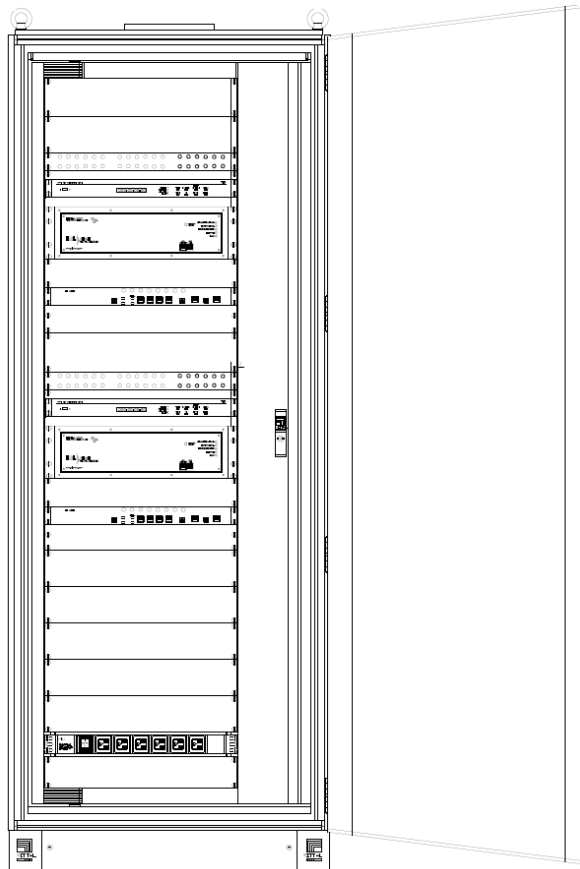


Figura 5.4.1 Gabinete de PMU's

Para comprender un poco más la conexión y conocer el equipo PMU, a continuación, se muestran la cara frontal y una descripción de las terminales del PMU:

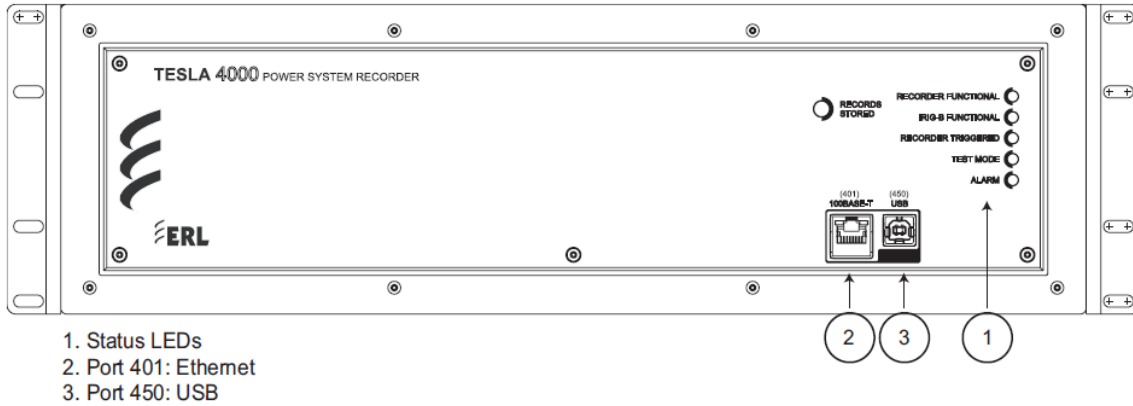


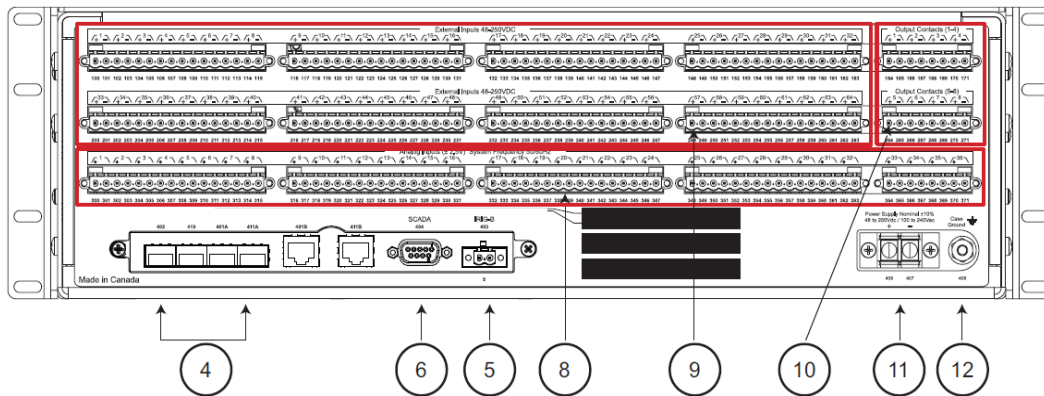
Figura 5.4.2 Panel frontal del PMU's

En la figura 5.5 podemos apreciar la cara frontal del PMU, donde se mostrará si existe alguna alarma o bien el encendido de los sistemas del equipo. También se pueden apreciar los puertos Ethernet y USB para realizar alguna prueba o bien descargar información de algún evento registrado en la SEP.

En la figura 5.6, se pueden apreciar las terminales donde se conectarán las señales a medir, podemos ver que en los puertos 401A/401B, 402, 410, 411A/411B: 100/1000 están destinados a la red Ethernet con la que nos comunicaremos al convertidor de medios. También se aprecia el puerto 403 destinado a nuestro GPS IRIG B (External Clock, modulated or unmodulated), el puerto 404 dedicado a las comunicaciones EIA 232 SCADA (DNP 3 and Modbus), los puertos 300 – 347 (18), puerto 300 – 363 (3 6): entradas de canales analógicos, las entradas digitales se encuentran en los puertos 100 – 163 (18), 200 – 263 (36), contactos de salida en los puertos 164 – 171 and 264 – 271 (8), así como la alimentación y la puesta a tierra.

En un primer equipo se cablearán las señales analógicas de los generadores UG1 y UG2, así como las señales digitales PSS y AVR de cada generador, mientras que en el segundo equipo se conectarán las señales analógicas de los buses o barras, líneas de transmisión y señales digitales de posiciones de los interruptores.

Todo lo anterior se conecta en los puertos terminales mostrados en a Figura 5.6.



4. Ports 401A/401B, 402, 410, 411A/411B: 100/1000 Ethernet Network
5. Port 403: IRIG B External Clock, modulated or unmodulated
6. Port 404: EIA 232 SCADA Communication (DNP 3 and Modbus)
8. Ports 300 – 347 (18), Ports 300 – 363 (3 6): Analog Input Channels. Non-isolated.
9. Ports 100 – 163 (18) and 200 – 263 (36): External (digital) Input Channels
10. Ports 164 – 171 and 264 – 271 (8): Output Contacts
11. Port 406 – 407: Power Supply (40-300 Vdc). Handles 48,125 or 250 Vdc or 120 Vac nominal
12. Port 408: Chassis Ground

Figura 5.4.3 Terminales del PMU.

Para las señales analógicas y digitales del primer PMU tenemos que:

La conexión del circuito de corriente del generador de gas de UG1, la conexión se realizará de los puertos 300 al 307, donde el PMU recibirá la señal de secuencia positiva de corriente, mientras que la señal de secuencia positiva de voltaje se interconectará en los puertos 310 al 315 de los terminales del PMU. Para el circuito de la señal de corriente del generador de vapor de la UG1 se conectará en los puertos 316 al 322 y para el circuito que contiene la señal de voltaje se conectarán de los puertos 326 al 331. Para las señales de los PSS y AVR se emplearán las terminales digitales del equipo y se conectará la señal del PSS de generador con turbina de gas al puerto 100. Mientras que la señal del AVR del mismo generador, se conectará al puerto 102. Para el generador de vapor de la UG1, estas señales serán interconectadas en los puertos 116 para el PSS y el 118 para el AVR.

En la figura 5.7, se muestra el cableado y conexión del primer equipo PMU, se puede apreciar en el recuadro verde las señales con las mediciones del generador con turbina de gas, mientras que en el recuadro amarillo apreciamos las señales provenientes del generador con turbina de vapor UG1. Del lado de puertos digitales, en los recuadros grises se puede ver las conexiones de las señales de PSS y AVR de cada uno de los generadores. Cabe mencionar que en la figura 5.7 no se muestra completo el diagrama de conexión de señales de voltaje tomados de los TP's de generadores, este diagrama lo podremos observar en la figura 5.9.

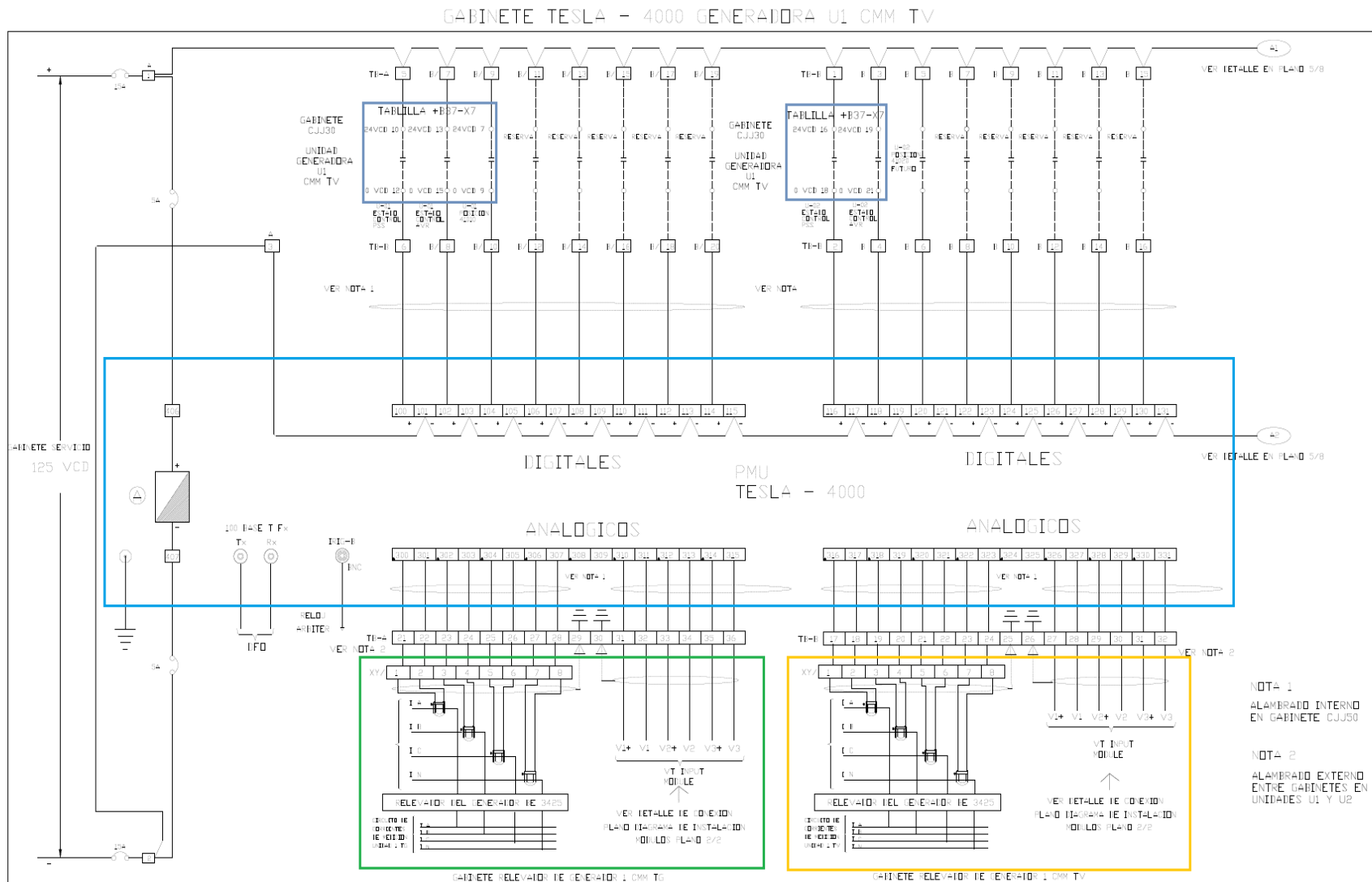


Figura 5.4.4 Diagrama de conexión de generadores de UG1 y señales PSS y AVR.

Para las señales de la UG2 se muestran en la figura 5.8., los puertos a utilizar para la obtención de las señales y para la obtención de secuencia positiva de corrientes, serán del 332 al 339 y para la secuencia positiva de voltaje, los puertos 342 al 347 (circuitos del recuadro morado), lo anterior correspondiente al generador con turbina de gas. Para el generador con turbina de vapor, las señales de corriente serán conectadas del puerto 348 al puerto 335 y para la secuencia positiva de voltaje los puertos 358 al 363 (circuitos del recuadro café). Para las señales del PSS y AVR se tomarán los puertos 132 y 134 respectivamente, para el generador con turbina de gas y para el generador con turbina de vapor, se conectarán los puertos 148 para el PSS y el 150 para el AVR (circuitos de los recuadros grises) .

Cabe mencionar que en los diagramas de conexiones también se detalla las conexiones en las tablillas del gabinete, estas tienen la topología de TB-A (Tablilla de prueba A), TB-B, TB-C y TB-D, estas tablillas son el puente entre el cableado proveniente de los CCM's y gabinetes del patio de interruptores y los equipos PMU's, cabe señalar que el cable utilizado para estas conexiones es 16 AWG con un código de colores definido.

El esquema de conexión utilizado en los módulos aisladores, tanto para los generadores como para los buses; es el mismo, y en todos, la conexión es desde el secundario de los transformadores de potencial, hasta las terminales del módulo de voltaje en el cual se recibe el circuito trifásico de voltaje y se envían las señales hacia las terminales de los PMU's. En la figura 5.9 mostrada, se puede observar el detalle de dicha conexión, así como el color de recuadro donde se interconectará dicho circuito con el PMU, para la conexión de estos módulos aisladores la trayectoria parte desde los CCM, recorriendo las trincheras de cableado eléctrico de la planta, hasta llegar a las trincheras de cableado de la subestación principal y de ahí a la caseta de control de la propia subestación. El cableado desde los módulos de voltaje, se puentearán en las tablillas de prueba, con el siguiente orden:

PMU 1

Modulo Generador Gas UG1- Tablilla A  
Modulo Generador Vapor UG1- Tablilla B  
Modulo Generador Gas UG2- Tablilla C  
Modulo Generador Vapor UG2- Tablilla D

Mientras que para los módulos de voltaje de los buses se conectaran de la siguiente manera:

PMU2

Bus 1-Tablilla E1

Bus 1-Tablilla E2

A continuación, se muestran las figuras de conexión 5.7 y 5.8, mencionadas en los párrafos anteriores.

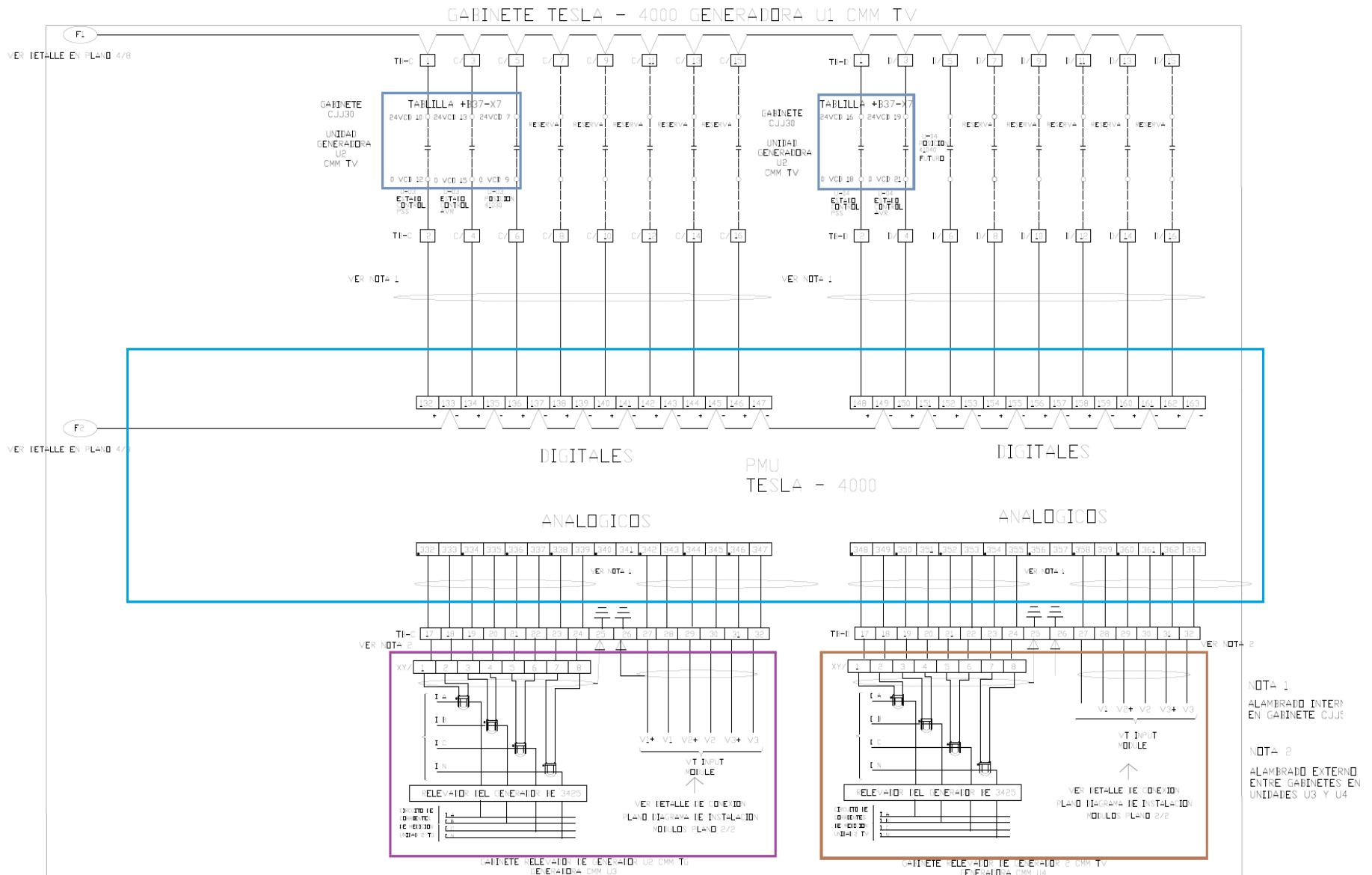


Figura 5.4.5 Diagrama de conexión de generadores de UG2 y señales PSS y AVR.

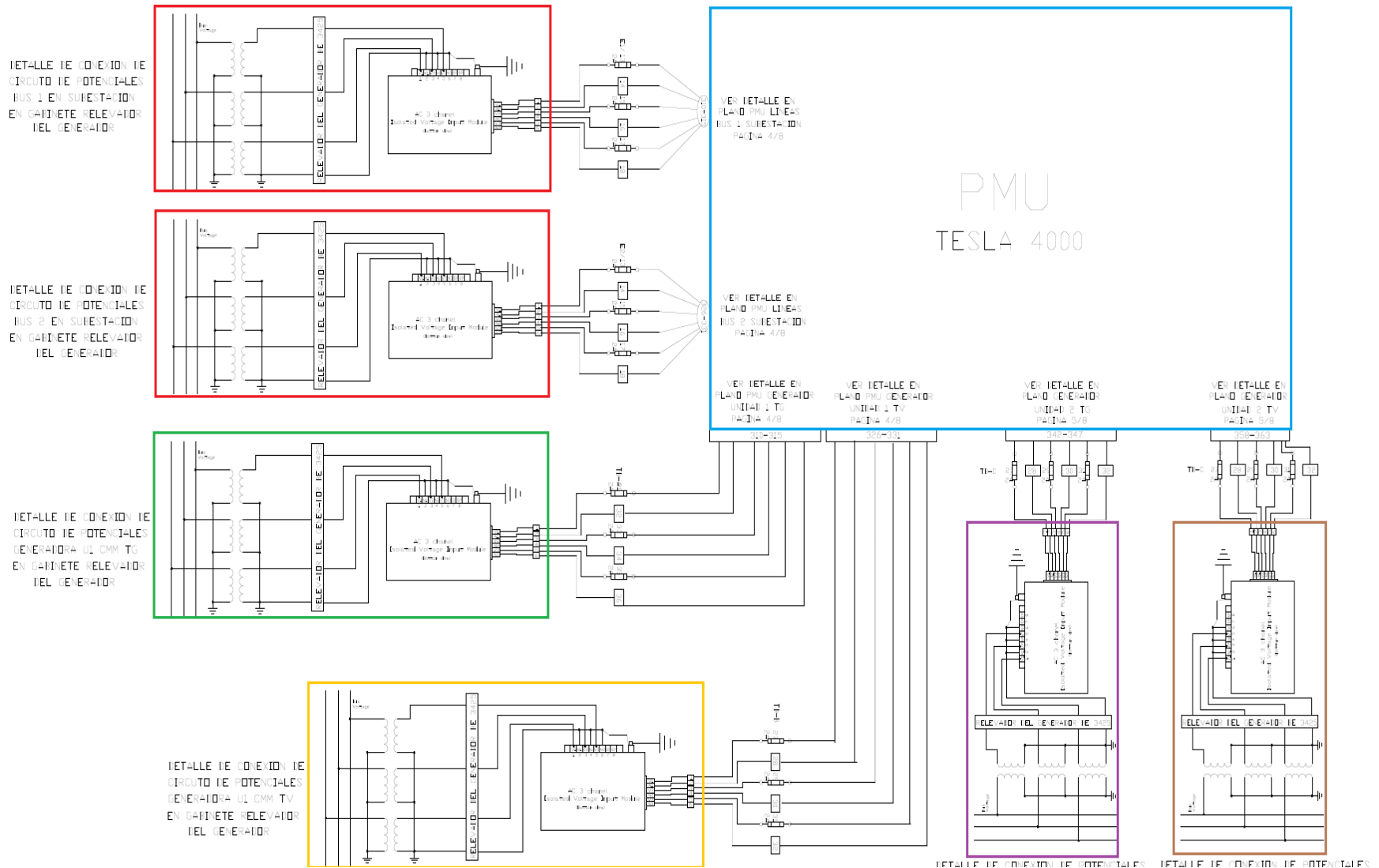


Figura 5.4.6 Diagrama de conexión de módulos aisladores para las señales de voltaje.

Para la obtención de señales analógicas de las líneas de transmisión, y las señales de secuencia positiva de los buses, así como las posiciones de los interruptores, se utilizará el segundo PMU. Al tratarse de un PMU con las mismas características que el primero, los puertos terminales no cambian y están dedicados tal como se mencionó para el primer PMU.

Tenemos que para los interruptores de potencia se utilizaran los siguientes puertos digitales del equipo:

<b>Interruptor</b>	<b>Puerto PMU</b>
<b>IN-91010</b>	100
<b>IN-98120</b>	102
<b>IN-91020</b>	104
<b>IN-93970</b>	106
<b>IN-98790</b>	108
<b>IN-93990</b>	110
<b>IN-93960</b>	112
<b>IN-98680</b>	114
<b>IN-93980</b>	116
<b>IN-91030</b>	118
<b>IN-98340</b>	120
<b>IN-91040</b>	122

*Tabla 12 Puertos digitales de interruptores en PMU.*

Estas señales se podrán apreciar en naranja dentro de la figura 5.10. Las señales analógicas del circuito 93960 (Circuito 1: S.E La Caridad a S.E. Nacozari Potencia), estarán conectadas en los puertos 300 al 307 (circuito del recuadro verde claro), mientras que las señales del bus 1, estarán conectadas del puerto 310 al 315. Las señales analógicas que provienen del circuito 93980 (Circuito 2: S.E La Caridad a S.E. Nacozari Potencia), estarán conectadas en las terminales 316 a 323 del equipo (circuito del recuadro azul claro) y las señales del bus 2, en las terminales 326 al 331, mostradas en el ovalo rojo.

Como se comentó, los módulos de aislamiento en los recuadros rojos, mostrados en la figura 5.9 que corresponden con los circuitos de los buses, se estarán conectado al segundo equipo PMU en las terminales antes mencionadas.

Es importante señalar que ambos equipos PMU’s se encuentran conectados a sus respectivos relojes satelitales, así como al convertidor de medios, que transmitirá las señales procesadas hacia los servidores del CENACE.

A continuación, la figura 5.10., que muestra la conexión de los parámetros medidos en el patio de interruptores de la subestación elevadora.



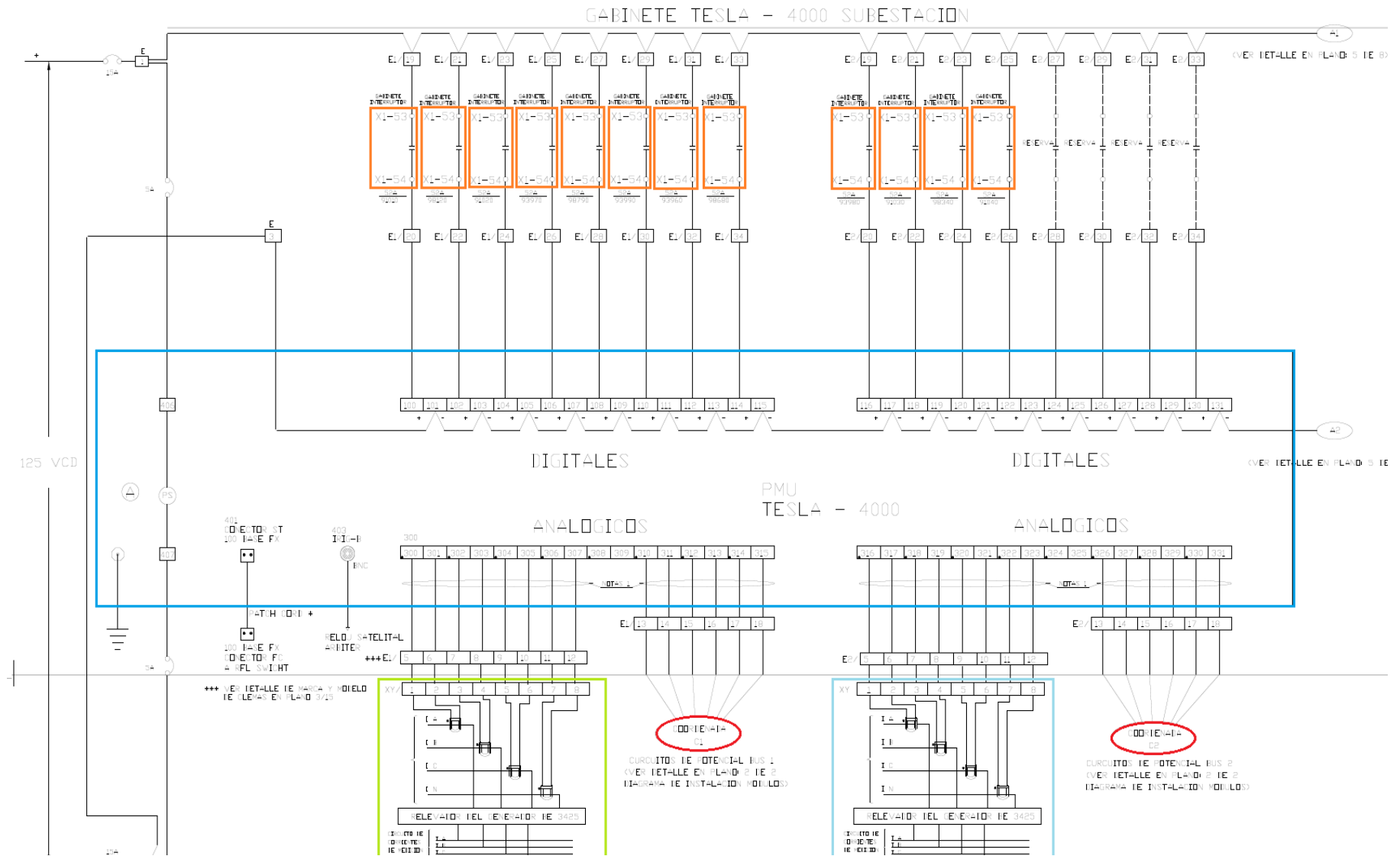


Figura 5.4.7 Diagrama de conexión de módulos aisladores para las señales de voltaje.

5.4.2. Trayectoria de Cableado.

Derivado de la ubicación de las conexiones de los TC's y TP's, en las tablillas de prueba al interior de los CCM's, se canalizará dentro de las trincheras de Central el cableado apantallado tipo Belden, hasta las trincheras de la subestación eléctrica principal, a aproximadamente 20 metros de distancia. Dentro de las trincheras está instalado el cableado de fuerza y control que suministra y controla los sistemas de la Central. En la figura 5.11, podemos ver la ubicación de los CCM's así como la trayectoria del cableado desde los mencionados CCM's, hasta las trincheras de conexión de las subestación elevadora. En línea de color rojo, podemos visualizar el cableado de las señales de tensión y corriente de los generadores con turbina de gas y en azul el cableado de las señales de los generadores con turbinas de vapor.

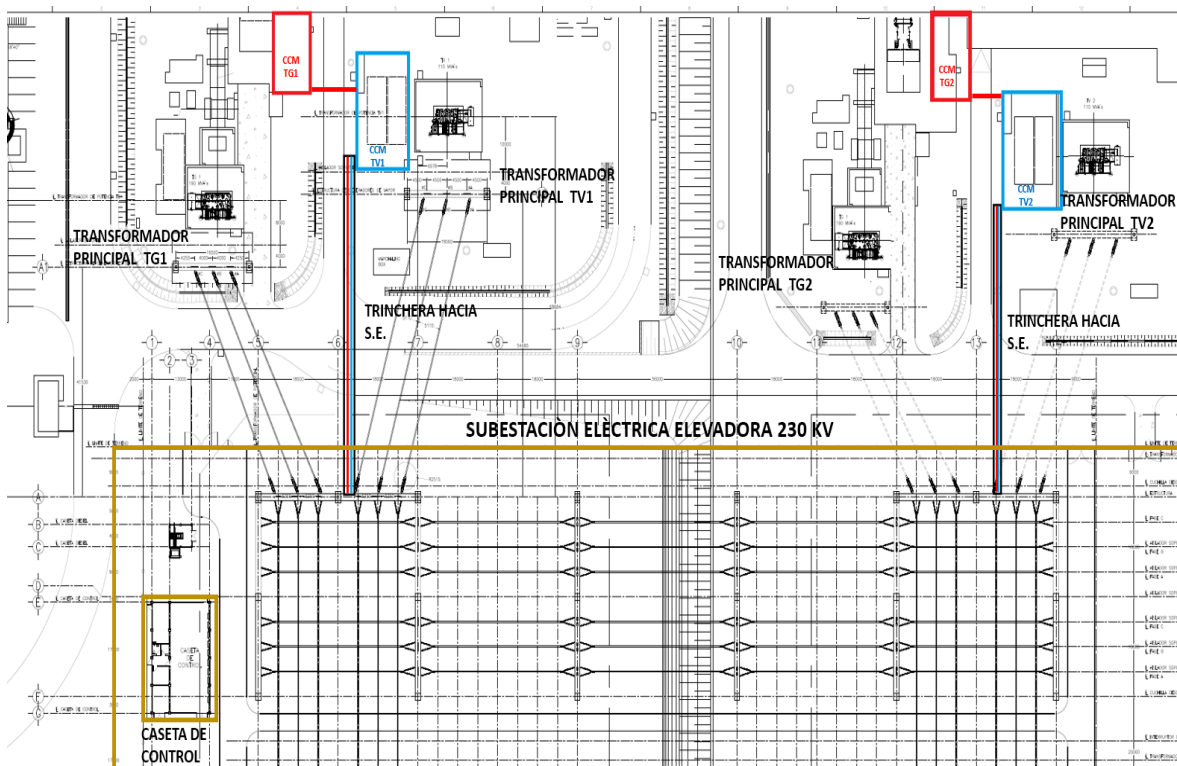


Figura 5.4.8 Cableado de señales de los generadores a la subestación eléctrica.

El cable tipo Belden, es trifásico de alta conductividad, con un calibre de 24 AWG y un aislamiento de PVC. Su rango de operación es de -20 °C a 80 °C, con una impedancia de 47 Ohms y una operación máxima de 300 Vrms. Este cableado tendrá una distancia de 300 metros desde los CCM's de la UG2 y 120 metros desde los CCM's de la UG1 hasta las terminales de los PMU's.

Para la trayectoria de cableado de los equipos que se encuentran dentro del patio de interruptores de la subestación, se canalizarán por medio de las trincheras existentes que albergan el cableado de control de los interruptores de potencia, cuchillas y transformadores de instrumento.

En la figura 5.12, se muestra el plano de la subestación eléctrica elevadora, donde se identifican cada uno de los elementos que se monitorearán, así como las trincheras por las cuales se instalará el cableado, que llega a las terminales de los equipos PMU's. En la parte superior se muestra la llegada en trincheras de las señales que provienen de los CCM's de los generadores tanto de UG1 como de UG2. Es importante mencionar, que dentro de este paquete canalizado se encuentran las señales de PSS y AVR de los generadores (trayectoria en línea azul).

También en línea azul, se muestra el cableado de todas las señales analógicas: Circuitos 93960 y 93980 montados en una de las líneas de transmisión y buses. De las líneas de transmisión se toman las señales de los TC's mostrados en recuadros azules en la parte inferior de la figura 5.12. Es importante recalcar que de las 2 líneas de transmisión con 4 circuitos que transmiten la energía generada, solo se estarán midiendo los fasores en línea que interconectan a la central eléctrica (circuitos 93960 y 93980) con el Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, sí se conectarán y cablearán los dos circuitos internos que no se interconectarán al SEN, por si en un futuro es necesario la medición de fasores de estos circuitos. La medición de los buses tomada desde los TP's mostrada en la parte izquierda superior, también se visualiza en color azul. Se muestra su trayectoria por las trincheras hasta la caseta de control.

En color verde, se visualiza la trayectoria del cableado con las señales digitales, es decir las posiciones de los interruptores de potencia. De manera horizontal (recuadros verdes) se muestran los interruptores que se interconectan al bus 1: INT 91010, 93970, 91030 y 93960. Mientras que al bus 2, se interconectan los interruptores: INT 91020, 93990, 91040 y 93980. De manera vertical se encuentran los 4 interruptores de amarre, es decir los que pueden enlazar las líneas de generación: INT 98120 y 98680, y enlazar las líneas de transmisión: INT 98790 y 98340, y por ende, enlazar ambos buses. La trayectoria de este cableado, parte desde el gabinete de la fase B de los interruptores hasta la caseta de control de la subestación.

Dentro de la caseta de control, todo el cableado es montado en charolas debidamente identificado y dirigido hasta la ubicación del gabinete que aloja los equipos PMU's. Es importante señalar, que, para la realización de estos trabajos, se tienen que planear libranzas para dejar fuera de servicio los interruptores y transformadores de instrumento y circuitos de potencia sin interferir con la continuidad de la generación y transmisión de electricidad.

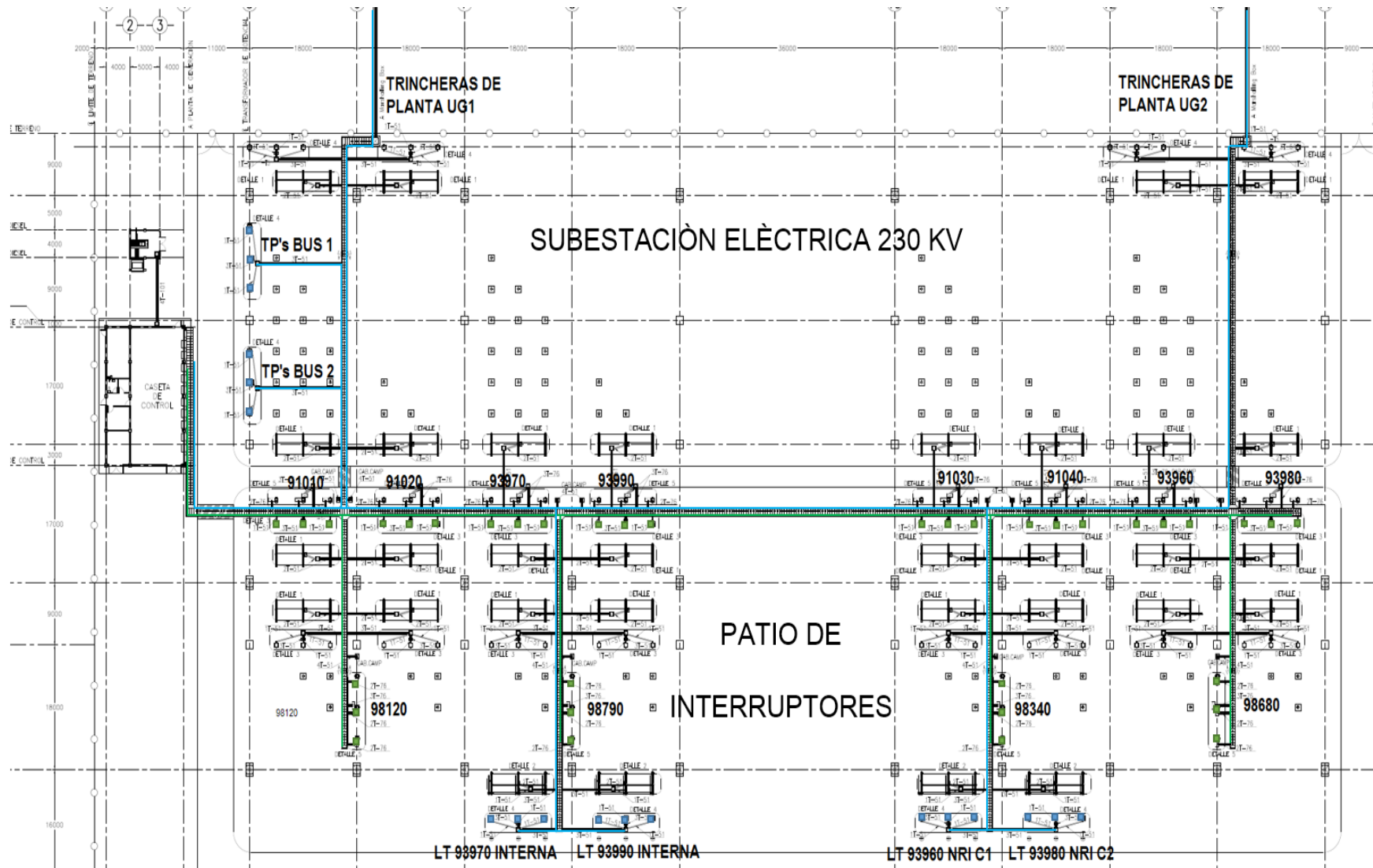


Figura 5.4.9 Trayectoria de cableado en la Subestación Eléctrica

## 5.5. Procedimiento de puesta en servicio de PMU's.

Una vez finalizado el cableado y la conexión de todas las señales en las terminales del PMU, así como también la interfaz entre los equipos PMU y equipos de comunicación al CENACE; se realizarán pruebas de tráfico de datos hacia los servidores del CENACE, para corroborar la correcta comunicación entre la Central y el CENACE. Establecida la comunicación con el CENACE, procedemos a definir el procedimiento de puesta en servicio.

### 5.5.1. Objetivo.

El siguiente procedimiento tiene como objetivo, clarificar los requisitos mínimos del CENACE orientados a las actividades de puesta en marcha de PMU's en Centrales de generación de energía eléctrica, con la finalidad de que los equipos entreguen la información con las características esperadas. Para las actividades de puesta en marcha, se contará con personal del CENACE en sitio para dar veracidad y aceptación de las mediciones.

### 5.5.2. Actividades.

#### 5.5.2.1. Calibración de ángulo.

Esta prueba se realiza inyectando una señal senoidal por medio de un generador de señales debidamente sincronizado con GPS, esta señal senoidal se inyecta con magnitud y frecuencia conocida que nos permitirá saber si el cálculo del cálculo del sincrofasor y ángulo son correctos.

El ángulo reportado por el sincrofasor se mide tomando como referencia el pulso de GPS hasta el valor máximo anterior de la señal inyectada. Para el caso de la señal donde el pulso del GPS coincide con el cruce por cero de la señal, se espera que el ángulo sea de -90 grados.

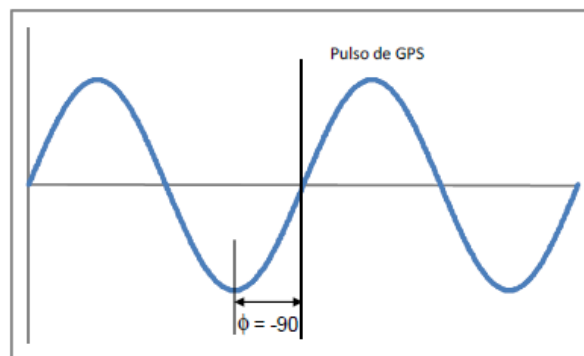


Figura 5.5.1 Medición esperada de ángulo de un sincrofasor.

Con la finalidad de ilustrar este procedimiento de calibración y con la premisa de que este trabajo es realizado antes de la puesta en operación de los PMU's, a continuación, se presentan los resultados de la calibración de ángulo del bus de 230 kV de la Central Termoeléctrica Guaymas II, perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad.

Para esta prueba se utilizó un registrador de disturbios marca Rochester con funcionalidad de PMU sincronizado por GPS y se reemplazó la señal de medición de voltaje del bus de 230 kV por una señal controlada de un generador de señales F6150 debidamente sincronizado con GPS.

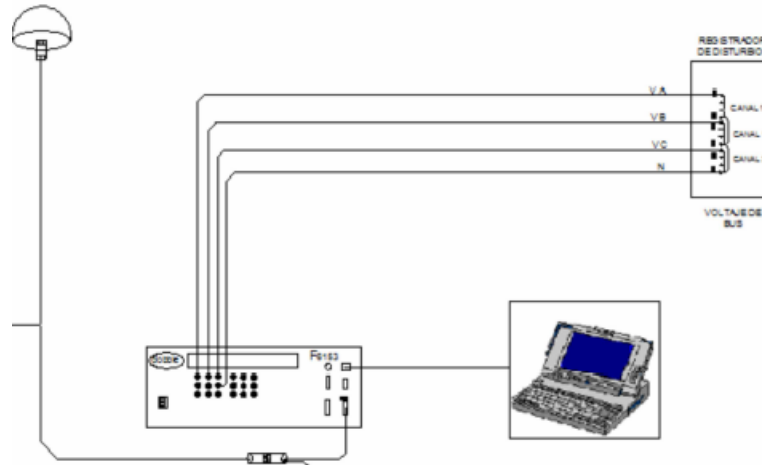


Figura 5.5.2 Esquema de conexión para prueba de ángulo de un sincrofasor.

El resultado del ángulo del sincrofasor puesto en prueba fue de  $-52.603^\circ$  grados y no de  $-90^\circ$  grados como era de esperarse, dentro de la configuración de las señales analógicas del equipo Rochester, no se tenían configurada ninguna compensación de ángulo, lo que nos indica que de haber tenido alguna compensación angular el ángulo resultante debió haber sido  $-90^\circ$  grados más dicha compensación angular.

Para el caso de los equipos PMU's Tesla 4000 de la CCC La Caridad, no se configurarán con compensaciones angulares, por lo que los ángulos de las pruebas de calibración deberán ser de  $-90^\circ$  grados con respecto al pulso del GPS del generador de señales a emplear.

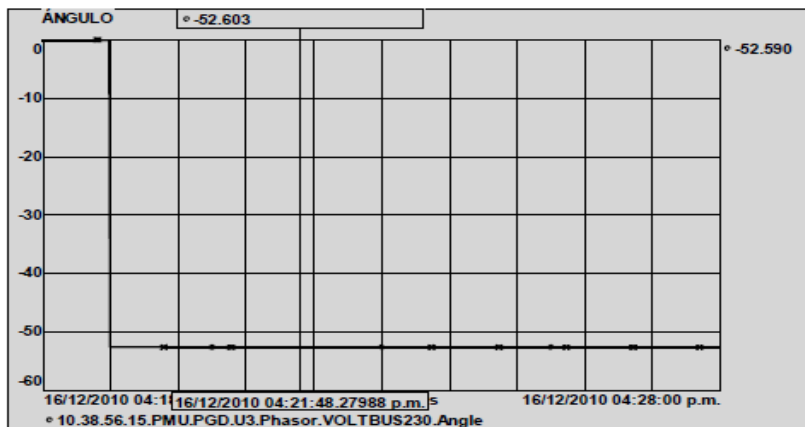


Figura 5.5.3 Angulo de sincrofasor reportado por el equipo Rochester de la CCC Guaymas II.

Como se observa en la figura 5.15., el equipo Rochester reporta una diferencia angular de 37.39° grados, esto significa que el cálculo esta 37.39° en adelante, si a -90° le sumamos los 37.39° grados resulta -52. 603°, esto dice que el equipo Rochester sin compensación alguna, reporta un ángulo del sincrofasor con 37.39° de error.

Derivado de estos resultados, personal de CFE procede con una corrección de fase de -37.39° a los canales analógicos del bus de 230 kV en el equipo Rochester, bajo estas condiciones se vuelve a realizar la prueba de cálculo del ángulo del sincrofasor a lo que el resultado arrojado es -90° como se esperaba.

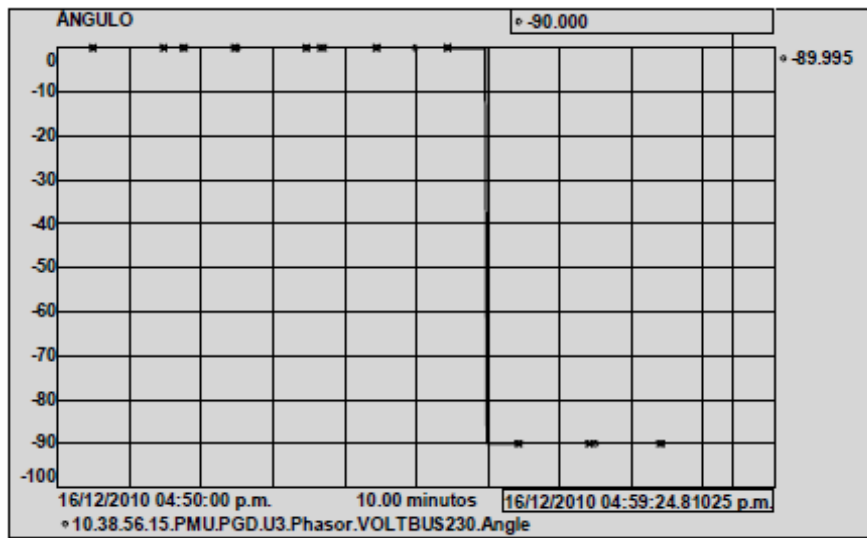


Figura 5.5.4 Ángulo de sincrofasor reportado por el equipo Rochester con compensación de -37.39°.

Para la calibración de ángulo de los sincrofasores de la CCC La Caridad, podemos tomar como referencia, lo sucedido en la CCC Guaymas II, donde se recurre a configurar dentro del PMU compensaciones angulares en las terminales analógicas del equipo y así obtener el ángulo esperado en cada uno de los sincrofasores a transmitir.

### 5.5.2.2. Calibración de canales analógicos.

Para la calibración de canales analógicos del equipo Tesla, se realizará desde el software de panel de control del equipo, al primer uso o bien cuando se realice un cambio de los módulos de voltaje de las señales analógicas, se debe calibrar o bien recalibrar los canales, para esto se debe acceder en el panel de control a: Main Menu > Utilities > Analog Input Calibration.

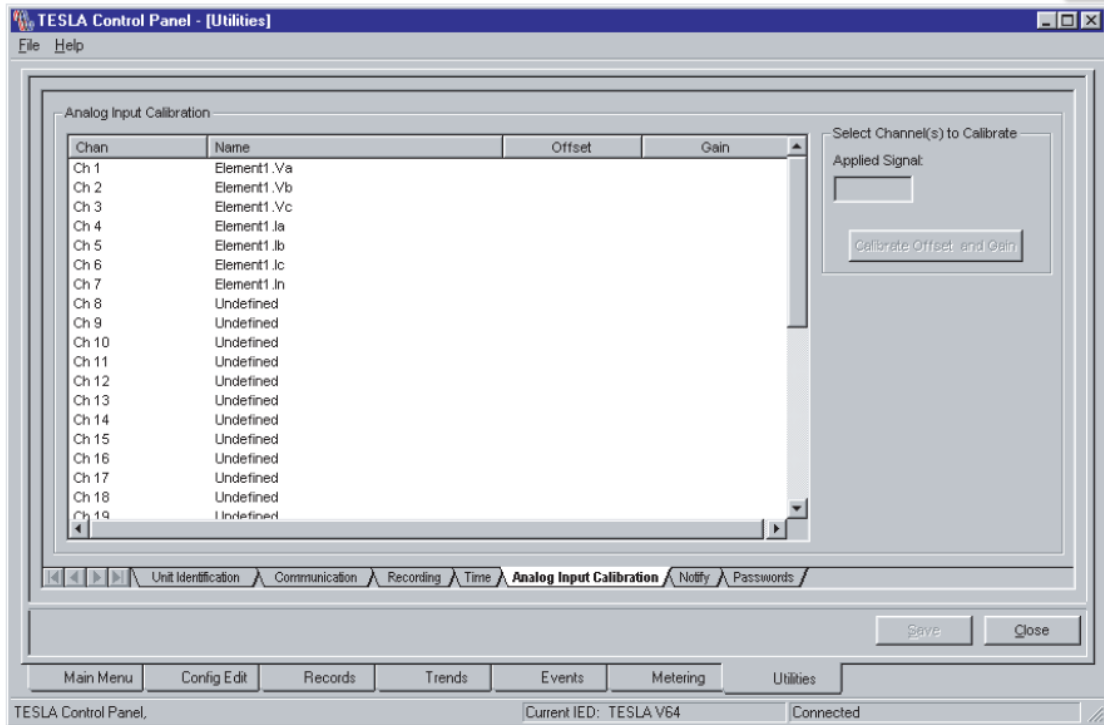


Figura 5.5.5 Calibración de canales analógicos.

Dentro de este apartado, el software será capaz de calibrar cualquier señal que seleccionemos, es importante mencionar que el cambio de módulos de voltaje o bien de corriente, recae en una calibración de canales. Los ajustes en la calibración deberán ser los especificados en la normativa vigente y cumplir con lo establecido en el protocolo IEEE C37.118.

Al momento de la puesta en servicio de los equipos PMU's, el personal del CENACE, verificará que se hayan realizado todas las calibraciones pertinentes y que se encuentren bajo los parámetros de aceptación, ya que cualquier parámetro o mala medición afectaría directamente el cálculo del sincrofasor medido. Cabe mencionar que en este proceso de puesta en servicio, se contará con personal del fabricante del PMU, esto para asegurar una correcta calibración y supervisión de la conexión de todas las señales que entrará al equipo Tesla 4000.

### 5.5.2.3. Faseo.

Una de las ventajas más grandes y que hacen única la medición de variables eléctricas de un SEP desde equipos PMU, es la capacidad de medir la fase o ángulo (ángulo absoluto) de los parámetros eléctricos de tensión y corriente. Sin embargo, esta medición de ángulo se vuelve



vital cuando es referenciada a otra medición de angular (ángulo relativo). Por lo anterior es importante asegurarse de la correcta identificación de fases en los canales analógicos del PMU.

Es importante se tomen medidas necesarias para evitar reportar sincrofasores con corrimiento de fases. Para ello, previamente se deben identificar las fases en el punto de interconexión de la Central eléctrica o bien se hagan las adecuaciones necesarias en el PMU para una correcta sincronización.

Para este punto el CENACE, durante el periodo de pruebas iniciales de adquisición de la información realizará las validaciones necesarias por sus propios medios para dar legitimidad de las mediciones.

#### 5.5.2.4. Declaración de sincrofasores.

Al principio de este capítulo se han declarado los sincrofasores a ser calculados y transmitidos al CENACE, por ser esta una Central de generación de energía eléctrica; es de vital importancia conocer los valores de magnitud y fase en tiempo real de la energía eléctrica generada, en la subestación eléctrica y en la líneas transmisión que interconectan con el resto del Sistema eléctrico.

Dichas mediciones sincrofasoriales quedaron establecida como se observa en la Tabla 5.2.

#### 5.5.2.5. Pruebas iniciales de explotación de información.

Finalmente, y una vez realizadas las pruebas de comunicación, calibración de ángulo, calibración de canales analógicos y faseo, el CENACE realizará las pruebas iniciales de explotación de la información. Actividad que se realizará en coordinación con el personal de la Central eléctrica. En caso de que sean necesarias modificaciones a los parámetros configurados dentro del PMU, estos deberán ser modificados por personal de la Central.

Las pruebas iniciales consistirán en el correcto envío de:

- **Mensaje de Datos:** Este mensaje incluirá el dato de los múltiples canales analógicos, es decir la estimación del fasor de los generadores, buses y circuitos que transmiten la energía generada. Aquí también se contemplan los datos digitales de posición de interruptores y señales PSS y AVR. Esta información se transmitirá en paquetes combinados con una sola estampa de tiempo, es decir contiene la información del cálculo del sincrofasor hecha por el equipo PMU.

- **Mensaje de Configuración:** Se corroborará que el mensaje contenga la correcta configuración del sincrofasor para que puede ser interpretado por otro equipo PMU o PDC (Phasor Data Concentrer).
- **Mensaje de Cabecera:** Transmitirá información previamente configurada por el personal del Central, como lo es la nomenclatura de la Subestación Eléctrica, Líneas de Transmisión y niveles de tensión. Lo anterior, con la finalidad de que ayude a la identificación de cada parámetro medido y transmitido.
- **Mensaje de Comando:** Es información en lenguaje maquina enviada desde el PDC para solicitar al PMU, el envío y control de datos, así como para controlar funciones propias del PMU. El CENACE será el responsable de configurar la información contenida en el mensaje de comando, ya sea para transmitir a otro PDC o bien solo para visualizar las mediciones de la Central.

Una vez transmitida y recibida correctamente toda la información de los sincrofasores y ya configurada en los equipos de recepción, el CENACE dará por aceptadas las mediciones sincrofasoriales de la CCC La Caridad.

## 5.6. Resultados esperados de la implementación de PMU’s. en la Central.

Durante la planeación, realización y la operación de este proyecto, plasmado en este trabajo de tesis, el objetivo principal ha sido y será, proporcionar mediante las llamadas smart grids, y en específico mediante las unidades de medición fasorial, los parámetros de magnitud y fase medidos en tiempo real de parámetros eléctricos generados en esta Central, al Centro Nacional de Control de Energía. Lo cual, se logró de manera satisfactoria.

La experiencia lograda, durante el montaje y pruebas de puesta en servicio; fue muy importante para mí.

Estoy convencido de que el desarrollo de este trabajo, sin duda proveerá de herramientas, ventajas y beneficios a la operación del SIN, ya que brindará al CENACE la posibilidad de anticiparse ante algún evento que pudiese causar la inestabilidad del Sistema y poder tomar medidas que aseguren su correcta operación.

## 5.7. Conclusiones de capítulo.

- Este proyecto, además de brindar seguridad a la operación del Sistema, contribuye a la modernización de los sistemas de control y supervisión del SIN, ya que forma parte del desarrollo de las llamadas WAM’s, que son capaces de comparar parámetros de tensión y corrientes entre dos nodos a miles de kilómetros de distancia. La comparación angular de las variables eléctricas, nos pueden indicar, comportamientos inusuales ya sea en unidades de generación, líneas de transmisión o en grandes centros de carga. Lo que permite, realizar un análisis de la dinámica de la SIN, lo que, a su vez, permite anticipar la ocurrencia de un colapso total o parcial del Sistema.
- El desarrollo de este proyecto se da en tiempo de muchos cambios dentro de la Red eléctrica mexicana, ya que con la reforma de las Leyes que rigen el Sector Eléctrico en México, se apertura la posibilidad de construir nuevas Centrales y por distintas empresas; lo que exige una mayor coordinación y reglamentación.
- No omito mencionar que este tipo de mediciones sincronizadas, no solo pueden ser implementadas en Centrales eléctricas; sino que también son en la Red de transmisión, lo que permite que la modernización sea en todos los elementos que conforman el Sistema Eléctrico de México.

En el siguiente capítulo, se describen algunas de las aplicaciones de PMU’s que han sido desarrolladas y utilizadas en el Sistema Eléctrico Nacional.

## 6. CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE PMU’S EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.

Como ya se ha comentado y derivado de la necesidad de que los operadores del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) operen el Sistema con confiabilidad, seguridad y continuidad; se han implementado, entre otros, los PMU’s en varias Centrales eléctricas. En el caso específico, del Área de Control Noroeste, perteneciente al CENACE, han aprovechado la información que brindan los PMU’s para desarrollar aplicaciones que monitorean y mantienen la estabilidad y seguridad del SEN. De igual manera, CFE ha implementado varias aplicaciones. En este capítulo, se indican las características generales de algunas de esas aplicaciones.

La primera de ellas, fue desarrollada por el personal de Área de Control Noroeste (ACNO), donde esta herramienta computacional permite la detección y caracterización de oscilaciones electromecánicas de unidades generadoras basadas en información de unidades de medición fasorial y utilizando la transformada rápida de Fourier. La segunda aplicación, es el proyecto SIMEFAS RT de la Comisión Federal de Electricidad, el cual permite la visualización y el análisis en tiempo real de los parámetros de corriente y tensión que envían los diferentes PMU’s conectados en la Red de la CFE.

### 6.1. Detector de oscilaciones electromecánicas de generadores con sincrofasores “OSCILA” de la Área de Control Noroeste del CENACE.

En el año 2009 el ACNO desarrolló una aplicación computacional, la cual mediante la información sincrofasorial que proporcionan los equipos PMU’s y la transformada rápida de Fourier (FFT), detecta patrones oscilatorios en las mediciones de potencia activa de generadores. Esta aplicación llamada OSCILA, analiza la información de todas las unidades generadoras del ACNO en tiempo real, dando una interrelación entre las mismas.

Esta aplicación está constituida en tres etapas: 1. Adquisición de datos sincrofasoriales; 2. Detección de patrones oscilatorios, y 3. Calculo de la tendencia del patrón oscilatorio (también conocido como amortiguamiento, amplitud y correlación de los patrones oscilatorios).

*La etapa de adquisición de datos sincrofasoriales*, consiste en leer y decodificar los mensajes de datos de todos los PMU’s de las unidades generadoras, con la finalidad de obtener la información de su potencia activa. Las comunicaciones de los PMU’s son basadas en el estándar IEEE 37.118., y son configurados a 20 muestras por segundo, es decir, generan un dato nuevo cada 50 ms.

Como se mencionó, esta aplicación utiliza la transformada rápida de Fourier para la detección de patrones oscilatorios, teniendo como única restricción que el tamaño de la ventana de datos que se analizaran, debe ser equivalente a  $2^n$  datos. Derivado de esto, cuando se inicia la aplicación, se debe recolectar un número de datos igual a  $2^n$  y mantener en todo momento este mismo número de datos para que los resultados sean correctos. Lo cual significa, que se trabaja con una ventana recursiva de  $2^n$  datos. El ACNO comenta que por experiencia se ha observado que resulta adecuada una ventana de 512 o 1024 muestras, que representan 25.6 y 51.2 segundos respectivamente a la frecuencia actual de muestreo

En esta primera etapa, además se hace un preprocesamiento de la ventana de datos, para acondicionarla con el fin de eliminar componentes de baja frecuencia y facilitar el procesamiento de la información en los módulos subsecuentes. Este procesamiento consiste en obtener el valor promedio de los 2<sup>n</sup> valores contenidos en la ventana de datos y se disminuye a cada uno de los elementos de la ventana, esto ayuda a tener un vector modificado con valor promedio igual a cero.

*En la Detección de Parámetros Oscilatorios*, se analiza la ventana de datos con el método de transformada rápida de Fourier, esto con la finalidad de detectar e identificar patrones oscilatorios significativos. La manera de determinar si existe algún patrón oscilatorio significativo, es analizando el espectro de frecuencias resultante y extrayendo la de mayor amplitud. Si la amplitud de esta frecuencia de oscilación, es mayor que el umbral configurado por el usuario; se confirma la presencia de la oscilación y se procede a su caracterización.

Posteriormente se genera una alarma auditiva y luminosa, esta se muestra en la ventana principal mediante indicadores de texto y gráficas de tendencia. A su vez es mostrado el comportamiento del generador que presenta el patrón oscilatorio de mayor amplitud. Mostrando adicionalmente, su espectro de frecuencias en un mapa de color, donde se observan las frecuencias de oscilación, su amplitud y su evolución en el tiempo.

*En la etapa de Cálculo de la tendencia del patrón oscilatorio (también conocido como amortiguamiento, amplitud y correlación de los patrones oscilatorios)*, se analizan el comportamiento de las unidades que están oscilando. En un primer paso, se analizan el o los patrones que se encuentran oscilando y se determina si están creciendo, decreciendo o permanece sin cambio su amplitud. Esto se logra mediante la ventana recursiva que contiene los datos de amplitud de los últimos 5 ciclos de oscilación. Una vez obtenidos estos datos, se traza una recta y por medio de su pendiente se define la tendencia del patrón oscilatorio. En la figura 6.1. se muestra la tendencia de un patrón oscilatorio.

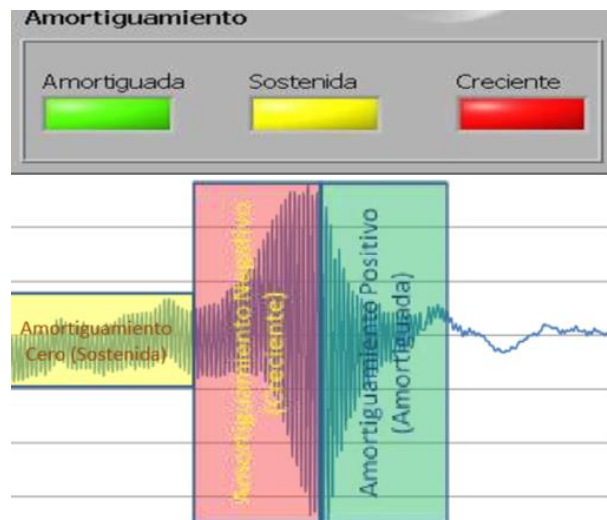


Figura 6.1.1 Tendencia de un patrón oscilatorio detectado por la aplicación OSCILA. [1]

Como último paso, se utiliza la función de correlación para poder identificar la coherencia de oscilación entre unidades. Se toma como referencia la señal de mayor amplitud, esto se lleva a cabo calculando la correlación entre potencias de las unidades en la ventana recursiva siempre considerando los últimos 5 ciclos de oscilación. El ACNO ha establecido un criterio para poder definir la coherencia entre las oscilaciones de las unidades: a) para una correlación mayor a 0.5 se define como oscilación coherente; b) para una correlación entre -0.5 y 0.5 se define como ni coherente ni en contra, es decir está dentro de un parámetro aceptable y c) para una correlación menor a -0.5 se define como una oscilación en contra.

Desde que quedó en operación la aplicación OSCILA, el ACNO ha detectado de forma oportuna dos eventos significativos de patrones oscilatorios. En septiembre de 2010, se presentó un modo de oscilación entre las unidades HLIU 1 (turbina de gas de Central Ciclo Combinado Hermosillo) y HTSU 1 (unidad hidroeléctrica, Huites), con una frecuencia cercana a 1 Hz y alcanzó una amplitud de 140 MW en HTS, este evento ocurrió cuando la aplicación se tenía en prueba y sirvió para evaluar su desempeño. En febrero del 2012, se manifestó un modo de oscilación donde las unidades de PLD (Unidades Térmicas Convencionales de Puerto Libertad), intercambiaron energía con HLIU 1; la frecuencia de oscilación detectada fue de 1.2 Hz y se registró una amplitud máxima de oscilación en HLIU 1 de 30 MW, en la Figura 6.2 podemos ver la máxima amplitud de oscilación.

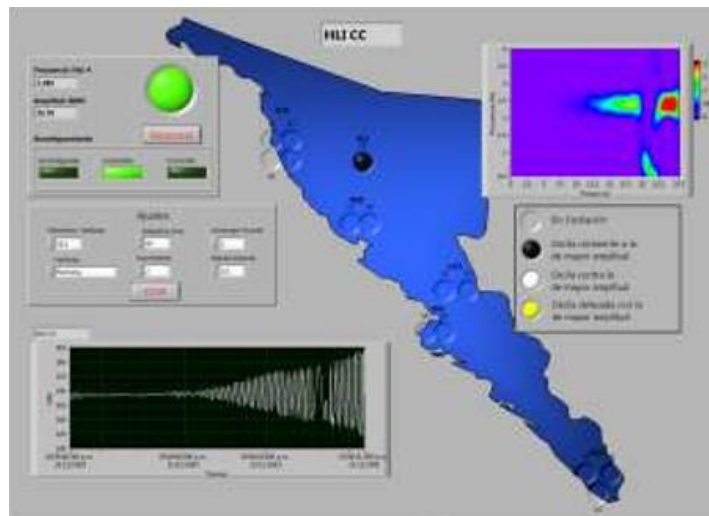


Figura 6.1.2 Evento de Oscilación entre unidades de las Centrales HLI-PLD [2]

## 6.2. Sistema de medición sincronizada de fasores en tiempo real SIMEFAS RT OFF Line y su uso en el Sistema de Interconexión Eléctrico Para América Central.

Actualmente la CFE cuenta con un desarrollo que le permite identificar las oscilaciones de baja frecuencia (OBF), este proyecto es el llamado SIMEFAS RT que permite la visualización y el análisis en tiempo real de los parámetros eléctricos que envían los equipos PMU’s contactados en la Red Eléctrica de CFE. El correcto procesamiento de la información recibida por los PMU’s ubicados en puntos estratégicos a lo largo del SIN, han permitido el estudio del comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Mexicano y su interconexión con el Sistema de Interconexión Para América Central (SIEPAC).

El Sistema Interconectado Nacional de CFE mantiene un enlace con el SIEPAC por medio de una línea de transmisión de 400 kV (A3T00) entre las subestaciones eléctricas de Tapachula Potencia (THP) en el estado de Chiapas y la subestación eléctrica Los Brillantes (LBR) en Retalhuleu en Guatemala.

La infraestructura del SIEPAC está compuesto por un conjunto de líneas de transmisión eléctrica de 1790 km de longitud de 230 kV y de 28 bahías de acceso en 15 subestaciones. Los 6 Países de América Central que forman parte de esta infraestructura son: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La finalidad del SIEPAC es contar con una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW entre los 6 Países. En la figura 6.3 podemos ver la interconexión del SIEPAC.

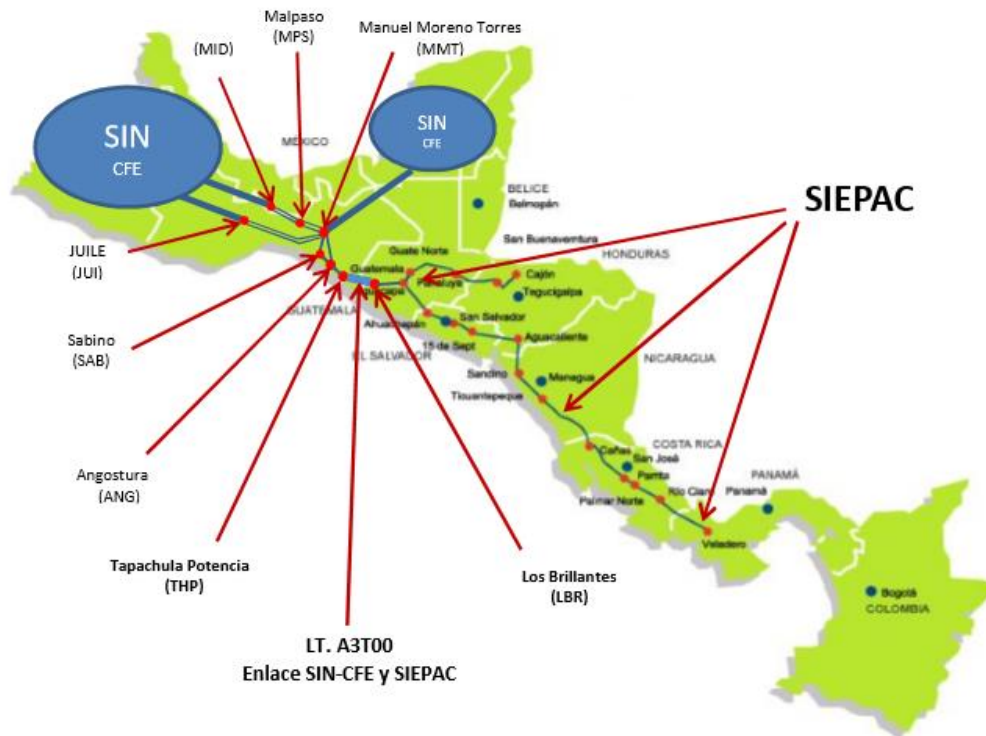


Figura 6.2.1 Interconexión entre el SIN de CFE y SIEPAC. [3]



Desde la puesta en servicio del enlace SIN CFE-SIEPAC, se han presentado en varias ocasiones oscilaciones de baja frecuencia, las cuales han podido ser analizadas gracias a la información proporcionado por los equipos PMU’s y por el proyecto SIMEFAS RT. Tal es el caso del evento ocurrido en junio de 2010 en dicho enlace con América Central. El cual se describe a continuación de manera general.

La interconexión entre Sistemas se da por la línea de transmisión A3T00, donde los registros de los PMU’s fueron recibidos de las subestaciones MMT (Manuel Moreno Torres), ANG (Angostura), MPS (Mal Paso), THP y LBR. En la figura 6.4., se muestra el diagrama unifilar asociado a estas subestaciones. En este evento el SIMEFAS RT detectó dos diferentes modos de oscilación, antes y después de la separación del SIN y el SIEPAC.

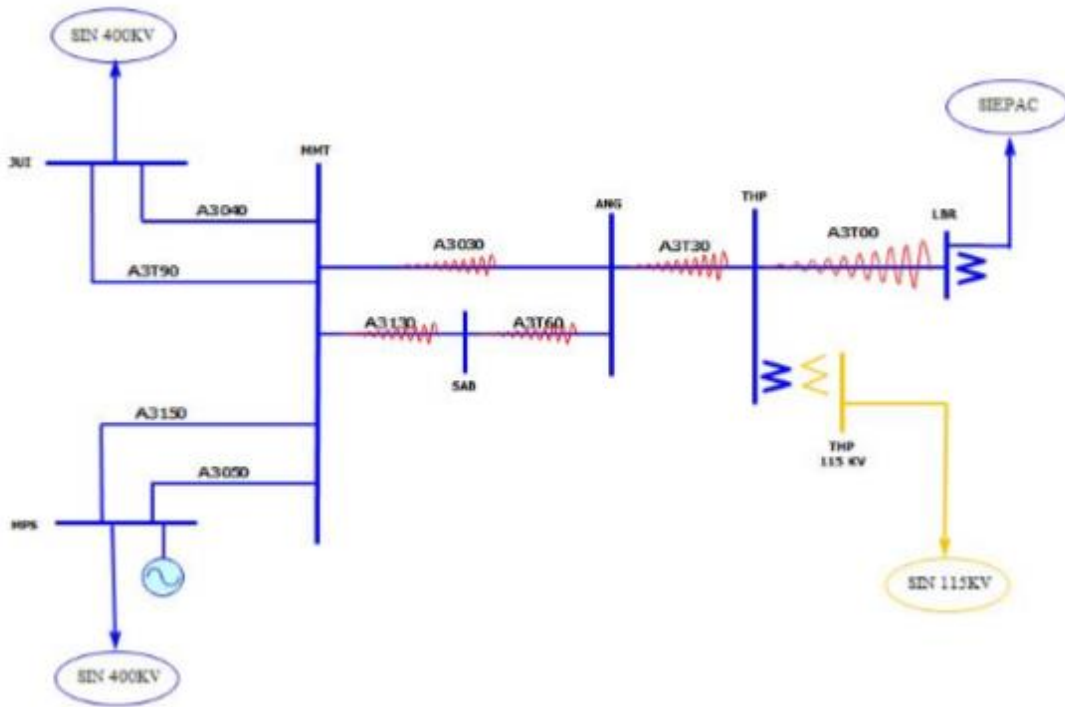


Figura 6.2.2 Diagrama unifilar de la interconexión SIN CFE y el SIEPAC. [4]

En la figura 6.5., se muestra el comportamiento de la frecuencia en la LT A3T00. Se observan dos modos de oscilación de baja frecuencia. El amortiguamiento es negativo antes del disparo y después de la separación de los Sistemas. La frecuencia máxima registrada, 60.12 Hz, fue en la subestación Los Brillantes. La frecuencia mínima registrada, 59.94 Hz, fue en la subestación Angostura.

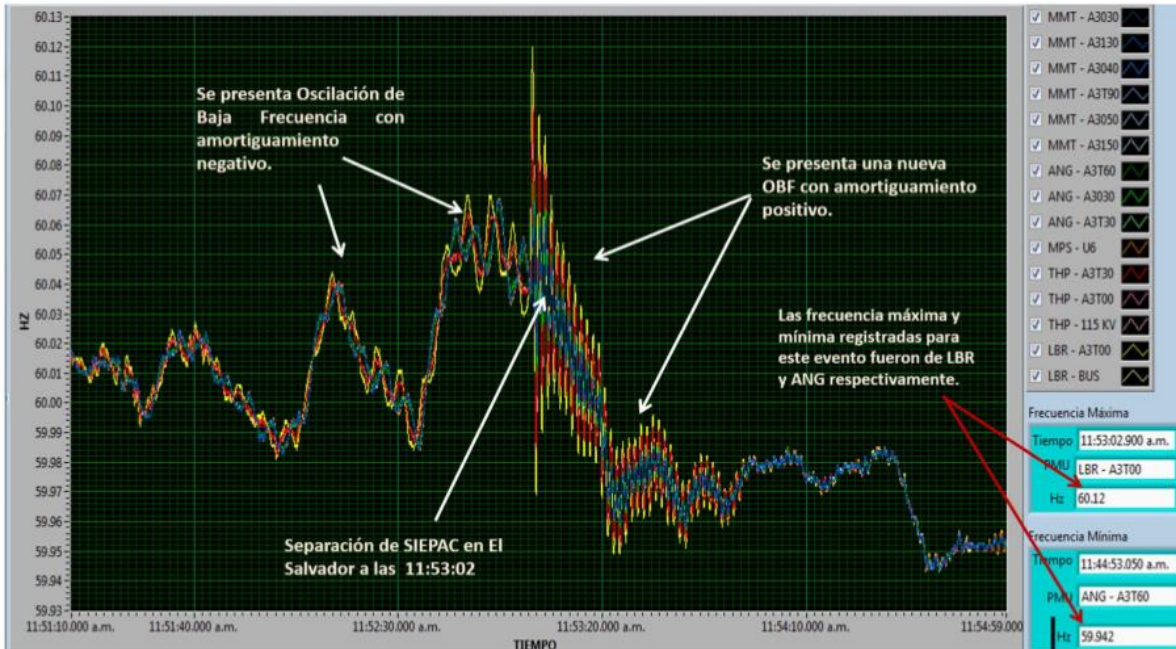


Figura 6.2.3 Comportamiento de la frecuencia del SIN CFE y SIEPAC. [5]

En la figura 6.6. podemos ver el comportamiento de la tensión en varias subestaciones asociadas a la LT de interconexión. Se llegan a presentar diferencias de tensiones de hasta 9.37 kV en la línea de transmisión A3T00.

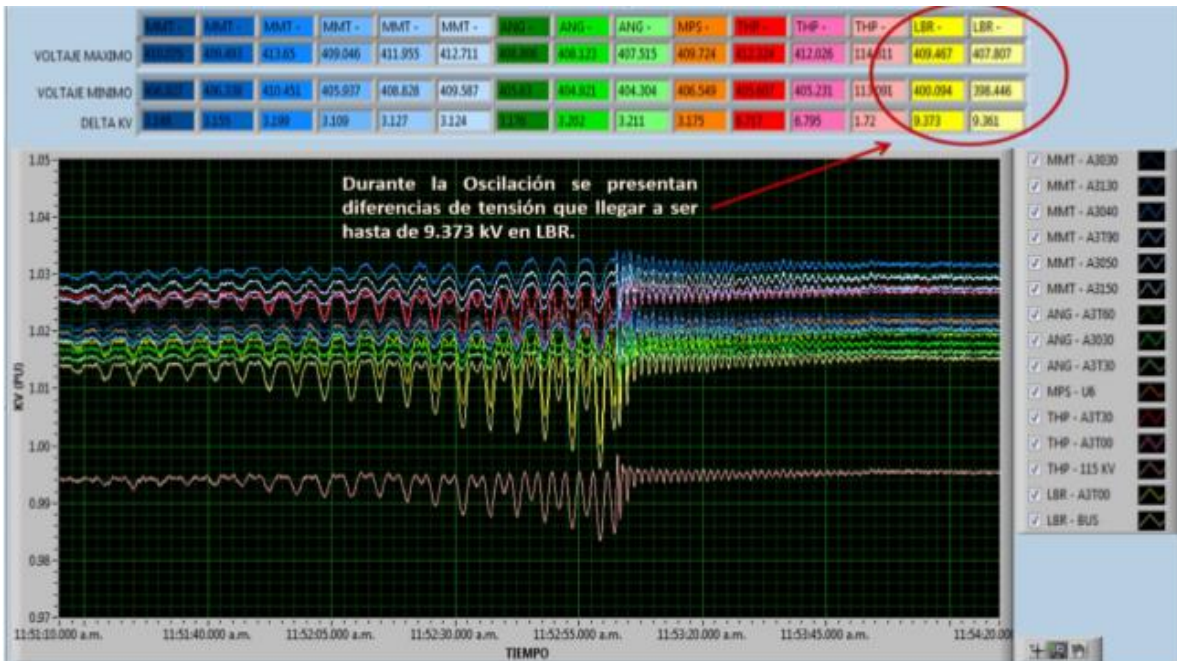


Figura 6.2.4 Comportamiento de la tensión en kV en varias subestaciones asociadas a THP y LBR. [6]

También podemos apreciar un crecimiento en la potencia activa y reactiva de la línea de transmisión A3T00:

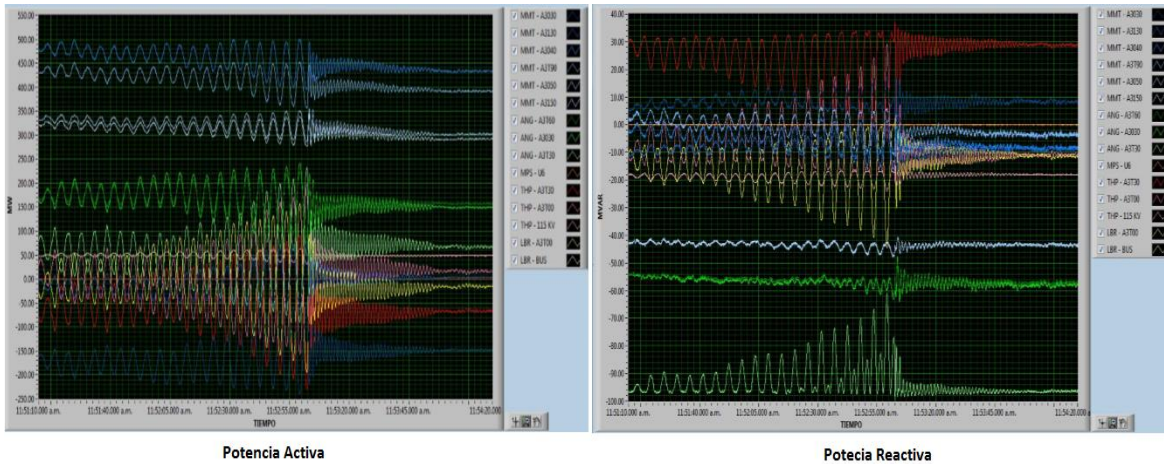
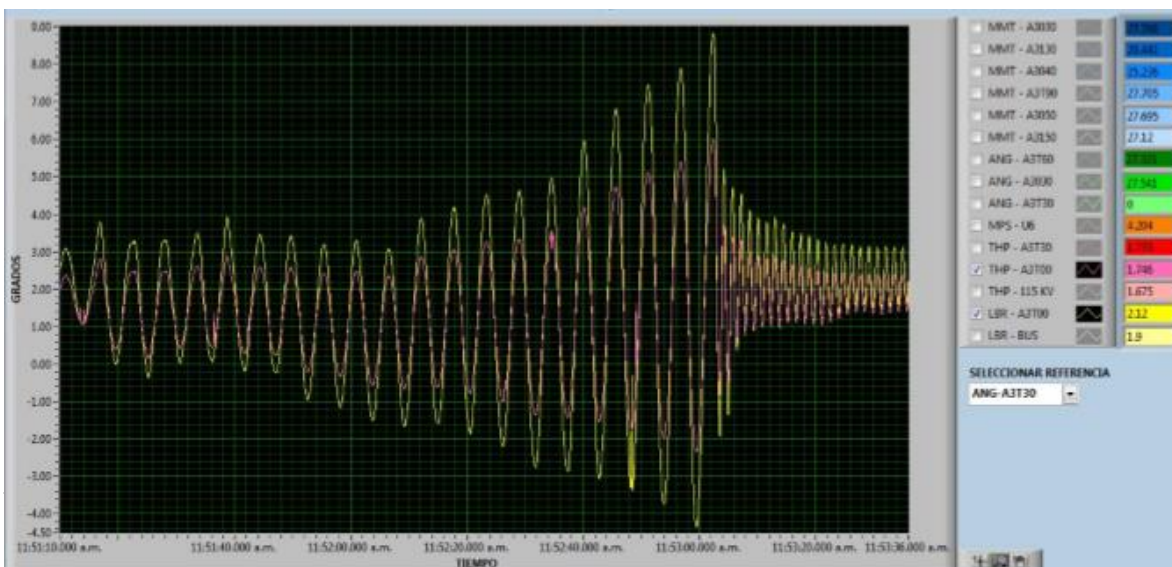


Figura 6.2.5 Comportamiento de potencia activa y reactiva en la línea A3T00 durante el evento de junio de 2010. [7]

En la figura 6.8., el SIMEFAS RT nos muestra el comportamiento angular de la LT A3t00. Se observa una oscilación máxima de 13° de pico a pico en aproximadamente 2 segundos.

Figura 6.2.6 Comportamiento angular en la LT A3T00. [7]

Durante el evento se presentan diferentes frecuencias oscilatorias, la primera de ellas es aproximadamente de 0.18 Hz con un amortiguamiento negativo, previo al disparo de la LT A3T00. La segunda frecuencia de oscilación detectada, es aproximadamente 0.68 Hz. Esta oscilación de se presenta justo después de la separación del SIN con SIEPAC y se trata de una oscilación de baja frecuencia, con un amortiguamiento positivo por lo que el Sistema regresa a sus condiciones normales de operación, tal como se muestra en la Figura 6.9.



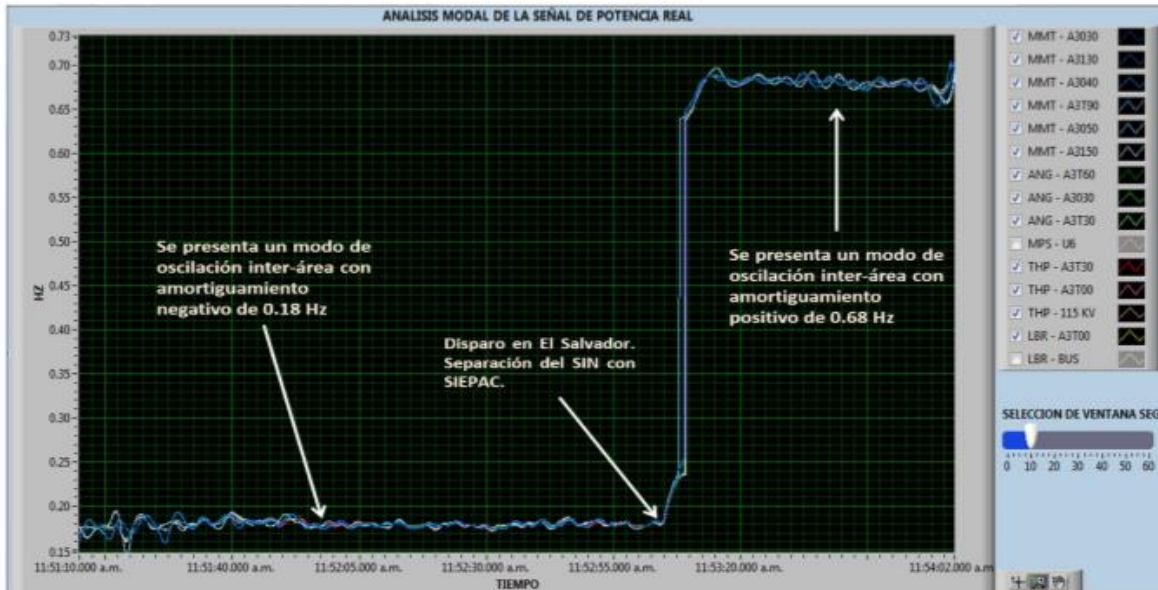
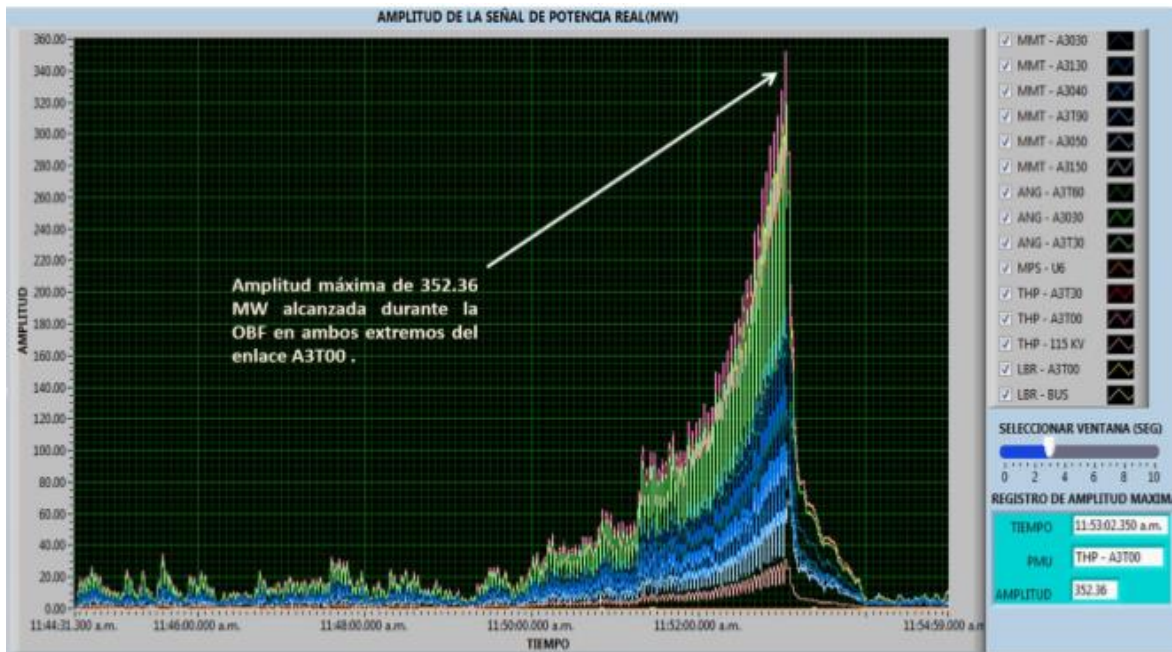


Figura 6.2.7 Identificación de dos diferentes modos de oscilación. [8]

También se detecta el incremento pico a pico para todas las señales de potencia activa proporcionadas por los PMU’s analizados. Para el caso de la línea de transmisión A3T00, la



amplitud llega a ser de hasta 352.36 MW antes de la separación de los sistemas.

Figura 6.2.8 Amplitud máxima alcanzada durante la oscilación de baja frecuencia. [9]



### 6.3. Aplicación de esquemas de acción remedial en la Central Eléctrica La Caridad: Disparo Automático de Generación.

Un esquema de acción remedial (EAR), se define como el conjunto coordinado de controles, que cuando se presentan determinadas condiciones de emergencia en la operación del Sistema Eléctrico Nacional; se realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la Red eléctrica, incluyendo las desconexión de unidades en Centrales Eléctricas (Disparos Automáticos de Generación), la interrupción de centros de carga (Disparos Automáticos de Carga), así como el cambio de la topología de la Red. Lo anterior, para llevar al Sistema en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad. Reduciendo costos de producción y minimizando la afectación a los Usuarios finales.

Con la finalidad de impedir la salida en cascada de múltiples elementos y evitar con estas acciones el colapso del Sistema; el Área de Control Noroeste del CENACE ha implementado los EAR en las regiones que implican Centrales Eléctricas y grandes centros de carga. Tal es el caso de la Central Termoeléctrica La Caridad y la carga más grande de la región; la mina de Cananea de Buenavista del Cobre, ambas pertenecientes al Grupo México.

El objetivo de la implementación del EAR, es asegurar que los flujos de potencia en la región Noroeste no pongan en riesgo la integridad del Sistema. Ya que sí se perdiera la generación de La Caridad, no habría manera de satisfacer el consumo de la mina de Cananea que asciende a 250 MW. O bien, si la variación de carga de la mina fuera muy drástica combinada con la pérdida de algún elemento de la Red; se podría correr el riesgo de presentarse un colapso. Para minimizar las posibilidades que lo anterior no suceda; se ha diseñado el esquema de defensa: Disparo Automático de Generación (DAG). Son participes las condiciones de la potencia consumida por la mina de Cananea, variaciones en la tensión en el Bus de la Subestación Eléctrica de Buenavista (BNV-230), y el comportamiento de la potencia en las dos líneas de transmisión Hermosillo-93410-Guaymas y Guaymas-93440-Obregón. Cualquier variación en los flujos de potencia que estén fuera de los límites de operación establecidos, podrían provocar el disparo en la Central La Caridad de: a) un paquete de ciclo combinado o, b) el disparo de un paquete de ciclo combinado y una turbina de vapor.

A continuación, se muestra un diagrama unifilar de los elementos participes en el Disparo Automático de Generación mencionada.

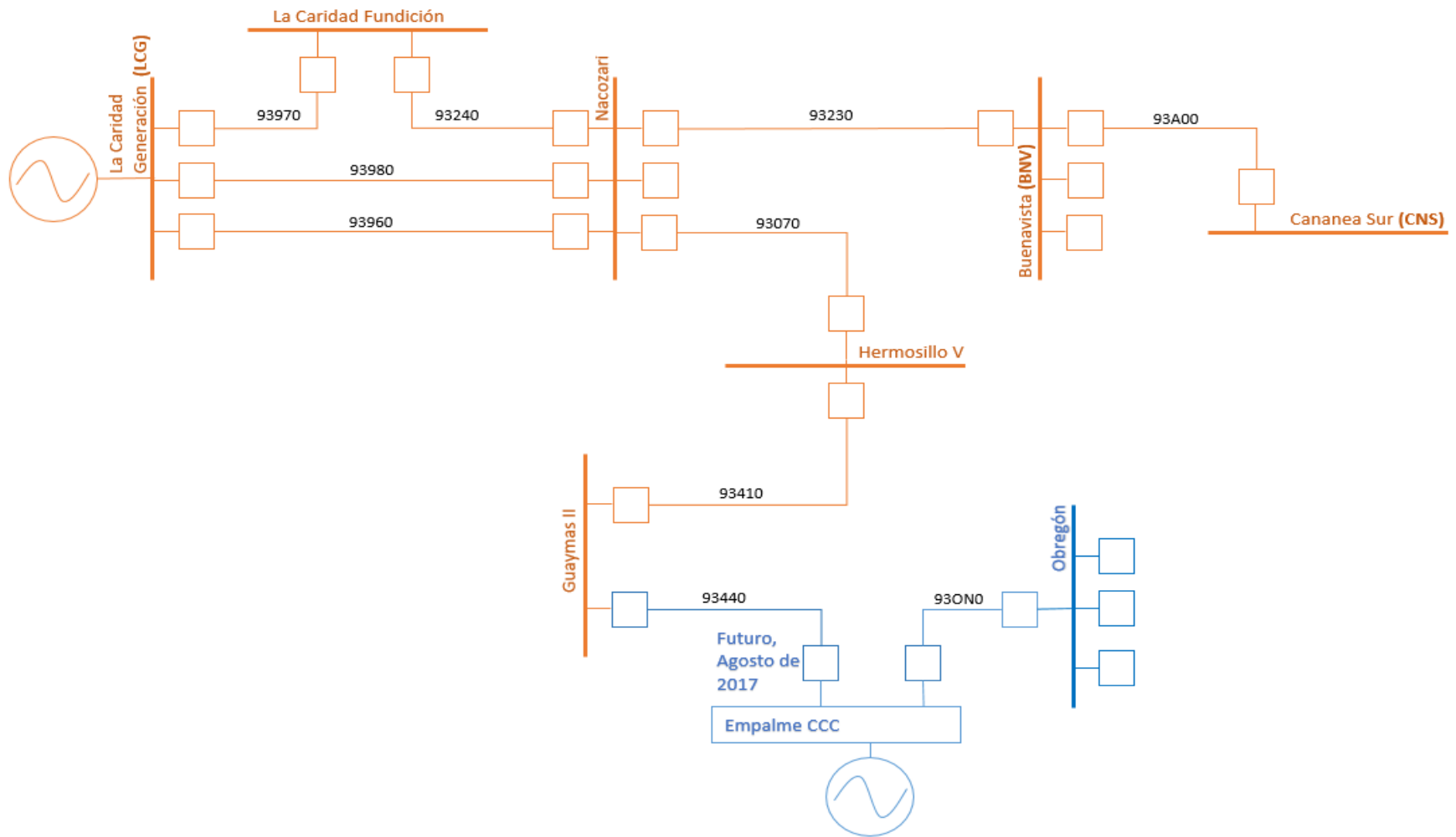


Figura 6.3.1 Diagrama Unifilar de los elementos partícipes en el DAG de la Central La Caridad

Para la implementación del DAG, se han definido las siguientes condiciones, que en conjunto podrán activar el disparo, ya sea de un paquete de ciclo combinado (250 a 265 MW) o bien, el disparo de un paquete de ciclo combinado más una turbina de vapor (250 a 265 MW de un paquete de ciclo combinado más de 90 MW a 100 MW de una turbina de vapor).

- a) Para la subestación BNV-230, se han definido como parámetros a ser considerados los siguientes:
- Disparo tripolar de la Línea 93A00 (Buenavista - Cananea Sur).
  - Flujo de la LT BNV-93A00-CNS mayor o igual a 300 MW.
  - Flujo de la LT BNV-93A00-CNS con una potencia de entre 100 MW a 200 MW.
  - Flujo de la LT BNV-93A00-CNS con una potencia de entre 200 MW a 300 MW.
  - Tensión en la barra BNV-230 inferior a 226 kV (0.983 pu), durante 1 segundo.
- b) Para la línea de transmisión Hermosillo- 93410- Guaymas:
- Potencia mayor o igual a 230 MW y menor a 300 MW.
  - Potencia mayor o igual a 370 MW
  - Potencia mayor o igual a 300 MW
  - Tensión en la barra BNV-230 inferior a 226 kV (0.983 pu), durante 1 segundo.
- c) Para la línea de transmisión de Guaymas- 93440- Obregón:
- Potencia mayor o igual a 310 MW y menor a 420 MW.
  - Potencia mayor o igual a 420 MW
  - Potencia mayor o igual a 370 MW
  - Tensión en la barra BNV-230 inferior a 226 kV (0.983 pu), durante 1 segundo.



A continuación, se muestra el diagrama de lógica del DAG:

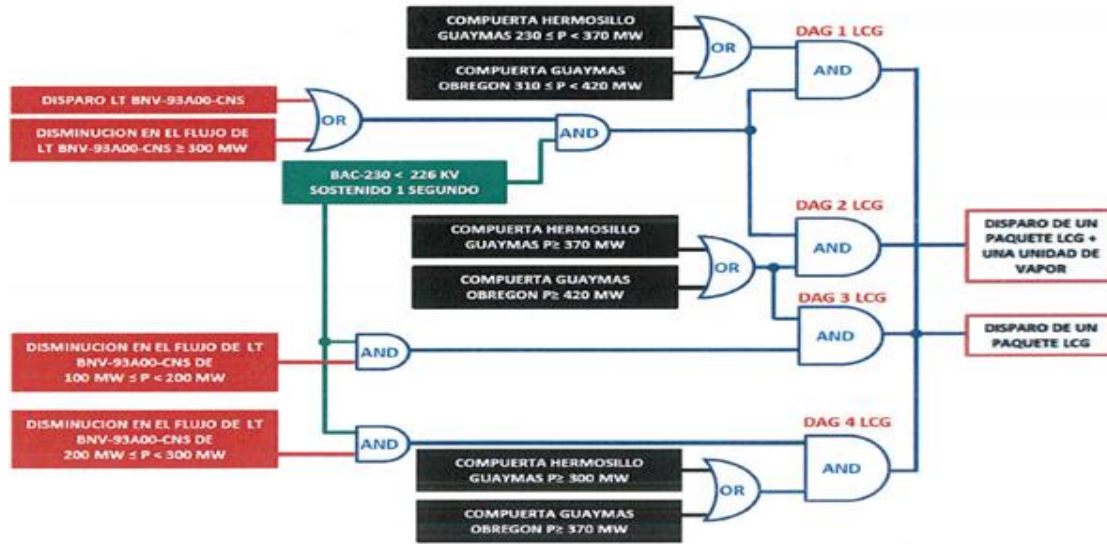


Figura 6.3.2 Lógica combinacional para el DAG.

Como se puede apreciar en la figura 6.12, se tienen que cumplir determinadas condiciones, para considerar como estado crítico la operación del Sistema, y por consiguiente, proceder con los disparos de generación.

Con la finalidad de confirmar las condiciones de la activación del DAG, se procedió a simular en LabView, la lógica combinacional para detectar todos los casos posibles de activación de del esquema de acción remedial (EAR). Cabe mencionar que este esquema, solo pretende monitorear flujos de potencia y tensión en la barra de la subestación BNV-230. Se considera como protección secundaria y no interviene en la activación o interrupción de los sistemas de protección primaria, es decir, este sistema es independiente de la coordinación de protecciones eléctricas mediante relevadores en las subestaciones aledañas.

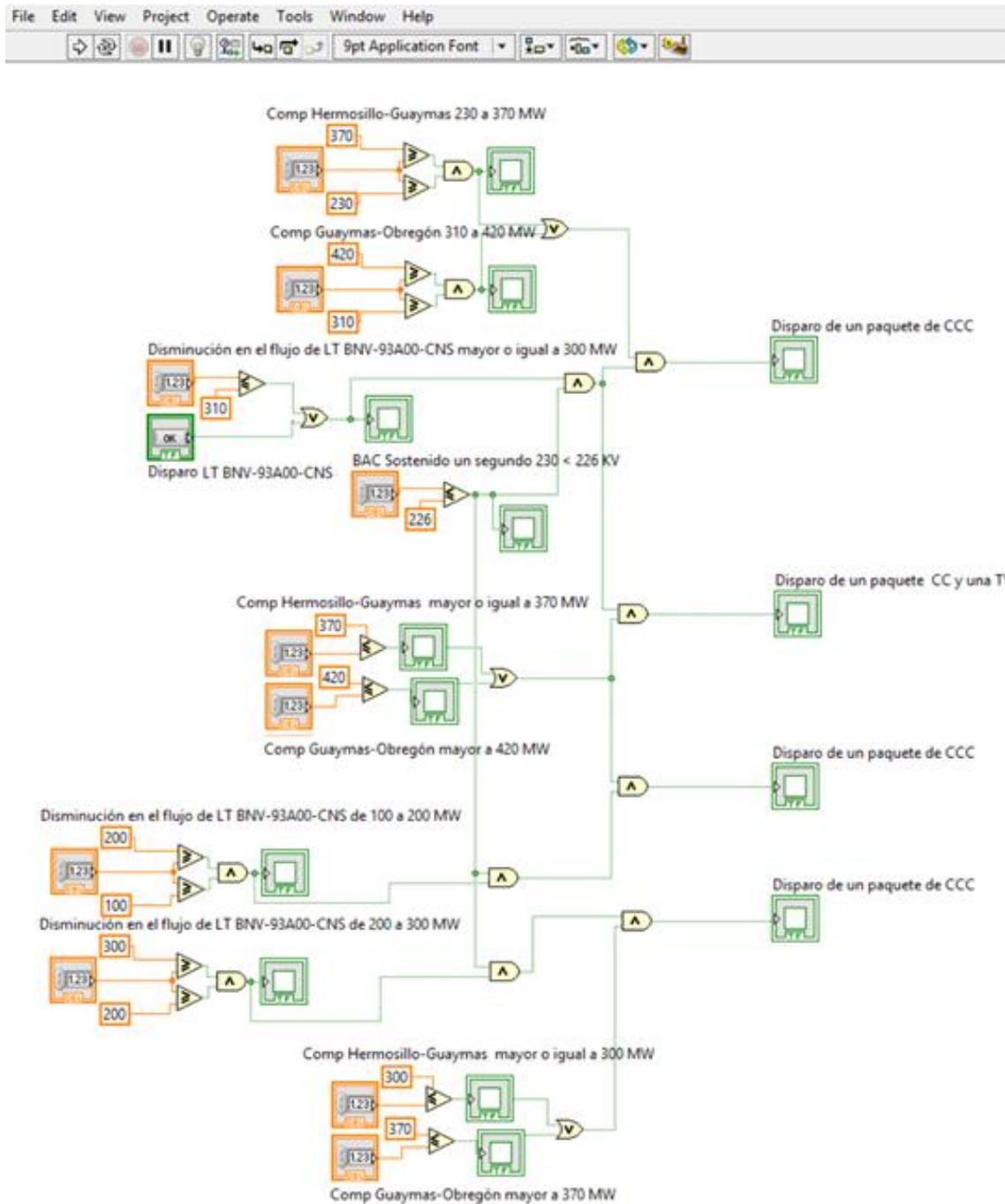


Figura 6.3.3 Bloques de lógica del esquema DAG en LaView

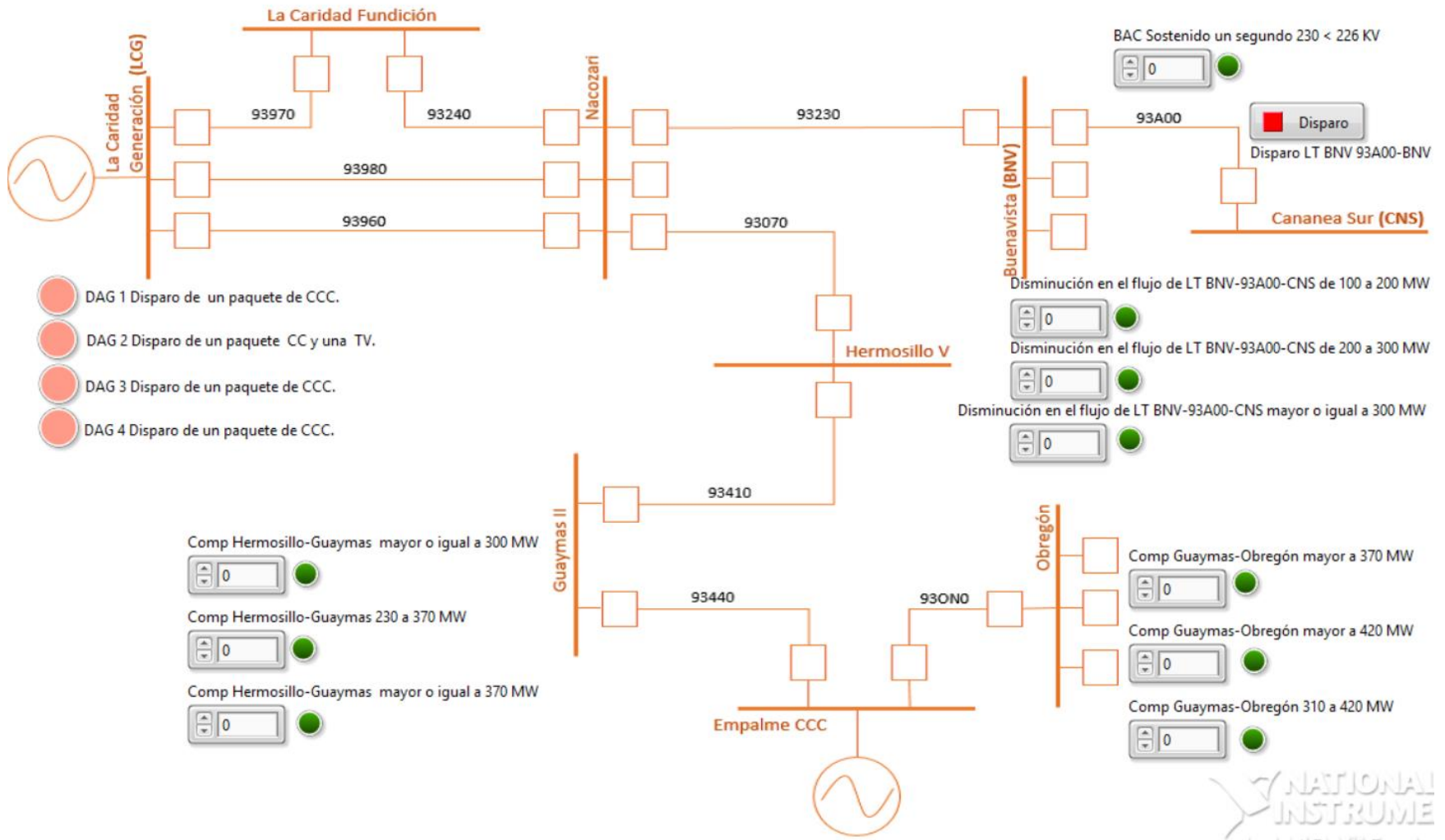
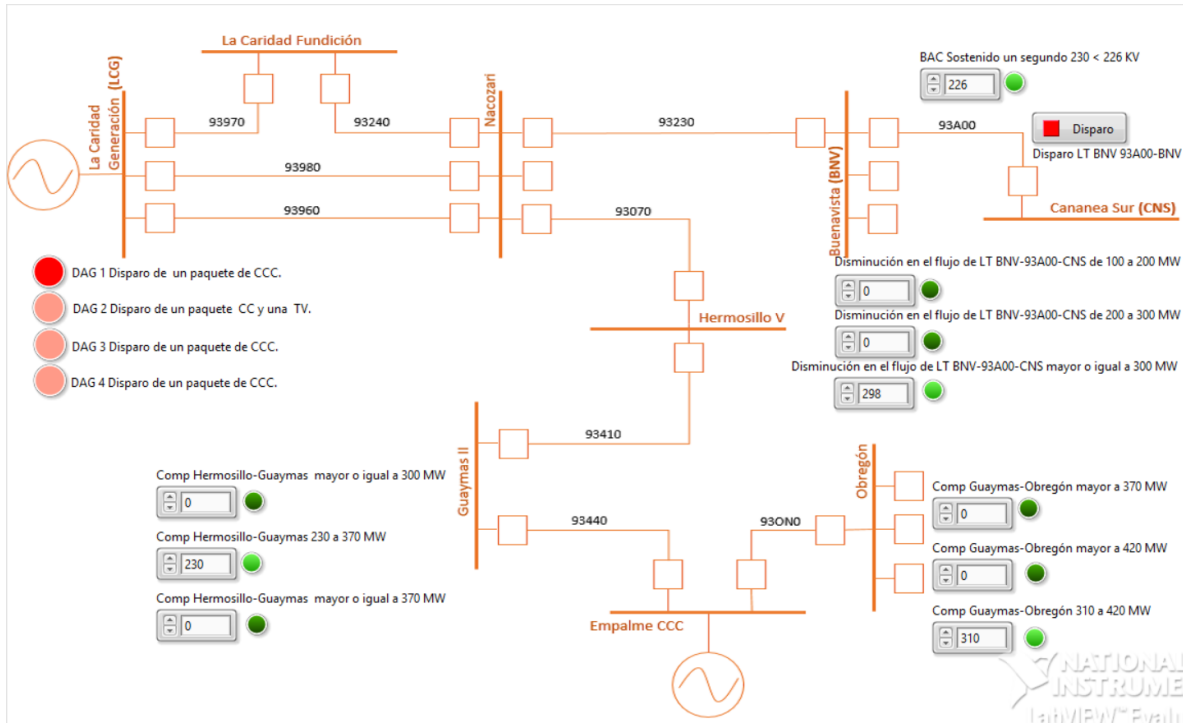


Figura 6.3.4 Simulación del esquema de acción remedial DAG en LaView.

**Condiciones para la activación de los DAG:**

*Activación del DAG 1.*

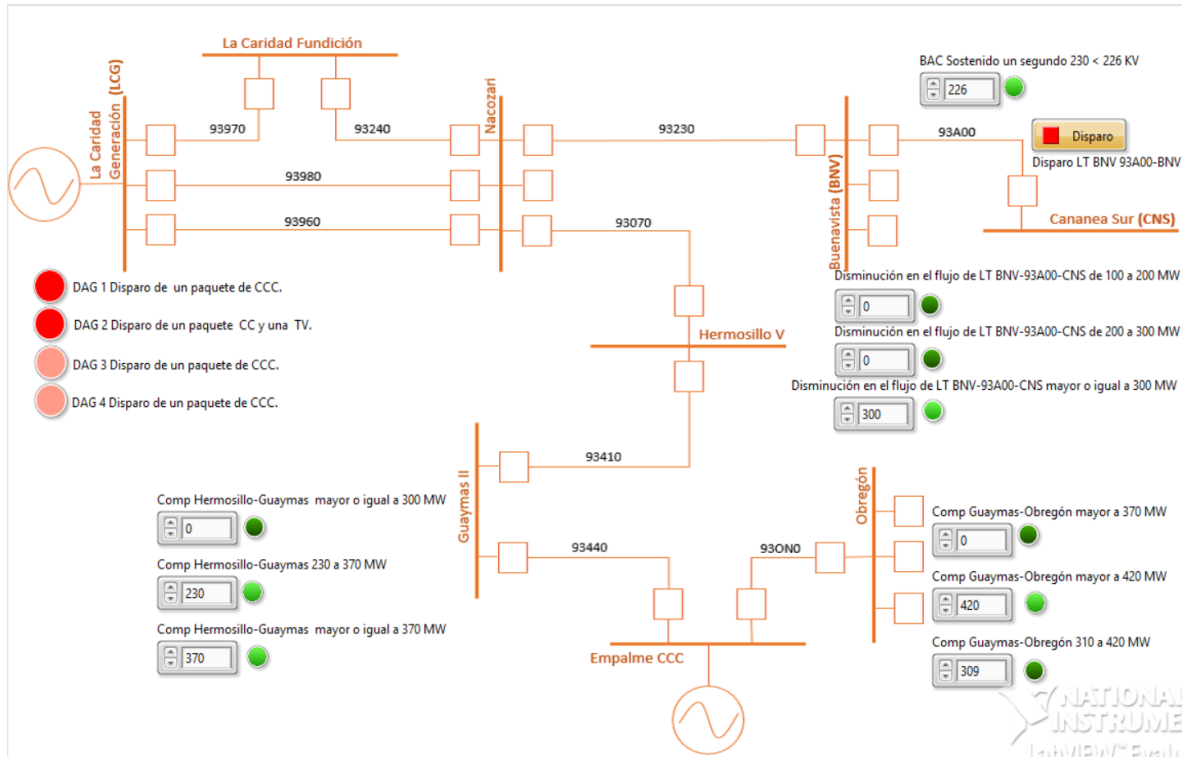


Para que el DAG 1 se active, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Flujo entre 230 MW y 370 MW en la LT Hermosillo-93410-Guaymas; **o bien**, un flujo entre 310 MW y 420 MW en LT Guaymas-93440-Obregón; **y**
- b) Un flujo mayor o igual a 300 MW en la LT BNV -93A00-CNS; **o bien**, el disparo tripolar de la LT BNV -93A00-CNS; **y**
- c) Una tensión en BNV-230 sea menor a 226 kV (0.983 pu), durante 1 segundo.

➡ Si se cumplen las condiciones indicadas, se llevará a cabo la desconexión de un paquete de Ciclo Combinado en la Central la Caridad. Es decir, 250 MW.

Activación del DAG 2.

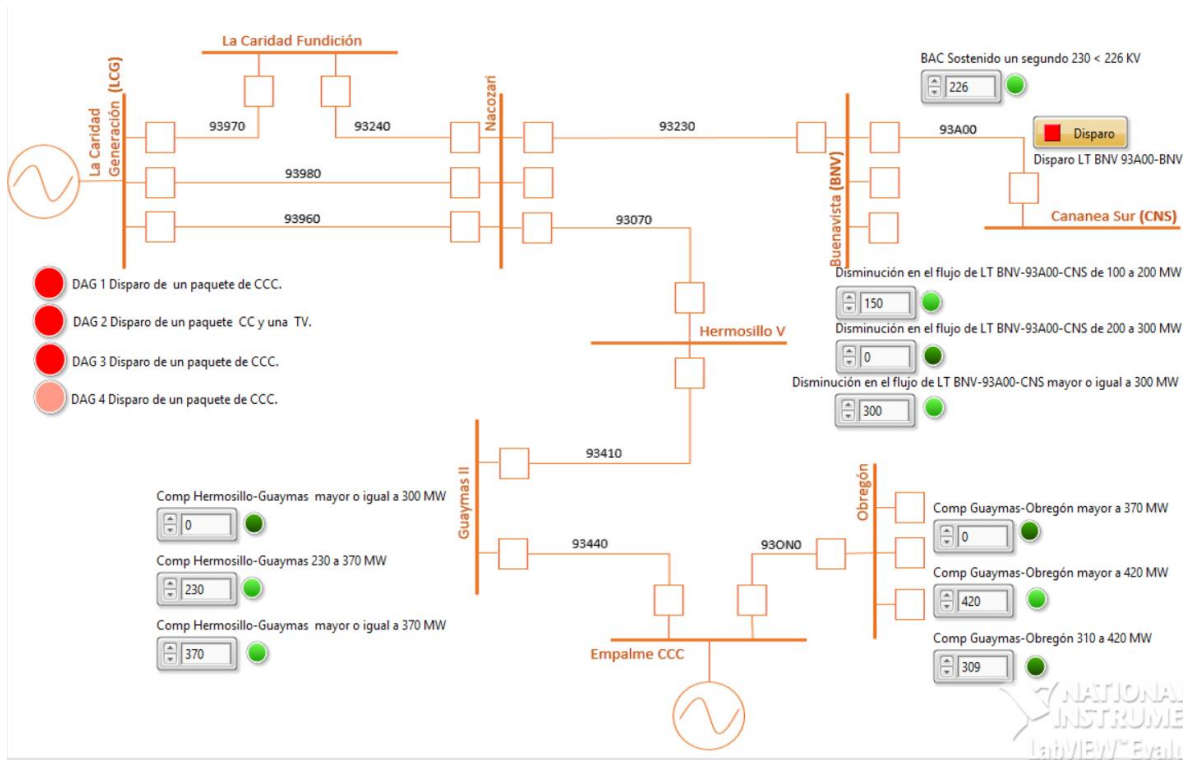


Para que el DAG 2 se active, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- Flujo mayor a 370 MW en la LT Hermosillo-93410-Guaymas; **o bien**, un flujo mayor a 420 MW en LT Guaymas-93440-Obregón; **y**
- Un flujo mayor o igual a 300 MW en la LT BNV -93A00-CNS; **o bien**, el disparo tripolar de la LT BNV -93A00-CNS; **y**
- Una tensión en BNV-230 sea menor a 226 kV (0.983 pu), durante 1 segundo.

➔ Si se cumplen las condiciones indicadas, se llevará a cabo la desconexión de un paquete de Ciclo Combinado más una unidad de vapor en la Central la Caridad. Es decir, 340 MW (250 MW + 90 MW).

Activación del DAG 3.

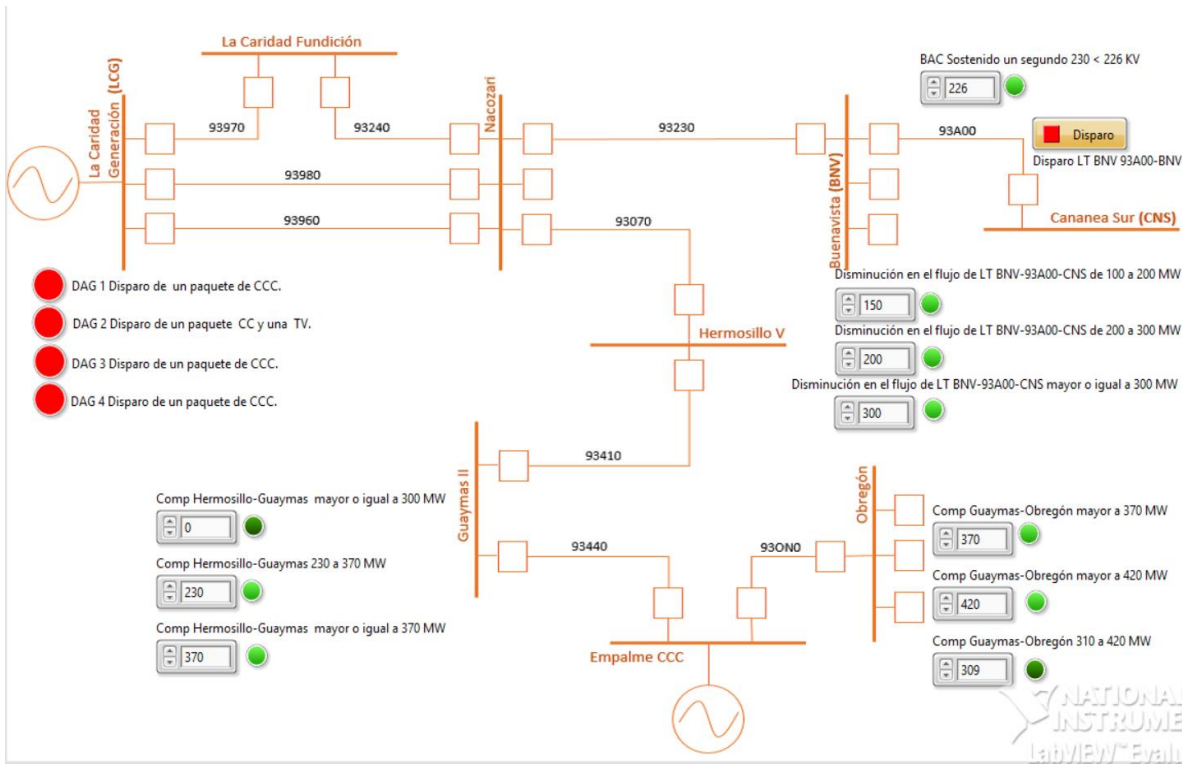


Para que el DAG 3 se active, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- Flujo mayor a 370 MW en la LT Hermosillo-93410-Guaymas; **o bien**, un flujo mayor a 420 MW en LT Guaymas-93440-Obregón; **y**
- Una disminución del flujo entre 100 MW y 200 MW en la LT BNV -93A00-CNS; **o bien**, una disminución del flujo entre 200 MW y 300 MW en la LT BNV -93A00-CNS; **y**
- Una tensión en BNV-230 sea menor a 226 kV (0.983 pu), durante 1 segundo.

➡ Si se cumplen las condiciones indicadas, se llevará a cabo la desconexión de un paquete de Ciclo Combinado en la Central la Caridad. Es decir, 250 MW.

Activación del DAG 4.



Para que el DAG 4 se active, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- Flujo mayor a 300 MW en la LT Hermosillo-93410-Guaymas; **o bien**, un flujo mayor a 3700 MW en LT Guaymas-93440-Obregón; **y**
- Una disminución del flujo entre 100 MW y 200 MW en la LT BNV -93A00-CNS; **o bien**, una disminución del flujo entre 200 MW y 300 MW en la LT BNV -93A00-CNS; **y**
- Una tensión en BNV-230 sea menor a 226 kV (0.983 pu), durante 1 segundo.

➡ Si se cumplen las condiciones indicadas, se llevará a cabo la desconexión de un paquete de Ciclo Combinado en la Central la Caridad. Es decir, 250 MW.

## 6.4. Conclusiones de capítulo.

- La adopción de tecnología de sincrofasores conlleva una serie de retos técnicos y en tecnología, sin embargo, se demostró la utilidad de los equipos PMU's para la detección de oscilaciones electromecánicas demostrando su utilidad y funcionabilidad en situaciones de operación crítica.
- La aplicación SIMEFAS RT basada en PMU's, permitió la detección de dos modos de oscilación entre Áreas. El primero, con un amortiguamiento negativo y una frecuencia de oscilación de 0.18 Hz, en donde se puede distinguir dos tipos de oscilaciones correlacionados entre sí oscilando uno contra otro en el SIN CFE-SIEPAC. También se vio una mayor oscilación de potencia activa en la línea A3T00. El segundo modo de oscilación, tiene un amortiguamiento positivo con una frecuencia de oscilación de 0.68 Hz y se presenta inmediatamente después de la separación de los dos Sistemas eléctricos.
- Para la operación del Disparo Automático de Generación, se concluye que es una acción de defensa ante la desconexión tripolar de la LT BNV-93A00-CNS, y ante variaciones significativas de flujos de potencia activa en las LTs Guaymas-93440-Obregón y Guaymas-93410-Hermosillo. Además de mantenerse durante 1.0 segundo una tensión igual o inferior a 226 kV la subestación BNV-230. Es un control que permite prevenir un posible colapso en la red asociada a la Central La Caridad.

### Bibliografía.

Análisis de baja frecuencia en el sistema interconectado México-Centro América fuera de línea, Tomas Enrique Velasco Ramirez, México 2014.

Las imágenes [1] y [2], fueron extraídas del documento anterior.

Detector de oscilaciones electromecánicas de generadores en tiempo real basado en PMU's "OSCILA", Alfredo Olachea, Luis Zatarain, CFE, Mexico 2012.

Las imágenes [3] a [9] fueron extraídas del documento citado anteriormente.



## 7. CAPÍTULO 7. Conclusiones.

### 7.1. Discusión.

Sin duda la implementación de este tipo de tecnología moderniza y hace más eficaces los sistemas de supervisión con los que cuenta CFE y el CENACE. Esto permite que nuestro Sistema eléctrico cuente con estándares internacionales en cuanto a medición e implementación de redes inteligentes. Claramente podemos ver que en Sistemas eléctricos como el de Estados Unidos o como el de la Unión Europea, donde la extensión geográfica es muy grande; la implementación de equipos PMU's tienen una vital importancia para conocer y referenciar las variables eléctricas de dichos Sistemas. Es evidente que las empresas eléctricas deban invertir en este tipo de equipos para asegurar la continuidad y estabilidad de los Sistemas eléctricos.

En el caso de la Central de Ciclo Combinado La Caridad, la inversión del Proyecto de implementación de equipos de medición fasorial, fue alrededor de los \$120,000.00 USD. Este monto contempla la adquisición de los equipos PMU's, los gabinetes donde serán alojados los equipos, la infraestructura de comunicación, materiales etc. Esta cantidad, no tiene comparación con las pérdidas económicas en caso de un disturbio y por disparos de las unidades generadoras de la Central. Para tener una idea del impacto y solamente hablando de la potencia inyectada desde la Central que son 500 MW, más la potencia en el punto de interconexión que son aproximadamente 250 MW, en total 750 MW. Y considerando que se presentara un disturbio solamente en este Nodo. Además, que para el restablecimiento del servicio de la Central se requiriera de un tiempo del orden de 7 hoas (para su arranque y sincronización); las pérdidas económicas directas serían aproximadamente de \$ 440,000.00 USD. Lo anterior, sin considerar las afectaciones al servicio público de energía y las complicaciones legales que con llevaría.

Por lo anterior, se concluye; que es totalmente justificable la inversión en redes inteligentes. Sin mencionar las ventajas que se tiene en la confiabilidad y beneficios que implica, la disponibilidad de información útil en tiempo real. La que repercute, tanto en la operación como en la planeación del Sistema Eléctrico.

Se tiene la certeza que la información obtenida de los sistemas PMU's, es confiable y oportuna; por lo que puede ser utilizada para los análisis del comportamiento del SIN, tanto en estado estable, como en estado dinámico.

Otros beneficios de aplicar redes inteligentes, se refiere a la explotación de datos extraídos y su utilización a grandes escalas geográficas. Estas características, no las poseen los esquemas de medición y protección primaria tradicionales.

## 7.2. Conclusiones finales.

- Durante el diseño, ingeniería e implementación de PMU’s, se pudo comprobar, que la metodología mostrada en este trabajo de tesis, es adecuada y puede ser utilizada en cualquier otra Central eléctrica que requiera disponer de este tipo de sistemas.
- La finalidad de la adquisición y puesta en servicio de los sistemas PMU’s, se logró de manera satisfactoria. La adquisición de la magnitud y ángulos de fase de las distintas variables eléctricas seleccionadas, se proporcionan al CENACE de manera confiable y oportuna.
- Derivado de las aplicaciones mostradas en el Capítulo 6 de este trabajo, así como de su eficacia soportada en la adquisición de datos sincrofasoriales, por medio de unidades de medición fasorial PMU’s; resulta evidente la necesidad de disponer de este tipo de sistemas, en prácticamente todo el Sistema Interconectado Nacional. Tanto en unidades generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, así como en grandes centros de cargas.
- Se confirma que la adquisición y puesta en servicio de los sistemas PMU’s en la Central de Ciclo Combinado “La Caridad”, contribuye con información confiable y oportuna al Centro de Control del Área Noroeste. Con la cual, se toman decisiones importantes ante la presencia de oscilaciones de baja frecuencia o bien oscilaciones electromecánicas de unidades generadoras. Así como para poder correlacionar el comportamiento de dichas unidades generadoras con cualquier otra instalada en otra zona del SIN.
- Se tiene la certeza que la información obtenida de los sistemas PMU’s, es confiable y oportuna; por lo que puede ser utilizada para los análisis del comportamiento del SIN, tanto en estado estable, como en estado dinámico. Y tanto en la operación, como en la planeación del mismo.
- Finalmente, en el aspecto personal, el haber participado en la puesta en servicio de estos sistemas PMU’s, me proporcionó conocimientos, experiencia y satisfacciones. Fue una gran oportunidad que se me presentó.