

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE CONEXIÓN DE DOS MÁQUINAS DE GENERACIÓN DE 170MW EN LA S/E PLANTA CENTRO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Sánchez A. Patricia del C.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE CONEXIÓN DE DOS MÁQUINAS DE GENERACIÓN DE 170MW EN LA S/E PLANTA CENTRO

Prof. Guía: Ing. Wilmer Malpica
Tutor Industrial: Ing. Daniel Bustamante

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Sánchez A. Patricia del C.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 22 de noviembre de 2011

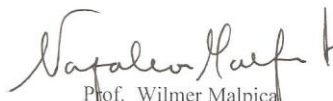
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Patricia del C. Sánchez A., titulado:

“PROPUESTA DE CONEXIÓN DE DOS MÁQUINAS DE GENERACIÓN DE 170 MW. EN LA S/E PLANTA CENTRO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Industrial, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. José Mora
Jurado


Prof. José Benavides
Jurado


Prof. Wilmer Malpica
Prof. Guía

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, en especial a la escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería que ha sido ente fundamental en mi formación como persona y profesional.

A mi tutor Académico, el Ingeniero Napoleón Malpica, por el apoyo y la ayuda que me brindo para lograr el paso final en la culminación de mis estudios.

A mi tutor industrial, Ingeniero Daniel Bustamante por el apoyo y ayuda prestados

A Todos los profesores que ahora hacen de mi una mejor persona, a mis compañeros y amigos que me han acompañado y dado un toque a esta travesía.

Gracias.

Sánchez A. Patricia del C.

**PROPUESTA DE CONEXIÓN DE DOS MÁQUINAS DE GENERACIÓN
DE 170MW EN LA S/E PLANTA CENTRO**

Tutor Académico o Prof. Guía: Wilmer Malpica. Tutor Industrial: Ing. Daniel Bustamante. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Industrial. Institución: CORPOELEC. 109.h+anexos.

Palabras clave: Subestaciones eléctricas, extra alta tensión, equipos de potencia, protecciones, costos.

Resumen. El presente trabajo trata de la conexión de dos nuevos generadores GE 7FA en la subestación Planta Centro, para ello se requiere la adquisición de nuevos equipos que permitan la integración de la energía generada al sistema eléctrico nacional. Por tal motivo, aquí se realizó parte de la ingeniería para la ampliación de la subestación existente y los equipos de potencia a utilizar con base en las normas CADAFE e información aportada por la Oficina de Planificación de Planta Centro. Se realizó la selección de conductores para una línea subterránea de 400kV de 3 km de extensión. Las barras de cobre correspondientes al lado de baja del transformador elevador para soportar suficientemente la corriente generada fueron aisladas con SF6 por ser un gas ampliamente utilizado para este uso. Se realizó también, un estudio de costos asociados para la conexión de las máquinas GE 7FA calculando los gastos no específicos (imprevistos, obras civiles, etc.) como porcentaje de la inversión total requerida.

INDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACION	¡Error! Marcador no definido.
AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN.....	¡Error! Marcador no definido.
INDICE GENERAL	VI
LISTA DE TABLAS	X
LISTA DE FIGURAS	XII
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
1. IDENTIFICACION DE LA EMPRESA.....	3
1.1 Historia.....	3
1.2 Visión.....	5
1.3 Misión	5
1.4 Valores	5
CAPITULO II	6
2. DEFINICION DEL PROYECTO	6
2.1 Planteamiento del problema.....	6
2.2 Antecedentes del proyecto	7
2.3 Objetivos y alcances.....	8
2.3.1 Objetivo general.....	8
2.3.2 Objetivos específicos	8
CAPITULO III	9
3. FUNDAMENTOS TEORICOS	9
3.1 Condiciones y Aspectos Generales	9
3.1.1 Tensión de Servicio.....	9
3.1.2 Diseño de Subestaciones	10
3.1.2.1 Datos Generales Requeridos para el diseño de subestaciones.	11
3.1.2.2 Selección de equipos	12
3.2 Líneas de transmisión.....	13

3.2.1 Selección del conductor por capacidad de corriente	14
3.3 Configuraciones de conexión de Barra	14
3.4 Esquemas de Configuración.....	16
3.5. Coordinación del Nivel de Aislamientos	18
3.5.1 Sobretensiones	19
3.5.2 Tipos de Sobretensiones.....	20
3.5.3 Tensiones que Producen esfuerzos sobre el aislamiento.....	22
3.5.4 Dispositivos de protección.....	24
3.6 Distancias mínimas y Distancias de Seguridad.....	25
3.7 Disposiciones físicas de las Subestaciones.	27
3.8 Sistemas de Control y Alarmas	27
3.9 Sistemas de Protección.....	30
3.9.1 Protección de línea de transmisión a 400kV	32
3.9.2 Protección de transformadores.....	32
3.10 Características del sistema de comunicación de una subestación.	33
3.11 Normas técnicas y reglamentos.....	35
CAPITULO IV	39
4. MARCO METODOLÓGICO	39
4.1 Área de investigación.....	39
4.2 Tipo de investigación.....	39
4.2 Diseño de investigación	39
CAPITULO V	42
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	42
5.1 Requerimientos de CORPOELEC	42
5.2 Condiciones Geográficas.	42
5.3. Condiciones ambientales de diseño	44
5.4 Información necesaria para el diseño.....	46
5.5 Características generales del Sistema Eléctrico	47
5.6 Estudio de Cortocircuito	52
5.7 Cálculo para Línea de 400KV.....	52
5.8 Cálculo para la salida de 18kV	55
5.9 Protección contra descargas en la línea.....	56

5.10 Elementos de Protección para Subestación.....	56
5.10.1 Recierres	59
5.11 Coordinación de aislamiento.....	59
5.12 Elementos de Control para subestación	60
5.12.1 Interface Humano-Máquina (IHM).....	63
5.12.2 Topología basada en la Interface Humano Máquina (IHM)	63
5.12.3 Topología basada en la Unidad Terminal Remota (UTR)	64
CAPITULO VI	66
6. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS.....	66
6.1 Transformadores de Potencia.....	66
6.2 Interruptor de Potencia 400kV	69
6.3 Seccionadores 400kV barra	71
6.4 Seccionadores 400kV Línea.....	73
6.5 Pararrayos	74
6.6 Transformadores de corriente	76
6.7.- Transformador de Tensión de Medición.....	77
6.8.- Sistema de protección	78
6.9.- Interruptor de Potencia 18kV.....	80
6.10 Generador de emergencia.....	81
6.11 Baterías y cargadores	82
CAPITULO VII.....	84
7. ANÁLISIS DE COSTOS DEL PROYECTO	84
7.1 Inversiones	84
7.1.1 Inversión fija	84
7.1.2 Estudios e investigación.....	84
7.1.3 Predios.....	84
7.1.4 Infraestructura	85
7.1.5 Obras civiles.....	86
7.1.6 Costos de los equipos.....	86
7.1.7 Inversiones ambientales	88
7.1.8 Ingeniería.	88
7.1.9 Imprevistos.....	88

7.1.10 Transporte	89
7.1.11 Pruebas.....	89
7.1.12 Resumen de costos.	90
CONCLUSIONES.....	91
RECOMENDACIONES.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	96
BIBLIOGRÁFIAS	97
ANEXOS	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Configuración de juego de barras	16
Tabla 2. Velocidad de propagación de ondas (Fuente: Jorge A. Cavallotti, Subestaciones a la intemperie en alta y muy alta tensión)	21
Tabla 3. Niveles de aislamiento a tensión de 400kV. Fuente:CADAFE NS-P440.....	25
Tabla 4. Distancias de seguridad para tensión de 400kV	26
Tabla 5. Aporte de Energía de Planta Centro al SIN. Periodo 2005-2009	43
Tabla 6. Datos Generales Planta Centro	44
Tabla 7. Características generales del sistema fuente: CADAFE 137-05.....	46
Tabla 8. Valores de Cortocircuito Barra 400kV	52
Tabla 9. Valores Nominales de la línea de 400kV	54
Tabla 10. Características del Conductor Seleccionado 400kV ^[iii]	54
Tabla 11. Valores nominales de 18kV	55
Tabla 12. Características del Conductor 18kV ^[iv]	55
Tabla 13. Especificaciones de transformadores de potencia.....	66
Tabla 14. Especificaciones de interruptor de potencia de 400kV	69
Tabla 15.Especificaciones seccionador de 400kV	71
Tabla 16. Características seccionador de línea	73
Tabla 17. Características pararrayos	74
Tabla 18. Características transformadores de corriente de medición	76
Tabla 19. Especificaciones transformador de tensión de medición	77
Tabla 20. Características técnicas de los Relé.	79
Tabla 21. Especificaciones interruptor de potencia de 18kV	80
Tabla 22. Características técnicas del generador de emergencia	81
Tabla 23. Baterías y cargadores	82
Tabla 24. Costos de Líneas de conexión.....	85
Tabla 25. Costo de las obras civiles	86

Tabla 26. Costos de los equipos.....	87
Tabla 27. Costos de Inversión Ambientales.....	88
Tabla 28. Costos de Ingeniería.....	88
Tabla 29. Costos Imprevistos.....	88
Tabla 30. Costos de Transporte.....	89
Tabla 31. Costos de Pruebas	89
Tabla 32. Resumen de Costos	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Configuración interruptor y medio.....	18
Figura 2. Ubicación de las unidades GE 7FA Nuevo Patio de 400kV en Planta Centro. Fuente Google Earth.....	44
Figura 3. Sistema Eléctrico Nacional.....	49
Figura 4. Sistema actual en la subestación Planta Centro.....	50
Figura 5. Sub Estación Planta Centro actual.....	51
Figura 6. Configuración de 4 TC's por diámetro.....	58
Figura 7. Esquema de protección con 6TC's por diámetro	58
Figura 8. Topología basada un UTR.....	65

INTRODUCCIÓN

La central de generación Planta Centro es una de las más importantes centrales termoeléctricas del país, y su producción de energía se une al sistema interconectado nacional para satisfacer las demandas de las áreas circundantes que principalmente son del sector industrial. La conexión de nuevas unidades de generación en Planta Centro cumple con el aumento de la demanda de energía a fin de mantener y mejorar la calidad del servicio prestado.

CORPOELEC ha adquirido dos máquinas de generación GE 7FA de 170MW cada una y ha creado la necesidad de desarrollar un proyecto de estudio para su conexión en la subestación que puedan entrar en servicio lo antes posible cumpliendo con todas las normas establecidas para su confiabilidad y seguridad en todo momento.

Para seleccionar una solución óptima dependiendo de la función a desempeñar y de las necesidades del sistema eléctrico se tomó en cuenta las condiciones pre existente, aportando información valiosa para la descripción de los equipos necesarios como lo son los transformadores de potencia que permitirán convertir los niveles de tensión generados, en niveles de tensión adecuados para ser acoplados a la red y los transformadores de corriente y voltaje a ser utilizado junto con los instrumentos de medición para monitorear y asegurar un funcionamiento adecuado en todo momento.

El trabajo fue estructurado de la siguiente manera:

El capítulo I, expone la identificación de la empresa.

El capítulo II, Presenta el planteamiento del problema, los antecedentes y los objetivos del proyecto.

El capítulo III, Comprende el marco teórico, en el que se presenta las bases para el desarrollo del proyecto.

El capítulo IV, comprende el marco metodológico en el que se desarrollo el trabajo.

El capítulo V, comprende el análisis y los cálculos que se desarrollaron en el desarrollo del proyecto.

El capítulo VI, expone las especificaciones técnicas de los equipos que se usarán para la conexión de las unidades de generación.

El capítulo VII, se presenta el análisis de costos del proyecto con los costos y estimaciones de la conexión.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO I

1. IDENTIFICACION DE LA EMPRESA

1.1 Historia

La Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), fue creada por el Gobierno, mediante decreto presidencial N° 5.330, en julio de 2007, donde el Presidente de la República, Hugo Rafael Chávez Frías, estableció la reorganización del sector eléctrico nacional con la finalidad de mejorar el servicio en todo el país. En el Artículo 2° del documento se define a CORPOELEC como una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica.

La creciente demanda y las exigencias del Sistema Eléctrico Nacional SEN llevaron al Ejecutivo Nacional a anunciar la creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, anunciada desde el Palacio de Miraflores por el Presidente de la República Hugo Rafael Chávez Frías, el 21 de Octubre de 2009. La información fue publicada en la Gaceta Oficial número 39.294, Decreto 6.991, del miércoles 28 de octubre, y en ella se informa que el titular de esta cartera tendrá entre sus funciones ser la máxima autoridad de CORPOELEC. Se resolvió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la Resolución 190 del Menpet, en la Gaceta Oficial N° 38.785 del día 8 de octubre de 2007. A tales efectos se crean las siguientes regiones operativas:

1. Región Noroeste que comprende los estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy.

2. Región Norcentral integrada por los estados Carabobo, Aragua, Miranda Vargas y Distrito Capital.
3. Región Oriental conformada por los estados Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro.
4. Región Central que comprende los estados Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure.
5. Región Andina compuesta por los estados Mérida, Trujillo y Táchira.
6. Región Sur integrada por los estados Bolívar y Amazonas.

CORPOELEC tiene como objetivo redistribuir las cargas de manera que cada empresa que la conforma (CADAFE, ENELBAR, ENELVEN, CALIFE, La EDC, EDELCA, CVG, ENELCO, SENECA, ELEBOL, ELEGUA, ELEVAL, ENAGEN y CALEY) asuma el liderazgo en función de su potencial y fortalezas. El objetivo es reagruparnos como equipos de gestión bajo una gran Corporación aprovechando los valiosos equipos existentes en cada región.

La planificación, ejecución y acometida de las obras para fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional permitirá la estabilización del sistema corto, mediano y largo plazo imprimiéndole un reimpulso al sector en pro de la calidad de servicio al pueblo de Venezuela.

Se están en proceso 42 proyectos estructurales, 18 en generación y sus obras de transmisión asociadas, con una inversión multimillonaria. Esto permitirá que cada una de las regiones tenga respuestas más rápidas a los problemas de servicio y se pueda organizar mejor el crecimiento de la infraestructura, en función de los requerimientos del servicio y sobretodo del pueblo de la República Bolivariana de Venezuela que merece ser iluminado con una Energía óptima que responda a sus intereses y necesidades. Las plantas de Generación térmica son las de Planta Centro y Pedro Camejo en el estado Carabobo; Punto Fijo y Coro, en el estado Falcón,

Planta Táchira, en el estado Táchira; las Plantas Alfredo Salazar y Guanta, ambas ubicadas en el oriente del país.

1.1 Visión

Ser una empresa estratégica posicionada en la prestación del servicio de energía eléctrica, con tecnología de punta y un personal calificado, comprometido con el desarrollo económico y social del país, ofreciendo servicios de calidad a sus usuarios, con una gestión transparente y una sostenibilidad financiera”.

1.2 Misión

Prestar un servicio público de energía eléctrica de calidad, con un personal comprometido en la gestión productiva, para satisfacer necesidades de los usuarios, hacer uso eficiente de los recursos, en una Gestión que garantice ingresos suficientes, necesarios a la sostenibilidad financiera de la organización y en concordancia con un Proyecto País expresado en políticas sociales y de desarrollo.

1.3 Valores

- Ética Organizacional
- Responsabilidad por los resultados
- Orientación al usuario/vocación de servicio
- Respeto
- Apoyo Mutuo y Trabajo en Equipo
- Comunicación Efectiva

CAPITULO II

2. DEFINICION DEL PROYECTO

2.1 Planteamiento del problema

Planta Centro representa para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) un punto importante de equilibrio que permite exportar gran cantidad de energía de la central Hidroeléctrica Simón Bolívar, esto se logra manteniendo una cantidad considerable de generación firme en ese punto, actualmente se llevan a cabo trabajos de rehabilitación en las cinco (05) unidades de vapor de la planta de 400MW, además en terrenos aledaños se están instalando dos ciclo combinados por parte de PDVSA para un total de 1080 MW y se están adelantando trabajos de ingeniería para montar un sexto ciclo a vapor en la planta de 600 MW con lo que permitiría llegar a 3680 MW en ese centro de Generación.

La finalidad de este proyecto es definir la configuración de la salida de potencia, las protecciones y el sistema de control y monitoreo asociado ante la instalación de dos unidades Turbo Gas marca GE modelo 7FA de 193 MW desde la subestación Planta Centro, generación hacia la subestación Planta Centro ya que en la actualidad presenta déficit de transmisión de energía por falta de potencia generada.

Varios son los interrogantes que surgen a la propuesta de generación eléctrica, como ¿Cuándo se puede lograr tal generación? ¿Dónde instalar tales generadores? ¿de qué manera lograr tal integración a la red nacional? ¿Cómo lograrlos?, etc. A lo cual surge el problema central de esta propuesta: ¿Cómo hacerle la instalación a la Central Planta Centro de dos Unidades de generación de 170 MW, 7FA?.

2.2 Antecedentes del proyecto

Para abril de 2011 la Dirección de Planificación y su departamento de planificación de transmisión realizó un estudio para definir el esquema de conexión al Sistema Eléctrico Nacional de Dos Ciclos Combinados (1034MW) a instalarse en Planta Centro, en el cual se considera los pronósticos de demanda de Sistema Eléctrico Nacional para el año 2015 ya que será este año en el que se consideran serán terminadas de instalar las unidades de generación. En este se concluye que la opción más económica es la de conectar los ciclos combinados a nivel de 400kV a través de transformadores de 2 devanados y construir una nueva Subestación GIS en SF6 en configuración Doble Barra con Interruptor de transferencia.

En Abril de 2011 se realizó un estudio de factibilidad de Instalación de dos unidades GE 7FA en Planta Centro Edo. Carabobo, concluyéndose que es posible instalarlas en el espacio siguiente al asignado para la unidad 6 en desarrollo. Ya que representa un tiempo más corto de instalación y puesta en marcha, las unidades turbo gas con un total de 340MW se prevé serán instaladas primero, para el año 2012. Los costos de inversión bajan al construir 2 unidades turbo gas y una de vapor de 300MW. Con esto también se facilitaría la posible expansión para el cierre del ciclo combinado, lo cual aumenta considerablemente la capacidad de generación, disminuye los costos y da mayor facilidad para la interconexión de los servicios auxiliares de la futura unidad 6 con la unidad 5.

En mayo 2011 se realizó un estudio de factibilidad técnica de transmisión de 300MW en el Patio de 230kV de la subestación Planta Centro. El cual propone la ampliación del patio de 230kV y realizar un cruce de líneas por debajo de las líneas de 400kV, cumpliendo con las normas de distancias mínimas de seguridad para el patio de 230 una vez hecha la ampliación.

La gerencia de Transmisión II en conjunto con PDVSA está ejecutando proyectos de mejoras de los Patios 400/230/115 kV, esta mejora es la adquisición de equipos de Maniobras Modernos (Interruptores, Seccionadores, Transformadores de Corriente, Tensión y Pararrayos), adquisición del segundo Banco de Auto transformadores 400/230 kV – 450 MVA, adquisición de Cuatro (04) unidades de transformadores 230/115 kV – 200 MVA cada uno, entre otros.

2.3 Objetivos y alcances

2.3.1 Objetivo general

Realizar la propuesta de conexión de dos máquinas de generación de 170MW en la S/E Planta Centro.

2.3.2 Objetivos específicos

- 1.- Definir la interconexión de dos unidades de generación 7FA con la S/E Planta Centro.
- 2.- Evaluar las soluciones planteadas desde el punto de vista técnico-económico.
- 3.- Definir los sistemas de protección y control asociado a la sub estación Planta Centro.
- 4.- Seleccionar los equipos asociados a la conexión de las máquinas de generación en el sistema.

CAPITULO III

3. FUNDAMENTOS TEORICOS

3.1 Condiciones y Aspectos Generales

3.1.1 Tensión de Servicio

La tensión de servicio de una red varía de acuerdo con las condiciones de operación del sistema de potencias pero manteniéndose dentro de los límites establecidos por las características de los equipos para evitar que se reduzca o debilite el aislamiento. Por esta razón en los equipos se especifica una tensión nominal y una tensión máxima de servicio, la cual es la máxima tensión a la que puede operar el equipo de forma continua sin afectar su vida útil.

La tensión nominal de un sistema se define, según la IEC 60038 (“Voltage System reference”), como el valor eficaz de la tensión entre fase y fase para el cual se proyecta, construye y prueba y al cual se referencian ciertas características de operación.

Para evitar la proliferación de niveles de tensión que pudieran ser inadecuadas, el Comité Electrotécnico Internacional (IEC 60038) ha sugerido la utilización de unos pocos valores en muy altas tensiones para que sean adoptados en los sistemas internacionales; estos son: 380/420 kV, 500/525 kV y 700/765 kV.

3.1.2 Diseño de Subestaciones

Una subestación puede ser vista como la exteorización de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía es transformada a niveles adecuados de tensión para ser transportados, distribuidos o consumidos. En las subestaciones se utilizan un conjunto de equipos automáticos de protección para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema.

Una subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una subestación desempeña dos o más de estas funciones.

Básicamente una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto común en las barras de la subestación, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, en lo correspondiente a equipo de alta tensión, y con sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

La base del desarrollo técnico en el diseño de las nuevas subestaciones, la forman las nuevas tecnologías y los requisitos que imponen las compañías de suministro eléctrico y el usuario final. Hoy en día, la aplicación de tecnologías de punta permite incrementar la confiabilidad y disponibilidad de las subestaciones, tanto para la actualización o extensión de subestaciones existentes como para la construcción de subestaciones nuevas, basándose en la utilización de modernos sistemas de control, monitoreo y protección, así como en el empleo de soluciones innovadoras relativas a los equipos de patio de subestación. La posibilidad de

conseguir reducciones en los costos constituye un vigoroso incentivo para el desarrollo.

En los equipos de alta tensión la innovación ha estado relativamente limitada en las últimas décadas. Algunos elementos como los interruptores (aire, aceite, SF6), pararrayos (SiC, ZnO), transformadores de corriente y tensión (aceite, SF6 y medidores ópticos) han experimentado algunos cambios tecnológicos sin cambios sustanciales en sus dimensiones externas. Consecuentemente, no ha sido posible realizar grandes modificaciones en las disposiciones de las subestaciones, con excepción de las modificaciones introducidas en la década del sesenta del siglo anterior con la tecnología GIS (Gas Insulated Substation), la cual permitió un gran avance en las condiciones de operación y en los requerimientos de espacio para la subestación en zonas altamente pobladas o en regiones de intensa contaminación.

En cambio, con respecto a los sistemas de control, monitoreo y protección, se ha tenido un fuerte y novedoso desarrollo en las últimas tres décadas con el acelerado avance de las técnicas digitales y de los dispositivos electrónicos, lo que se ha aplicado con éxito en los proyectos de subestaciones.

3.1.2.1 Datos Generales Requeridos para el diseño de subestaciones.

La iniciación de los diseños, parte del establecimiento de la necesidad de una nueva subestación o de la ampliación de una ya existente en el sistema, para lo cual se requiere que el personal de planificación haya establecido la siguiente información antes de comenzar las actividades:

- Localización general.
- Tensión de diseño.
- Numero de circuitos iniciales.
- Equipos de transformación requeridos.

- Ampliaciones futuras.

3.1.2.2 Selección de equipos

Una vez realizados los estudios previos se realizará la selección de los siguientes equipos normalizados, los cuales serán para alta tensión:

- Interruptores automáticos.
- Seccionadores.
- Seccionadores de puesta a tierra.
- Transformadores de corriente.
- Transformaciones de potencia.
- Pararrayos de los sistemas.
- Aisladores.
- Material de Conexión.
- Nivel de corto circuito.

Equipos de transformación y compensación.

- Auto transformación y transformadores
- Reactores de línea
- Reactores del terciario
- Reactores de neutro.
- Baterías de compensación.
- Transformador ZigZag de puesta a tierra.

Para la selección de los sistemas de protección y análisis de falla que se requieren dentro del proyecto de construcción de una subestación, teniendo en cuenta si las líneas involucradas son nuevas o son existentes, y su interacción con campos de subestaciones remotas, nuevos o existentes.

Para el diseño de los sistemas de protección y registro de fallas se requiere conocer la información acerca de tipos y cantidades de módulos o bahías que

conformarán la subestación, la longitud de las líneas, si son nuevas o existentes, si tendrán equipo de compensación reactiva en cualquiera de los dos extremos y si requieren control de sobretensiones por disparo transferido. La definición detallada de los siguientes aspectos relacionados con los servicios auxiliares: configuración, tensiones de alimentación y distribución, capacidad, tipo y características de equipos que componen el sistema y sistemas de cableado.

Se deben determinar las cantidades y calibre de los cables aislados de media y baja tensión para los servicios auxiliares de equipos de patio, gabinetes y otros equipos, tanto en edificio. Como en casetas de control. Además, se consideran los diferentes circuitos de control y señalización de los equipos de patio, controladores y equipos de protección en edificio y casetas de control.

La selección de los tipos y cantidades de controladores que componen el sistema de automatización de la subestación y los respectivos listados de señales propios para cada tipo de controlador, con base en la información suministrada por las actividades de implantación eléctrica, sistema de protección y registro de fallas y servicios auxiliares.

En el diseño de estructuras metálicas de pórticos y soportes de equipos para la subestación se debe tener en cuenta las características específicas de los equipos que se suministrarán para el proyecto.

3.2 Líneas de transmisión.

Las líneas de transmisión corresponden al conjunto de instalaciones que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde un lugar a otro por diferentes razones (distribución, transformación, etc.). El estudio que se realiza para el diseño adecuado de una línea eléctrica comprende la verificación del conductor por

capacidad de corriente y caída de tensión, cálculos mecánicos de las estructuras de soporte de los conductores y flechas máxima de los vanos.

3.2.1 Selección del conductor por capacidad de corriente

De acuerdo a la potencia exigida por la subestación, la instalación debe ser capaz de soportar los esfuerzos térmicos del conductor experimentados en las condiciones de operación con sobrecarga. Para determinar el valor de la corriente nominal de la línea se utiliza la siguiente expresión.

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

Ecuación 1

Donde:

= Potencia máxima a la que serán sometidas las líneas

= Voltaje de línea nominal.

La selección del conductor se realiza dejando un factor de sobrecarga para que el conductor opere, en condiciones normales, en un rango del 50% al 80% de su capacidad nominal. El criterio empleado para el dimensionamiento del conductor satisface la siguiente inecuación:

Ecuación 2

Donde:

: Valor de corriente en el conductor [A]

In: Corriente nominal del sistema [A]

3.3 Configuraciones de conexión de Barra

Por configuraciones de conexión de barras se entienden aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores.

Para la selección del número de juego de barras depende de los requerimientos de cada caso en particular para una flexibilidad y continuidad razonables en la explotación con un costo mínimo de acuerdo a la potencia que debe suministrar. Sin embargo este esquema queda determinado por los siguientes factores:

- Importancia de las instalaciones (tensión y potencia de suministro)
- Importancia y continuidad del servicio.
- Facilidades de mantenimiento de los aparatos.
- Grado de seguridad para el personal.
- Posibilidades de ampliación de las instalaciones.
- Tipo de operación; permanentemente atendida a control remoto, etc.
- Costos de inversión.

Los componentes básicos para una celda de salida son:

- a) Los Seccionadores tripolares de barras que se abren intencionalmente cuando no circula corriente por el circuito; su misión es separar los aparatos (transformadores, interruptores, etc.) para la inspección o aislarlos de las barras en caso de averías.
- b) Interruptores automáticos de potencia que permiten conectar y desconectar manualmente al circuito o desconectarlo automáticamente en caso de falla, una vez que el sistema de protección ha dado señal de disparo.
- c) Seccionadores de línea que van unidos a cuchillas de puesta a tierra y permiten poner a la línea al potencial de tierra cuando el seccionador principal está abierto y la línea fuera de servicio.
- d) Transformadores de medición para alimentar con tensiones y corrientes reducidas los instrumentos indicadores de medición y registro, y los relés de protección.

- e) Pararrayos para limitar los efectos de sobretensiones de origen interno y atmosférico que pueden aparecer durante la operación.

3.4 Esquemas de Configuración

Por configuraciones de conexión de barras se entienden aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores. Las configuraciones más utilizadas en esta tendencia para niveles de AT y EAT son:

Tabla 1. Configuración de juego de barras

Esquema	Ventajas	Desventajas
Un juego de barras	• Instalación simple y de fácil operación • Complicaciones mínimas en las conexiones • Costo reducido	• Un falla de barras interrumpe totalmente el suministro • La revisión de cualquier interruptor elimina de servicio la salida asociada. • Es imposible la alimentación separada de una o varias salidas. • Es imposible ampliar la subestación.
Seccionadores en Derivación	• La línea sigue en servicio mientras el interruptor es separado del circuito.	• Si se produce un fallo durante el periodo de mantenimiento del interruptor, provoca el disparo simultáneo de los interruptores de las líneas restantes.
Doble Juego de Barras	• La línea puede ser alimentada de cualquiera de los juegos de barras • Es posible dividir las salidas en dos grupos separados. • Es posible conectar todos los alimentadores en un solo juego de barras mientras el mantenimiento.	• Necesita un interruptor extra de acoplamiento. • Esquema de protección de barra puede sacar la subestación al operar, si los circuitos se encuentran en esa barra. • Falla en el interruptor de acople saca toda la subestación de servicio. • Se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.
Barra Principal y de transferencia	• Cada circuito se puede conectar mediante el interruptor de transferencia. • Buena confiabilidad • Puede hacerle mantenimiento	• Necesita interruptor de transferencia. • Si se produce un defecto en la barra principal, el sistema queda fuera de servicio. • Las operaciones en la barra de

	a una barra dejando sin servicio únicamente la mitad de la subestación. • Con el seccionamiento se logra confiabilidad por fallas en el barraje. • Económica	transferencia son peligrosas por quedar las salidas sin interruptores.
Interruptor y medio	• Económico. • Se disminuye el número de transformadores de corriente. • Tres interruptores cada dos salidas. • Confiabilidad. • Seguridad.	• Sistema de protección más complicado. • Debe dejarse la línea fuera de servicio por fallas en el transformador o por mantenimiento.

La configuración de interruptor y medio es la utilizada para niveles de tensión de 400kV en Venezuela, debe su nombre al hecho de exigir tres interruptores por cada dos salidas. Un grupo de tres interruptores, llamado bahía, se conecta entre las dos barras principales. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barra sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en una barra no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo, no es flexible; además, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra.

En las instalaciones de la presa de Guri, el embalse de agua más grande de Venezuela, se tienen tres subestaciones con niveles de 800kV, 400kV y 230kV todas ellas en configuración de interruptor y medio.

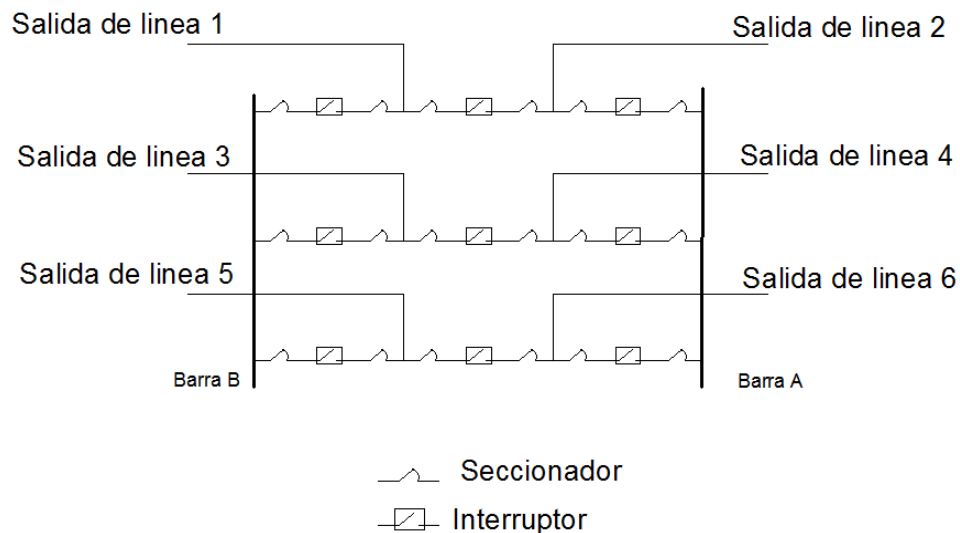


Figura 1. Configuración interruptor y medio.

3.5. Coordinación del Nivel de Aislamientos

La coordinación de aislamiento según la norma CADAFE en su norma NS-P 440, comprende la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema donde se van a utilizar dichos equipos, tomando en cuenta las características de los equipos de protección disponibles, para así obtener un nivel de probabilidad de daños a los equipos y de continuidad de servicio aceptable, desde el punto de vista operacional y económico.

Para la selección de los pararrayos se debe tener especial cuidado ya que una mala selección del mismo afectar el sistema provocando daños y gastos innecesarios. Según las normas CADAFE NS-P440 el factor de protección de los pararrayos debe ser superior a 1.2% para asegurar que el equipo está adecuadamente protegido.

Para asegurar la protección se debe asegurar el margen de protección a sobretensiones externa, de maniobra y de onda cortada los cuales se calculan con las siguientes formulas:

Para sobretensiones externas

$$(\text{---}) \times 100 \quad \text{Ecuación 3}$$

Para ondas internas:

$$(\text{---}) \times 100 \quad \text{Ecuación 4}$$

Para onda cortada:

$$(\text{---}) \times 100 \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

- : Nivel de aislamiento del transformados kV (valor máximo).
- : Nivel de protección del pararrayos a la onda de impulso.
- : Nivel de protección del pararrayos a sobretensiones internas.
- : Nivel resistente a la onda cortada
- : Nivel de protección del pararrayos frente de onda rigido.

3.5.1 Sobretensiones

En la operación de un sistema de potencia pueden surgir elevaciones de tensión por encima del valor máximo de servicio; estos aumentos de tensión se denominan sobretensiones y su relación con la tensión máxima o nominal de operación recibe el nombre de factor de sobretensión.

El material expuesto debe estar en condiciones de resistir cualquiera de las solicitudes del sistema en el transcurso de su vida útil, sin que su aislamiento sufra ningún deterioro, debilitamiento o daño y para ellos deberá tener un adecuado nivel de aislación, el cual se define como el conjunto de propiedades que caracterizan la aislación con relación a su rigidez dieléctrica.

Cuanto mayor son las sobretensiones a las que serán sometidas, mayor será el aislamiento de la subestación y mayor serán los costos, por cuyo motivo es de fundamental importancia limitar estas sobretensiones y coordinar el nivel de aislamiento de manera que se satisfagan los requisitos técnicos con la mayor economía posible.

3.5.2 Tipos de Sobretensiones

Las sobretensiones pueden ser de origen interno y externo. Las de origen externo son producidas por las descargas de rayos sobre conductor o por arcos de retorno.

Las descargas atmosféricas que pueden afectar a las subestaciones son las producidas por los rayos que caen directamente sobre la instalación o las que inciden sobre las líneas de transmisión a distancias cercanas de las S.E. La incidencia de rayos sobre la subestación es relativamente rara debido al poco espacio físico que ocupa, en tanto que son más comunes las descargas de rayos sobre las líneas o las producidas por la inducción electrostática entre una nube de tormenta y la línea.

La descarga del rayo sobre la línea de transmisión origina ondas móviles de impulso de frente escarpado que se propagan a lo largo de los conductores y penetran en las instalaciones originando elevados niveles de tensión en todas las aparatos de la subestación produciendo chispas o arcos entre conductor y masa o deterioros entre las espiras de transformadores.

La velocidad de propagación de las ondas errantes tienen los siguientes valores:

Tabla 2. Velocidad de propagación de ondas (Fuente: Jorge A. Cavallotti, Subestaciones a la intemperie en alta y muy alta tensión)

Líneas aéreas	300m/μs
Cables	100 a 150 m/μs

La amplitud de la onda se atenúa muy rápidamente debido al efecto corona y la forma de onda también varia a la entrada de la subestación por efecto de la capacitancia a tierra de los equipos.

Las sobretensiones internas son producidas al variar las condiciones del servicio y son causadas por cambios electromagnéticos bruscos dentro del sistema, ocasionadas por fallas monofásicas, por operaciones de apertura o cierre de los interruptores, por sobre velocidad de los alternadores, etc. Estas elevaciones normales de tensión presentan marcadas variaciones en la forma de onda, en su amplitud y duración. Algunas de estas sobretensiones se caracterizan por ser auto sostenidas y de larga duración, en tanto que otras desaparecen más o menos rápidamente después de la operación de los interruptores.

Las primeras se denominan sobretensiones dinámicas. El conocimiento de estas es de fundamental importancia para la adecuada selección de los pararrayos, dado que la tensión nominal de estos dispositivos debe ser siempre superior a la máxima tensión eficaz que pueda aparecer en el sistema entre fase y tierra, bajo cualquiera de estas condiciones.

Las sobretensiones de maniobra, de corta duración están asociadas con cambios bruscos de los parámetros del sistema y son reducidas por la operación de los interruptores en los procesos de energización y desconexión rápida de las líneas de transmisión. La limitación de estas sobretensiones son de importancia para la reducción del nivel de aislamiento, especialmente en las instalaciones en muy altas tensiones.

3.5.3 Tensiones que Producen esfuerzos sobre el aislamiento.

La clasificación anterior se estableció de acuerdo a su origen sin embargo una de las características más importantes son las formas de onda y el patrón de tiempo de la sobretensión.

- Tensiones del sistema en condiciones normales de operación.
- Sobretensiones temporales:
 - a) **Fallas a tierra.** Quedan caracterizadas por el factor de aterramiento. Usualmente los esfuerzos dieléctricos estarán limitados a un valor inferior al valor de utilización máximo de los equipo.
 - b) **Cambios repentinos de carga.** Dependen de la configuración del sistema antes del cambio de carga, los cambios dinámicos del sistema, configuración del sistema después del cambio de carga, las características de la fuente, características de los elementos en derivación, las características de los elementos de compensación en serie, las características de saturación de los transformadores y el efecto ferranti.
 - c) **Resonancia y Ferro-Resonancia:** la resonancia ocurre por lo interacción entre las capacitancias e inductancias del sistema. Puede ser debido a cambios en la tensión del sistema, por saturación de los transformadores o reactores en derivación.
 - d) **Sobretensiones longitudinales durante sincronización:** tiene normalmente una amplitud igual a dos veces la tensión de servicio fase tierra. Cuando la sincronización es frecuente se debe considerar la probabilidad de ocurrencia de una falla a tierra.
- Sobretensiones con pendiente de crecimiento lenta o de maniobra. Son aquellas, las cuales el tiempo hasta la cresta es mayor de μseg . Generalmente ocurren por:
 - a) **Sobretensiones de maniobra por Energización de línea.** Para controlar estas sobretensiones, los métodos más utilizados son la

utilización de interruptores con resistencias de pre-inserción. Utilización de reactores en derivación para compensar la corriente de carga de línea. Utilización de transformadores de tensión magnéticos para permitir la descarga durante las operaciones de re cierre.

- b) **Sobretensiones de maniobra debidas a fallas y despeje de fallas:** es importante tenerlas en cuenta cuando la impedancia de aterramiento es alta.
- c) **Sobretensiones de Maniobra debidas a la generación de corrientes capacitivas o inductivas.** En niveles de tensión de hasta 230kV, la conmutación puede dar lugar a severas sobretensiones.
- d) **Sobretensiones de maniobra debidas a pérdidas de carga:** pueden inicializarse como una sobretensión de pendiente de crecimiento lenta, a la cual sigue una sobretensión temporal.
- e) **Sobretensiones por descargas atmosféricas de frente lento:** En líneas largas (hasta 100km) son originadas por descargas directas de conductores de fase, suficientemente lejos y de corrientes tan bajas que no causa flameo en el aislamiento de la línea.
 - Sobretensiones con pendiente de crecimiento rápida. Son aquellas en la cual el tiempo hasta la cresta es menos de 50µseg. La mayoría de estas son causadas por descargas atmosféricas.
- a) **Importancia de las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas en equipos de 400kV y 765kV.** Son producidos cerca de la línea o en la subestación.. En estos niveles de tensión el riesgo de descarga de retorno disminuye aumentando los niveles de aislamiento.
- b) **Operaciones de maniobras y fallas.** Se producen cuando los equipos se conectan o desconectan del sistema por medio de conexiones cortas dentro de la subestación. También pueden ocurrir cuando flamean los aislamientos externos. Son principalmente dañinos en aislamientos internos cercanos (como arrollamientos).

3.5.4 Dispositivos de protección

Los dispositivos de protección pueden ser de las clases siguientes:

Pararrayos tipo resistor no lineal: limitan las sobretensiones en los equipos protegidos. Las características de los pararrayos utilizados por CADAFE se define en la especificación NS-E- 140. El régimen nominal de un pararrayos se define como el valor eficaz de la tensión máxima entre terminales a la frecuencia de la red. Los Niveles de protección son contra ondas de pendiente de crecimiento rápida, la cual esta caracterizada por las siguientes tensiones:

- a) Tensión máxima de descarga al choque de onda de $1.2 \times 50\mu\text{seg}$.
- b) Tensión máxima de corriente de descarga nominal ondas de $8 \times 20\mu\text{seg}$.
- c) Tensión máxima de descarga al frente de onda.

El nivel de protección de un pararrayos contra ondas con pendientes de crecimiento lenta está caracterizado por la tensión máxima de descarga a la onda de maniobra.

Pararrayos de tipo de expulsión: estos dispositivos están diseñados y contruidos para limitar las sobretensiones y la corriente que sigue a la descarga, dentro de su régimen nominal. Estos pararrayos no pueden limitar apreciablemente la amplitud de la corriente antes de interrumpirla y tiene características nominales de interrupción de corriente las cuales deben ser comparadas con las corrientes de falla y la tensión de recuperación inherente al sistema en el punto de instalación. Este tipo de pararrayos no debería ser utilizado para la protección de equipos, ya que en general, sus tensiones de descarga son mayores a las requeridas.

Cuernos de arco: es un dispositivo que consiste en un electrodo energizado y un electrodo puesto a tierra, separado a través de una distancia en aire. La tensión de descarga y el tiempo para que esta se produzca dependerá esencialmente de la distancia entre los electrodos, y está influenciada por la forma y disposición de los mismos así como por la distancia relativas a otras partes energizadas o aterradas. Los niveles de aislamientos están normalizados para la tensión de 400kV los cuales se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 3. Niveles de aislamiento a tensión de 400kV. Fuente: CADAFE NS-P440

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión máxima de utilización. (kV)	Nivel de aislamiento de las ondas de choque de 1.2x50µs (kV pico)		Nivel de aislamiento de frecuencia industrial (kV)		Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra de 250x2500 µs (kVpico)	
		A la tierra y entre polos, para equipos con capacidad de interrupción.	Entre terminales de un polo	A la tierra y entre polos	Entre terminales de un polo para equipos con capacidad de interrupción	A la tierra y entre polos para equipos con capacidad de interrupción	Entre terminales de un polo.
400	420	1425 1300 transformadores y reactores	1425 (+240)	520	610	1050	900 (+430)

Los números entre paréntesis en la tabla 3 corresponden al valor pico de la tensión a frecuencia de la red al ser aplicada al terminal opuesto.

3.6 Distancias mínimas y Distancias de Seguridad.

Para los distintos aparatos de las instalaciones son probados a la onda de impulso y a la frecuencia de servicio para determinar su resistencia de aislamiento, pero no es así con las separaciones de las barras o entre partes conductoras y a masas, siendo la masa toda parte metálica o no que esté conectada a tierra en la subestación.

El cálculo de la separación mínima de dos sistemas de barras se determina aumentando de 1.5m a 2.0m, la distancia entre partes conductoras de corriente y masa. Para establecer la distancia entre pares bajo tensión a masa se calcula la tensión correspondiente de ensayo, mediante la fórmula siguiente:

$$U = \frac{U_{\text{max}}}{0.9} \quad \text{Ecuación 6}$$

U = tensión de ensayo (kV)

U_{max} = tensión de resistencia a la onda de impulso valor máximo; (kV)

U_{max} = tensión máxima de la red, valor efectivo.(kV)

0.9 = coeficiente de seguridad para tener en cuenta variaciones ambientales.

Las distancias de seguridad para instalaciones exteriores normadas por CADAFE se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 4. Distancias de seguridad para tensión de 400Kv

Descripción		Parámetro
Tensión nominal (kV)		400
Nivel básico de aislamiento (kV)		1550
Distancia mínima a masa (cm)	• Conductores rígidos y terminales de equipos	350
	• Conductores flexibles	350+f
Distancia mínima entre fases(cm)	• Conductores rígidos y terminales de equipos	400
	• Conductores flexibles	600
Altura máxima a tierra (m)	Conductores rígidos y terminales de equipos:	6,00
	Conductores flexibles:	10,0
	Conductores de Salida:	16,0

3.7 Disposiciones físicas de las Subestaciones.

La selección de la disposición física de una subestación requiere el conocimiento y evaluación de los siguientes aspectos:

- Configuración seleccionada.
- Equipos a utilizar.
- Corrientes nominales y de corto circuito para seleccionar el tipo de barra más apropiado (rígido o flexible).
- Distancias mínimas y de seguridad que se deben utilizar para los niveles de tensión y aislamiento de la subestación.
- Área disponible, accesos y posibles orientaciones de las líneas, seccionadores.
- Costos entre disposiciones físicas.
- Facilidades para el mantenimiento y para las futuras extensiones.
- Otros aspectos, entre ellos: impacto ambiental, historia y tradición de la compañía.

3.8 Sistemas de Control y Alarmas

Un sistema de control tiene los siguientes requerimientos:

- Facilidad de expansión.
- Automatización de funciones
- Seguridad.(redundancia de los principales equipos)
- Disponibilidad de los equipos de control utilizados.
- Flexibilidad.
- Simplicidad.
- Mantenimiento.

En general, un sistema de control de una subestación está constituido por los siguientes elementos:

- Unidades terminales remotas (UTR) para el control remoto y registro secuencial de eventos (SOE)
- Tablero mímico
- Sistema de protección, incluyendo los relés principales y los de respaldo, recierre, localización de fallas, registro de fallas, verificación de sincronismo, mando sincronizado y auxiliares.
- Contadores de energía.
- Transductores, indicadores, medidores multifuncionales.
- Sistema de alarmas (anunciadores).
- Relés de interposición.
- Mando y señalización de los equipos.
- Tableros de agrupamiento.
- Equipo de comprobación visual de sincronismo.
- Sistema cableado de enclavamientos.
- Control paralelo de transformadores.
- Equipos de comunicación.
- Servicios de corriente alterna y continúa.

Dependiendo de donde esté ubicado el mando de la subestación se deben cumplir ciertos criterios ya sea atendida por operador o de mando remoto mediante un sistema de telemando centralizado o desde la casa de mando. Los criterios de diseño para el mando serán los siguientes.

- **Interruptores:** podrán ser operados desde la casa de mando y/o desde el patio de la subestación., mediante un selector, “local – remoto” localizado en el gabinete de control. El mando deberá ser de tres posiciones, con una posición normal intermedia y dos posiciones laterales para abrir y cerrar. En la casa de mando el control será del tipo, gire y empuje, con luz auxiliar. En caso de control remoto

deberá estar previsto la incorporación de un selector de mando “subestación-Telemando”

- **Seccionadores:** serán de mando eléctrico, operándose de la misma forma que los interruptores
- **Transformadores de potencia:** deberán ser operados desde su gabinete de regulación, a través de un gabinete de regulación, a través de un conmutador selector del tipo mando “Manual-Automático” y otro conmutador selector del tipo “Individual-paralelo”.
- **Autotransformadores de potencia:** la regulación del autotransformador de potencia podrá hacerse desde la casa de mando y/o desde el gabinete de regulación, en el que habrá un control “local- remoto”.

Para la señalización, los interruptores y seccionadores tendrán indicación de sus posiciones en el punto de control remoto (tele indicación) y en los tableros de control, situados en el interior de la casa de mando de la subestación.

El sistema de alarmas se divide en dos niveles, las alarmas mayores y las alarmas menores, las cuales deben tener asociado un relé que dará origen a una sirena y a un timbre respectivamente que funcionara a régimen continuo hasta tanto el operador no registre la falla.

Se consideran alarmas mayores a todas las alarmas que produzcan disparo de un equipo de alta tensión y falta de corriente continua. Mientras que las alarmas menores son aquellas que no producen la salida de servicio de un equipo.

El tablero de alarmas estará ubicado en la casa de mando, en dicho tablero se instalarán los relé de señalización centralizada, los relé de alarma mayor y menor, los

pulsadores, las luces de aceptación, las sirenas, el timbre y cualquier otro equipo auxiliar.

3.9 Sistemas de Protección.

El objetivo de un sistema de protección, consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta tal punto que no se afecte su funcionamiento o se produzcan daños relativamente importantes en él, ni tampoco ponga en peligro seres humanos o animales.

Las protecciones trabajan en conjunto con los interruptores los cuales desconectan el equipo luego de la "orden" del relé. Por esto frecuentemente se involucra el interruptor como parte del sistema de protecciones.

Otra función importante de los sistemas de protección consiste en proveer la mayor información posible sobre el evento: fecha y hora, localización, tipo de falla, variables involucradas y su magnitud, y tiempos de operación de los mismos relés y de los interruptores. Su importancia radica en aportar los datos para estimar las causas, si existió la falla o se trata de un disparo erróneo, si es temporal o definitiva y si se reconecta o no el equipo desconectado antes de hacer más pruebas.

Las fallas que ocurren en el sistema de potencia (transformadores, línea etc.) y que requieran su desconexión, las más comunes se suelen clasificar en:

- **Fallas en paralelo o derivación:** comúnmente un cortocircuito a tierra o entre fases.
- **Fallas en serie:** apertura de la conexión, polo abierto de un interruptor o ruptura de conductor de fase.

- **Combinación de fallas serie-paralelo.** Si una falla tipo derivación ocurre en diferentes puntos de la red, la condición combinada se llama falla a campo traviesa (*cross country fault*). Si ocurren varios disparos o fallas y recierres secuenciales como consecuencia de una causa inicial única, se asocian designándolos como una sola perturbación.

Para el diseño de los sistemas de protección se deben tomar en cuenta ciertos requerimientos:

- Estabilidad del sistema de potencia.
- Velocidad de despeje de fallas.
- Seguridad, para no tener disparos indeseados.
- Selectividad al poner fuera de servicio solo la parte del circuito en falla.
- Estabilidad de la protección, al no dispararse cuando ocurre una falla fuera de su zona de protección.
- Fiabilidad, para no omitir disparos.
- Confiabilidad, al reducir las probabilidades de tener una operación incorrecta.
- Relación entre el sistema de potencia y las protecciones.
- Respaldo con redundancia de circuitos de protección que tomen las funciones de despejar la falla.
- Respaldo remoto, los interruptores y las protecciones que se encuentran en las subestaciones vecinas cumplen también funciones de respaldo.
- Respaldo local, para tiempos de despeje de falla más cortos.

3.9.1 Protección de línea de transmisión a 400kV

La línea deberá estar protegida por dos equipos idénticos e independientes entre si, los cuales formaran parte de los equipos de protección primaria y secundaria los cuales deberán estar formados básicamente por:

- Una protección de distancia.
- Una protección de sobre corriente.
- Una protección de falla a tierra de alta impedancia.
- Dispositivos de pruebas funcionales locales, registros de eventos, indicadores de falla.

3.9.2 Protección de transformadores

Estos deben estar previstos de protecciones internas y externas, protecciones de respaldo externas y protecciones de arrollado terciario. Todas estas deberán activarse por medio de contactos totalmente independientes. Las protecciones internas estará formadas básicamente por los siguientes relés:

- Buchholz o relé de presión.
- Sobre temperatura de aceite.
- Sobre temperatura de arrollado.
- Protección de masa.

Las protecciones externas estarán formadas por las siguientes protecciones:

- Una protección diferencial larga conectada a los secundarios de los transformadores de corriente externos asociados a los autotransformadores
- Una protección de sobre corriente.

3.10 Características del sistema de comunicación de una subestación.

La automatización de los procesos de protección y control que tiene como finalidad la mejora en la calidad del servicio eléctrico, las unidades de comunicación deben ser capaces de manejar y transmitir los diferentes datos adquiridos por los equipos de medición de alta tensión de la subestación.

Estas unidades de comunicación se encargan de la conversión de los protocolos de redes para realizar los enlaces entre los diferentes relés y controles del sistema secundario.

El protocolo de comunicación es el nodo donde se reciben y transmiten los datos a los diferentes terminales; el interfaz entre hombre y máquina, el despacho de carga y los mismos relés, ya sea mediante una red centralizada (todos los equipos se conectan a una única unidad de comunicación) o a una red descentralizada (los equipos se conectan entre sí por medio de varias unidades de comunicación).

Los protocolos de comunicación utilizados en los sistemas de potencia son los siguientes:

- **Estándar IEC 60870-5** provee un perfil de comunicación para el envío de mensajes básicos de control entre dos sistemas, que usa una conexión directa y permanente de circuitos de datos. Este estándar se divide en tres clases:
 - a) **Estándar IEC 60870-5 -101**, es un protocolo para conexión a través de un mínimo de dos líneas entre dos puntos del sistema eléctrico.
 - b) **Estándar IEC 60870-5 -103**: es una interfaz de supervisión para la interconexión de los equipos de protección. Éste estándar utiliza tres categorías en el intercambio de datos: la primera categoría es la señal pública, que realiza una base de datos y genera direcciones privadas del total de las direcciones existentes; la segunda y la tercera

categoría maneja las conexiones entre cliente(unidades de comunicación, computadoras IHM y relés) de la red y ejecuta las operaciones de estos. El alcance que posee el estándar IEC 60870-5-103 es la conexión de un máximo de cuarenta equipos de protección.

c) **Estándar IEC 60870-5 -104:** se basa en la transmisión punto a punto utilizando el protocolo TCP/IP

- **Estándar IEC 61850:** permite la interconexión de los equipos de protección y control para alcanzar la automatización de las subestaciones. La interconexión se establece a través del intercambio de la información entre dos o más equipos y utiliza esa información para realizar funciones propias del equipo. Los modelos abstractos e datos definidos en el estándar IEC 61850 pueden ser esquematizados por los protocolos: MMS (basado en TCP/IP), TCP/IP y Ethernet.

Ethernet es la tecnología macro basada en el establecimiento de una red de área local LAN, definiendo las características físicas de los puertos de conexión (velocidad de transmisión y categoría del cable) en el nivel físico o primer nivel y en el nivel de acceso a la red de comunicación o segundo nivel, se establecen los estándares de señalización.

TCP/IP, es la tecnología aplicada al nivel de red y transmisión de datos. El nivel IP o tercer nivel, se encarga de comunicar los datos a través de una red interna de intercambio de paquetes o información, proporcionando direcciones únicas para cada equipo en la red de comunicación; los paquetes son una secuencia de bytes que contienen un encabezado y un cuerpo, siendo el encabezado la descripción de la destinación de llegada y el cuerpo es donde agrupan los datos transmitidos TCP o cuarto nivel, permite el intercambio de grupos de paquetes.

El quinto nivel en el sistema de comunicaciones es representado por cualquiera de los estándares IEC 60970-5 o el estándar IEC 61850

3.11 Normas técnicas y reglamentos.

NS-P-100 (1984), **“Especificación técnica general para el diseño, construcción y puesta en marcha de las Subestaciones”** CADAFE.

NS-P-103 (1984) **“Guía técnica de símbolos gráficos para la elaboración de planos”**. CADAFE

NS-P-105 (1984) **“Nomenclatura de los equipos”**. CADAFE

NS-P-156 (1988) **“Subestaciones normalizadas de CADAFE”**. CADAFE.

NS-P-157 (1988) **“Diseño y nomenclatura del sistema de cableado”**. CADAFE

NS-P-158 (1988) **“Guía técnica para el cálculo de juegos de barra. Distancias de Seguridad”** CADAFE

NS-P-165 **“Diseño del sistema de sincronismo”** CADAFE

NS-P-280 (1984) **“Especificaciones Técnicas para el sistema de control y alarmar”**. CADAFE

NS-P-281 (1991) **“Nomenclatura de equipos”** CADAFE

NS-P-401 (1984), **“Especificación técnica para distancias de seguridad”** CADAFE.

NS-P-420 (1984), **“Especificación técnica sobre requerimientos antisísmicos”**. CADAFE.

NS-P-440 (1984), “**Especificación técnica para la coordinación de aislamiento**”. CADAFE.

ETGS-EEM-040 (1997) “**Trabajo eléctrico general-Pruebas**” EDELCA.

ETGS/EEM-102 (2000), “**Especificaciones técnicas generales de subestaciones**” . C.V.G EDELCA

ETGS/EEM-110 (1997) “**Interruptores de potencia para tensiones iguales o superiores a 115kV**” EDELCA.

ETGS/EEM-120 (1997) “**Seccionadores para tensiones iguales o superiores a 115kV**” EDELCA.

ETGS/EEM-130 (1997) “**Transformadores y dispositivos de potencia**” EDELCA.

ETGS/EEM-135 (1997) “**transformadores de corriente** ” EDELCA.

ETGS/EEM-140 (1997) “**Pararrayos**” EDELCA.

ETGS/EEM-190(1997) “**Sistemas de Comunicación por fibra óptica en subestaciones**”. EDELCA

ETGS/EEM-200 (1997). “**Sistemas de Protección**”. EDELCA

ETGS/EEM-210 (1997) “**Equipos de medición**” EDELCA.

ETGS/EEM-220 (1997) “**Equipos de control, sincronización señalización y alarmas**”. EDELCA.

ETGS/EEM-240 (1997) **“Baterías y cargadores”** EDELCA.

ETGS/EEM-260 (1997) **“Generador Diesel para emergencias”** EDELCA

ETGS/PAS-001 (2000) **“Consideraciones antisísmicas”**. EDELCA.

IEC 6038 **“Voltage System reference”**

IEC 60071 **“términos, definiciones principios y reglas”**

IEC 60694 **“Common Specifications for High-Voltage Switchgear and controlgear standar”**

IEC 60099-1 **“Surge arresters- Part1 NOM-Lineal resistir type gapped arresters for a.c system”**

IEC60099-4 **“Pararrayos- Parte 4 Pararrayos de oxido metalico sin explosores para sistemas de corriente alterna”**

IEC 60071-1 **“Niveles de aislamiento normalizados”**

IEC 44-1 **“Instrumentos de transformacion-transformadores de corriente”**

IEC 61850 **“Standard de automatización de subestaciones”**

IEC60255 **“Electrical Relays”**

IEC 60044 **“Instrument transformers”**

IEC 60076 **“Power transformers”**

IEC 60529-2004 **“Degrees of Protection”**

IEC62271 **“Standards for high-voltage switchgear and controlgear”**

IEC 60129 **“Specification for alternating current disconnectors and earthing switches”**

IEC 60273 **“Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V”**

IEC 60870-5 **“Protocol standard for telecontrol, teleprotection, and associated telecommunications for electric power systems”**

ANSI/IEEE C62.11-1999 **“IEEE Standard for Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuit (>1kV)”**

ANSI/IEEE 71-1 (1993) **“International Standard Definitions, principles and Rules”**

ANSI/IEEE 71-2 (1996) **“International Standard Application guide”**

ANSI/IEEE 1313-2 (1999) **“IEEE Guide of the Application of Insulation Coordination”**

ANSI/IEEE C57.12.90 (1987) **“General requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers”**

CAPITULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO

4.1 Área de investigación

El área de investigación abarca el diseño de una subestación eléctrica 400kV tipo interruptor y medio, con el propósito de conectar dos máquinas GE 7FA en la subestación Planta Centro ubicada en Morón estado Carabobo.

4.2 Tipo de investigación.

La metodología seguida durante la investigación para el presente trabajo se baso en documentos y estudios previos facilitados por la empresa e investigación de campo efectuada en la subestación Planta Centro.

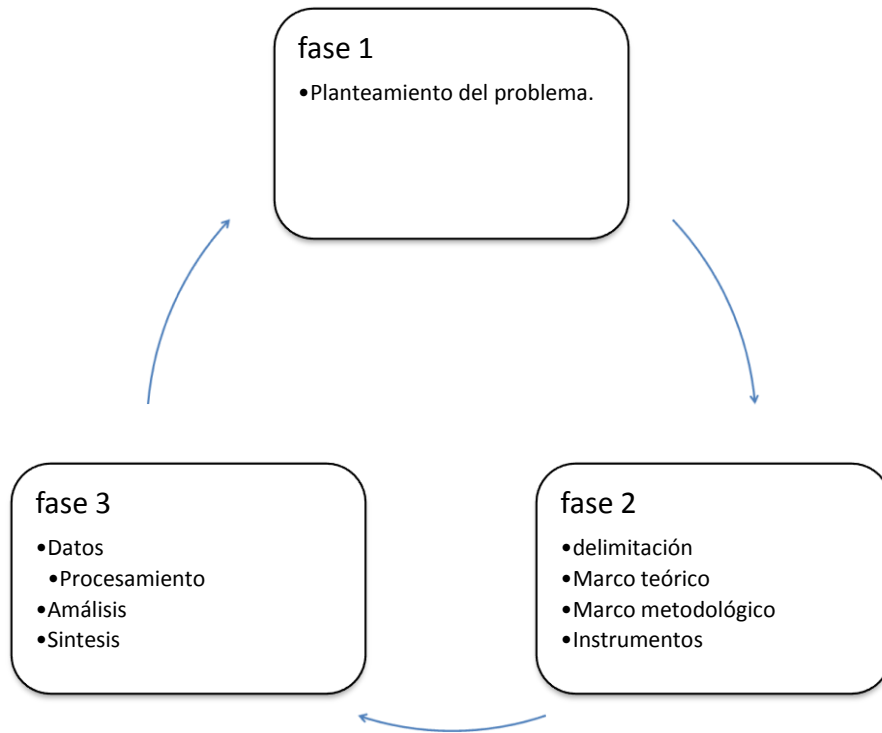
Ya que la propuesta de conexión de dos máquinas generadoras GE 7FA debe realizar las funciones de control y protección de la subestación, la cual se deriva de normas y características vigentes que sigue CADAFE en el diseño de las subestaciones.

4.2 Diseño de investigación

El procedimiento de la investigación siguió el desarrollo de tres (03) fases, según Corbacho, la primera fase o “fase exploratoria”, que tiene por objeto esencial familiarizarnos con un tema desconocido, novedoso o escasamente estudiado. Son el

punto de partida para estudios posteriores de mayor profundidad. Esencialmente es la búsqueda y recogida de datos, para luego identificarlos, categorizarlos y volverlos operacionales” la segunda fase o “fase descriptiva”, que sirve para analizar como es y cómo se manifiesta un fenómeno estudiado básicamente a través de la medición de uno o más de sus atributos. Se centra en el resumen de la información en tablas, gráficos o estadísticas para su análisis y detección de correlaciones significativas, y la tercera fase o “fase explicativa”, que “busca encontrar las razones o causas que ocasionan ciertos fenómenos”. Su objetivo por ultimo es explicar porqué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se da éste. Se basa en probar que la correlación observada es algo más: es un vínculo causal.

A través de estas fases de solución para el problema planteado en la fase uno (01) de la investigación que tiene por incógnita ¿Qué especificaciones debe cumplir el sistema de protección y control para lograr la optima operación de la subestación dentro del sistema eléctrico?, se analizaron las definiciones básicas necesarias para entender el funcionamiento de los equipos que integran el sistema secundario, que van desde los transformadores de corriente y de tensión instalados en el patio de la subestación hasta el control de la subestación, por medio de un computador, en la casa de mando. Teniendo como componentes principales los relés de protección que garantizan el correcto funcionamiento de la subestación, análisis enmarcados en la fase dos (02) de la investigación.



CAPITULO V

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1 Requerimientos de CORPOELEC

CORPOELEC, oficina de ingeniería y proyectos región Centro, ha requerido una subestación eléctrica 400KV para la conexión de dos máquinas de generación GE 7FA de 170MW cada una. CORPOELEC solicito que la subestación se diseñara con las siguientes premisas:

- Dos entradas trifásicas una para cada generador a la subestación al nivel de tensión de 400kV.
- La subestación será conectada como ampliación de la Subestación Planta Centro ubicada en Morón. Como una subestación a la intemperie aislada a gas.
- Se debe cumplir con las normas pertinentes aprobadas en cada caso.

En base a la información aportada por CORPOELEC, se elaboraron los cálculos del equipamiento necesario para la conexión de las unidades de generación.

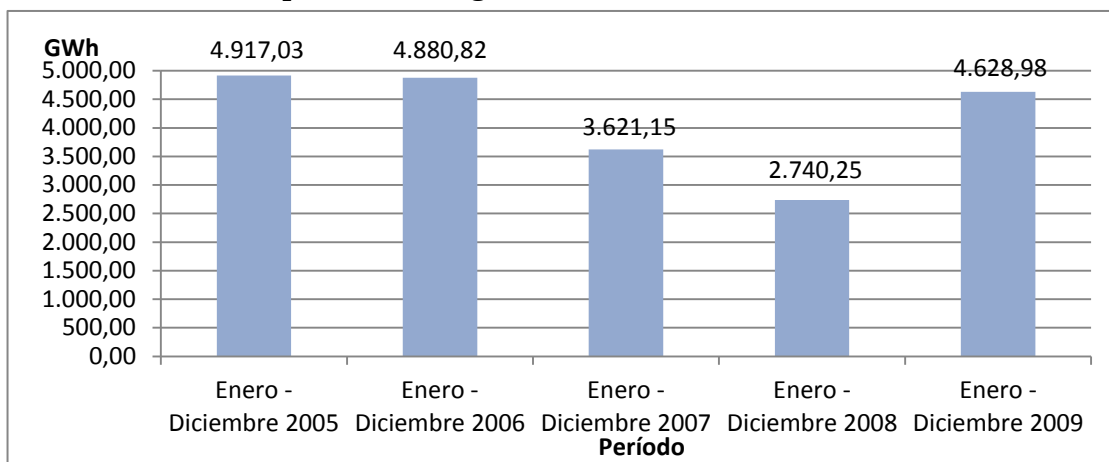
5.2 Condiciones Geográficas.

Planta Centro es una central termoeléctrica ubicada en Morón Estado Carabobo y posee un área de 214 hectáreas, la cual está operando desde 1978. Es el complejo termoeléctrico más grande de América latina. La zona de influencia de esta planta son

los Estados: Miranda, Aragua, Yaracuy, Falcón, Lara Cojedes, Portuguesa y Carabobo.

El histórico del aporte de energía de Planta Centro al Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde 2005 hasta 2009 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Aporte de Energía de Planta Centro al SIN. Periodo 2005-2009



Para instalar las dos máquinas de generación GE 7FA, los estudios técnicos realizados muestran su factibilidad de ser instalados en Planta Centro en el espacio siguiente al espacio de la unidad 6 de generación a ser instalada. Para la subestación se propone la creación de una nueva sub estación de 400kv en la ubicación de la figura2.

Para transmitir la energía generada desde la ubicación de las máquinas de generación hasta la subestación planta centro, se tiene que atravesar una distancia en línea recta de aproximadamente 3000m con cruce de vías de transporte a la salida y llegada como se puede observar. La distancia a recorrer es plana con un corredor de líneas provenientes de las unidades termoeléctricas de Planta Centro.



Figura 2. Ubicación de las unidades GE 7FA Nuevo Patio de 400kV en Planta Centro. Fuente Google Earth

5.3. Condiciones ambientales de diseño

Los datos generales del sitio seleccionado y las condiciones ambientales a las que serán sometidos los equipos en una subestación a la intemperie se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 6. Datos Generales Planta Centro

Descripción	Parámetro
Tipo de servicio	Continuo
Altura sobre el nivel del mar	<5m

Descripción	Parámetro
Temperatura ambiente máxima	40°C
Temperatura ambiente mínima	24°C
Temperatura ambiente promedio	26,50°C
Humedad relativa media	83%
Velocidad máxima (Vientos)	7 m/s
Velocidad con ráfagas (Vientos)	24,28 m/s
Contaminación ambiental	Presencia de contaminación aire y agua por descarga de combustibles y productos químicos.
Precipitación Pluvial	463mm
Eventos por Rayos Promedio anual.	23 ¹
Presión atmosférica	1013hPa
Zonificación Sísmica	Zona 3.
Amenazas sísmica	Falla de San Esteban. Falla de La Victoria. Falla de San Felipe. Falla de Miranda. Falla Trincheras. Falla la Cabrera. Falle Hornos Norte. Falla Hornos Sur. Falla San Juan de los Moros. Falla del Cabriales. Falla de Guacamaya. Falla de Tocuyito. Falla de Cliperton.

¹ MARTINEZ L, M, RAMIREZ D, J y MONTANO, R. Actividad de rayos en Venezuela, utilizando la data del sensor óptico (LIS) del proyecto TRMM de la NASA. *Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia*, ago. 2003, vol.26, no.2, p.127-139. ISSN 0254-0770..

5.4 Información necesaria para el diseño

Las características generales que debe cumplir los equipos de la subestación serán los mostrados en la tabla 7.

Tabla 7. Características generales del sistema fuente: CADAFE 137-05

Descripción	Parámetro
Tensión asignada de la instalación	400kV
Tensión máxima del sistema	420kV
Frecuencia asignada	60Hz
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (valor rms)	620kV
Nivel de aislamiento a ondas de choque (completa) A tierra (valor pico) Entre terminales	1425kV 1425kV(+240kV a 60hz) de acuerdo con la norma IEC 60694
Nivel de aislamiento a las ondas de choque cortada a tierra (valor pico)	1425kV(+240kV a 60hz) de acuerdo con la norma IEC 60694
Clase de aislamiento a frecuencia industrial, 60 segundos. A tierra (valor rms) Entre fases (valor rms)	520kV 610kV
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra (250/2500µseg) A tierra (valor pico) Entre fases (valor pico) A través de la distancia de aislamiento (valor pico)	1050kV 1575kV 900kV (+345kV a 60Hz) de acuerdo con la norma IEC 60694
Número de fases	3
Duración máxima admisible de cortocircuitos	3s
Capacidad de Interrupción Equipos	50kA.

Descripción	Parámetro
Corriente de corto Circuito Trifásico	29,07 kA.
Corriente de corto Circuito Monofásicos	33,59kA.
Tiempo de despeje de falla	<80ms.
Equipos de Transformación	2 transformadores elevadores

Cada Entrada del generador se conectara en una bahía independiente para darle mayor seguridad al sistema y disponer de nuevas salidas para las ampliaciones futuras previstas.

5.5 Características generales del Sistema Eléctrico

Planta Centro es una central termoeléctrica que tiene una capacidad instalada de 2000MW a través de cinco unidades de 400MW cada una. Es una estación térmica que utiliza agua, aire y combustible (fuel-oil) como materia prima.

La ubicación geográfica de esta central obedece a la cercanía de la refinería El Palito, la cual aporta los suministros de combustibles requeridos para el proceso de generación. Planta Centro fue diseñada para consumir las cantidades de combustible residual de esta refinería. Con el tiempo y la optimización de los procesos de refinería que han disminuido las cantidades de este combustible residual y la incorporación de gas para procesos de generación eléctrica han permitido la conversión de una unidad de generación y el proceso de conversión de las otras 4 para operar con gas. Esto para disminuir los costos de operación y hacer el proceso menos contaminante de lo que es con fuel-oil

En el Sistema Eléctrico Nacional esta central, además de aportar energía a esta región, garantiza la estabilidad del sistema centro-occidental ya que se encuentra en el

límite de transmisión aportando y consumiendo reactivos. También disminuye los racionamientos de carga, principalmente la zona de occidente por el impacto socio-político.

Planta Centro está conectada a la subestación Isiro y La Arenosa, por la cual pasa la línea de 765kV procedente de Guri, y distribuye potencia al sistema de la región central y debido a la lejanía de su fuente de generación y a la cantidad de cargas conectadas a esa distancia, la potencia en ese punto es altamente reactiva comprometiendo la calidad del servicio por lo que es necesario la instalación de bancos de reactivos que ayuden a corregir el factor de potencia para que esta energía sea aprovechada más adelante. De no existir una central de generación en este punto como Planta Centro que satisfagas las demandas de las industrias y las ciudades cercanas y del sector, la línea de 765kV de Guri no pudiese cumplir su función de manera óptima. El Sistema Eléctrico Nacional se presenta en la figura3^[i] a continuación donde se puede observar las principales líneas de alta tensión que atraviesan la geografía nacional.

La conexión de la subestación Planta Centro se muestra gráficamente en la figura4. ^[ii] donde se puede ver como la línea de 400kV proveniente de las máquinas 2 a la 5 se conecta directamente a las subestaciones de Yaracuy y la Arenosa donde es transformada a un nivel de 230kV para ser distribuida a Cabudare, San Diego, Inos, Valencia y Aragua. Este se conecta como respaldo a la Máquina 1, que está a 230kV y alimenta a la subestación Isiro, actualmente desconectada y con tres transformadores para un nivel de tensión de 115kV conectada a Corpoven(actual PDVSA), Moron 1, Moron2, La Industria Petroquímica, Gauparo, Valle Seco, Carbonero y continua en una red de 13.8kV. Como se puede observar, esta subestación posee respaldo entre las máquinas y se conectan entre si los diferentes niveles de tensión para asegurar la continuidad de servicio y la calidad del sistema para los usuarios.

En la figura 5 se puede ver el detalle de la configuración de la subestación actual, la cual está en configuración interruptor y medio, donde se puede ver los planes de expansión para el nivel de 400kV y la conexión de un nuevo transformador hacia 230kV y de 230kV a 115kV, esto para aumentar la confiabilidad y por aumento de la capacidad de producción, estimado a ser completado para el año 2015. Además se muestra más detalladamente los usuarios a los que se conecta la red de 115kV

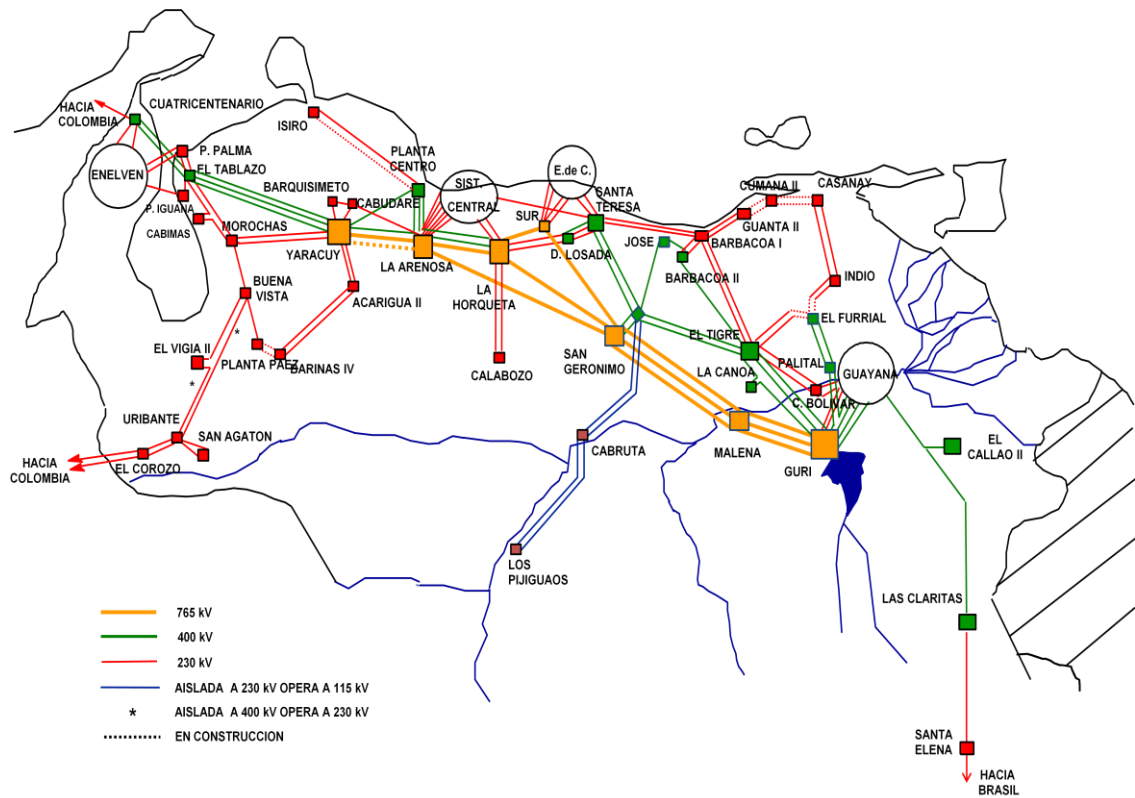


Figura 3. Sistema Eléctrico Nacional

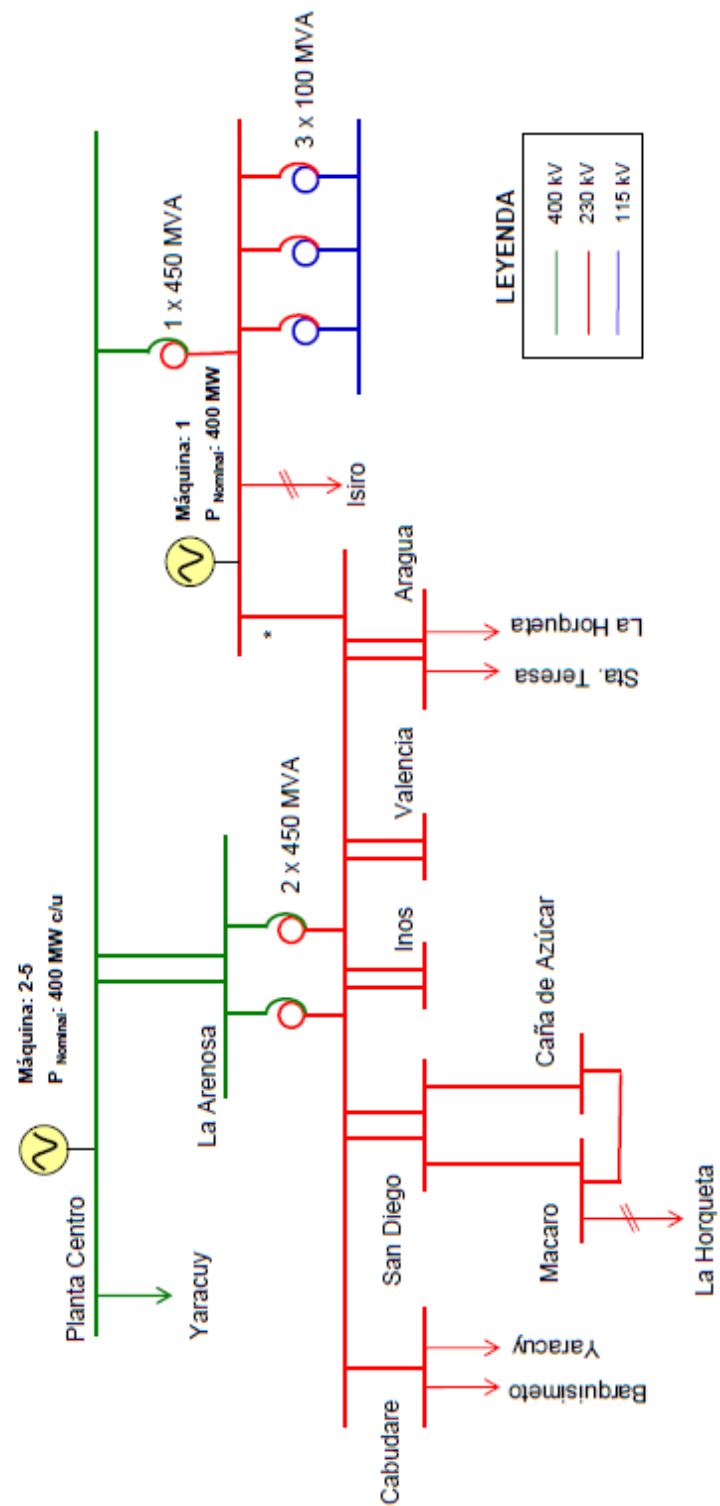


Figura 4.Sistema actual en la subestación Planta Centro

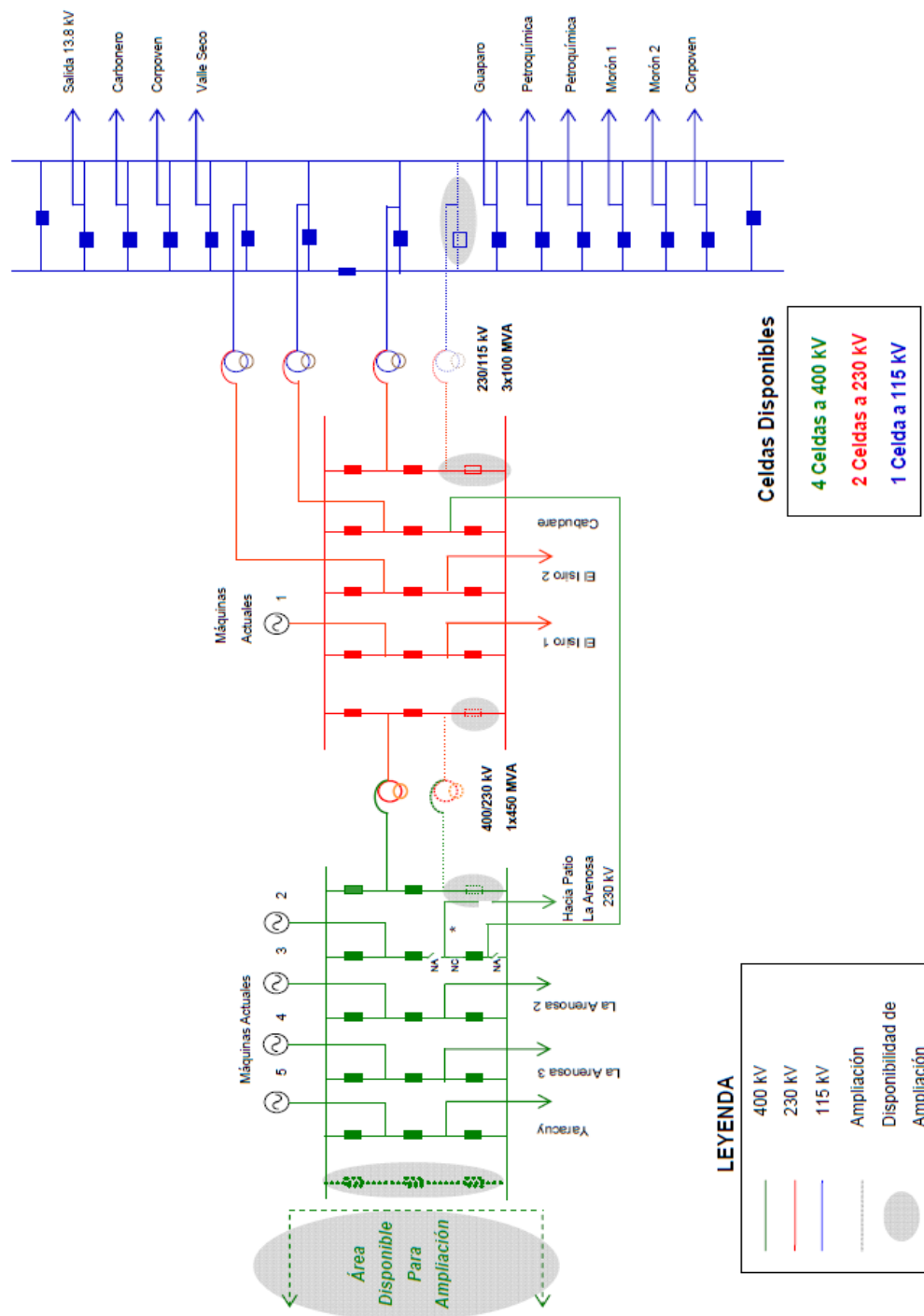


Figura 5.Sub Estación Planta Centro actual

5.6 Estudio de Cortocircuito

Los valores de corriente de cortocircuito aportados por CORPOELEC en la línea de 400kV son los siguientes:

Tabla 8. Valores de Cortocircuito Barra 400kV

Descripción	Valor (kA)
Corriente trifásica de cortocircuito	29,07
Corriente monofásica de cortocircuito	33,59

Estos valores permiten el estudio de la subestación para el correcto dimensionamiento de las barras colectoras, los dispositivos de protección y el sistema de puesta a tierra.

5.7 Cálculo para Línea de 400KV

Como se menciona en la parte 4.2 Condiciones Geográficas, el espacio que atravesarán estas líneas está ocupado por las diferentes líneas de transmisión de las unidades de generación termoeléctrica de Planta Centro por lo que se hace imposible colocar más de una línea de transmisión aérea respetando los espacios mínimos de seguridad por lo que se recomienda utilizar líneas de transmisión subterránea que permitan la transmisión a la zona de la subestación sin afectar el sistema existente.

Se presume la existencia de una malla de puesta tierra en esta zona, correspondiente a las torres de transmisión por lo que hará falta la reconexión de la misma en los puntos que se haya necesidad por ser atravesada en por la zanja de la bancada.

La subestación será de configuración interruptor y medio, ya que así se especifica y es recomendado por todas las normas nacionales e internacionales para este nivel de tensión, por ser más confiable y económica ya que utiliza solo 3 interruptores por cada dos salidas.

Para el diseño las barras, estas deben ser capaces de transportar la carga total en caso de la salida en servicio de una barra por mantenimiento o falla. Se considerará una extensión de la barras preexistentes en Planta Centro, las cuales tienen unas dimensiones de 1000MCM.

La corriente por cada conductor de línea esta dado por la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \quad \text{Ecuación 7}$$

Las características del conductor utilizado por CORPOELEC para transmisión subterránea se presentan en la tabla 10 y son para las siguientes condiciones estándar:

- Una terna simple de conductores.
- Temperatura ambiente 35°C
- Profundidad de la tubería 1,0m
- Distancia “s” entre los ejes de los cables en formación plana:
 $70\text{mm} + D_{\text{diametro del conductor}}$
- Resistividad térmica subterránea: 1,0K/(W/m)

Tabla 9. Valores Nominales de la línea de 400kV

Descripción	Valor
Nivel de tensión	400kV
Corriente Nominal	A

Tabla 10. Características del Conductor Seleccionado 400kV^[iii]

Descripción	Valor
Sección	630mm ²
Temperatura subterránea	30°C
Diámetro exterior	29.8mm
Espesor	32.0mm
Peso(al)	11,7kg/m
Capacitancia	0,13µF/m
Inductancia	0,60mH/m
Surge impedancia	43,7Ω
Ampacidad del cable	780Amp.@65°C
Disposición	Subterránea

Para este conductor la capacidad térmica se calcula, según la norma CADAFE 158-88 con la siguiente fórmula:

$$I = K \times A \times \sqrt{\frac{T_m - T_i}{k}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

I: La corriente permisible bajo corto circuito.(A)

A: área efectiva del conductor (mm²).

t: Duración del cortocircuito (seg.)

T_m: Temperatura máxima que puede soportar el conductor (°C)

T_i: Temperatura inicial del conductor

K: Constante de proporcionalidad: k=213,2 para cobre.

Al sustituir los valores del cable en la ecuación 8 da como resultado una corriente permisible bajo corto circuito de 36216A, la cual es superior a la máxima corriente de corto esperada (Ver tabla 8)

5.8 Cálculo para la salida de 18kV

Esta salida corresponde a la del generador y se dirige al transformador. La corriente que debe soportar esta línea será:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 18} = 7377,25 \text{ A}$$

$$= 7377,25 \text{ A}$$

Tabla 11. Valores nominales de 18kV

Descripción	Valor
Nivel de tensión	18kV
Corriente Nominal	6415,00 A

Para esta línea, debido a la corriente que debe soportar se estima que el conductor debe ser barras de cobre conductoras, que permitan soportar este nivel de corriente, sin comprometer el sistema y sin grandes costos en conductores que pudiesen verse perjudicados muy rápidamente. Para esta selección las barras deben tener una capacidad de corriente superior al criterio seleccionado de $7377,25 \text{ A}$ que resulto ser $7377,25 \text{ A}$. La barra de cobre tendrá las características presentes en la tabla 12.

Tabla 12. Características del Conductor 18kV^[iv]

Descripción	Valor
Tensión Nominal	18kV
Ampacidad	$7377,25^a$
Aumento de temperatura	65°C
Relación (r/δ) efecto pelicular	$>1,5$

En la relación r/δ , r es el radio del conductor y δ es el factor de penetración del efecto película y está dado por la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\rho \mu \omega}}$$

Ecuación 9

Donde:

ρ : resistividad eléctrica del conductor

μ : permeabilidad magnetica del material del conductor

ω : frecuencia

Para el aislamiento se prevé el uso de SF6, el cual es un gas incoloro, inodoro, no tóxico (excepto a temperaturas mayores de 204°C) y no inflamable con una elevada constante dieléctrica que lo hace altamente aislante.

5.9 Protección contra descargas en la línea

Para proteger el equipo contra ondas de sobretensión que penetran en la subestación se utilizan varios dispositivos: los hilos de guarda y los explosores o cuernos de arco. En este caso, dada la distancia reducida y que los conductores se dispondrán de manera subterránea no hace falta su uso y se dispondrá de un sistema de puesta a tierra como mecanismo para disipar las sobre corrientes, pararrayos para las descargas atmosféricas con descargadores de sobretensión. Las especificaciones técnicas de estos se presentan en el capítulo VI.

5.10 Elementos de Protección para Subestación

En los esquemas de interruptor y medio se tienen tres interruptores por cada dos salidas, y todas estas salidas deben ser debidamente resguardada para evitar daños en el sistema. El primer elemento de protección son los transformadores de corriente y los transformadores de voltaje los cuales se consideran los ojos de las protecciones eléctricas, ellos detectan las variables de voltaje y corriente respectivamente, proporcionando los valores y reflejan las condiciones del sistema. Estos elementos

deben colocarse en zonas de protección que permitan su desconexión por remplazo o mantenimiento sin afectar el resto de la subestación.

Lo ideal sería colocar los TC a ambos lados de cada interruptor pero se puede colocar un TC a un lado del interruptor del centro para proteger ambas salidas y colocar en un extremo de los interruptores de barra un TC, en el lado contiguo de la salida. Esta última configuración tienen el inconveniente de sacrificar la adecuada protección de los circuitos de salida ya que el interruptor de la barra adjunta queda fuera de la zona de protección por lo que la falla en el interruptor de barra no será despejada a menos que se espere el respaldo remoto del relé de la subestación que se encuentre en el otro extremo de la línea.

Como se dijo anteriormente, se pueden considerar dos tipos de esquema de protecciones, con de 4 TC o con de 6 TC por cada dos salidas o por cada diámetro. Como se puede ver en la figura 5, utilizando los 4 TC por diámetro las zonas de protección, que son en las que en caso de ocurrir una falla es despejada de forma segura, no incluye el interruptor de barra que queda fuera de la misma y en caso de presentarse una falla se debe esperar el respaldo remoto del relé de la subestación que se encuentra en el otro extremo de la línea. Adicionalmente si ocurriera una falla en el interruptor del medio se abriría todo el diámetro, dejándolo completamente fuera de servicio.

Con 6 TC se tendrían estas fallas dentro de la zona de protección por los relés diferenciales, por lo que actuarían las protecciones en la zona más próxima a la falla. Se debe tener en cuenta la vitalidad de las comunicaciones en el caso de las protecciones diferenciales ya que de lo contrario esta sería inútil.

Con lo que se expuso anteriormente se puede recomendar la configuración de 6 TC's por diámetro con control diferencial ya que cubre las fallas que pudiesen

generarse en cada uno de los interruptores, despejándolas de la forma más rápida y sin sacrificar la confiabilidad del sistema de no ser realizado.

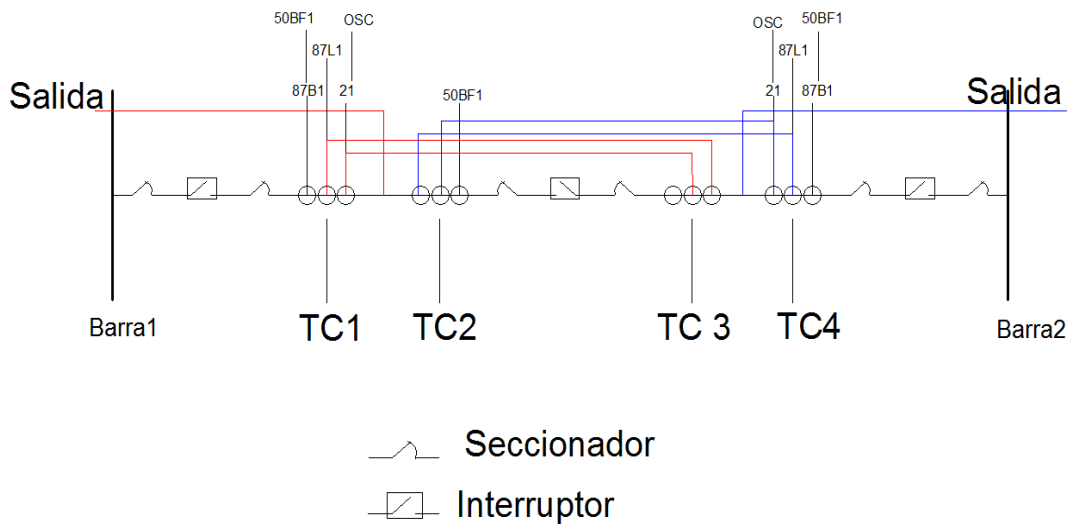


Figura 6. Configuración de 4 TC's por diámetro

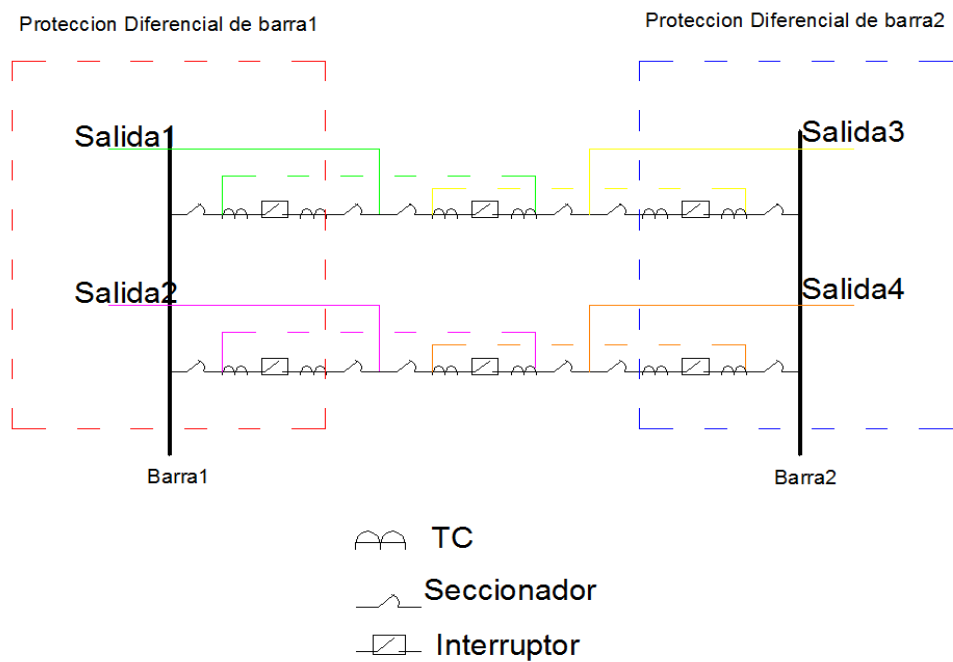


Figura 7. Esquema de protección con 6TC's por diámetro

5.10.1 Recierres

Dado que los interruptores que abren por una falla son los mas cercanos a la misma (por principio de selectividad). Si una falla se da en un módulo de línea, se permitirá un solo intento de recierre monopolar después de 400ms, de lo contrario se podría perder el sincronismo. Los interruptores monopolares también son útiles para aislar fallas que ocurren en una sola de las fases.

Los transformadores, en caso de falla desbalanceadas puede causar desbalance en el transformador causando calentamientos excesivos por lo que, en su caso solo se permitirás disparos por fallas tripolares . Para el recierre, este no se permitirá después de una apertura por falla, ya que se necesitan altas corrientes de magnetización en el arranque.

5.11 Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento consiste en establecer la correlación necesaria entre los niveles de aislamiento de los aparatos eléctricos y los niveles de protección asegurados por los dispositivos de protección. La relación de protección esta definida por:

$$\text{Nivel de protección: } C = \frac{I_{\text{disruptor}}}{I_{\text{transformador}}} \quad \text{Ecuación 10}$$

Generalmente, en CADAFE se adopta un nivel de protección mayor o igual al 20%. Los cálculos del margen de seguridad del transformador se estiman a continuación:

De la ecuación 3, de la sección 3.5 se estima el margen de seguridad en la zona de sobretensiones externas:

$$\left(\frac{I_{\text{disruptor}}}{I_{\text{transformador}}} \right) \times 100 = \left(\frac{100}{370} \right) \times 100 = 27,23\%$$

Para ondas internas (ecuación 4):

$$\left(\frac{\text{---}}{\text{---}}\right) \times 100 = \left(\frac{\text{---}}{\text{---}}\right) \times 100 = 51,4\%$$

Para onda cortada (ecuación 5):

$$\left(\frac{\text{---}}{\text{---}}\right) \times 100 = \left(\frac{\text{---}}{\text{---}}\right) \times 100 = 63,87\%$$

Donde:

: Nivel de aislamiento del transformados kV (valor máximo).

: Nivel de protección del pararrayos a la onda de impulso.

: Nivel de protección del pararrayos a sobretensiones internas.

: Nivel resistente a la onda cortada

: Nivel de protección del pararrayos frente de onda rígido.

Todos los márgenes de seguridad cumplen con el criterio establecido (mayor a 20%) con lo que se garantiza la eficiencia del pararrayos.

5.12 Elementos de Control para subestación

Debido a que se trabajará con niveles muy altos de tensión (400kV) cualquier trabajo de control en las instalaciones sería altamente peligroso por lo tanto es importante implementar un sistema de control automático que permita rapidez y flexibilidad de los equipos sin arriesgar vidas de operarios.

Los sistemas de control que se deben utilizar a fin de garantizar el adecuado funcionamiento serán los siguientes:

- **Unidad de Control de bahía (UCB):** Sistema electrónico de control en el que se pueden recibir las señales de los equipos de medición y así procesar la información. Tiene como funciones, supervisar el estado de los interruptores y seccionadores para poder controlar la apertura y cierre de los mismos. Recibe alarmas en caso de haber un

mal funcionamiento de los equipos de potencia. Verifica el sincronismo para el mando de cierre de interruptores, se puede implementar funciones lógicas de enclavamiento para la generación de los mandos, comunicación entre los relé para reducir el cableado y entradas binarias y además comunica con la unidad central de procesamiento.

- **Unidad Central de Procesamiento:** integra todas las unidades de control y supervisa su adecuado funcionamiento. Se puede controlar tanto local como remotamente. Necesita componentes de hardware muy robustos para soportar el sistema de automatización y asegurar su robustez. Sus funciones son, controlar y regular el procesamiento de datos de todos los dispositivos de la subestación, es vital para la visualización de la interfaz hombre-Máquina.
- **Estación de operación Central:** Es una interfaz hombre-máquina en donde se ejecutarán el control y monitoreo de la subestación. El diseño de la EOL debe optimizar los pasos a seguir para ejecutar una operación para minimizar errores.
- **Servidor de base de datos de la subestación:** tiene las mismas características de la EOL pero se usa para almacenar información.
- **Panel de información:** Es una interfaz Hombre-Máquina, cumple con todo lo referente a la EOL a excepción de que no puede ejecutar mandos.

Además se debe tener un nivel de operación que cumplan un jerarquía y de esta manera el proceso en cualquier caso no sería caótico. Los niveles de jerarquías son los siguientes:

1. Nivel de patio: (Nivel 0) se refiere a control desde el propio equipo en la subestación.

2. Nivel de bahía: (Nivel 1) control local de la bahía, por medio de la UCB correspondiente.
3. Nivel de la subestación: (Nivel 2) control desde EOL en la sala de control.
4. Nivel de control Remoto: (Nivel 3): se refiere al control que se realiza remotamente. En el caso de Venezuela este control se realiza desde el Centro Nacional de Despacho de Carga.

Como se debe disponer de un sistema de control confiable y seguro se debe disponer de una cierta topología: Centralizada o distribuida.

La topología centralizada tiene el defecto de que todo depende de un control central y una cantidad de cableado y comunicaciones que aumentaría su costo. Por otro lado, el control distribuido permite tener mas unidades de control y permite la implementación de dispositivos de control inteligentes, los cuales pueden estar enlazados a través de un puerto serial o una red local.

Para una subestación de este tipo, se tiene los siguientes requerimientos:

- Control del equipo eléctrico de la subestación desde un punto central, en el caso de Venezuela este se ubica en la oficina de control de despacho de carga.
- Monitoreo del equipo eléctrico de la subestación desde un punto central, donde desde la misma subestación se tenga una visión general de todos los elementos y los estados de todos los equipos de la subestación desde un computador o un mímico según se prefiera.
- Interfase a un sistema remoto de adquisición de datos, como un sistema SCADA que permita disponer del estado del sistema en cualquier momento.
- Control del equipo eléctrico desde la bahía de manera local.

- Manejo de la base de datos del sistema.

Para aumentar la confiabilidad del sistema se implementa la redundancia de los dispositivos y vías de comunicación.

5.12.1 Interface Humano-Máquina (IHM)

El usuario debe dirigir el funcionamiento de la máquina mediante instrucciones que se leerán como entradas del sistema. Estas entradas pueden introducirse mediante un teclado para ser convertidas en señales electrónicas y ser leídas por la computadora. Estas señales son transmitidas por medio de un bus de datos, las cuales deben ser coordinadas y controladas por la unidad de proceso central y por el sistema operativo. Las instrucciones dadas por el usuario son comunicadas de la misma manera pero por medio de salidas que se transmiten por el bus a uno o más dispositivos ya sea para la apertura o cierre de un interruptor o seccionador de potencia o para solicitar la lectura de aparatos de medición.

Además del hardware que normalmente se usa en los sistemas de control, para la comunicación entre las partes, se necesita un software cuya función es agilizar y facilitar dicha comunicación. Normalmente en el área de control de sistemas de potencia estas interfaces se encuentran en la estación de operación local (EOL) y en los centros de control (usualmente remotos) y constan de animaciones sencillas y prácticas del sistema en las cuales se puede visualizar de manera gráfica los elementos de la subestación y todas las variables que intervienen.

5.12.2 Topología basada en la Interface Humano Máquina (IHM)

El software para control reside en el IHM y que tiene una conexión directa a los EID's (dispositivos electrónicos inteligentes) a través de los protocolos de

comunicación. El Enlace remoto de un sistema de adquisición de datos SCADA es normalmente prevista en el computador destinado para el IHM, sin embargo se puede utilizar también una unidad de interface separada cuando se necesita respaldar la información presente.

Como se pretende disponerse de numerosas IED's, es importante disponer de una computadora que soporte el manejo de todos dichos elementos.

El uso de computadoras personales o PC tiene ciertas limitaciones si se quiere manejar subestaciones muy grandes, pero en este caso solo se pretende controlar por este sistemas las dos entradas de las nuevas unidades GE 7FA ya que el sistema instalado en la subestación tiene mas de 30 años y adaptar la tecnología, implicaría un esfuerzo de readaptación muy importante.

Otro aspecto importante de tomar en cuenta es la disponibilidad y la confiabilidad del sistema, si existe una sola computadora de control, existirá una sola forma manual de control, si esta falla por alguna razón, se pierde el control y monitoreo de la misma.

5.12.3 Topología basada en la Unidad Terminal Remota (UTR)

Este esquema esta basada en microprocesadores como unidades terminales remotos, usadas para almacenar el software de control, no usando la interfase IHM y realizando solo la función de interfase de operación. La computadora de IHM se puede usar una computadora estándar. En caso de visitas a la subestación, se puede conectar una computadora portátil, instalándole en las unidades remotas puertos seriales para descargar la información. Una ventaja de esta tipología es que para posteriores ampliaciones, se pueden adherir nuevos microprocesadores de gran capacidad, y dispositivos de entrada salida, permite el uso de una variedad mas

amplia de protocolos de comunicaciones para los IED's y la conexión remota al sistema de adquisición de datos.

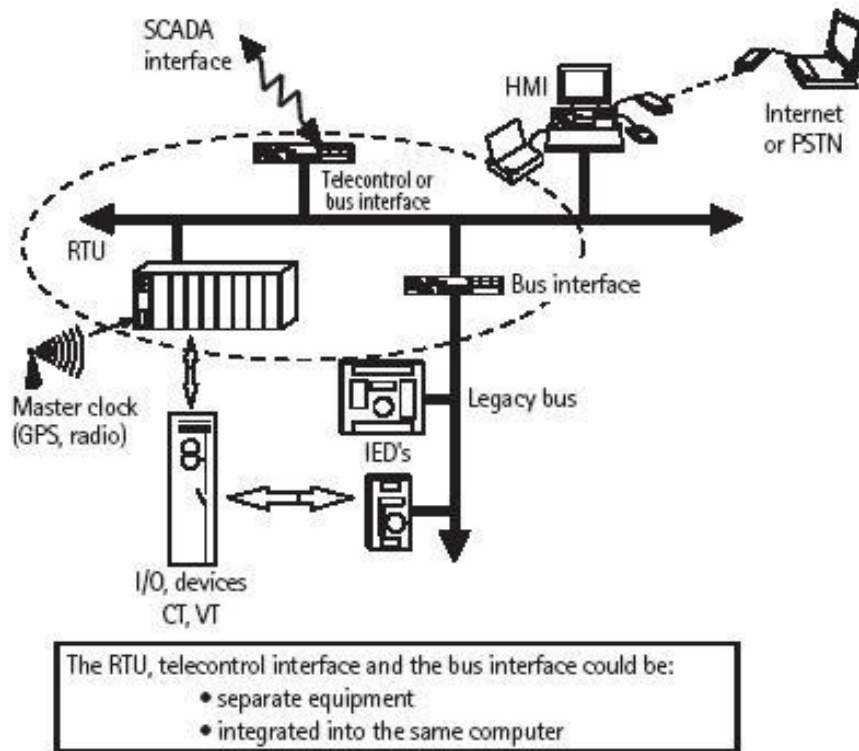


Figura 8. Topología basada un UTR

CAPITULO VI

6. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS

6.1 Transformadores de Potencia

Se instalarán dos transformadores de 200MW 18kV/400kV, cada uno debe cumplir con las características generales que se exponen en la tabla 13. Los datos mas específicos, como impedancia de corto, diseño, etc. Deberán ser definidas por el fabricante seleccionado. Todos los equipos deben ser adaptables a las condiciones geográficas, ambientales y de diseños generales presentadas en el Capítulo 5.

Tabla 13. Especificaciones de transformadores de potencia.

CARACTERISTICA	UNIDAD	VALOR
Potencia Nominal	MW	200
Número de fases	--	3
Frecuencia	Hz	60
Impedancia de Corto	%	15-20
Tipo de transformador	Sumergidos en aceite	
Tipo de enfriamiento	--	OFAF
Índice de conexión	--	Dy5
Devanado secundario		
Tensión nominal secundario	kV	400
Tensión máxima del sistema secundario	kV	420
Corriente Nominal secundario	A	273

CARACTERISTICA	UNIDAD	VALOR
Nivel de aislamiento a las ondas de choque a tierra completas (valor pico)	kV	1425
Nivel de aislamiento a las ondas de choque entre terminales.(tensión máxima)(valor pico).	kV	1425(+240) Según Norma IEC 60694
Tensión de aislamiento a la frecuencia industrial, 60 segundos. A tierra (valor eficaz)	kV	520
Tensión de aislamiento a la frecuencia industrial, 60 segundos. Entre terminales(valor eficaz)	kV	610
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra (250/2500µs). A tierra. Valor pico	kV	1050
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra (250/2500µs). Entre fases. (Valor pico)	kV	1575
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra (250/2500µs). A través de la distancia de aislamiento. (valor pico)	kV	900(+345) Según Norma IEC 60694
Devanado primario		
Tensión nominal primario	kV	18
Tensión máxima del primario	kV	22
Corriente Nominal primario	A	6059
Nivel de aislamiento a las ondas de choque (valor pico)	kV	125
Tensión de resistencia a la frecuencia industrial (valor eficaz)	kV	46[V]
Tensión de resistencia al choque de rayos (valor pico)	kV	200
Tensión de resistencia al choque de maniobras (valor pico)	kV	N.A
Control de calidad		ISO 9.001:2000

Los valores en paréntesis corresponden al valor pico de la tensión a frecuencia de la red al ser aplicada al terminal opuesto

Adicionalmente a las presentes especificaciones, estos transformadores deben cumplir con las normas internacionales que apliquen a menos que se indique lo contrario en las presentes normas:

- ANSI C37-24 “Guide for Eventuating the Effect of Solar Radiation on Outdoor Metal-Clad Switchgear”
- ANSI C93.1 “Requirements for Power Liner Coupling Capacitor”
- NEMA 107 “ Method of Measurement of Radio Influence Voltage (RIV) of High Voltage Apparatus”
- ASTM A 123 “Zinc (Hot Dip Galvanized)Coatings on Iron and Steel Products”
- ASTM A 153 “Zinc Coating (hot Dip)on Iron and Steel Hardware”
- ASTM A 239 “Standard Method of Test for Locating the Thinnest Spot in a Zinc (galvanized) Coating on Iron or Steel Articles by the Preece Test (Cooper Sulfate Dip)
- IEEE Std. N°4 “IEEE Standards Techniques for High Voltage Testing”
- IEEE Std. C57.13 “IEEE Standards Requirements for Instrument Transformers”

Los transformadores deben cumplir con las siguientes Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones de EDELCA, en cuanto sean aplicables:

- ETGS/EEM-001 Requerimientos generales
- ETGS/PAS-001 Consideraciones Antisismicas
- ETGS/EEM-170Aisladores de Soportes, suspensión y anclaje
- ETGS/POC-001 Proyectos de Obras Civiles (Cargas de Diseño de los Equipos Eléctricos).
- ETGS/MPS-040 Trabajo Eléctrico General

Los transformadores deben ser sometidos a todas las pruebas las cuales son (según norma ANSI/IEEE C52.12.90):

1. Inspección del aparato.
2. Aceite aislante
3. Resistencia de aislamiento
4. Inspección del alambrado de control.
5. Relación de transformación.
6. Polaridad.
7. Potencial aplicado.
8. Potencial inducido
9. Perdidas en el hierro y por ciento de la corriente de excitación.
10. Perdidas de carga y por ciento de impedancia.
11. Temperatura.
12. Impulso.

6.2 Interruptor de Potencia 400kV

Interruptor de potencia debe ser para uso a la intemperie, para operar a una temperatura promedio de 30°C ubicado a la entrada del circuito posterior al transformador. Este interruptor debe cumplir con las siguientes especificaciones generales que cubren las especificaciones de los equipos utilizados en la subestación Planta Centro actual.

Tabla 14. Especificaciones de interruptor de potencia de 400kV

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal	kV	400
Tensión máxima de utilización	kV	420
Frecuencia	Hz	60
Número de polos		3
Mando/Accionamiento		Monopolar/Resorte Motor cargador
Corriente nominal	A	3150

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Capacidad de interrupción con ciclo de operación especificado.(valor eficaz)	kA	40
Duración de cortocircuito	seg	3
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial a tierra/terminales (valor eficaz)	kV	1425
Nivel de aislamiento a ondas de maniobra a tierra/entre terminales(valor pico)	kV	1050/1575
Tiempo total de interrupción	seg	$\leq 0,05$
Tiempo mínimo de apertura	seg	$\leq 0,035$
Tiempo total de cierre	seg	$\leq 0,12$
Tensión nominal de las bobinas de cierre y de apertura	V cc	110 (-15%,+10%)
Tensión nominal del motor cargador	V cc	110 (-15%,+10%)
Control de calidad		ISO 9001
Nivel de galvanizado	μm	> 8
Distancia de fuga	mm/kV	≥ 25
No. de contactos auxiliares.		8 NA + 8 NC
No. de contactos auxiliares protección del motor .		1NA + 1NC
Nivel de radio interferencia ($1.1V_{\text{nom}}/\sqrt{\text{Hz}}$)	μV	≤ 2500
Nivel de aislamiento de mandos y aux. Ondas de choque(1.2/50 μseg)(valor pico)/frecuencia industrial (valor eficaz)	kV/kV	5/2
Capacidad de corte de líneas en vacío	A	125
Capacidad de interrupción de cables en vacío	A	250
Grado de protección del gabinete		IP54
Nivel de pérdidas de presión de SF6 (%nominal/año)	% año	1% de presión nominal
Control de calidad		ISO9001
Requerimiento Antisísmico		
Aceleración vertical	G	≥ 0.5
Aceleración horizontal	G	≥ 0.5

Las normas básicas que debe cumplir son las siguientes:

- IEC 62271-100 International Standard High- voltage switchgear and controlgear.
- CADAFE 137-05 Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico en Subestaciones.
- ETGS 001 EDELCA Consideraciones Antisísmicas.

6.3 Seccionadores 400kV barra

Tabla 15. Especificaciones seccionador de 400kV

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal	kV	400
Tensión máxima de servicio	kV	420
Corriente nominal en servicio continuo	A	1600
Corriente sostenida de corta duración (valor eficaz)	kA	31.5 – 40
Frecuencia	Hz	60
Mando		Motorizado/Tripolar
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial		
• A la tierra y entre polos (valor eficaz)	kV	520
• Entre terminales (valor eficaz)	kV	610
Nivel de aislamiento a las ondas de choque de 1,2/50µseg		
• A la tierra y entre polos(valor pico)	kV	1425
• A través de la distancia de seccionamiento (valor pico)	kV	1425

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra de 250x 2.500 microsegundos		
• A la tierra(valor pico)	kV	1050
• Entre polos(valor pico)	kV	1575
• A través de la distancia de aislamiento(valor pico)	kV	900 (norma IEC60694)
Corriente de corta duración permisible de corto circuito	kA	40
Duración máxima de corto circuito	Seg	3
Tipo de apertura		Vertical u Horizontal
Características mando monopolar:		
Accionamiento manual eléctrico a tensión de Vcc	Vcc	110
Potencia y voltaje nominal del motor	W Vcc	< 500 110
Grado de protección		> IP54 (contra polvo y chorros de agua)
Control de calidad		ISO 9001
Color código		RAL 6017 (verde)
Comportamiento antisísmico		
Aceleración vertical	G	$\geq 0,5$
Aceleración horizontal	G	$\geq 0,5$

Estos seccionadores se consideraron tomando en cuenta las características de los equipos actuales en la subestación. Las normas con las que debe cumplir son las siguientes:

- CADAFE 137-05. Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico en Subestaciones
- ETGS 001 Consideraciones Antisísmicas.

6.4 Seccionadores 400kV Línea

Tabla 16. Características seccionador de línea

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal	kV	400
Tensión máxima de servicio	kV	420
Corriente Nominal	A	273
Frecuencia	Hz	60
Mando		Motorizado/Tripolar
Montaje		Horizontal
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial		
• A la tierra y entre polos (valor eficaz)	kV	520
• A través de la distancia de seccionamiento(valor eficaz)	kV	610
Nivel de aislamiento a las ondas de choque de 1,2/50µseg		
• A la tierra y entre polos(valor pico)	kV	1425
• A través de la distancia de seccionamiento (valor pico)	kV	1425 (+240)
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra de 250x 2.500 microsegundos		
• A la tierra (valor pico)	kV	1050
• Entre polos (valor pico)	kV	1575
• A través de la distancia de seccionamiento (valor pico)	kV	900
Corriente nominal en servicio continuo	A	3000
Corriente de corta duración permisible	kA	40
Corriente pico de corta duración	kA	104
Duración máxima de corto circuito	Seg	3
Grado de protección		> IP54 (contra polvo y chorros de agua)

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Control de calidad		ISO 9001
Color código		RAL 6017 (verde)
Comportamiento antisísmico		
Aceleración vertical	G	≥ 05
Aceleración horizontal	G	$\geq 0,5$

Estos interruptores deben cumplir con las siguientes normas:

- CADAFE 137-05. Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico en Subestaciones
- ETGS 001 Consideraciones Antisísmicas.

6.5 Pararrayos

Los pararrayos son de Oxido de Zinc sin descargadores internos para 400kV de instalación externa.

Tabla 17. Características pararrayos

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión máxima del sistema	kV	420
Tensión de servicio continuo	kV	252
Tensión nominal	kV	400
Frecuencia	Hz	60
Corriente de descarga nominal (8/20 μ s)	kA	20
Corriente para la prueba del dispositivo de alivio de presión	kA	40
Máximo nivel de protección al frente de onda según ANSI/IEEE C62-11. Impulso de corriente de 10kA (valor pico)	kV	1000

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Máximo nivel de protección al impulso de maniobra (valor pico)	kV	800
Corriente de coordinación	A	1000
Máxima tensión de descarga para ondas de corriente 8/20useg y magnitudes:	kV	960
10000A (valor pico)	kV	1100
20000A (Valor pico)		
Tensión de prueba de la envoltura de porcelana		
• A frecuencia industrial seco 1 min.	kV	475
• A las ondas de maniobra (valor pico)	kV	900
• A las ondas de choque (valor pico)	kV	1150
Conexión de pararrayos		Fase-tierra
Certificado de control de calidad		ISO 9001
Recubrimiento protector (Zinc)	(μm)	≥ 85
Color de la Porcelana		Marrón

Adicionalmente debe cumplir con las normas básicas:

- IEC 60099-4 Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
- CADAFE 137-05 Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico en Subestaciones.

6.6 Transformadores de corriente

Transformadores de corriente en nivel de 400kV de uso exterior para mediciones y monitoreo que adquiere la subestación Planta Centro, está especificado por la compañía. Las características de estos, se presentan en la tabla 18.

Tabla 18. Características transformadores de corriente de medición

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión máxima de servicio	kV	420
Frecuencia nominal	Hz	60
Nivel de aislamiento a las ondas de choque completa (devanado primario)(valor pico)	kV	1425
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (devanado primario)	kV	630
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra (devanado primario)(valor pico)	kV	1050
Corriente (s) nominal (s) primaria (s)	A	2000-1000
Corriente nominal secundaria	A	1
Relación (es) de transformación nominal (es)	A/A A/A	2000-1000 1-1-1-1-1
Cantidad de amperios vueltas para cada relación de transformación	A x Vtas.	4x20 VA 1x40 VA
Carga nominal		Prot. 20 VA Med. 40 VA
Potencia nominal	VA	Prot. 20 VA Med. 40 VA
Clase precisión para la menor relación		Prot. 5P20 Med. 0,5
Corriente térmica nominal permanente	A	1,2 In
Corriente térmica de corta duración (cortocircuito)	k	40
Corriente dinámica (pico)	kA	100
Factor de sobrecarga (máxima corriente nominal)		1,2
Factor de seguridad para instrumentos de medición		< = 5

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Nivel de aislamiento del devanado secundario	kV rms	3 (60 seg)
Nivel de aislamiento entre secciones	kV	3 (60 seg)
Nivel de aislamiento intervuelas	kVpico	2
Distancia de fuga de aisladores	mm/kV	25
Condiciones Antisísmicas		
• Aceleración Horizontal	G	0,5
• Aceleración Vertical	G	0,33

Adicionalmente debe cumplir con las siguientes normas básicas:

- IEC 60044-1 transformadores de corriente.
- CADAFE 137-05 Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico en Subestaciones.
- ISO 9.001 (control de calidad)
- CADAFE NS-P420 (condiciones antisísmicas)

6.7.- Transformador de Tensión de Medición.

Al igual que los transformadores de corriente, los transformadores de medición utilizados en la subestación, y sus características se presentan en la tabla 19.

Tabla 19. Especificaciones transformador de tensión de medición

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Frecuencia nominal	Hz	60
Tensión nominal de servicio	kV	400
Tensión máxima de servicio	kV	420
Tensión nominal secundaria	V	110
Nivel de aislamiento a las ondas de choque completa (devanado primario) (valor pico)	kV	1425
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (devanado primario)	kV	630
Nivel de aislamiento a las ondas de maniobra (devanado primario). (valor pico)	kV	1050

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Relación de transformación Nominal	kV/V	400/110
Clase precisión de medida		0,5
Carga de precisión de medida	VA	150
protección	VA	150
Factor de tensión nominal:		
Continuo		1,2
Para 30seg		1,5
Límites de Aumento de temperatura:		
Arrollado	°C	60
Núcleo	°C	70
Material Aislador		Porcelana Marron
Grado de Protección		IP 54
Control de calidad		ISO 9.001:2000
Condiciones Antisismicas		
• Aceleración Horizontal	G	0,5
• Aceleración Vertical	G	0,5

Adicionalmente debe cumplir con las siguientes normas:

- EDELCA ETGS-EEM-210-1991
- CADAPE 137-05
- ISO 9.001 (control de calidad)
- CADAPE NS-P420 (condiciones antisísmicas)

6.8.- Sistema de protección

El sistema de protección está integrado por relés de protección y relé auxiliares de alta velocidad que actúan en casos de fallas o averías de equipos. Estos son:

1. Relé de subvoltaje
2. Relé de sobre voltaje estático trifásico
3. Relé temporizados de tipo estáticos auto retenidos, con un rango de ajuste 0,1 a 0,5seg
4. Relé de disparo con reposición manual

5. Relé sobre corriente de fase
6. Relé de protección diferencial
7. Relé de sobrecorriente de tierra
8. Relé térmico
9. Relé detector de pérdida de sincronismo completamente estáticos

Las características generales que deben cumplir cada uno de estos relé son los siguientes.

Tabla 20. Características técnicas de los Relé.

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Frecuencia nominal	hz	60
Contacto		Deslizante
Cajas		Conectados desde su parte posterior/a prueba de polvo/a prueba de condensación de agua en su interior
Corriente nominal	mA	482
Corriente máxima*	mA	530.2
Voltaje de mando (CC)	V	125
Temperatura ambiente	°C	5 – 40
Humedad relativa	%	95

*Corriente máxima que pueden tolerar los relés 10% sobre su corriente nominal de operación.

Los relés de protección debe cumplir con las normas y los estándares de las noma:

- ETGS/EEM-001 “Condiciones de servicio, Idioma y sistemas de Unidades”
 - ETGS/EEM-200 “sistemas de protección”
 - ETGS/EEM-275 “Servicios auxiliareis Celdas y Tableros BT”
- ANSI C37.1 “Relay Associated with Power Switchgear”

6.9.- Interruptor de Potencia 18kV

Interruptor de potencia debe ser para uso a la intemperie, para operar a una temperatura promedio de 40°C.

Tabla 21. Especificaciones interruptor de potencia de 18kV

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal	kV	18
Tensión máxima de utilización	kV	21
Frecuencia	Hz	60
Mando/Accionamiento		Monopolar/Resorte Motor cargador
Corriente nominal	A	6415
Ciclo de operación		A-0.3''-CA-180'' CA
Capacidad de interrupción con ciclo de especificación especificado.	kArms	40
Capacidad de cierre de apertura	kA	104
Corriente corta duración	kA	40
Duración de cortocircuito	Seg	3
Nivel de aislamiento a las ondas de choque a tierra/entre terminales. (valor pico)	kV	1524
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial a tierra/terminales. (valor pico)	kV	620
Nivel de aislamiento a ondas de maniobra. (valor pico)	kV	1050/900
Tiempo total de interrupción	Seg	≤0,05
Tiempo mínimo de apertura	Seg	≤0,035
Tiempo total de cierre	Seg	≤0,12
Control de calidad		ISO 9001
Nivel de galvanizado	μm	> 8
Color pintura (cat.RAL)		RAL 6017
Nivel de radio interferencia 1.1Vnom/ $\bar{\gamma}$)	μV	≤2500

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Nivel de aislamiento de mandos y aux. Ondas de choque(1.2/50µseg)(valor pico)/ frecuencia industrial (valor eficaz)	kV/kV	5/2
Grado de protección del gabinete		IP54
Nivel de perdidas de presión de SF6 (%nominal/año)	% año	1% de presión nominal
Control de calidad		ISO9001
Requerimiento Antisísmico		
Aceleracion vertical	g	≥0,33
Aceleración horizontal	g	≥0,5

Adicionalmente las normas básicas que debe cumplir son las:

- IEC 6227-100 International Standard High- voltage switchgear and controlgear.
- CADAFE 137-05 Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico en Subestaciones.

6.10 Generador de emergencia

El sistema de emergencia está formado por un motor generador de Diesel de operación de standby. El montaje y puesta en servicio del grupo electrógeno debe realizarse dentro de los parámetros indicados por el fabricante para así garantizar el buen funcionamiento del equipo.

Tabla 22. Características técnicas del generador de emergencia

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal	V	208
Numero de fases		3
Potencia nominal	kW	750
Capacidad nominal	kVA	937,50
Frecuencia Nominal	Hz	60
Velocidad Nominal	rpm	1800

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tipo de Conexión		Estrella
Tipo de operación		Standby
Sistema de enfriamiento		Agua
Gobernador de Velocidad		Electrónico

Una vez realizada la instalación del equipo, debe realizarse las pruebas respectivas de aislamiento del devanado primario del motor y la prueba de continuidad para verificar la resistencia del bobinado y compararlo con el aportado por el fabricante para descartar posibles conexiones flojas.

6.11 Baterías y cargadores

Las baterías deberán ser del tipo estacionario para cumplir con los requerimientos eléctricos de los circuitos de control en caso de falla del servicio eléctrico habitual.

Tabla 23. Baterías y cargadores

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal del Banco	V (c.c)	125
Tensión mínima del banco	V (c.c)	105
Tensión máxima del banco	V (c.c)	144
Numero de celdas	-	60
Tensión promedio por celda	V (c.c)	2,17
Tensión mínima por celda	V (c.c)	1,75
Tensión máxima de carga	V (c.c)	2,40
Densidad del electrolito	gr/cm ³	1,21

Adicionalmente las baterías deberán cumplir con los requerimientos de las siguientes normas:

- ETGS/EEM 230 Tableros. Pupitres y gabinetes de control

- ETGS/EEM-270 Equipo Eléctrico General

En cuanto a los cargadores de las baterías estos según norma deberán ser del tipo seco, de rectificador estático, resistente a la humedad y clima tropical y debe cumplir con las especificaciones técnicas presentes en la ETGS/EEM 240

6.12 Armarios y cajas de control, maniobra e interconexión

Cada equipo será provisto con su propio armario individual de maniobra y control o su caja de interconexión al que se cablearán los elementos de control, indicación o protección. Los armarios o cajas serán para instalarlos a la intemperie, cercanos a sus equipos en situación aprobada por CADAPE. Serán de tipo cerrado a prueba de polvo e insectos, debidamente ventilados y diseñados para evitar condensación.

CAPITULO VII

7. ANÁLISIS DE COSTOS DEL PROYECTO

7.1 Inversiones

Se define inversión como el capital que será utilizado para obtener un producto o servicio.

7.1.1 Inversión fija

Se considera como inversión fija al costo de implantación del proyecto, dentro de este se incluyen los costos de: construcción, maquinaria, equipos, puesta en marcha e imprevistos. A continuación se realizará un breve estudio de los mismos los cuales se pueden resumir como los costos pre operativos de la generación eléctrica.

7.1.2 Estudios e investigación

Como se conectarán unidades de generación Diesel, esta tecnología se considerara los costos de Estudios e Investigación como nulos.

7.1.3 Predios

Incluye los costos del terreno de la planta, considerando el área para los equipos de generación, los patios de combustible, el área de la subestación, zonas de

circulación y servicios auxiliares. El espacio destinado para la conexión de estas unidades de generación 7FA en Planta Centro fue establecido en los estudios de factibilidad de Instalación de dos unidades GE 7FA y el cual se puede ver en la Figura2 (Ubicación de las unidades GE 7FA Nuevo Patio de 400kV en Planta Centro). Como estos terrenos ya pertenecen a la CORPOELEC no se hace necesaria su adquisición y por lo tanto no es necesario incluirlas en los costos de inversión del proyecto.

7.1.4 Infraestructura

- **Vías de acceso:** incluye la construcción de vías para las etapas de construcción, entrada de equipos y acceso en operación. En este caso ya que Planta Centro está establecida, estas vías de acceso ya están dispuestas y operativas.
- **Líneas de conexión:** incluye la construcción de las líneas de construcción sin incluir la subestación. Para la central en cuestión se determina una línea de 400kV subterránea de aproximadamente 3km cada fase con 1 conductor de XLPE de 630mm² de sección. Para la línea de 18kV se estimara una línea área con una barra de cobre que transporte la potencia generada de las unidades 7FA al Transformador

Tabla 24. Costos de Líneas de conexión

Línea	Requerimientos (km)	Costo Unitario (USD/km)	Costo total (USD)
Subterránea 400kV	3 x 6	165.000	2.970.000
Barra 18kV	0,05 x 6	300.000	90.000

- **Campamentos y oficinas.** Este ítem no aplicaría para este tipo de planta, debido a que necesita un muy bajo numero de personas las cuales se podrían ubicar en las estructuras existentes y alojamiento temporal.

7.1.5 Obras civiles

En este ítem se consideran los costos de la infraestructura física requerida para la operación de la planta de generación que dependerá del combustible:

- **Edificio Central:** Estructura que alberga la mayoría de los equipos auxiliares, mímicos, taller bodega, servicios auxiliares, etc.
- **Patio de Combustibles.**
- **Laboratorio químico.**
- **Instalación de planta contraincendios**
- **Sistema de tratamiento de agua.**
- **Varios:** drenajes, protecciones estacionamientos, señalización, etc.

El costo global de las obras civiles se basa en porcentaje del costo de la inversión total y se asume como un 20%

Tabla 25. Costo de las obras civiles

% Inversión	Costo (USD)
20,0%	148.443.439,68

7.1.6 Costos de los equipos

Para este ítem se incluyen todos los equipos importantes con precio CIF costo seguro y flete en sus siglas en ingles (Cost Insulate Freight) para los equipos que necesiten importación y poder compararlos con los costos de los equipos nacionales.

Tabla 26. Costos de los equipos

Equipo	Costo equipo CIF (USD)	cantidad	Total (USD)
Motor -Generador	212.300.000,00	2	424.600.000,00
Transformador de potencia 200MVA 400kV/18kV	3.312.000,00	2	6.624.000,00
Interruptor de potencia 400kV	112.000,00	10	1.120.000,00
Seccionador 400kV Barra	33.120,00	8	264.960,00
Seccionador 400kV Línea, 243A	41.803,20	12	501.638,40
Pararrayos Oxido de Zinc 400kV	13.680,00	6	82.080,00
transformador de corriente 10000/1	66.240,00	16	1.054.840,00
transformadores de corriente 5000/1 (18kV)	20.000,00	2	40.000,00
transformador de tensión de medición 400 kV	73.000,00	12	876.000,00
transformador de tensión de medición 18 kV	18.000,00	2	36.000,00
Interruptor de potencia 18kV,6059A	90.000,00	2	180.000,00
relé de sobre voltaje relé temporizador estático relé de disparo con reposición manual relé de corriente de fase relé de sobre corriente de tierra relé térmico relé detector de pérdida de sincronismo	80.000,00	18	1.440.000,00
generador de emergencia (Diesel)	212.800,00	1	212.800,00
baterías y cargadores	859.200,00	1	859.200,00
equipamiento varios			1.329.651,84
Total en equipos			439.226.170,24

7.1.7 Inversiones ambientales

En este rubro se incluyen los estudios previos e inversiones iniciales en el área ambiental, no se incluyen los planes de manejo. Se asume como 0.6% de la inversión total.

Tabla 27. Costos de Inversión Ambientales

% Inversión	Costo (USD)
0,6	4.422.861,70

7.1.8 Ingeniería.

Considera los costos de diseño, inventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. El valor se estimara como el 8,4% de los costos de la inversión.

Tabla 28. Costos de Ingeniería

% Inversión	Costo (USD)
10	73.714.361,71

7.1.9 Imprevistos

Imprevistos pueden ser de las obras civiles o de los equipos, con el fin de considerar eventualidades desviaciones en el proceso de trámite, aumentos de costo en los tiempos de instalación, etc.

Tabla 29. Costos Imprevistos

% Inversión	Costo (USD)
10	73.714.361,71

7.1.10 Transporte

En este ítem incluye el transporte e instalación de los equipos en el lugar. Se considera como el 2% del costo total de la inversión.

Tabla 30. Costos de Transporte

% Inversión	Costo (USD)
2,0	14.742.872,34

7.1.11 Pruebas.

En este ítem se consideran las pruebas que son necesarias realizar antes de poner en funcionamiento la planta generadora. Desde la calidad del combustible a utilizar hasta pruebas eléctricas de equipamiento para asegurar el correcto funcionamiento de la subestación.

Tabla 31. Costos de Pruebas

% Inversión	Costo (USD)
3,0	22.114.308,51

7.1.12 Resumen de costos.

Como se puede ver en todos los ítems anteriores los mayores costos de los equipos recae sobre el motor generador y el transformador calculándose los demás como fracción del costo total. La tabla resumen de todos los costos se presenta a continuación.

Tabla 32. Resumen de Costos

Descripción	Costo (USD)
Costos de Equipos	439.226.170
Obras Civiles	147.418.723
Transporte	14.742.872
Pruebas	22.114.308
Inversiones ambientales	4.422.861
Ingeniería	73.714.361
Imprevistos	73.714.361
Costos Totales	778.423.659,62

CONCLUSIONES

- La conexión de las unidades de generación de 170MW en la Subestación Planta Centro se debe conectar como expansión de la subestación actual.
- Se deben colocar una bahía independiente para cada entrada en la subestación para evitar la salida en servicio de ambas en caso de alguna una falla que así lo amerite.
- La conexión de las unidades GE 7FA con la subestación debe hacerse por separado respetando los márgenes de seguridad establecidos en el espacio destinado para ellas.
- La configuración para este tipo de subestaciones debe ser de interruptor y medio por el nivel de tensión. .
- Las líneas subterráneas de transmisión permiten la transmisión de energía sin afectar pasos de redes aéreas.
- El generador Eléctrico GE 7FA genera 171MW con una salida de 18kV produciendo muy altas corrientes. Esta potencia debe ser llevada al transformador de potencia por medio de barras de cobre.

- Las líneas deben disponer de suficientes interruptores en todos los puntos de falla y seccionadores para posibles desconexiones por mantenimiento o salida de servicio.
- Conocer las condiciones climáticas del sitio donde se ubicara la subestación permite seleccionar equipos y procedimientos que resistan estas condiciones y así asegurar su operabilidad y longevidad de los equipos.
- Los elementos de una subestación de tipo interruptor y medio resultan más económico por el uso de menos elementos por salida.
- El uso de seis puntos de control por bahía resulta más costoso que el de cuatro pero es mucho más seguro evitando salidas de servicio innecesarios o posibles expansiones o no lecturas de fallas.
- El uso de Líneas subterráneas aumenta el costo del proyecto con respecto al uso de las líneas aéreas de transmisión.
- El monitoreo de las subestaciones interruptor y medio debe considerar todos los puntos, conectados y desconectados del sistema.
- Para conectar dos puntos de un sistema es necesario asegurar que se encuentren en sincronismo (misma secuencia de fase y valor de tensión, frecuencia , ángulo de fase) para garantizar esto es necesario un relé de sincronismo.

- Para los sistemas de control deben cubrir todos los niveles, locales y remotos, por lo que se hace útil el uso de un control distribuido.
- Los sistemas de control distribuido permiten recopilar la información de interés en la subestación.
- El transformador de potencia debe contar con todas las protecciones pertinentes que aseguran su funcionamiento tanto mecánico como eléctrico.
- Los pararrayos garantizan que en caso de posibles descargas atmosféricas, estas sobre corrientes se disipen adecuadamente sin afectar los equipos y el sistema.
- La cantidad y tipo de relés utilizados para el control deben adecuarse al nivel de tensión y a la ubicación de los mismos evitando gastos innecesarios.
- Para cada nivel de tensión nominal, está establecido un nivel de aislamiento que deben tener los equipos de la subestación.
- El costo de por kW generado será de 2.289\$.

RECOMENDACIONES

- Se debe facilitar el acceso a la información para agilizar los estudios y los diseños de futuras ampliaciones y/o mejoras del Sistema.
- Se debe tener presente la normativa nacional al momento de realizar un proyecto garantiza que las distancias de seguridad sean las adecuadas.
- Se debe realizar un estudio de puesta a tierra para la conexión de las unidades GE 7FA como ampliación de la malla existente en la subestación.
- Se debe tener en cuenta en todo momento el recubrimiento de todos los equipos y elementos para evitar su corrosión.
- Debe disponerse de un recubrimiento para las barras de cobre con un adecuado sistema refrigerante.
- Establecer de forma correcta el adecuado enclavamiento que debe existir entre los niveles de jerarquía, ya que es de suma importancia para efectos de la seguridad del personal.
- Interconectar las unidades de lectura entre si ya sea por fibra óptica o satelital para lograr el mayor sincronismo en las aperturas y cierres.
- Es importante crear históricos de la actividad de la subestación para conocer las principales debilidades.

- Se debe realizar un diseño de los equipos auxiliares de la subestación.
- Se debe realizar el estudio y colocación de las puntas Franklin en la subestación, de tal manera que esta este debidamente apantallada contra descargas atmosféricas.
- Se debe realizar un estudio de la estabilidad del sistema el Sistema Eléctrico Nacional con la colocación y puesta en marcha de las unidades GE 7FA en la subestación Planta Centro.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

[ⁱ] Fuente: DARIHELEN MONTILLA **Definición del Esquema de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Dos Ciclos Combinados (1034 MW ISO) a Instalarse en Planta Centro CORPOELEC** Dirección de Planificación. Abril 2010.

[ⁱⁱ] **Fuente: DARIHELEN MONTILLA** Definición del Esquema de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Dos Ciclos Combinados (1034 MW ISO) a Instalarse en Planta Centro **CORPOELEC Dirección de Planificación. Abril 2010.**

[ⁱⁱⁱ] ABB. XLP Land Cable System. User's Guide

[^{iv}] COPPER DEVELOPMENT ASSOCIATION. "Ampacities and Mechanical Properties of Rectangular Copper Busbars: Table 1. Ampacities of Copper No. 110".
http://www.copper.org/applications/busbar/ampacity/bus_table1.html

[^v] Manuela de Fichas técnicas AES .Mayo 2004.

[^{vi}] MARTINEZ L, M, RAMIREZ D, J y MONTANO, R. Actividad de rayos en Venezuela, utilizando la data del sensor óptico (LIS) del proyecto TRMM de la NASA. *Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia*, ago. 2003, vol.26, no.2, p.127-139. ISSN 0254-0770..

BIBLIOGRÁFIAS

- Castro Barrantes, M (2004). **“Elementos para el diseño de sistemas de control y distribución física en subestaciones”**. Costa Rica
- Cavallotti, Jorge A. (1968). **“Disposiciones Constructivas de subestaciones a la intemperie en alta y muy alta tensión tomo I”** CADAFE
- Contreras, Carlos. **“Sistemas de control en subestaciones de alta tensión: del control convencional al control automatizado”**, www. Teletrol.com.ve.
- Cordero, J (2008). **“Apuntes del curso: Protecciones del Sistema Electrico de Potencia”** Costa Rica.
- GE Energy.(juli 2011) **“GE’s Next 7FA Gas Turbine “Test and Validation”**
- Harper, Enríque Gilberto (2002). **“Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”**. Editorial Limusa. Segunda edición. México.
- Hidalgo Quesada, Josué Daniel (2008). **“Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio.”** Universidad De Costa Rica, Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería Eléctrica.
- Martin, José Raúl (1992). **“Diseño de Subestaciones Eléctricas”** Mc Graw Hill. México.
- Ministerio de Minas y Energía (abril 2005). **“Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia”** Integral, Ingeniería de Colombia.
- Montilla, Darihelen (Ing.) (2010). **“Evaluacion de la interconexión con el SEN, de generación adicional en el área de Planta Centro”**. CORPOELEC.
- Ortiz Guerra, Hector Luìs (2009) **“Diseño y elaboración de la Ingeniería Básica de subestación Eléctrica 34.5/13.8kV Para la alimentación y funcionamieno del conjunto residencial Guasdalito (CRG). Guasdalito, Edo. Apure. PDVSA-División Centro Sur”**. Universidad de los andes . Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica.
- Unidad de Planeación de Generación Eléctrica en Colombia. **“Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia”** Republica de Colombia. Ministerio de Minas y Energía
- Telématique (2009) **“Protocolo IEC-104/Vsat Aplicado al seguimiento y control de subestaciones eléctricas”** Universidad Rafael Bellosos Chacín

ANEXOS

Gas Turbine: 7FA/60Hz/171MW

General Electric PG7241FA

Dry Low NOx

Gas Turbine

Natural Gas

Starting: Static Start

Air Filtration: Two Stage Static

Exhaust System Axial Exhaust

Emission Control Gas-Dry Low Nox

Outdoor Enclosure Turbine and Accessory Compartments

Off-Base Acoustic Enclosure Turbine and Accessory Compartments

Off-Base Acoustic Enclosure Turbine Compartment

Generator-337X245

Model 7FH2

Cooling Hydrogen

Frequency 60 Hz

Power Factor (PF) 0.85 Lagging

Terminal /Voltage 18.0 KV

Generator Excitation EX2000P-Static Bus Fed

Outdoor Enclosure Load Compartment

On-Base Lagging Accessory Base

Control Systems

Turbine-Generator SPEEDTRONIC mark VI

The information supplied below is generic for all three units and is intended as information only

5.1 Gas Turbine Systems

5.1.1 Gas Turbine

Base-mounted PG7241 (FA) 60 Hz gas turbine including:

- Modulating IGV

5.1.2 Combustion System

- Dry Low NOx combustion system
- Combustion system features
 - . Thermal barrier coated liners
 - . Nimonic transition pieces
 - . Reuter Stokes SiC flame detectors
 - . With compressor inlet heating

5.1.3 Fuel Systems

5.1.3.1 Gas Fuel System

- Natural gas only
- Stainless steel gas piping
- Orifice type gas flow measurement system
- Single gas strainer
- Gas fuel temperature supplied per GEI-41040F- Heater by Owner
- Gas fuel valves on accessory base
- Gas fuel cleaning equipment
 - . Fuel gas scrubber, Duplex

5.1.4 Lubricating and Hydraulic Systems

5.1.4.1 Pumps

- AC motor driven dual lube oil pumps
- AC motor driven dual hydraulic pumps
 - . Used for jacking oil also
- DC motor driven, emergency lube oil pump
- AC/DC motor driven auxiliary generator seal oil pump

5.1.4.2 Filters and Coolers

- Dual lube oil system filters
- Dual hydraulic oil filters
- Dual lube oil coolers
 - . With 90-10 copper-nickel straight-tubes

- ASME code stamp
- . Lube oil coolers
- . Lube oil filters

5.1.4.3 Lube Oil Piping

- 304L stainless steel lube oil feed pipe
- Carbon steel lube oil drain pipe
- Lube system valve stainless steel trim

5.1.4.4 Mist Elimination

- Lube vent demister

5.1.4.5 Oil Reservoir

- With heater for -20°F

5.1.4.6 Instrumentation

- Delta pressure switches for lubrication and hydraulic oil filters
- Lubrication oil header pressure transmitter
- Lubrication oil tank level transmitter
- Lubrication oil filter differential pressure transmitter
- Hydraulic oil supply pressure transmitter

5.1.5 Inlet System

- Inlet system arrangement
 - . Up and forward inlet system arrangement
 - . Inlet compartment supports straddle ductline
- Inlet filtration
 - . Two-stage static filter; prefilter and high efficiency filter
 - . Filter media (high humidity)
 - . 50 micron moisture separator
 - . Weather protection on inlet filter compartment
 - . Inlet system differential pressure indicator
 - . Inlet system differential pressure alarm
 - . Inlet filter compartment support steel
 - . Caged ladder access to inlet filter compartment
 - . Left hand access to inlet filter compartment
 - . Inlet filter compartment interior lighting
- Inlet heating
 - . Bleed heat manifold located in duct
 - . DLN premix turndown inlet bleed heat control
 - . Compressor pressure ratio operating limit bleed heat control
 - . Inlet bleed heat control valve(s)
- Inlet ducting
 - . Inlet silencing

- . Inlet expansion joint
- . Inlet 90 degree elbow
- . Inlet transition piece
- . Inlet ducting support steel
- . Diluent injection instrumentation
- . Compressor inlet humidity sensor
- . Compressor inlet temperature thermocouple
- Inlet system atmospheric protection
 - . Zinc rich paint inside and outside of inlet filter compartment
 - . Epoxy overcoat inside and outside inlet filter compartment
 - . Galvanized inlet filter compartment support steel
 - . Zinc rich paint inside and outside of inlet ducting with epoxy top coat inside ducting
 - . Epoxy top coat outside of inlet ducting
 - . Stainless steel inlet silencing perforated sheet
 - . Galvanized inlet ducting support steel

5.1.6 Exhaust System

5.1.6.1 Arrangement

- Exhaust diffuser with an axial exit
- Exhaust expansion joint

5.1.7 Couplings

- Rigid load coupling
- Load coupling guard

5.1.8 Gas Turbine Packaging

- Lagging and enclosures
 - . On-base accessory compartment lagging
 - . Off-base acoustic enclosure for turbine only
 - . Off-base load coupling compartment enclosure
 - . Acoustic barrier wall around exhaust diffuser
- Compartment ventilation, pressurization and heating
 - . Dual turbine compartment vent fans
 - . Dual accessory compartment vent fans
 - . Dual load compartment vent fans
 - . Heated turbine and accessory compartments for humidity control
- Plant arrangement
 - . Turbine designed for installation outdoors
 - . Right hand accessory module
 - . Exterior unit walkways by customer, mounting pads by GE
 - . Interior unit walkways
- Turbine and accessory base painting
 - . Standard primer only

- UBC Seismic Zone 4 (except for inlet and exhaust)
- UBC Seismic Zone 2A for inlet and exhaust
- Hazardous area classification
 - . NEC Class1, Group D, Division 2
 - . Turbine compartment
 - . Natural gas fuel compartment
- Special features
 - . Dual (metric-English) indicators and gauges

5.1.9 Fire Protection System

- Fire detection system
 - . Turbine and accessory compartments
- Smoke detection system
 - . Control cab/PEECC
- Compartment warning signs
- CO2 supply system
 - . One low pressure CO2 tank per unit
 - . Tank suitable for 0-120°F (-18 to 49°C)
- Fire protection piping
 - . Turbine and accessory enclosures
- Hazardous atmosphere detectors in turbine and gas fuel compartments
 - . CHx detectors - natural gas compartment
 - . CHx detectors - turbine gas compartment
- Hazardous atmosphere detector readout
 - . CHx

5.1.10 Cleaning Systems

- On base piping for on and offline compressor water wash system
- Water wash skid
 - . Water storage tank
 - . Skid enclosure
 - . Single skid per site (1 skid per 3 units)

5.1.11 Cooling Water System

- Cooling system temperature regulating valve

5.1.12 Starting Systems

- Static start
 - . Generator start with inverter/regulator
 - . Static start isolation transformer
 - . Oil filled
- Rotor turning systems
 - . Turning gear and motor for rotor cooldown
 - . Rotor indexing (borescope inspection)

5.1.13 Miscellaneous Systems

5.1.13.1 Special Systems

- Exhaust frame blowers on turbine compartment roof

5.2 Generator

5.2.1 General Information

- Hydrogen cooled generator with conventionally cooled armature
- Outdoor installation
- 60 Hz generator frequency
- Generator voltage 18.0 kV
- 0.85 power factor (lagging)
- Capability to 1.00 power factor (leading)
- Class .F. armature and rotor insulation
- Class .B. temperature rise, armature and rotor winding
- Generator bearings
 - . End shield bearing support
 - . Elliptical journal bearings
 - . Roll out bearing capability without removing rotor
 - . Insulated collector end bearing
 - . Online bearing insulation check
 - . Offline bearing insulation check with isolated rotor
- Monitoring Devices
 - . Two (2) velocity vibration probes at turbine end, one (1) at collector end
 - . Provisions for key phasor-generator
 - . Provisions for permanent flux probe
 - . Proximity vibration probes
 - . Two probes per bearing at 45° angle
- Generator Field
 - . Direct cooled field
 - . Two-pole field
 - . Finger type amortisseurs

5.2.2 Generator Gas Coolers

- Coolers shipped installed
- Generator gas cooler configuration
 - . Five (5) horizontally mounted simplex coolers
 - . Coolers located in generator base
 - . Cooler piping connections on left side as viewed from collector end
 - . ASME code stamp
 - . Single wall cooler tubes
 - . Victaulic cooler couplings

- . Plate fins
- . Cooling water manifold and isolation valves
- Generator gas cooling system characteristics
 - . Coolant temperature
 - . Not defined
 - . Generator capacity with one section out of service 80% with Class “F” rise
 - . TEMA class C coolers
 - . Maximum cooler pressure capability - 125 psi
 - . Fouling factor 0.0005
- Generator gas cooler construction materials
 - . 90-10 copper-nickel tubes
 - . Carbon steel tube sheets
 - . Carbon steel waterbox and coupling flanges with epoxy coating
 - . Aluminum cooler tube fins

5.2.3 Generator Lube Oil Systems and Equipment

- Bearing lube oil system
 - . Generator lube oil system integral with turbine
 - . Sight flow indicator
- Bearing lift oil system
 - . Stainless steel lift oil piping and tubing
 - . Lift oil supplied from turbine oil system
- Lube oil system piping materials
 - . Stainless steel lube oil feed pipe
 - . Carbon steel lube oil drain pipe
 - . Welded oil piping

5.2.4 Generator Grounding Equipment

- Neutral grounding equipment
 - . Neutral ground transformer and secondary resistor
 - . Mounted in terminal enclosure
 - . Motor operated neutral disconnect switch

5.2.5 Generator Temperature Devices

- Stator winding temperature devices
 - . 100 ohm platinum RTDs (resistance temperature detector)
 - . Single element RTDs
 - . Grounded RTDs
 - . Nine (9) stator slot RTDs
- Gas path temperature devices
 - . 100 ohm platinum gas path RTDs
 - . Single element temperature sensors
 - . Four (4) cold gas
 - . Two (2) hot gas

- . GTG-2 (common cold gas)
- Bearing temperature devices
 - . Chromel alumel (type K) thermocouples
 - . Dual element temperature sensors
 - . Two (2) bearing metal temperature sensors per bearing
- Collector temperature devices
 - . 100 ohm platinum RTDs
 - . Single element temperature sensors
 - . Collector air inlet temperature sensor
 - . Collector air outlet temperature sensor
- Lube oil system temperature devices
 - . Chromel alumel (type K) thermocouples
 - . Dual element temperature sensors
 - . One (1) bearing drain temperature sensor per drain

5.2.6 Packaging, Enclosures, and Compartments

- Paint and preservation
 - . Standard alkyd beige primer
- High voltage bushings
 - . High voltage bushings shipped installed
 - . Six (6) ambient air cooled, high voltage bushings
- Generator terminal enclosure (GTE)
- Line-side terminal enclosure
 - . Terminal enclosure shipped separate
 - . Isolated phase bus duct connection
 - . Phase sequence R-C-L when looking at enclosure terminals
 - . Outgoing power connection on right side when viewed from collector end
 - . Lightning arresters
- Neutral terminal enclosure
 - . Neutral terminals integral with line-side terminal enclosure
 - . Neutral tie
- Collector compartment/enclosure
 - . Collector compartment/enclosure shipped separate
 - . Outdoor
 - . Collector/brush holding rigging
- Compartment lighting and outlets
 - . AC lighting
 - . Collector compartment
- Foundation hardware
 - . Generator shims
 - . Generator alignment key(s) - collector end
 - . Generator alignment key(s) - turbine end
 - . Generator alignment key(s) - axial

5.2.7 Hydrogen Systems and Accessories

- Hydrogen gas manifolds
 - . Auto purge gas purge control manifold
 - . Hydrogen/CO2 control valve assembly
 - . H2 Bottle manifold not provided
 - . CO2 bottle manifold not provided
- Seal oil system
 - . Control unit mounted in collector compartment
 - . Stainless steel seal oil feed pipe
 - . Carbon steel seal oil drain pipe

5.2.8 Electrical Equipment

- Motors
 - . TEFC motors
 - . Coated with antifungal material for protection in tropical areas
 - . High ambient motor insulation
 - . Motor heaters connected to ac power
 - . Extra severe duty motors
 - . Cast iron motor housings
- Heaters
 - . Generator stator heaters
 - . Generator collector heaters

5.2.9 Generator Excitation Systems, Static Components

- Bus fed static excitation with hot backup bridge

5.2.9.1 Excitation Module Features

- Control/monitor/display through TCP
 - . Voltage matching in turbine control system
 - . Power factor controller in turbine control system
 - . Var controller in turbine control system
 - . Selection of automatic or manual regulator
 - . Raise-lower of the active regulator setpoint
 - . Enter setpoint command
 - . Display field amps
 - . Display field volts
 - . Display transfer volts
- Built-in diagnostic display panel
 - . Automatic voltage regulator (AVR)
 - . Manual voltage regulator (FVR)
 - . Automatic and manual bi-directional tracking
 - . Reactive current compensation (RCC)
 - . Volts per hertz limiter (V/Hz LIM)
 - . Volts per hertz protection (24EX) (Backup to 24G)

- . Over excitation limiter (OEL)
- . Offline/online over excitation protection (76EX)
- . Loss of excitation protection (40EX)
- . Bridge ac phase unbalance protection (47EX)
- . Under excitation limiter (UEL)
- . Generator overvoltage protection (59EX)
- . Generator field ground detector trip (64FT)
- . VT failure detector (VTFD) (60EX)
- . Field over-temperature alarm
- . Field ground detector alarm (64FA)
- . Exciter phrase voltage imbalance (47EX)
- . Bridge over-temperature (26EX)
- Dual source internal bulk power supply
- Millivolt shunt for field
- Surge protection
 - . VT disconnect and CT shorting switches
 - . Two phase current sensing
 - . Three phase voltage sensing
 - . Single pole dc field contactor/bridge
- Thyristor bridge circuit filtering
- Shaft voltage suppressor circuit (mounted in panel)
 - . Field de-excitation circuit (with field discharge inductor)
 - . Bridge disconnect; ac no load

5.2.9.2 Performance

- 2.0 response ratio and 160% VFFL (100°C) ceiling @ $V_t = 1.0\text{pu}$

5.2.9.3 Excitation Enclosure Location

- Installed in LCI/EX compartment

5.2.9.4 LCI Features

- LCI located in LCI/EX compartment
- LCI disconnect switch (89SS)
 - . Located in generator terminal enclosure
- LCI fuse
 - . Located in compartment with LCI

5.2.9.5 PPT Features

- Freestanding oil-filled PPT for outdoor installation
- PPT fed from auxiliary bus

5.2.10 Generator Current Transformers and Potential Transformers

- Current transformers (CTs)
 - . C400 current transformers (CTs)

- . Line side CTs
 - . CT 19A, C (excitation)
 - . CT 21, 22, 23 (generator differential relay)
- . Neutral CTs
 - . CT1, CT2, CT3
 - . CT4, CT5, CT6
 - . CT7, CT8, CT9
- Potential transformers (PTs)
 - . Fixed
 - . VT2, generator line side

5.3 Gas Turbine-Generator Controls and Electric Auxiliaries

5.3.1 Control Cab/Packaged Electric and Electronic Control Compartment (PEECC)

- Weatherproof, climate controlled, base mounted enclosure
- Supplemental wall-mounted air conditioner

5.3.2 Gas Turbine Control System Panel Features

- Triple modular redundant (TMR)
- Skid mounted control panel
- Auto/manual synchronizing module with synchronizing check function
- Generator stator over temperature alarm (49)
- Droop control
- Load limiter
- Purge cycle
- Customer alarm/trip contact for CRT display
- Vibration alarm readout and trip
- Electrical over speed protection
- Constant settable droop
- Power factor calculation and display
- Power factor control
- VAR control
- Manual set point preselected load
- IRIG-B interface (time signal by others)

5.3.3 Local Operator Station

- Commercial grade personal computer
- Color monitor
 - . Table top
 - . 17 in. screen
- Mouse cursor control

- Table top AT 101 keyboard
- Printer
 - . 24 pin dot matrix
- Display in English language
- RS232C two way serial link (MODBUS) via local HMI

5.3.4 Remote Control and Monitoring Systems

- RS232C two way serial link (MODBUS) via remote HMI
- Multi-unit remote HMI
 - . One per site
- Commercial grade personal computer
- Color monitor
 - . Table top
 - . 20 in. screen
- Mouse cursor control
- Table top AT 101 keyboard
- Printer
 - . Printer, color ink jet
- Power 120Vac 60 Hz

5.3.5 Rotor, Bearing and Performance Monitoring Systems

- Performance monitoring systems
 - . Performance monitoring sensors wired to gas turbine control system
 - . Performance calculations in <I>/HMI
- Vibration sensors
 - . Velocity vibration sensors
 - . Proximity vibration sensors
- Bently Nevada 3500 monitor
 - . With local display panel
 - . Relay outputs wired to gas turbine control panel
 - . Mounted with generator control panel
- Bearing thermocouples
 - . Bearing drain thermocouples
 - . Bearing metal thermocouples
- Borescope access holes

5.3.6 Generator Control Panel

5.3.6.1 Generator Control Panel Hardware

- Mounted in PEECC
- Skid mounted with turbine panel
- DGP with test plug capability
- DGP without ModBus communication interface

- DGP with communication interface
- DGP with IRIG-B interface
- DGP with oscillography capture
- DGP with redundant internal power supply
- Generator breaker trip switch (52G/CS)
- Humidity sensor readout
- Hazardous atmosphere detector readout
- Bentley Nevada vibration monitor(s)

5.3.6.2 Digital Generator Protection System (DGP)

- Generator overexcitation (24)
- Generator undervoltage (27G)
- Reverse power/anti-motoring (32-1)
- Reverse power/anti-motoring (32-2)
- Loss of excitation (40-1,2)
- Current unbalance/negative phase sequence (46)
- System phase fault (51V)
- Generator overvoltage (59)
- Stator ground detection (64G1)/(59GN)
- Generator over/under frequency (81O-1, 81U-1)
- Generator differential (87G)
- Voltage transformer fuse failure (VTFF)

5.3.6.3 Generator Protection Discrete Relays

- Synchronizing undervoltage relay (27BS-1,2)
- Reverse/inadvertent energization protection relay (50RE/86RE)
- Generator differential lockout relay (86G-1)
- Second generator lockout relay (86G-2)

5.3.6.4 Features Integrated Into Gas Turbine Control System

- Gas turbine control system with speed matching, synchronization and check
- Manual synchronization displayed on gas turbine control system <I> / HMI
- Auto/manual synchronizing module displayed on gas turbine control system <I> / HMI
- Load control in gas turbine control system
- Temperature indication for generator RTDs
- Generator voltage matching (90VM)

5.3.6.5 Generator Control Panel Metering

- Generator digital multimeter

- . VM - Generator volts
- . AM - Generator Amps: Phase 1,2,3 and Neutral
- . MW - Generator MegaWatts
- . MVAR - Generator MegaVARs
- . FM - Generator frequency
- . MVA - Generator MVA
- . PF - Generator power factor

5.3.6.6 Generator Control Panel Transducers

- Generator watt/VAR transducer 4-20 mA output for input to TCP (96GG-1)
- Generator TCP/droop control transducer 4-20 mA output (96GW-1)
- Generator watt/VAR transducer 4-20mA output for customer (96GG-2)

5.3.7 Generator Protection

- Generator electrical protection equipment
- . Ground brush rigging

5.3.8 Batteries and Accessories

- Lead acid battery
- Single phase battery charger
- Second battery charger
- Battery and charger mounted in the PEECC

5.3.9 Motor Control Center

- MCC mounted in control cab/PEECC
- Tin-plated copper bus-work
- 65 kA bracing
- 480V 60 Hz auxiliary power

5.3.10 Motor Features

- TEFC motors less than or equal to 200 hp
- Coated with antifungal material for protection in tropical areas
- High ambient motor insulation
- Energy saver motors
- Extra severe duty motors
- Cast iron motor housings
- All redundant motors to be lead/lag
- Motor heaters
- . Rated 110/120 volts, 50/60 Hz
- WP motors >200 hp

5.4 Services

- Technical advisory services: \$1,750,000US credit available towards GE services.
- Documentation
 - 1 set of English language service manuals per Unit, including Operation, Maintenance and Parts volumes
- Turbine maintenance tools (1 set per site)
 - . Guide pins (for removal or replacement of bearing caps, compressor casing and exhaust frame)
 - . Fuel nozzle wrenches
 - . Fuel nozzle test fixture
 - . Spark plug electrode tool
 - . Clearance tools
 - . Fuel nozzle staking tool
 - . Combustion liner tool
 - . Bearing and coupling disassembly fixture
- Generator maintenance tools (1 set per site)
 - . Rotor lifting slings
 - . Rotor removal equipment including shoes, pans, pulling devices
 - . Rotor jacking bolts
- Installation equipment
 - . Trunions for generator
 - . On permanent basis
 - . Jacking bolts for generator
 - . Foundation/installation washer and shim packs