



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TEMA:

“Selección de un Equipo de Protección y Seccionamiento en SF6 (GIS) para un Transformador de Potencia de 2.5MVA - 69/13.8KV”

AUTOR:

Francisco Alejandro Molina Ledesma

Trabajo de Titulación previo a la obtención del grado de
Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TUTOR:

Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

Guayaquil, Ecuador

Marzo 2017



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Francisco Alejandro Molina Ledesma como requerimiento para la obtención del título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial.

TUTOR

Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, M.Sc.

Guayaquil, a los 17 del mes de Marzo del año 2017



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Molina Ledesma Francisco Alejandro

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “Selección de un Equipo de Protección y Seccionamiento en SF6 (GIS) para un Transformador de Potencia de 2.5MVA - 69/13.8KV” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 17 del mes de Marzo del año 2017

EL AUTOR

Francisco Alejandro Molina Ledesma



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

AUTORIZACIÓN

Yo, Molina Ledesma Francisco Alejandro

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: “Selección de un Equipo de Protección y Seccionamiento en SF6 (GIS) para un Transformador de Potencia de 2.5MVA - 69/13.8KV”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 17 del mes de Marzo del año 2017

EL AUTOR

Francisco Alejandro Molina Ledesma

REPORTE URKUND

Es seguro | <https://secure.orkund.com/view/25692049-333162-549788#FckxDoAgDADAv3Qmpq0UWr5iGAXRwyALo/Hv1uGme+CeUDYSZTIsVtdOKy+88CZaw8Zr9GP3vbRzug4IK>

Aplicaciones | Bookmarks | EURESCOM P615: Evc | Novel Enabling Techn | Optical add / drop arc | Sistemas de Transmis | Laboratorio de Comu | MEDIDAS DE TENDEN | Otros marcadores

URKUND

Documento: [TESIS Corregida 20-02-Alejandro Molina.docx](#) (D25913745)
Presentado: 2017-02-20 17:03 (-05:00)
Presentado por: mauribeniteza_22@hotmail.com
Recibido: orlando.philco.ucsg@analysis.orkund.com
Mensaje: Análisis Urkund-Molina Alejandro-20/02 [Mostrar el mensaje completo](#)
3% de esta aprox. 32 páginas de documentos largos se componen de texto presente en 1 fuentes.

Lista de fuentes | **Bloques**

- [Grupo 3-ESTUDIANTE GUERRERO SUAREZ BIRON WILFRIDO 16162 assignsubmiss...](#)
- http://www.ceaonline.org/documentos/Subestaciones_Electricas_Encapsuladas...
- http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0563_EA.pdf
- [tesis original.docx](#)
- [tesis original HARRY AREVALO.docx](#)
- [Tta3poma20160816.docx](#)

1 Advertencias. | Reiniciar | Exportar | Compartir

100% # 60 Activo

Fuente externa: <http://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libro...> 100%

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes: Maniobra, medición, barras.

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes -maniobra, medición, barras,

Figura 4. 1 Equipo encapsulado en SF6 Sieyuan Fuente: Sieyuan, 2013

4.2 Gas Hexafluoruro de Azufre SF6

Antecedentes

No se especifica los pormenores de las propiedades físico-químicas del gas hexafluoruro de azufre en su totalidad, pues se considera que las mismas están fuera del alcance de esta descripción CITATION Sos02 \l 3082 (Sosa Escalada, 2002). A continuación,

se indican algunas de sus características principales:

- La fórmula química del gas hexafluoruro de azufre es: SF6.
- Peso molecular y composición química: Peso molecular 146,06 Contenido de azufre 21,91% Contenido de flúor 78,05%

COLAS.doc | Redes1.ppt | CCNA-Disc-1-Capí...ppt | CLASE 5.ppt | Tecnología ZigBee.ppt | [Mostrar todo](#)

AGRADECIMIENTO

A Dios en especial por la salud y fuerza que me ha brindado para mantenerme constante y sin desmayo.

A mi querida Familia, mi Madre, Padre y Hermanos quienes con sus palabras de aliento y compañía, me han fortalecido sin dejarme perder en lo que seguramente sin ellos sería un camino distinto al que con este trabajo emprendí.

A mis maestros quienes con sus enseñanzas impartidas tanto dentro como fuera de los salones de clase, me han sabido guiar en este y, muchos otros trabajos desarrollados a lo largo de mi estudio universitario.

A mis amigos que a su vez se convierten en colegas, que me dieron su apoyo incondicional durante mí proceso académico.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis Padres, que a través de los años han sido mi apoyo y el fiel pilar sobre el cual sin importar el número de veces que resulté vencido, encontré el alivio, la motivación e inspiración para continuar con mi camino y así poder culminar una etapa crucial de mi vida.

Livia y Francisco.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. RAÚL MONTENEGRO TEJADA, M.Sc.

PROFESOR

ING. MIGUEL ARMANDO HERAS SÁNCHEZ, M.Sc.

DIRECTOR DE CARRERA

ING. LUIS ORLANDO PHILCO ASQUI

COORDINADOR DE TITULACIÓN

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	XV
CAPÍTULO 1	2
DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.1 Justificación	2
1.2 Planteamiento del Problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Tipo de Investigación	3
1.5 Hipótesis	3
1.6 Metodología	4
CAPÍTULO 2	5
CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	5
2.1 Subestación Eléctrica. Definición	5
2.1.1 Tipos de Subestaciones Eléctricas, según su construcción.	5
2.2 Niveles de voltaje para las Subestaciones Eléctricas	7
2.2.1 Parámetros para el diseño de Subestaciones Eléctricas	9
2.2.1.1 Criterios de diseño	9
2.2.1.2 Información mínima requerida	10
2.2.1.3 Información del Sitio y del Sistema.....	11
2.2.2 Estudio eléctrico de la Red con conexión a la subestación.....	12
2.3 Malla de Puesta a Tierra	14
2.3.1 Objetivos de la Malla de puesta a Tierra.	14
2.4 Estudio de fallas y Sistemas de protección.....	14
2.4.1 Fallas de Naturaleza Permanente.	15
2.4.2 Fallas de Naturaleza Transitoria.....	15
2.4.3 Sistemas de Protección según la naturaleza de la falla.....	16
2.5 Niveles de Aislamiento estandarizados según los rangos de tensión.....	16

2.6 Normativa IEC relacionada al Diseño de Subestaciones Eléctricas.	18
2.7 Simbología utilizada en los Diagramas unifilares de Subestaciones Eléctricas 20	
EQUIPOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	23
3.1 Aspectos Generales	23
3.2 Propiedades eléctricas de los equipos de Alta Tensión.....	23
3.3 Distancias mínimas requeridas para la instalación de los equipos de una subestación	24
3.3.1 Distancia entre fases	24
3.3.2 Distancia entre ejes del pórtico	28
3.3.3 Altura de equipos.....	30
3.3.3.1 Primer nivel.....	30
3.3.3.2 Segundo nivel.....	30
3.3.3.3 Tercer nivel	31
3.3.4 Área de la subestación	33
3.4 Equipos principales de una Subestación.....	33
3.4.1 Interruptor de Potencia	34
3.4.2 Seccionadores.....	36
3.4.3 Transformador de Tensión.....	38
3.4.3.1 Clasificación de los transformadores de tensión	38
3.4.4 Transformador de Corriente.....	39
3.4.4.1 Clasificación de los transformadores de corriente.....	40
3.4.5 Bobinas de bloqueo	41
3.4.6 Pararrayos	42
CAPÍTULO 4	44
EQUIPOS ENCAPSULADOS EN SF6	44
4.1 Subestaciones eléctricas con Aislamiento en SF6. Definición	44
4.2 Gas Hexafluoruro de Azufre SF6.....	45
4.2.1 Características del GAS SF6.....	47
4.3 Riesgos en el manejo del Gas SF6	48
4.4 Subestaciones Eléctricas Encapsuladas: Componentes típicos	48
4.5 Evolución de las Subestaciones Eléctricas	49
4.6 Ventajas y desventajas de los equipos encapsulados en SF6	51

4.7 Análisis comparativo entre las AIS y GIS.....	52
4.8 Normativa IEC aplicable al diseño de Subestaciones Encapsuladas.....	54
CAPÍTULO 5: APORTACIONES	55
SELECCIÓN DE EQUIPO ENCAPSULADO EN SF6 PARA UN TRANSFORMADOR DE 2.5MVA.....	55
5.1 Generalidades.....	55
5.2 Descripción de la Subestación Eléctrica 69/13.8 KV	55
5.3 Condiciones de la Subestación de 2.5MVA	58
5.4 Niveles de aislamiento y distancia de seguridad.....	61
5.4.1 Normativas de diseño	61
5.5 Distancias mínimas en aire	62
5.6 Distancia de seguridad.....	62
5.7 Distancia al cerramiento	64
5.8 Características del suministro eléctrico	64
5.9. Especificaciones de la subestación.....	64
5.9.1 Lado 69 KV.....	64
5.9.2 Equipo compacto en gas SF6 GIS.....	65
5.10 Acometida eléctrica 15 kv	67
5.11 Celdas de media tensión 15 kv.....	67
5.11.1 Celda de protección y medición	67
5.11.2 Preparación del terreno.	69
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	71
6.1 Conclusiones.....	71
6.2 Recomendaciones.....	71
BIBLIOGRAFÍA	73

ÍNDICE FIGURAS

Figura 2. 1 Subestación Zofragua AIS.....	6
Figura 2. 2 Equipo GIS encapsulado en SF6.....	7
Figura 2.3 Diagrama Unifilar general.....	11
Figura 2. 4 Red Eléctrica, Anillo Interconectado Ecuador/ S/E Quevedo.	13
Figura 2. 5. Ramas de árbol sobre poste para líneas de 13.8KV	15
Figura 2. 6 Simbología Normalizada	20
Figura 2. 7 Simbología Normalizada	21
Figura 2. 8 Simbología Normalizada	22
Figura 3.1 Ancho de barras rígidas.....	25
Figura 3. 2 Rango del movimiento de conductores flexibles durante cortocircuitos .	27
Figura 3.3 Efectos de deflexión de aisladores	27
Figura 3.4 Distancia entre ejes del pórtico determinado por los equipos	28
Figura 3.5 Distancia entre los ejes del pórtico con seccionador de apertura central ..	29
Figura 3. 6 Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo	30
Figura 3. 7 Altura de barraje	31
Figura 3. 8 Altura de barraje	32
Figura 3. 9 Distancias mínimas al cerco o muro	32
Figura 3. 10 Fase de interrupción en una falla trifásica	35
Figura 3. 11 Interruptor de potencia	35
Figura 3. 12 Seccionadores	37
Figura 3. 13 Seccionador de tres columnas con apertura central	37
Figura 3. 14 Transformador de tensión.....	38
Figura 3. 15 Transformador de corriente	40
Figura 3. 16 Elementos de la bobina de bloqueo.....	41
Figura 3. 17 Pararrayos	43
Figura 4. 1 Equipo encapsulado en SF6.....	44
Figura 4. 2 Componentes Típicos de un sistema encapsulado en SF6	48

Figura 4. 3 Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123 kV. El volumen ocupado por la GIS es el 3,8 % del que ocupa la AIS.....	49
Figura 4. 4 Tendencia de los equipos Encapsulados	50
Figura 4. 5 Evolución del tamaño de las Subestaciones Encapsuladas.	51
Figura 4. 6 Equipo encapsulado en SF6. Análisis. Ventajas/Desventajas	52
Figura 4. 7 Reemplazo de una subestación AIS por una GIS	53
Figura 5. 1. Diagrama Unifilar Subestación 2.5MVA	55
Figura 5. 2. Implantación (Vista Aérea de la subestación)	57
Figura 5. 3 Vista lateral de la subestación.....	58
Figura 5. 4 Distanciamiento de seguridad de un operador.....	63
Figura 5. 5 Circulación del personal y protección de equipos	63
Figura 5. 6 Cimientos para Transformador de Poder.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Tensiones para sistemas inferiores a 35KV	8
Tabla 2. 2 Tensiones para sistemas superiores a 35KV	8
Tabla 2. 3 Categorías y rangos de niveles de tensión según la IEC	9
Tabla 2. 4 Estudios de la Red.	13
Tabla 2. 5 Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I (1KV <Um≤245kv).....	17
Tabla 2. 6: Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango II (Um>245KV) (1).....	18
Tabla 3. 1 Estudios básicos para la selección de equipos.	23
Tabla 3. 2. Distancias de seguridad en el aire	25
Tabla 3. 3 Distancias típicas entre equipos de patio	33
Tabla 4. 1 Valores de concentración máxima de impurezas en SF6.	46
Tabla 4. 2 Cuadro comparativo de AIS versus GIS.....	53
Tabla 5. 1 Costo estimado en promedio de equipos para subestaciones tanto AIS como GIS.....	60
Tabla 5. 2 Distanciamiento en aire	62
Tabla 5. 3 Características del conductor para subestación de 69 KV	65
Tabla 5. 4 Características del equipo trifásico.....	65
Tabla 5. 5. Características del interruptor para subestación 69 KV	66
Tabla 5. 6 Características de los Transformadores de Corriente TC.	66
Tabla 5. 7 Características de los transformadores de potencia para subestación 69 KV	67
Tabla 5. 8 Características de acometida para 15 KV	67
Tabla 5. 9 Características de los transformadores de corriente para 15 KV	68
Tabla 5. 10 Características de transformadores de voltaje.....	68
Tabla 5. 11 Características del Breaker	69

RESUMEN

Actualmente en el Ecuador se utilizan dos tipos de Subestaciones Eléctricas, estos dos tipos son las Subestaciones Aisladas en Aire o Convencionales (AIS), y las Subestaciones Aisladas en Hexafluoruro de Azufre (SF6) o encapsuladas (GIS).

Las Subestaciones Aisladas en SF6 (GIS) han sido en los últimos años, una de las alternativas que los Ingenieros Eléctricos encargados del diseño de Subestaciones han elegido, puesto que problemas como la falta de espacio y bajos presupuestos para el mantenimiento de los equipos de una Subestación, dificultaron la construcción de las Clásicas Subestaciones Aisladas en Aire (AIS). Estas circunstancias dieron cabida a la construcción de subestaciones con equipos encapsulados en SF6.

El propósito de este trabajo es el de dar a conocer sobre la factibilidad de la implementación de estos equipos encapsulados, realizar las respectivas comparaciones entre las AIS y las GIS, y dimensionar a uno de estos equipos GIS para un Transformador de Potencia de 2.5MVA.

Palabras clave: SF6, GIS, Subestación eléctrica, Transformador de potencia, 2.5MVA, 69/13.8KV

ABSTRACT

Currently in Ecuador, two types of Electric Substations are used, these are Air and Conventional Isolated Substations (AIS), and Sulfur Hexafluoride (SF6) or Encapsulated (GIS) Substations.

Isolated substations in SF6 (GIS) have been in recent years one of the alternatives that the Electrical Engineers in charge of the design of Substations have chosen, since problems like the lack of space and low budgets for the maintenance of the equipment of a Substation, hampered the construction of Classical Isolated Air Substations (AIS). These circumstances gave rise to the construction of substations with equipment encapsulated in SF6.

The purpose of this work is to inform about the feasibility of the implementation of these encapsulated equipment, make the respective comparisons between AIS and GIS, and size one of these GIS equipment for a 2.5MVA Power Transformer.

CAPÍTULO 1

DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Justificación

Las Subestaciones Eléctricas son un conjunto de equipos que al juntarse forman un Sistema Eléctrico de Potencia. Este tipo de instalaciones cumplen una función según los requerimientos por las que hayan sido construidas, aunque se puede concluir que como fin específico éstas tienen la tarea de “Transformar y Distribuir la Energía Eléctrica”.

De acuerdo a las condiciones y requerimientos de la Subestación, estas pueden ser utilizadas como Subestaciones de Transformación Elevadoras, Reductoras o como Estaciones de Maniobra cuyo fin especial es el de habilitar la Red Eléctrica a nuevos destinos.

Los criterios usados para la construcción de Subestaciones Eléctricas no pueden ser estandarizados, puesto que en nuestro país se puede encontrar en muy pocas horas y recorridos cortos, condiciones climatológicas diferentes como la salinidad y la altura sobre el nivel del mar (msnm). Adicional a esto, las condiciones climatológicas no son los únicos factores determinantes al momento de diseñar una Subestación Eléctrica, también se toma en consideración las limitantes de espacio, ubicación, aplicación y presupuesto.

1.2 Planteamiento del Problema

La falta de espacio tanto vertical como horizontal en espacios confinados, representan una limitante al momento de dimensionar a los equipos que conforman la Subestación Eléctrica.

Las Subestaciones convencionales AIS requieren de espacios grandes y abiertos con ventilación natural puesto que, como su nombre lo indica estas Subestaciones son aisladas en aire y, aprovechan estos amplios espacios como aislamiento entre sus conductores.

Es por esto que, cuando se presenta la problemática de espacios reducidos, los equipos encapsulados GIS son una solución práctica ya que permiten un ahorro de espacio de entre el 30% al 60% con respecto a una subestación convencional. Sin mencionar que estos equipos encapsulados poseen una larga durabilidad disminuyendo considerablemente los costos de mantenimiento.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Seleccionar un equipo encapsulado en SF6 (GIS) para condiciones de espacios confinados.

1.3.2 Objetivos específicos

- Conocer las ventajas y desventajas de los equipos encapsulados en SF6 (GIS).
- Establecer la factibilidad económica para la utilización de los dispositivos encapsulados frente a los convencionales (AIS).
- Seleccionar un equipo de protección y seccionamiento en SF6 para un transformador de potencia de 2.5MVA.
- Analizar los resultados de la implementación de un equipo encapsulado y compararlos con la posible aplicación de un equipo convencional (AIS).

1.4 Tipo de Investigación

El tipo de investigación a ejecutarse para el desarrollo de este trabajo, es de carácter descriptivo y correlacional, puesto que pretende simular una situación en donde se debe elegir entre una Subestación convencional (AIS) y una encapsulada (GIS).

1.5 Hipótesis

A través de la implementación de un equipo encapsulado en SF6 (GIS), se puede verificar la eficiencia en el aprovechamiento de espacios y la reducción de gastos en mantenimiento.

1.6 Metodología

La metodología a aplicarse en el desarrollo de este trabajo es del tipo hipotético deductivo, basada en la observación y planteamiento de condiciones específicas para la aplicación de un equipo encapsulado en SF₆ (GIS).

CAPÍTULO 2

CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

2.1 Subestación Eléctrica. Definición

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de equipos que juntos forman un circuito eléctrico, cuya función es la de transformar la energía que recibe a niveles de tensión adecuados para su transporte, distribución y utilización. Este conjunto de equipos controlan el flujo de energía y garantizan la seguridad del sistema con la implementación de dispositivos de protección.

De forma general, una subestación está compuesta de un número determinado de circuitos de entrada y salida, cada uno de estos conectados a su respectivo punto común denominado barraje, tiene también equipos de alta y media tensión como son, el transformador de poder, seccionadores, pararrayos, sistemas de control, sistemas de protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

2.1.1 Tipos de Subestaciones Eléctricas, según su construcción.

Subestaciones Convencionales: Las clásicas subestaciones convencionales también conocidas como subestaciones AIS por sus siglas en inglés (Air Insulated Substation), son las que utilizan aire como medio de aislamiento para sus equipos, es por esto que este tipo de subestaciones son principalmente del tipo exterior. Requieren de espacios grandes y abiertos para su construcción.



Figura 2. 1 Subestación Zofragua AIS

Fuente: (Subestación Zofragua, 2016)

Subestaciones Encapsuladas: Las subestaciones eléctricas encapsuladas conocidas también como Subestaciones Aisladas en Gas SF₆, GIS por sus siglas en inglés (Gas Insulated Substation), son subestaciones compactas que utilizan Hexafluoruro de Azufre (SF₆) como aislamiento entre los equipos. Este tipo de dispositivos son diseñados según requerimientos específicos de la subestación a construir por lo que, pueden contener a dos o más equipos de patio en su interior como: seccionadores, transformadores de potencial, transformadores de corriente e interruptor de potencia.

Las subestaciones encapsuladas GIS pueden ocupar hasta el 12% del espacio que las subestaciones convencionales AIS necesitan para su construcción.



Figura 2. 2 Equipo GIS encapsulado en SF6

Fuente: (GIS Maternidad de Guayaquil, 2015)

2.2 Niveles de voltaje para las Subestaciones Eléctricas

Según la normativa IEC 60038, se puede definir lo siguiente;

- ❖ **Tensión Asignada:** Indica el valor máximo que puede alcanzar el voltaje en la red para la cual se diseña la instalación eléctrica.
- ❖ **Tensión de Servicio:** Es el valor real que toma la tensión en un punto específico medido en un momento determinado.

En las Tablas 2.1 y 2.2 se muestran los valores de tensión asignada y de servicio estandarizados por la International Electrotechnical Commission (IEC).

Tabla 2. 1 Tensiones para sistemas inferiores a 35KV

Serie I		Serie II		
Tensión asignada (KV)		Tensión de Servicio (KV)	Tensión asignada (KV)	Tensión de Servicio (KV)
3,3 ⁽¹⁾	3 ⁽¹⁾	3,6 ⁽¹⁾	4,16 ⁽¹⁾	4,4 ⁽¹⁾
6,6 ⁽¹⁾	6 ⁽¹⁾	7,2 ⁽¹⁾
11	10	12
..	12,47 ⁽²⁾	13,2 ⁽²⁾
..	13,2 ⁽²⁾	13,97 ⁽²⁾
..	13,8 ⁽¹⁾	14,52 ⁽¹⁾
..	.(15)	.(17,5)
22	20	24
..	24,94 ⁽²⁾	26,4 ⁽²⁾
33 ⁽³⁾	..	36 ⁽³⁾
..	34,5 ⁽²⁾	36,5 ⁽²⁾
..	35 ⁽³⁾	40,5 ⁽³⁾

Nota;

La Serie I es para 50 y 60HZ

La Serie II es para 60HZ (práctica norteamericana)

Los valores indicados son entre las fases, y son utilizados para sistemas de 3 hilos, salvo que se indique lo contrario

Los valores indicados entre paréntesis no son comunes y no deben ser usados para sistemas nuevos

(1) Estos valores no deben ser usados para sistemas de distribución pública

(2) Estos valores son para sistemas de 4 hilos

(3) La unificación de estos valores está bajo consideración

(International Electrotechnical Commission (IEC 60038), 2002)

Tabla 2. 2 Tensiones para sistemas superiores a 35KV

Tensión asignada (KV)		Tensión de Servicio (KV)
.(45)	..	.(52)
66	69	72,5
110	115	123
132	138	145
.(150)	..	.(170)
220	230	245
..	.(1)	.(300)
..	.(1)	362
..	.(1)	420
..	.(1)	550 o 525
..	.(1)	800 o 765
..	.(1)	1050 o 1100
..	.(1)	1200

Nota;

Los valores son aplicables para las dos series

Los valores indicados son entre fases

Los valores indicados entre paréntesis no son comunes y no deben ser usados para sistemas nuevos

(1) Valores no especificados en la Norma

(International Electrotechnical Commission (IEC 60038), 2002)

La tabla 2.3 muestra diferentes niveles de tensión, por lo que estos niveles pueden ser categorizados de la siguiente forma.

Tabla 2. 3 Categorías y rangos de niveles de tensión según la IEC

Categoría	Rango (KV)
Alta tensión AT	$52KV \leq U_m < 300KV$
Extra alta tensión EAT	$300KV < U_m \leq 550KV$
Ultra alta tensión UAT	$U_m \geq 800KV$

Fuente: (International Electrotechnical Commission (IEC 60038), 2002)

2.2.1 Parámetros para el diseño de Subestaciones Eléctricas

Los parámetros de condiciones ambientales y esfuerzos físicos determinan los requerimientos mínimos a considerar para el diseño de una Subestación eléctrica.

Cualquier alteración de estas condiciones por mínima que sea, genera un cambio importante en el desarrollo del diseño de la Subestación. Los factores a considerar en el diseño son los relacionados a la confiabilidad, seguridad, mantenimiento, comunicación, rentabilidad, espacio y medio ambiente, los estudios combinados de estos factores permiten hacer un análisis más profundo del costo de vida de servicio de la Subestación a diseñar. (Kauefati González, 2008)

2.2.1.1 Criterios de diseño

Uno de los aspectos a tener en cuenta para el diseño, son los índices de confiabilidad, los cuales hacen referencia al nivel básico de aislamiento del sistema el cual debe estar por encima de las sobretensiones que se presentan durante la operación de los equipos de la Subestación.

En el diseño se considerará también los esfuerzos físicos causados por las corrientes de corto circuito, considerando también fuerzas externas como las producidas durante el montaje de los conductores, aisladores y demás equipos pertenecientes al patio de la Subestación, sin olvidar la fuerza ejercida por la presión del viento sobre los conductores. (Hidalgo Quesada, 2008)

Es importante también considerar la presencia de factores externos poco comunes, pero no menos importantes como, la prevención del paso de aves, reptiles, otros animales o bien personas desautorizadas hacia los conductores energizados.

Los efectos producidos por esfuerzos mecánicos y de calentamiento debido a las corrientes de corto circuito, deben también ser considerados para poder dimensionar de forma correcta las barras y conductores usados en la Subestación. La selección del interruptor de potencia es vital puesto que debe estar en capacidad de interrumpir las corrientes de falla sin que los equipos de la Subestación sufran algún daño.

2.2.1.2 Información mínima requerida

Como fundamento del diseño, el encargado de esta tarea requiere de cierta información mínima para poder optimizar el diseño, y acoplarlo lo más próximo a la realidad.

Este tipo de información es:

- Ubicación general
- Rangos de voltaje del diseño
- Cantidad de circuitos iniciales
- Equipos de transformación
- Ampliaciones futuras (crecimiento de la subestación)

(Barrantes Pinela, 2011)

En el Ecuador el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) creado por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), y que comenzó a ejercer sus actividades el 20 de noviembre de 1997, es el ente encargado de delegar las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

(Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2015)

Para el caso de subestaciones eléctricas cuya actividad se vea relacionada con plantas de generación, el número de circuitos de generación se especificarán mediante un diagrama unifilar, en donde cada circuito debe ser referenciado con el año de operación y la etapa de construcción a la que pertenezca.

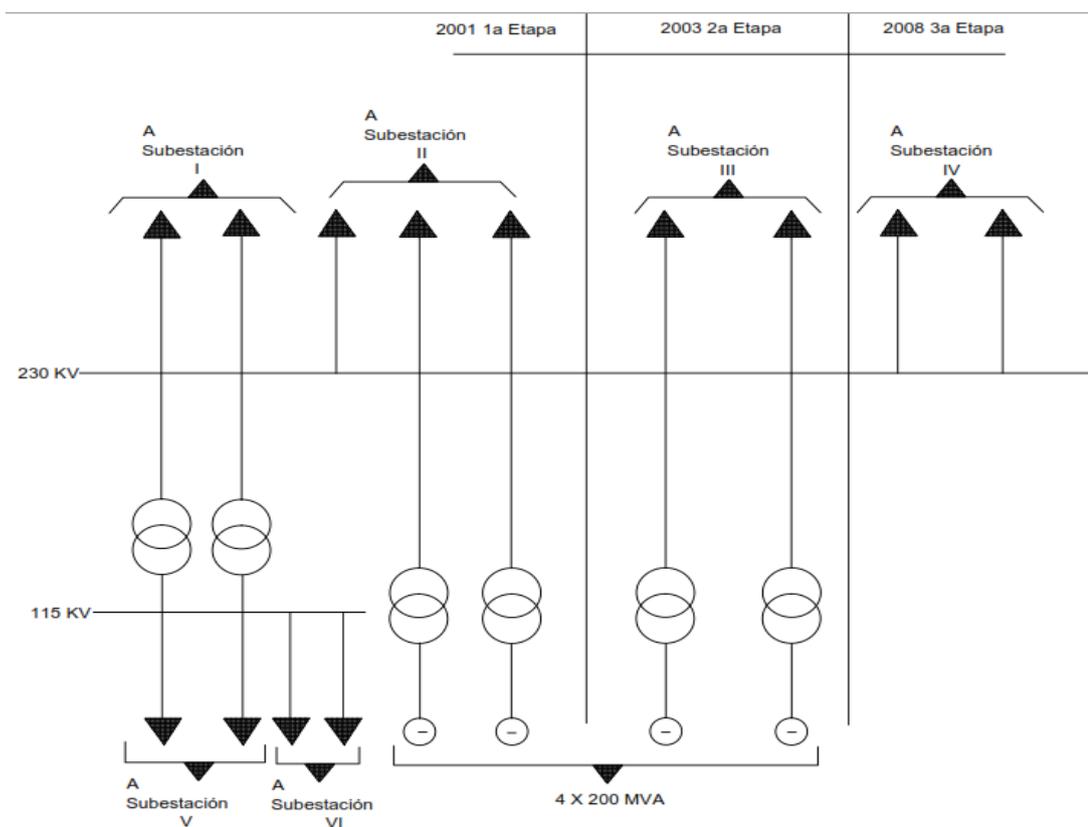


Figura 2.3 Diagrama Unifilar general

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991)

2.2.1.3 Información del Sitio y del Sistema.

Una vez que se establece el lugar en donde se procederá a construir la subestación eléctrica, se debe recolectar la siguiente información sobre el sitio:

- Temperatura máxima, media y mínima mensual y anual
- Oscilación del viento
- Contaminación ambiental
- Metros sobre el nivel del mar (msnm)
- Humedad
- Estadísticas sísmicas
- Presencia de lluvias
- Resistencia del terreno
- Intensidad de descargas atmosféricas
- Información sobre vías de acceso y líneas de transmisión cercanas
- Parámetros topográficos

- Características del terreno

(Kauefati González, 2008)

En lo referente a los parámetros de la línea a la que llega la subestación, deben investigarse los siguientes aspectos:

- Nivel de voltaje
- Frecuencia
- Corrientes de falla (corto circuito)
- Estabilidad del sistema
- Distancias de recorrido la línea de transmisión

Con la recopilación de la información descrita, se procede a determinar las necesidades de la subestación, el tipo y la configuración requerida para cubrir los requerimientos de la misma. En lo que respecta a la configuración debe considerarse las condiciones puestas por la unidad contratante para la construcción de la subestación, una vez determinada la configuración se procede con la selección más idónea de la disposición de los equipos pertenecientes a la subestación.

(Comisión Federal de Electricidad, 2014)

2.2.2 Estudio eléctrico de la Red con conexión a la subestación.

Esta parte del estudio permite definir condiciones para el diseño de la subestación. Estos parámetros son producto del estudio de condiciones transitorias y estacionarias de la red a la que se conectará la subestación. La información obtenida sobre el sitio da una referencia más precisa sobre los parámetros a utilizar para el diseño de la subestación, uno de los más importantes es los metros sobre el nivel del mar, ya que con esta información se puede determinar el aislamiento mínimo requerido para los equipos pertenecientes a la subestación.

(Barrantes Pinela, 2011)



Figura 2. 4 Red Eléctrica, Anillo Interconectado Ecuador/ S/E Quevedo.

Fuente: (CELEC, 2015) (S/E Quevedo, 2016)

La tabla 2.4 muestra una guía del estudio a realizar con la información previamente recopilada acerca de las condiciones de la subestación.

Tabla 2. 4 Estudios de la Red.

Estudios	Información obtenida	Utilización de la información
Estudios fundamentales		
a) Flujo de cargas	*Flujos máximos de potencia *Corrientes máximas *Tensiones máximas y mínimas	*Ajustes de protecciones *Establecer necesidades de compensación *Relaciones de TC's y TT's
b) Cortocircuito	*Corrientes de corto circuito *Distribución de corrientes y aportes *Relación X/R *Sobretensiones fallas asimétricas *% de corriente DC aperiódica	*Equivalentes Thevenin *Coordinación de protecciones *Selección de pararrayos
c) Estabilidad	*Tiempos máximos para despeje de fallas *Sobretensiones por rechazo de carga	*Selección tiempos de re cierre *Selección pararrayos
d) Sobretensiones temporales *Efecto ferranti *Rechazo de carga *Por falla monofásica	*Corriente capacitiva de líneas *Máxima tensión extremo abierto *Sobretensiones fases sanas	*Selección pararrayos *Selección interruptores *Selección compensaciones *Ajustes de relés de sobretensión
e) Estudio Z (ω)-armónicos	*Frecuencias de resonancia (polos y ceros)	*Determinación de la necesidad de filtros (para el caso de sistemas de compensación)

Estudios transitorios		
a) Sobretensiones de maniobra *Energizaciones *Aperturas *Re cierres *Re cierre monopolar *Descarga capacitores *Despeje de fallas	*Sobretensiones máximas *Corrientes de energización *TTR en interruptores de alta tensión *Corrientes máximas *Bobinas limitadoras *Energía pararrayos	*Dimensionamiento reactancias limitadoras *Selección pararrayos *Sintonización reactores de neutro (verificación de tomas) *Selección interruptores *Selección dispositivos de protección bobinas de bloqueo
b) Sobretensiones atmosféricas *Descargas directas e indirectas *Efecto distancia	*Máximas sobretensiones *Energía pararrayos *Distancias de pararrayos a equipos	*Selección pararrayos *Coordinación de aislamiento

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 11)

2.3 Malla de Puesta a Tierra

La Malla de puesta a tierra está conformada por un conjunto de varillas ubicadas a una distancia específica una de otra que, conectadas por medio de un conductor de cobre desnudo permite aterrizar a los equipos que componen el sistema eléctrico, a un punto de referencia conocido como tierra.

2.3.1 Objetivos de la Malla de puesta a Tierra.

La implementación de un sistema de puesta a tierra a través de una malla, tiene como fin garantizar la seguridad del personal y de los equipos que operan en la Subestación Eléctrica, se pueden mencionar como objetivos específicos los siguientes:

- Provee protección al personal en caso de contactos accidentales con partes energizadas de la instalación.
- Protege a los equipos de la instalación contra descargas atmosféricas al conducirlos directamente a tierra.
- Proporciona seguridad en la instalación contra fallas peligrosas que puedan surgir durante la operación de los equipos.

(Rojas, 2010)

2.4 Estudio de fallas y Sistemas de protección

Se puede clasificar a los tipos de fallas por la naturaleza de las mismas, estas pueden ser; fallas de naturaleza permanente y fallas de naturaleza transitoria.

2.4.1 Fallas de Naturaleza Permanente.

Son del tipo donde la pérdida del aislamiento del equipo que presentó la falla es permanente. Este tipo de fallas implican realizar el mantenimiento, reparación o cambio total del equipo.

2.4.2 Fallas de Naturaleza Transitoria.

En este caso la pérdida del aislamiento del equipo que presentó la falla es momentánea, por lo que se puede indicar que son pérdidas de aislamiento recuperables. Este tipo de fallas son producto del contacto momentáneo con ramas de árboles o por el arqueo del aislamiento producido por descargas atmosféricas.



Figura 2. 5. Ramas de árbol sobre poste para líneas de 13.8KV

Fuente: (Reyes, P., 2016)

2.4.3 Sistemas de Protección según la naturaleza de la falla.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, existen dos dispositivos de protección según la naturaleza de la falla, según su implementación pueden proteger al sistema eléctrico de la forma más eficaz. Estos son;

Protección para fallas permanentes: este tipo de equipos producen la desconexión inmediata y definitiva del dispositivo que presenta el daño. Esta clase de fallas se presentan comúnmente en los seccionadores y fusibles.

Protección para fallas transitorias: este tipo de equipos producen la desconexión automática del elemento dañado, pero deben tener la capacidad de restablecer el voltaje del sistema eléctrico, después de mitigar el arco eléctrico producido en el lugar de la falla (Comisión Federal de Electricidad, 2001)

2.5 Niveles de Aislamiento estandarizados según los rangos de tensión.

Los valores de tensión nominales están directamente relacionados con la tensión máxima permitida para los equipos del sistema eléctrico, las tablas 2.5 y 2. 6 muestran los niveles de aislamiento estandarizados según una división de tensión por rango.

Tabla 2. 5 Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I (1KV <U_m≤245kv)

Tensión máxima del equipo U _m (KV) (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial. (KV) (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo. (KV) (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	235
123	.(185)	450
	230	550
145	.(185)	.(450)
	230	550
	275	650
170	.(230)	.(550)
	275	650
	325	750
245	.(275)	.(650)
	.(325)	.(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: (International Electrotechnical Commission (IEC 60071-1), 1993)

Tabla 2. 6: Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango II ($U_m > 245KV$) ⁽¹⁾

Tensión máxima del equipo U_m (KV) (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo (KV) (valor pico)
	Aislamiento longitudinal ⁽²⁾ (KV)(valor pico)	Fase-tierra (KV) (valor pico)	Fase-Fase (relación con el valor fase-tierra)	
300	750	750	1,5	850
				950
	750	850	1,5	950
				1050
362	850	850	1,5	950
				1050
	850	950	1,5	1050
				1175
420	850	850	1,6	1050
				1175
	950	950	1,5	1300
				1425
525 ⁽³⁾	950	950	1,7	1175
				1300
	950	1050	1,6	1300
				1425
765 ⁽³⁾	1175	1300	1,7	1425
				1550
	1175	1425	1,7	1675
				1800
1175	1550	1,6	1800	
			2100	

Fuente: (International Electrotechnical Commission (IEC 60038), 2002)

2.6 Normativa IEC relacionada al Diseño de Subestaciones Eléctricas.

La International Electrotechnical Commission (IEC) ha determinado normas para el diseño y cumplimiento de operación de las subestaciones Eléctricas, normas que son ampliamente utilizadas y las que cabe recalcar, se encuentran en constante actualización. Dentro de las cuales se puede hacer referencias a las siguientes que son de mayor uso y aplicación:

- IEC 60038 Tensiones asignadas

- IEC 60071 Coordinación de aislamiento
- IEC 60076 Transformadores de potencia
- IEC 60099 Pararrayos
- IEC 60120/60305/60372/60383/60672 Aisladores de suspensión
- IEC 60168/60273 Aisladores de poste
- IEC 60255 Relés de protección
- IEC 60376 Especificación y aceptación del Hexafluoruro de Azufre
- IEC 60517 Equipo encapsulado para tensiones superiores a 72.5KV
- IEC 60502/60840 Cables de potencia XLPE
- IEC 60865 Cálculo de corrientes de cortocircuito
- IEC 60947 Equipo de maniobra de baja tensión
- IEC 61089 Conductores
- IEC 62271-100 Interruptores
- IEC 62271-102 Seccionadores
- IEC 60617 Simbología para diagramas eléctricos

(International Electrotechnical Commission (IEC), 2002)

Adicional a las normas IEC, el grupo del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers) más conocido por sus siglas IEEE en conjunto con la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos de EE.UU. National Electrical Manufacturers Association (NEMA), han desarrollado normas que sirven de guía para el diseño de subestaciones eléctricas, en particular se puede mencionar:

- IEEE Std. 80 Malla de puesta a tierra
- IEEE Std. 693 Sistema sismo resistente
- NEMA CC1 Diseño de conectores

Es necesario mencionar que estas normas son aplicables de forma parcial o total según las condiciones presentes al momento del diseño de la subestación, al mismo tiempo estas normas pueden ser reemplazadas por otras de acuerdo a la actualización de las mismas.

2.7 Simbología utilizada en los Diagramas unifilares de Subestaciones Eléctricas

En las figuras 2.6, 2.7 y 2. 8 se encuentran la simbología de uso más frecuente en los diagramas unifilares, estandarizada por instituciones como la IEC, Instituto Alemán de Normalización (DIN) y el Comité de Revisión y Actualización de Manual de Normas de Diseño y Construcción de Redes de Distribución de Energía de la Central Hidroeléctrica de Caldas Colombia (CHEC).

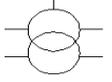
Simbología			
	LÍNEA 230 kV		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON TAP *
	LÍNEA 115 kV		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON DOS NÚCLEOS Y UN DEVANADO SECUNDARIO EN CADA NÚCLEO *
	LÍNEA 33 kV		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON DOS DEVANADOS SECUNADARIOS EN EL NÚCLEO *
	LÍNEA 13.2 kV		TRANSFORMADOR DE MEDIDA DE TENSIÓN (DIN) ○
	LÍNEA 4.16 kV		TRANSFORMADOR DE MEDIDA COMBINADO
	BARRAJE 230 kV		TRANSFORMADOR CON DOS DEVANADOS *
	BARRAJE 115 kV		TRANSFORMADOR DE ALUMBRADO PÚBLICO *
	BARRAJE 33 kV		AUTOTRANSFORMADOR *
	BARRAJE 13.3 kV		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y-DELTA CON CINCO TAPS *
	BARRAJE 4.16 kV		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y-DELTA CON CINCO TAPS PARTICULAR
			TRANSFORMADOR PARTICULAR
			TRANSFORMADOR TRIDEVANADO CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA *
			TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO
			BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA *
			BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA PARTICULAR

Figura 2. 6 Simbología Normalizada

Fuente: (IEC & DIN & CHEC)

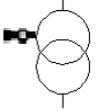
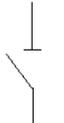
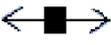
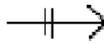
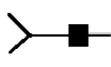
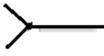
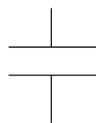
Simbología			
	TRANSFORMADOR TIPO SUBTERRÁNEO		GENERADOR AC, 60 Hz *
	GENERADOR TERMOELÉCTRICO *	60 Hz	
	RECONECTADOR		INDICADOR DE FALLA
	SECCIONADOR PRIMARIO BAJO CARGA *		SECCIONADOR CON FUSIBLE *
	SECCIONADOR DE POTENCIA *		SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA *
	INTERRUPTOR TIPO CELDA		INTERRUPTOR DE POTENCIA *
	DESCARGADOR DE SOBRE TENSIÓN *		PUESTA A TIERRA *
	TEMPLETE POSTE A POSTE		ACOMETIDA
	VIENTO DE BAJA TENSIÓN		VIENTO DE MEDIA TENSIÓN
	CONDENSADOR *		PUNTO DE CONEXIÓN
			CONMUTACIÓN AUTOMÁTICA *

Figura 2. 7 Simbología Normalizada
Fuente: (IEC & DIN & CHEC)

Simbología

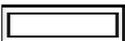
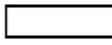
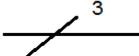
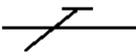
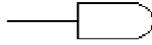
	CÁMARA DE MEDIA TENSIÓN		CÁMARA DE BAJA TENSIÓN
	PUNTO DE MEDIDA		ARCO *
	APOYO DE MEDIA TENSIÓN EN N MATERIAL Y H ALTURA		APOYO DE BAJA TENSIÓN EN N MATERIAL Y H ALTURA
	TORRE DE MEDIA TENSIÓN DE N TIPO Y H ALTURA		TORRE DE BAJA TENSIÓN DE N TIPO Y H ALTURA
	ÁNGULO EN FACHADA DE MEDIA TENSIÓN		ÁNGULO EN FACHADA DE BAJA TENSIÓN
	TRES CONDUCTORES DE FASE *		CONDUCTOR DE NEUTRO *
	CONDUCTOR DE PROTECCIÓN *		CONDUCTOR DE NEUTRO Y PROTECCIÓN COMBINADO
	PUNTO DE CONEXIÓN T		PUNTO DE CONEXIÓN CODO
	PUNTO DE CONEXIÓN BARRAJE		LÁMPARA DE ALUMBRADO PÚBLICO

Figura 2. 8 Simbología Normalizada

Fuente: (IEC & DIN & CHEC)

- Simbología perteneciente a la IEC
- Simbología perteneciente a la DIN
- Símbolos no referenciados pertenecientes a la CHEC.

CAPÍTULO 3

EQUIPOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

3.1 Aspectos Generales

En el diseño de subestaciones eléctricas la selección de los equipos de patio pertenecientes a la subestación es de vital importancia, las características eléctricas de estos equipos se determinan según estudios realizados de acuerdo a las condiciones del sistema a la que se conectarán estos equipos.

La Tabla 3.1, indica los estudios mínimos a realizarse para determinar qué tipo de equipos serán elegidos para la construcción de una subestación, es importante mencionar que una vez realizados estos estudios se revise la normativa aplicable en la región, pudiendo ser éstas IEC, IEEE o NEMA.

Tabla 3. 1 Estudios básicos para la selección de equipos.

Estudio	Parámetro de especificación
Flujo de cargas	
*Interruptores *Seccionadores	Corriente asignada de servicio continuo Tensiones máximas y mínimas
*Transformadores de tensión	Tensión primaria asignada
*Transformadores de corriente	Corriente primaria asignada Tensión más elevada para el material
Cortocircuito	
*Interruptores	Corriente asignada de interrupción Capacidad de cierre asignada
*Transformadores de corriente *Seccionadores *Bobinas de bloqueo	Corriente asignada de corta duración Corriente dinámica
*Pararrayos	Capacidad de disipación del dispositivo de alivio de presión
Sobretensiones	
*Interruptores	Característica de la Tensión Transitoria de Recuperación TTR
*Pararrayos	Tensión continua de operación Tensión asignada

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991)

3.2 Propiedades eléctricas de los equipos de Alta Tensión

La Norma IEC 60694 publicada en el 2002 hace referencia a las propiedades comunes que deben presentar los equipos de alta tensión, ya sea para una instalación exterior o

interior e incluso se consideran factores para su operación a una frecuencia de hasta 60Hz. De entre las más importantes se puede mencionar:

- La humedad relativa para un ciclo de 24 horas, no debe exceder el 95%.
- La presión de vapor para un ciclo de 24 horas, no debe exceder los 2.2kbar.
- Las vibraciones producidas por movimientos telúricos son despreciables.
- La velocidad del viento para equipos instalados en el exterior no excede a los 34m/s, equivalente a una presión de 700 Pascales. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 228)

3.3 Distancias mínimas requeridas para la instalación de los equipos de una subestación

El dimensionamiento del área de la subestación está condicionado básicamente por las siguientes distancias:

- Distancia entre fases
- Distancia entre ejes del pórtico
- Altura de equipos
- Área de la subestación

Estos aspectos son una aplicación directa de las distancias mínimas y las distancias de seguridad, mencionadas previamente. Además, da la facilidad para mantenimientos.

3.3.1 Distancia entre fases

Es la separación entre las fases requerida para evitar la cercanía de las líneas producida por el movimiento de los conductores, causando posibles cortocircuitos. Las barras de una subestación pueden ser de tipo rígido, generalmente son de tubo de aluminio o cobre; o del tipo flexible en donde se utilizan cables de cobre, aluminio, aleación de aluminio o ACSR.

Se utilizan directamente las distancias mínimas fase-fase en el aire entre conductores, tomando un factor de seguridad entre 5% y 10% de mencionadas distancias.

En las fases de llegada es necesario conservar la distancia mínima fase-tierra con cualquier objeto alrededor de ésta. Si existe otro barraje próximo entre las fases más cercanas de los dos barrajes, es necesario conservar una distancia igual a la fase- fase incrementada en, por lo menos, 25%, ya que los dos barrajes pueden estar sometidos a

sobretensiones diferentes (especialmente en configuraciones de doble barra). Pues, se toma el incremento del 25% ya que la norma IEC no recomienda valores para estos casos. (Ramírez, Carlos , 1991)

Como se puede observar, la tabla 3.2, muestra las distancias de seguridad en aire.

Tabla 3. 2. Distancias de seguridad en el aire

Uk (KV) (Valor Pico)	Distancia mínima Según IEC (m)	Distancias de seguridad												
		Valor básico			Circulación de personal				Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada				Circulación de vehículos	
		Cantidad que se adiciona		Valor básico (m)	Bajo conexiones		(m)	Horizontal		Vertical		Zona de seguridad		Valor total
		%	(m)		Zona de seguridad (m)	Valor total (m)		Zona de seguridad (m)	Valor total (m)	Zona de seguridad (m)	Valor total (m)	Gálibo (m)	Tolerancia (m)	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(2+4)	(6)	(7)=(5+6)	(8)	(9)	(10)=(5+9)	(11)	(12)=(5+11)	(13)	(14)	(16)
60	0.08	10	0.01	0.10	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
75	0.12	10	0.01	0.13	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
95	0.16	10	0.02	0.18	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
125	0.22	10	0.02	0.24	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
170	0.32	10	0.03	0.35	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
200	0.36	10	0.04	0.42	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
250	0.48	10	0.05	0.53	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
325	0.63	10	0.07	0.70	2.25	(“)	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
380	0.75	10	0.08	0.83	2.25	3.08	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
450	0.90	10	0.10	1.00	2.25	3.25	2.25	1.75	(“)	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
550	1.10	10	0.11	1.21	2.25	3.46	2.25	1.75	2.96	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
650	1.30	10	0.13	1.43	2.25	3.68	2.25	1.75	3.16	1.25	(“)	(“)	0.70	(“)
750	1.50	10	0.15	1.65	2.25	3.90	2.25	1.75	3.40	1.25	2.90	(“)	0.70	(“)
850	1.70	10	0.17	1.87	2.25	4.12	2.25	1.75	3.62	1.25	3.12	(“)	0.70	(“)
950	1.90	10	0.19	2.09	2.25	4.34	2.25	1.75	3.84	1.25	3.34	(“)	0.70	(“)
1050	2.10	10	0.21	2.31	2.25	4.56	2.25	1.75	4.06	1.25	3.56	(“)	0.70	(“)
1175	2.35	10	0.24	2.59	2.25	4.84	2.25	1.75	4.34	1.25	3.84	(“)	0.70	(“)
1300	2.60	10	0.26	2.86	2.25	5.11	2.25	1.75	4.61	1.25	4.11	(“)	0.70	(“)
1425	2.85	5	0.17	3.02	2.25	5.27	2.25	1.75	4.77	1.25	4.27	(“)	0.70	(“)
1550	3.10	6	0.19	3.29	2.25	5.54	2.25	1.75	5.04	1.25	4.54	(“)	0.70	(“)

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 109)

A continuación, en la figura 3.1 se puede observar un diseño común para separaciones de barras rígidas.

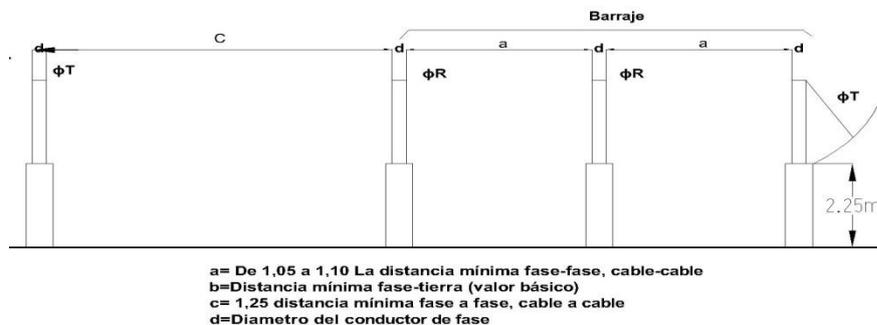


Figura 3.1 Ancho de barras rígidas

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991)

En el caso de utilizar conductores flexibles, es indispensable tener en cuenta el desplazamiento horizontal durante cortocircuitos. La IEC y la CIGRÉ muestran una metodología para definir la tensión de aisladores y el desplazamiento de los conductores debido al cortocircuito que depende de la relación F/mg (fuerza electromagnética/peso del conductor), de la flecha estática y de las elongaciones elástica y térmica del conductor. La separación mínima entre fases no debe equivaler al espaciamiento entre puntos de conexión en el ingreso (pórtico) sino a la mínima separación aceptable cuando los conductores se acercan entre sus puntos más bajos (flecha máxima = Y_0), por lo cual definiendo Y_k como el desplazamiento horizontal de un conductor flexible de fase que corresponde a un ángulo de deflexión de 40° . Es decir, que el rango de movimiento del conductor está dado por Y_k , el cual se puede tomar en función de la flecha máxima estática, Y_0 (Ramírez, Carlos, 1991)

$$Y_k = Y_0 * 1.2 * \text{sen}40^\circ$$

Por consiguiente, para obtener la separación entre fases a la altura de los pórticos, se obtiene Y_k y se procede de la siguiente manera (a = distancia entre fases a la altura de los pórticos, a_{\min} = distancia de separación fase-fase).

$$a = a_{\min} + 2 \cdot Y_k$$

La distancia a corresponde a un valor que depende de la distancia mínima entre fases para un nivel básico de aislamiento determinado y depende directamente del desplazamiento horizontal que pueda efectuar un conductor flexible.

En la figura 3.2 se puede observar al respecto.

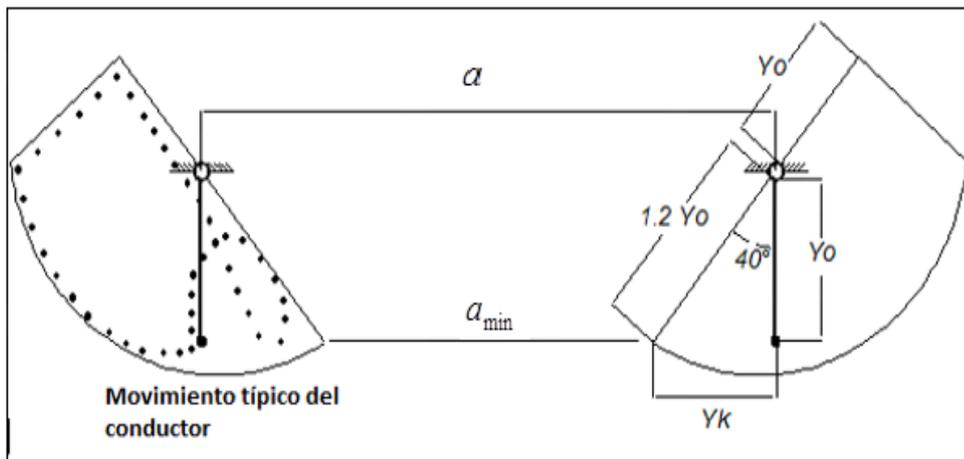


Figura 3. 2 Rango del movimiento de conductores flexibles durante cortocircuitos

Fuente: (SIEMENS, 2011)

De igual forma, es importante señalar que la deflexión de los conductores también debe ser considerada en los barrajes soportados por cadenas de aisladores. Esto es debido a que se debe tener en cuenta el paso inferior por los pórticos intermedios, tal como se puede apreciar en la figura 3.3.

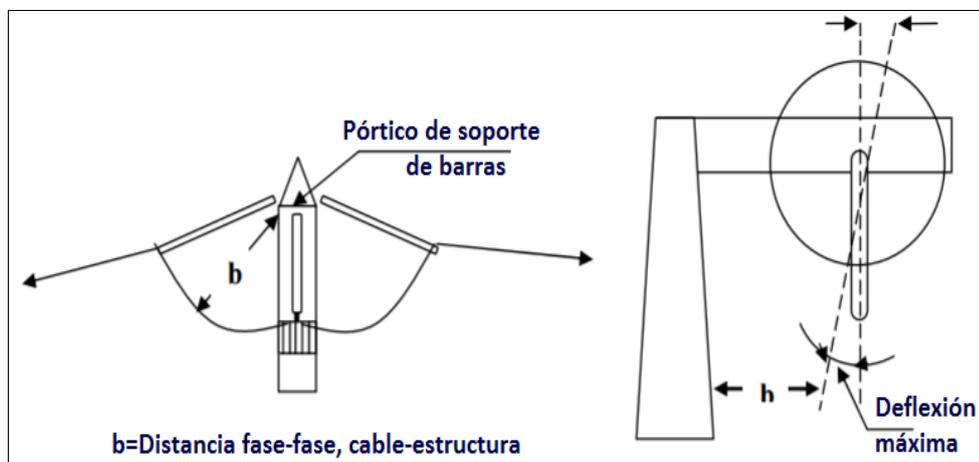


Figura 3.3 Efectos de deflexión de aisladores

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 109)

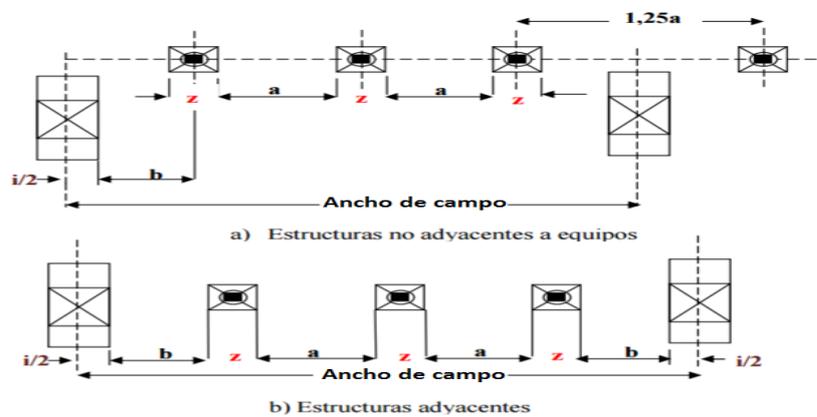
Para calcular el ángulo de deflexión de las cadenas, es necesario tener en cuenta su longitud, el área equivalente y la velocidad máxima del viento. Por tanto, es normal utilizar ángulos de 15° para el cálculo de la separación de barras.

3.3.2 Distancia entre ejes del pórtico

Es la distancia de separación entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de la línea. La distancia entre ejes del pórtico de una subestación está determinada por la configuración, las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados.

Básicamente los aspectos determinantes de la distancia entre ejes del pórtico son:

- Templas o barrajes superiores a lo largo del campo; cuya separación entre fases se calcula con base en lo referido en el numeral 3.3.1.
- Ubicación de los equipos, tal como se muestra en la figura 3.4
- Cuando se tienen conexiones largas entre equipos con conductores flexibles y especialmente para bajantes de templas superiores o barrajes a equipos, entendiéndose por conexión larga. Es más, es necesario tener en consideración el desplazamiento de los conductores durante cortocircuitos. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 109). En la figura 3.4 se puede observar al respecto.



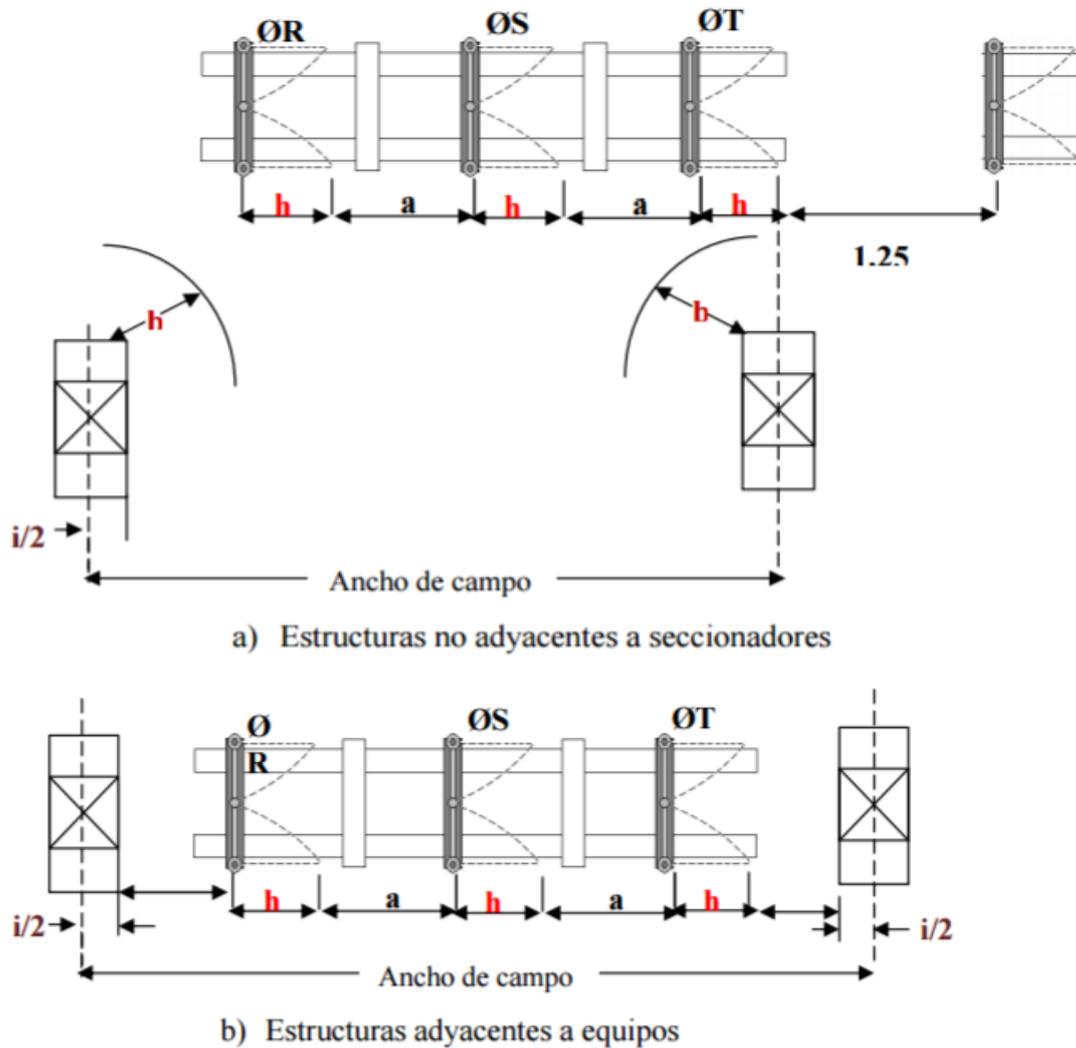
a = Distancia mínima fase-fase i = Ancho de la estructura
b = Distancia mínima fase-tierra z = Ancho del equipo más ancho del campo

Figura 3.4 Distancia entre ejes del pórtico determinado por los equipos

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 110)

- Cuando se tienen seccionadores de apertura central, éstos tienen gran incidencia en la determinación del ancho de campo, ya que en posición abierta sus brazos o cuchillas permanecen energizados. Ver figura 3.5

Ancho de campo para estructuras con seccionadores



a = Distancia mínima fase-fase, punta-conductor h = Longitud del brazo del seccionador
 b = Distancia mínima fase-tierra, punta-conductor i = Ancho de la estructura

Figura 3.5 Distancia entre los ejes del pórtico con seccionador de apertura central

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 110)

Existen algunas prácticas para reducir el ancho de campo de las subestaciones, las principales de ellas son las siguientes:

- Usar conductores rígidos entre equipos (lo cual puede crear mayores esfuerzos en sus terminales)
- Evitar pórticos interiores o intermedios.
- Usar aisladores del tipo poste en los puentes de soporte de barras.
- Colocar los seccionadores de apertura central con los polos desplazados del eje central del campo, hacia el lado opuesto de su apertura.

- Utilizar seccionadores diferentes a los de apertura central, tales como seccionadores de doble apertura, seccionadores pantógrafos o semipantógrafo, seccionadores de apertura vertical, entre otros.
- No utilizar seccionadores adyacentes o próximos a estructuras y pórticos.
(Ramírez, Carlos , 1991, pág. 111)

3.3.3 Altura de equipos

La altura de los pórticos está definida esencialmente por el tipo de conductores que se utilicen, también por el número de niveles de conexión que demande la configuración de la subestación.

3.3.3.1 Primer nivel

Este nivel está conformado por la conexión entre equipos, cuya altura está determinada por las distancias de seguridad para el desplazamiento del personal.

3.3.3.2 Segundo nivel

Generalmente, este nivel de conexión está conformada por los barrajes, cuya altura debe estar por encima del nivel de equipos en distancia, por lo menos igual a la distancia mínima fase-fase, cable-cable, cuando se utiliza seccionadores tipo pantógrafo, pues, éstos son los que determinan la altura del barraje. Ver figura 3.6

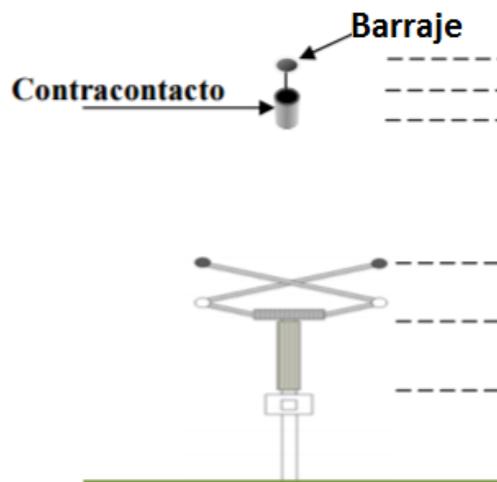


Figura 3. 6 Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991)

Sin embargo, cuando se tienen conductores flexibles es importante tener en cuenta la flecha de los barrajes, la conexión de los seccionadores de campo a la fase más apartada del barraje y el acercamiento de éstas conexiones a los puentes, bajo las estructuras de soporte de barras (en algunos casos para evitar acercamientos, se recomienda instalar un aislador de poste en la conexión de seccionador a la fase del barraje más alejada); como se aprecia en la figura 3.7.

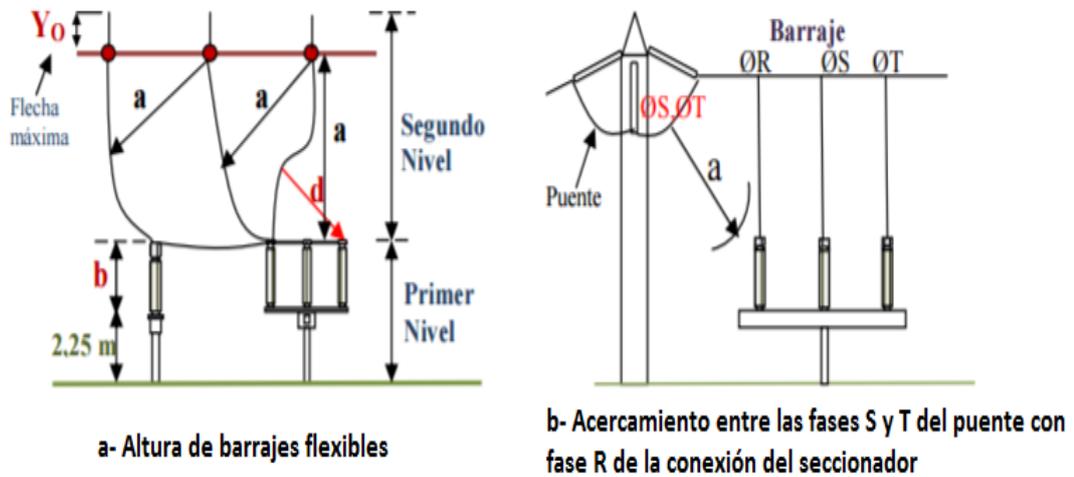


Figura 3. 7 Altura de barraje

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 112)

3.3.3.3 Tercer nivel

Este nivel, está conformado por barrajes superiores, cuya altura debe ser superior a la altura del barraje, como mínimo, la distancia fase-fase, cable-cable, más la flecha máxima del barraje. Además, es indispensable tener en consideración acercamientos que se pueden presentar con los bajantes de los barrajes superiores, como se puede observar en la figura 3.8.

Cuando se utilizan seccionadores de apertura vertical, es importante tener en consideración la distancia entre el brazo del seccionador cuando está abierto y el barraje superior con flecha máxima, como una distancia mínima fase-fase, punta-cable para determinar la altura de dicho barraje. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 113)

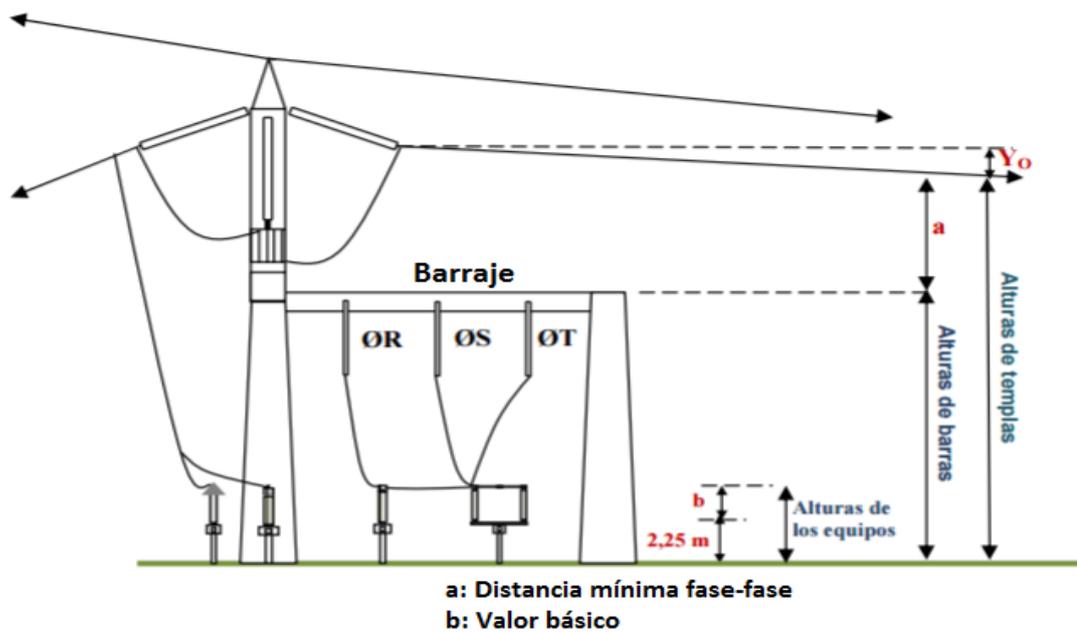


Figura 3. 8 Altura de barraje

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 114)

Del mismo modo, es necesario tener en consideración las distancias mínimas de las salidas de líneas que pasan por encima de cercos perimetrales; tal como se puede ver en la figura 3.9

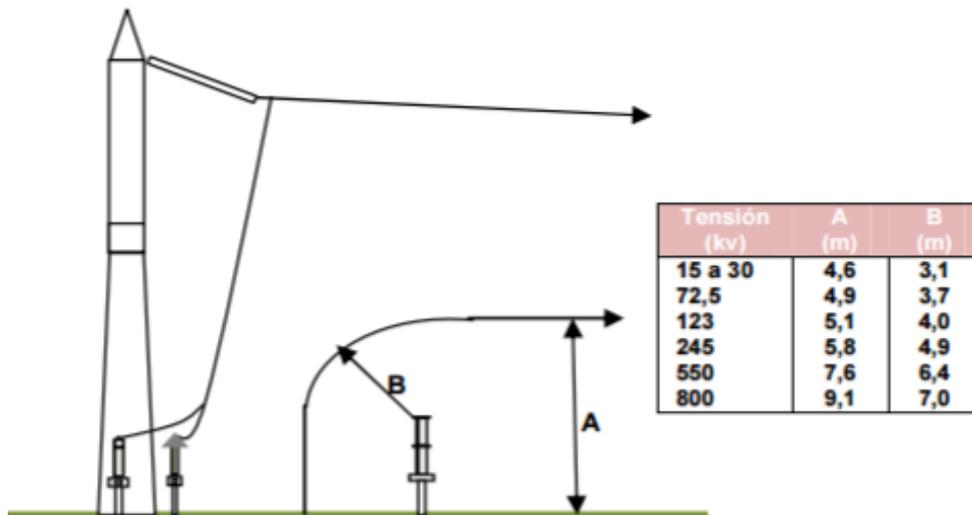


Figura 3. 9 Distancias mínimas al cerco o muro

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 114)

3.3.4 Área de la subestación

El área de la Subestación está delimitada por las distancias entre los diferentes equipos. A su vez, ésta distancia se describe básicamente por razones de mantenimiento, montaje y estética.

El área de la Subestación no se establece por las distancias mínimas o de seguridad. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 114)

Se considera que una distancia mínima aceptable entre terminales de equipos sea de 1,0 m a 1,5m para subestaciones con nivel de tensión 72,5 Kv. Partiendo de ésta base y de las dimensiones de los diferentes equipos, se puede establecer la distancia entre equipos.

En la tabla 3.3 se puede observar un intervalo típico de separación entre centros de equipos para diferentes niveles de tensión.

Tabla 3. 3 Distancias típicas entre equipos de patio

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia Típica [m]				
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5-5,0	7,0-8,0	9,0-10,0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,0-9,5	12,0-14,0	14,0-16,0
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5-4,5	6,5	8,5
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0-12,0	12,0-14,0
6	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0-8,0	9,0-10,0
7	Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5-9,0	11,0-13,0	13,0-15,0
11	Seccionador y seccionador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0-5,0	6,0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral (IEEE Std 1119)	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 115) (SIEMENS, 2011)

3.4 Equipos principales de una Subestación

Los equipos de alta tensión y específicamente los seccionadores, establecen la disposición física de una subestación. La selección de la disposición se facilita si previamente se conoce el tipo de seccionador que se debe utilizar.

En general, se puede mencionar a continuación los diferentes tipos de seccionadores:

- Seccionadores de apertura central, cuyos polos se pueden poner uno al lado del otro (paralelo), uno detrás del otro (línea), o en forma independiente. Las dos primeras formas solo requieren un mecanismo de operación para los tres polos, mientras que la última necesita un mecanismo por polo. Pues, son los más económicos, pero determinan un mayor ancho de campo, requieren un ajuste periódico y no se recomiendan para tensiones por encima de 245 kV, dado que en posición abierta sus cuchillas quedan con esfuerzo en voladizo.
- Seccionadores de rotación central, ocupan menos espacios y presentan menos inconvenientes desde el punto de vista de distancias eléctricas requeridas, permitiendo una reducción en el ancho de campo, ya que sus cuchillas en posición abierta quedan desenergizadas.
- Seccionadores de apertura vertical, utilizados en EAT por conllevar reducidos anchos de campo.

Los tres tipos mencionados de seccionadores realizan la conexión o desconexión en forma horizontal.

- Seccionadores tipo pantógrafo, los cuales ejecutan la conexión o desconexión verticalmente entre dos niveles diferentes. Una variante de éstos seccionadores, es el tipo semipantógrafo.
- Seccionadores pantógrafo horizontal, son similares a los de apertura vertical pero con una cuchilla o brazo del tipo pantógrafo. Pues, es muy utilizado en EAT.

Los seccionadores pantógrafos o semipantógrafos (horizontal o vertical), son los que establecen una menor área de subestación e implican subestaciones con estructuras metálicas más reducidas pero son las más costosas. (Ramírez, Carlos , 1991, págs. 142-143)

3.4.1 Interruptor de Potencia

Los interruptores de potencia son dispositivos mecánicos de interrupción, capaces de conducir e interrumpir el sistema cuando este sale de sus condiciones normales. Por tanto, su función básica es conectar o desconectar a los equipos en caso de fallas. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 236).

Por otro lado, (Sotelo Lagos, 2011) menciona en su trabajo de tesis que el interruptor es un elemento de potencia que abre la falla o el circuito, sin importar la tensión o corriente que en el momento está fluyendo a través de él.

A continuación, la figura 3.10 muestra el proceso de interrupción en una falla trifásica y en la figura 3.11 se observa el interruptor de potencia.

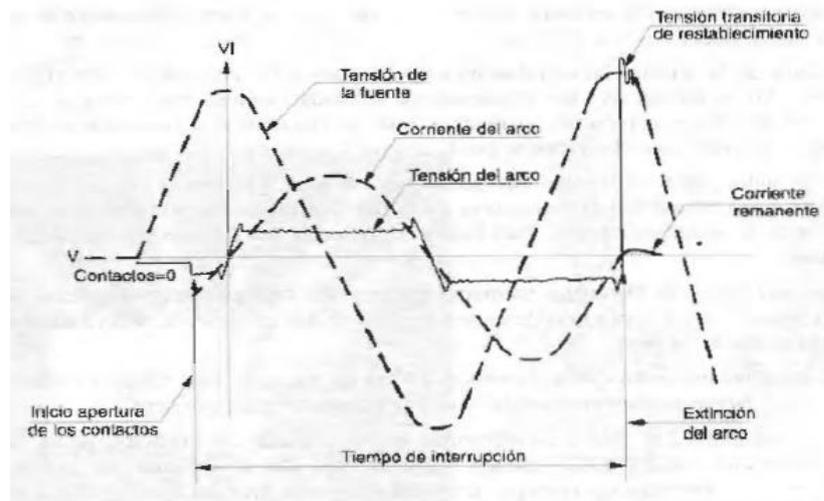


Figura 3. 10 Fase de interrupción en una falla trifásica

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 237)



Figura 3. 11 Interruptor de potencia

Fuente: El Autor

3.4.2 Seccionadores

La norma NTC2050 define el seccionador como un interruptor de separación, destinado para aislar un circuito eléctrico de su fuente de alimentación. Pues, no tiene intensidad de corriente de corte máxima y está diseñado para que se manipule únicamente después de que el circuito sea abra por otros medios.

Este equipo también conocido como separador o desconectador, forma parte del equipo de maniobra, asociado a las bahías de la subestación, el cual sirve para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras, tanto de operación como de mantenimiento. El objetivo principal de este equipo consiste en aislar tramos de un circuito de forma visible, para lo cual debe estar el circuito libre de corriente. (Sotelo Lagos, 2011, pág. 25)

En la norma IEC600129 se hallan valores normalizados para tales corrientes nominales de corta duración, como lo son: 8, 10, 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80 kiloamperios.

Por otro lado, (Ramírez, Carlos , 1991) manifiesta que los seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra de diferente forma física, permiten al diseñador obtener una óptima configuración de la GIS.

Los fabricantes pueden regularmente ofrecer dos tipos de seccionadores de puesta a tierra; uno para ser usado en mantenimiento, provisto de un mecanismo de baja velocidad de operación y el otro, con capacidad de cierre en carga con mecanismo de alta velocidad. Los seccionadores de puesta a tierra también tienen alguna capacidad para soportar corrientes y tensiones inductivas de las líneas. Es más, la mayoría de los fabricantes ofrecen mecanismos de operación manuales o motorizados. Ver figura 3.12.

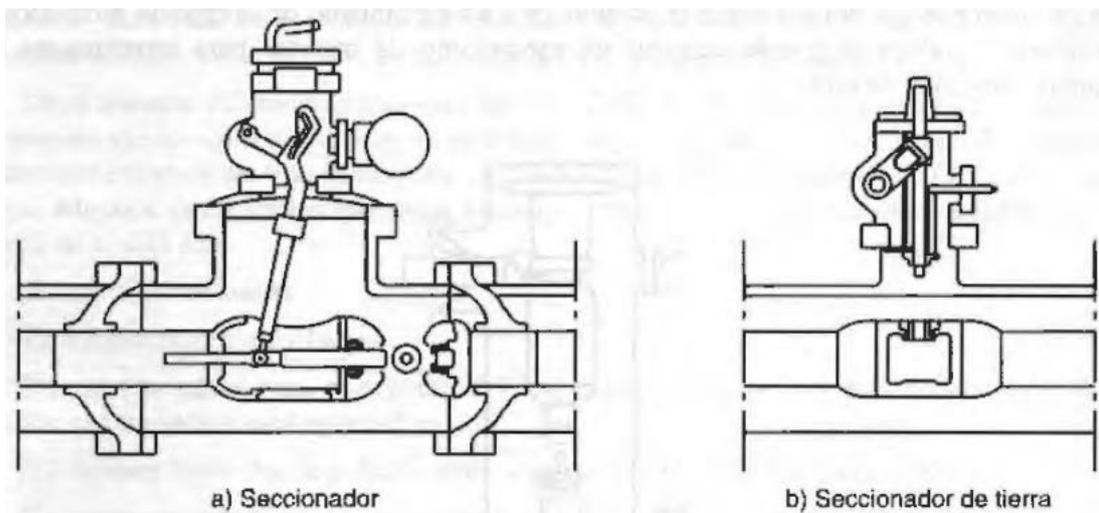


Figura 3. 12 Seccionadores

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 212)

Igualmente, los seccionadores en las redes eléctricas pueden desempeñar varias funciones, siendo la más común el seccionamiento de circuitos por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema para realizar su mantenimiento. Es más, es imprescindible mencionar que para la correcta aplicación de los seccionadores, se debe tener en cuenta las normas técnicas referenciadas a estos equipos, como es la IEC 62271-102. (Enrique Harper, 1963). Ver en la figura 3.13.



Figura 3. 13 Seccionador de tres columnas con apertura central

Fuente: El Autor

3.4.3 Transformador de Tensión

Habitualmente las mediciones en los sistemas superiores a los 600V no se realizan directamente en la red, en este caso se utilizan equipos denominados, transformadores de tensión (Enrique Harper, 1963). En la figura 3.14, se puede observar un transformador de tensión.



Figura 3. 14 Transformador de tensión

Fuente: El Autor

Por ende, como los niveles de tensión y corriente del sistema de potencia son muy elevados, los instrumentos de medición y los relés de protección no se pueden conectar en forma directa y lo hacen mediante transformadores.

Sin embargo, los transformadores de tensión tienen como funciones:

- Aislar los equipos de baja tensión con los circuitos de alta tensión.
- Adaptar las tensiones elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medición y los relés de protección.
- Proveer aislamiento a los instrumentos de medición y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia. (UDELAR-Fing, 2010)

3.4.3.1 Clasificación de los transformadores de tensión

Los TT se clasifican en:

Transformadores de tensión inductivos: Los inductivos pueden conectarse fase-tierra o fase-fase, esta conexión fase-fase se utiliza en subestaciones de media tensión entre 600 V y 72,5 kV.

Transformadores de tensión capacitivos: Se utilizan para tensiones superiores a 150kV.

Para tensiones entre 70kV y 150kV, pueden utilizarse tanto inductivos como capacitivos. En los sistemas en que se utiliza comunicación por carrier, se deben utilizar transformadores de tensión capacitivos.

Divisores capacitivos/Divisores resistivos/Divisores mixtos (capacitivo-resistivo)

Los divisores capacitivos, resistivos y mixtos no se utilizan en los sistemas de potencia. Su utilización es específica en los laboratorios cuando se realizan ensayos o investigaciones. (UDELAR-Fing, 2010).

3.4.4 Transformador de Corriente

Los transformadores de corriente tienen un bobinado primario y uno secundario, arrollados sobre un núcleo magnético. Dicho núcleo puede ser cerrado o tener un pequeño entrehierro.

El arrollamiento primario se conecta en serie con el circuito de potencia y el arrollamiento secundario, se conecta a los instrumentos de medición y relés de protección.

El arrollamiento primario puede estar constituido por una sola espira, o por múltiples espiras, las cuales a su vez se pueden dividir en partes iguales y conectarse en serie o paralelo para cambiar la relación de transformación.

Sin embargo, el arrollamiento secundario siempre consta de un gran número de espiras, que puede tener derivaciones para conseguir diferentes relaciones de transformación. (UDELAR-Fing, 2010)

Por otra parte (Enrique Harper, 1963) manifiesta que los transformadores de corriente son utilizados para realizar las mediciones de corrientes en sistemas eléctricos. Pues, poseen el devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La corriente que circula por el primario del transformador está definida por el circuito de potencia.

Los transformadores de corriente reducen las grandes corrientes a bajas corrientes, 1 o 5 amperios para poder ser llevados a un amperímetro de baja tensión.

Para la selección de los equipos se tiene en cuenta las especificaciones de la norma IEC 60044 y 60044-1 (Enrique Harper, 1963).

En la figura 3.15, se puede ver un transformador de corriente.



Figura 3. 15 Transformador de corriente

Fuente: El Autor

3.4.4.1 Clasificación de los transformadores de corriente

Los TC se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Según su Construcción Eléctrica:** Pueden ser con varios núcleos y secundario de relación múltiple o multi-relación. Los transformadores con varios devanados secundarios independientes y montados cada uno en su propio núcleo, formando conjunto con un único devanado primario, cuyas espiras enlazan todos los núcleos secundarios. Los transformadores de relación múltiple o multi-relación pueden variar su relación de transformación por medio de tomas (taps) en las vueltas del devanado secundario. (Enrique Harper, 1963)
- **Según su Utilización:** Se clasifican en TC's para medidas, los cuales son utilizados para alimentar instrumentos de medida, contadores de energía y otros

instrumentos análogos. También existen TC's para protección, los cuales alimentan los relés de protección, y dependiendo de las funciones del TC existen varios tipos de núcleos, cuales son: Núcleos convencionales clase P, Núcleos convencionales clase PR, Núcleos convencionales clase PX, y núcleos linealizados o de respuesta transitoria, los cuales pueden ser tipo TPS, TPX, TPY, TPZ (Enrique Harper, 1963)

3.4.5 Bobinas de bloqueo

Las líneas de transmisión también son utilizadas para la transmisión de señales de onda portadora entre 30 kHz y 500 kHz, para telecontrol, telefonía, teleprotección, telemedición, etc., comúnmente llamado "sistema de onda portadora" (carrier).

La bobina de onda portadora (llamada bobina de bloqueo), tiene la función de impedir que las señales de alta frecuencia sean derivadas en direcciones indeseables, sin perjuicio de la transmisión de energía en la frecuencia industrial.

Por lo tanto, la bobina de bloqueo es acoplada en serie con las líneas de transmisión de alta tensión, que deben ser dimensionadas para soportar la corriente nominal de la línea en la frecuencia industrial y las corrientes de cortocircuito, a las cuales están sujetas las líneas de transmisión. (Bruno, 2010)

A continuación, se puede ver en la figura 3.16, las principales componentes de la bobina de bloqueo.

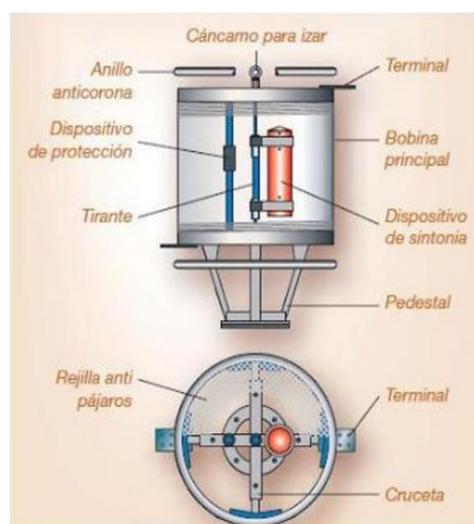


Figura 3. 16 Elementos de la bobina de bloqueo

Fuente: (Bruno, 2010) y modificado por el Autor

3.4.6 Pararrayos

El pararrayos es un dispositivo que actúa ante la presencia de sobrevoltajes que casualmente aparecen en instalaciones eléctricas, a consecuencia de condiciones externas e internas al sistema eléctrico como: descargas electro atmosféricas, condiciones operativas del mismo -apertura y cierre de circuitos- respectivamente.

Para dar protección a la instalación eléctrica, el pararrayos se encuentra conectado de forma permanente a la red entre fase y tierra, y actúa únicamente cuando el voltaje alcanza o supera un valor determinado; el pararrayos opera por efecto directo de la tensión. (Juárez Vidaurre, 2005, pág. 39)

En un sistema de potencia interconectado, el pararrayos cobra vital importancia debido a que, sin la función protectora de este, las sobretensiones inducidas podrían perforar los aisladores de la red de transmisión, o los aislamientos de los generadores, transformadores y demás componentes del sistema, ocasionando con esto daños y deterioro en los equipos, con la consecuente reducción de continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica y pérdidas económicas. (Juárez Vidaurre, 2005, pág. 39)

Según (Enrique Harper, 1963), estos equipos son utilizados para la protección de las subestaciones contra sobretensiones. Algunas de las normas técnicas, las recomendaciones y especificaciones de los pararrayos son: IEC 60099-4 y 60099-5.

En la figura 3.17, se puede ver un pararrayo.



Figura 3. 17 Pararrayos

Fuente: El Autor

La principal protección de las GIS contra sobretensiones se realiza con pararrayos de óxido de zinc. Normalmente es conveniente proteger con pararrayos exteriores situados en la terminación de la línea de llegada; pero, si llegan a ser necesarios pararrayos encapsulados en gas, también pueden ser suministrados por algunos fabricantes. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 215)

CAPÍTULO 4

EQUIPOS ENCAPSULADOS EN SF6

4.1 Subestaciones eléctricas con Aislamiento en SF6. Definición

Es el tipo de subestación en la cual los equipos de protección y medición, que operan al voltaje del sistema, están contenidos dentro de compartimentos modulares conformados por envoltentes metálicos conectadas entre sí y a potencial de tierra, dentro de las cuales el gas SF6 a presión constituye el principal aislamiento y medio de extinción del arco.

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes:

Maniobra, medición, barras.



Figura 4. 1 Equipo encapsulado en SF6

Fuente: Sieyuan, 2013

4.2 Gas Hexafluoruro de Azufre SF₆

Antecedentes

No se especifica los pormenores de las propiedades físico-químicas del gas hexafluoruro de azufre en su totalidad, pues se considera que las mismas están fuera del alcance de esta descripción (Sosa Escalada, 2002).

A continuación, se indican algunas de sus características principales:

❖ La fórmula química del gas hexafluoruro de azufre es: **SF₆**.

❖ Peso molecular y composición química:

Peso molecular	146,06
Contenido de azufre	21,91%
Contenido de flúor	78,05%

❖ Solubilidad:

En agua (25°C, 1 atm)	0,001 ml/ml
En aceite dieléctrico	0,297 ml/ml

❖ Constantes críticas:

Temperatura crítica	45,64 °C
Presión crítica	38,6990 bar
Densidad crítica	0,725 g/cm ³
Volumen crítico molar	201 ml

Por primera vez en el año 1900 se logra la síntesis del SF₆, por la función y el trabajo directo del flúor gaseoso sobre el azufre. Pues, en el mismo periodo, se demuestra la excelente estabilidad química del SF₆, sometido a un arco eléctrico. Dicho evento permite predecir el éxito posterior que tendría como aislante eléctrico.

No obstante, el gas SF₆ reúne las siguientes características:

- ✓ Inodoro.
- ✓ Incoloro.
- ✓ No tóxico.
- ✓ Muy estable.
- ✓ No inflamable.

En condiciones normales de presión y temperatura (presión absoluta: 1.013 Pa temperatura: 20°C).

Además de su utilización en los equipos eléctricos, el gas SF₆ tiene amplia difusión en otras áreas como aislamiento ante ruidos, entre otros.

La rigidez dieléctrica del SF₆ es muy superior a la del aire (más del doble) y sometido a presiones de 2 a 4 bares es cinco veces superior.

Esta característica es la que lo destaca como medio dieléctrico.

El gas SF₆ tiene un comportamiento excelente como gas de corte de arcos eléctricos, permitiendo un rápido restablecimiento de la tensión. (Sosa Escalada, 2002)

El SF₆ contiene impurezas que generalmente no tienen influencia sobre sus propiedades, siempre que se encuentren dentro de los valores, que se muestran en la tabla 4.1

Tabla 4. 1 Valores de concentración máxima de impurezas en SF₆.

Impurezas	Concentración Máxima (Masa)
Tetracloruro de Carbono (CF ₄)	0.05%
Oxígeno + Nitrógeno, aire	0.05%
Agua	15 ppm
Acidez (HF)	0.3ppm
Fluoruros Hidrolisables (HF)	1 ppm
Aceite Mineral	10 ppm

Fuente: (Sosa Escalada, 2002, pág. 12)

Sin embargo, no se ha probado científicamente que el SF₆ sea cancerígeno, pero sí contribuye al efecto invernadero. Por esta razón, se debe evitar la posibilidad de que entre en contacto con la atmósfera.

Normalmente el gas SF₆ se suministra en garrafas o cilindros, líquido y a la temperatura ambiente. La presión de prueba de los cilindros es de 70 bar.

4.2.1 Características del GAS SF₆

- Fórmula química: SF₆.
- Gas inerte y químicamente estable.
- Cinco veces más pesado que el aire.
- No tóxico, no inflamable, incoloro e inodoro.
- Producido por reacción directa a 300 °C de azufre fundido y flúor gaseoso.
- Suministrado como gas licuado a su presión de vapor.
- Su densidad a 20 °C y 1 atm es de 6,16 g/l.
- Rigidez dieléctrica de 2,5 a 3 veces superior a la del aire a la misma presión.
- Temperatura de licuefacción muy baja.
- Excelente comportamiento para extinción del arco eléctrico.
- El gas SF₆ nuevo, debe cumplir con la norma IEC 60376.
- El uso y manejo de gas SF₆, debe cumplir con la norma IEC 61634.
- La verificación del gas SF₆ en operación, debe cumplir con la norma IEC 60480.

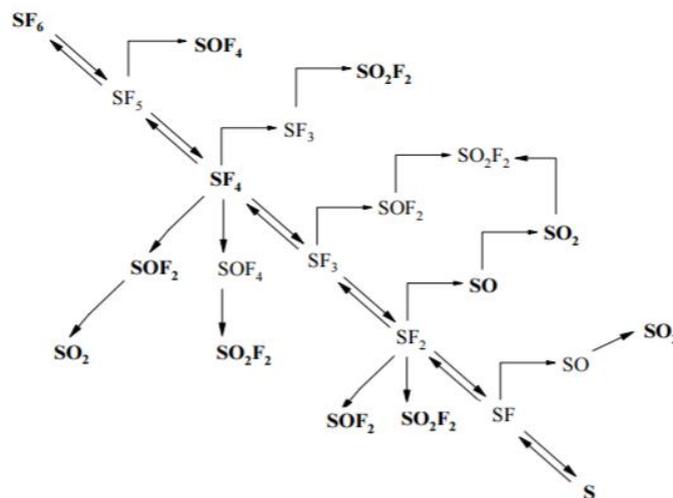


Figura 4.2 Esquema del mecanismo de descomposición del SF₆

Fuente: (Flores, Delgado, F., & Romero, V., 2012, pág. 234)

4.3 Riesgos en el manejo del Gas SF6

- El SF6 como tal, es de mínima afectación para el ser humano, su inhalación, contacto con los ojos y piel no es de alto riesgo, y produce únicamente efectos menores como irritación, hinchazón y sensación de frío, particularmente en su estado líquido.
- En estado gaseoso, y únicamente en altas concentraciones dentro de espacios cerrados y sin ventilación, puede producir asfixia por falta de oxígeno durante la respiración por tratarse de un gas con mayor densidad que el aire el cual es desplazado por el SF6.
- Los riesgos mayores al ser humano está dado por los productos derivados de la descomposición del SF6, por efecto del arco, altas temperaturas y presencia de sustancias o impurezas presentes en el gas o en los espacios que éste ocupa, y que contribuyen a la formación de subproductos tanto gaseosos como sólidos en polvo sumamente agresivos y dañinos por su alto grado de toxicidad.
- El contacto con estas sustancias puede presentarse de dos maneras, una durante la realización de trabajos de mantenimiento a las partes internas de los compartimentos de gas de una subestación aislada en SF6 y la segunda, aún más grave, es en caso de una ruptura o explosión de algún compartimento o parte de la subestación por falla interna, con expulsión violenta de gases y sustancias, aún con elevadas temperaturas.

4.4 Subestaciones Eléctricas Encapsuladas: Componentes típicos

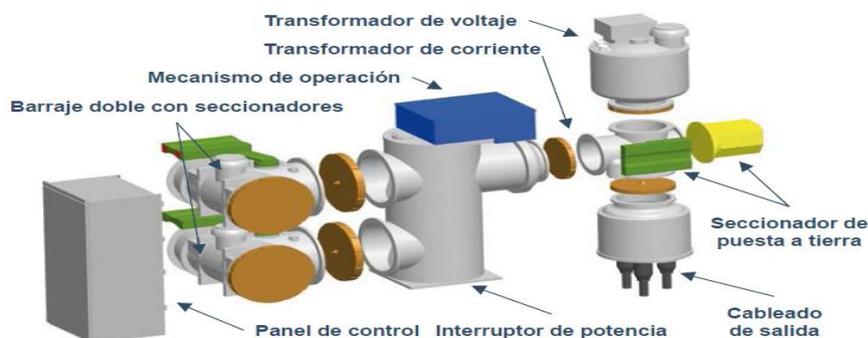


Figura 4. 2 Componentes Típicos de un sistema encapsulado en SF6

Fuente: (Rodríguez F. , 2013)

4.5 Evolución de las Subestaciones Eléctricas

La diferencia más importante entre las GIS y las AIS es que el volumen ocupado por una GIS está entre el 3% al 8% del que les corresponde a los equipos de protección y medición de una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Cuando se trata de superficies, el área ocupada por una GIS está entre el 3% al 12% del que les corresponde a los equipos de protección y medición de una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

La reducción de la superficie que se logra con las GIS se hace más evidente para tensiones mayores y puede alcanzar hasta 30 veces menos que una AIS para el caso de Subestaciones de 800 kV.

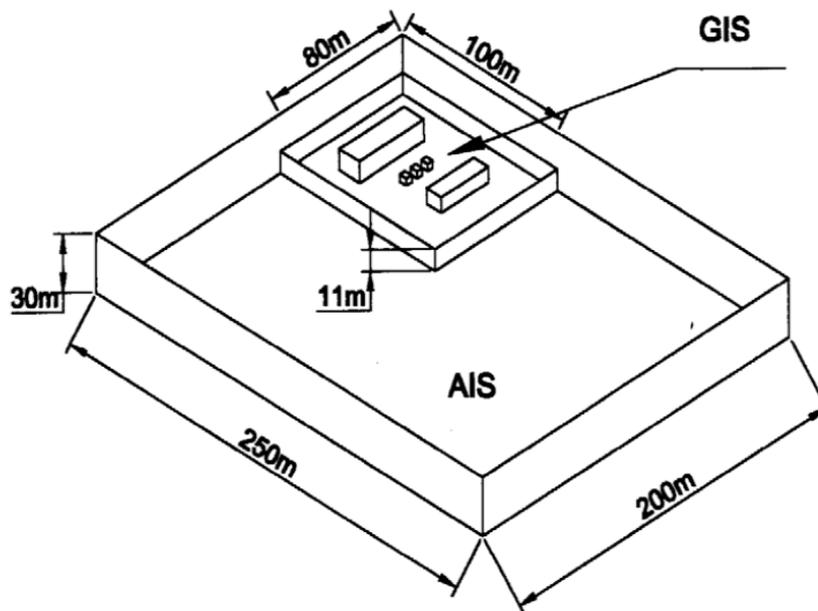


Figura 4. 3 Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123 kV. El volumen ocupado por la GIS es el 3,8 % del que ocupa la AIS.

Fuente: (Sosa Escalada, 2002, pág. 7)

No obstante, se puede afirmar que: “Si el problema es el espacio, la solución siempre es GIS”

Pero no sólo en la reducción del espacio presenta ventajas la instalación de una GIS en lugar de una AIS. Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias a favor de las GIS:

- Rápido montaje. Las GIS -hasta tensiones nominales de 300 kV- se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas por campos (celdas) completos. Luego, se montan en obra como se lo hace con las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación).
- Mantenimiento reducido. Debido a la génesis de su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS.

En la figura 4-4, se puede apreciar los equipos encapsulados.

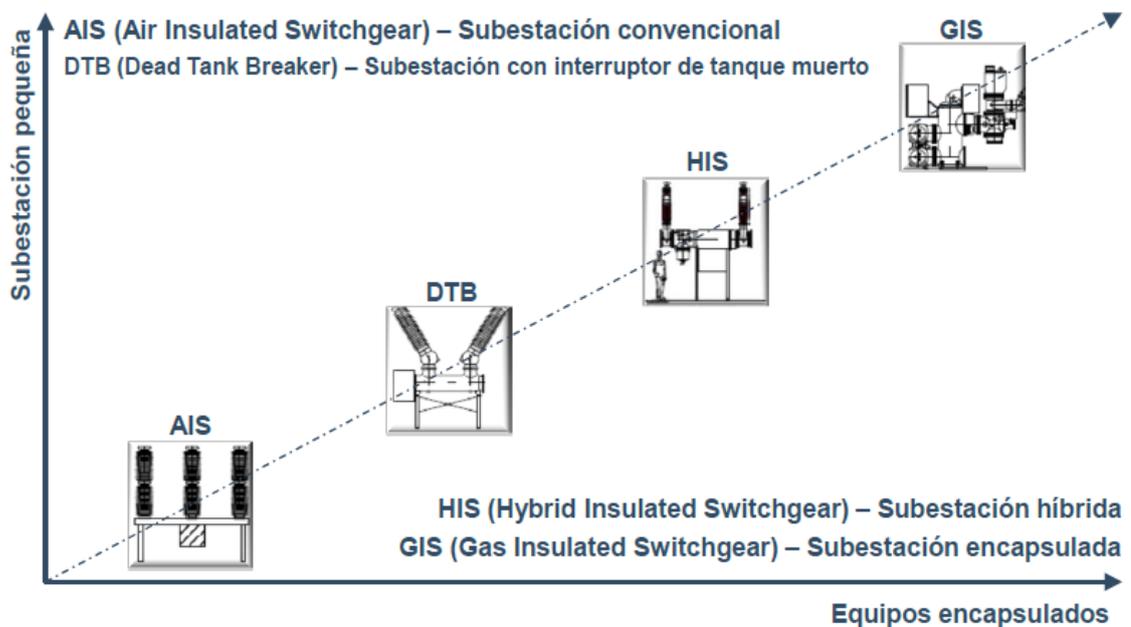


Figura 4. 4 Tendencia de los equipos Encapsulados

Fuente: (Rodríguez F. , 2013, pág. 3)

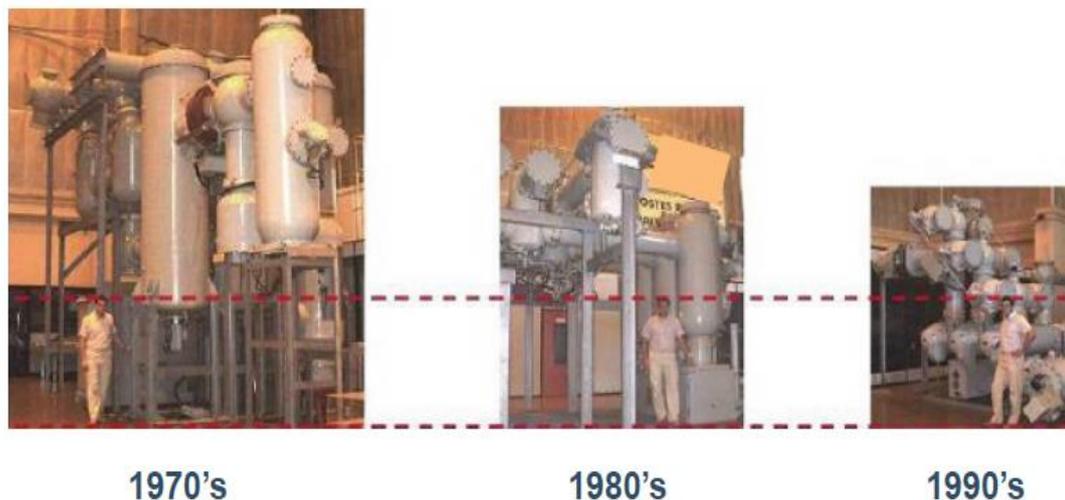


Figura 4. 5 Evolución del tamaño de las Subestaciones Encapsuladas.

Fuente: (Rodríguez F. , 2013, pág. 4)

4.6 Ventajas y desventajas de los equipos encapsulados en SF6

Ventajas:

- Espacio significativamente menor para su instalación.
- Mayor grado de seguridad y confiabilidad.
- Menor probabilidad de fallas.
- Mínima afectación por factores externos (contaminación, altitud, presión de viento, etc.).
- Menores requerimientos de mantenimiento.
- Equipos con mayor avance tecnológico.
- Mayor facilidad de transporte e instalación.
- Menor impacto visual y ambiental.
- Mayor facilidad en el cableado.
- Menor nivel de ruido audible.



Figura 4. 6 Equipo encapsulado en SF6. Análisis Ventajas/Desventajas

Fuente: (Rodríguez F. , 2013)

Desventajas:

- Precio alto del equipo.
- Mayor problemática para ampliaciones.
- Dependencia del fabricante de origen.
- Mayor afectación a la instalación en caso de falla mayor.

4.7 Análisis comparativo entre las AIS y GIS

En la tabla 4.2 se detalla un análisis de comparación entre la AIS versus GIS. En la figura 4.7, se muestra un caso típico de ahorro de espacio (aproximadamente 40%) al instalarse una subestación eléctrica en una de tecnología GIS.

Tabla 4. 2 Cuadro comparativo de AIS versus GIS

AIS	GIS
Diseño estructural y espacial	Diseño modular y compacto
Instalación exterior	Instalación interior y exterior
Mayor espacio	Menor espacio
Exposición a la intemperie	Exposición a la intemperie
Menor seguridad	Mayor seguridad
Menor confiabilidad	Mayor confiabilidad
Menor costo de equipos	Mayor costo
Menor Vida Útil	Mayor vida útil
No requiere monitoreo de aire	Monitoreo continuo de gas

Fuente: (Rodríguez F. , 2013)



Figura 4. 7 Reemplazo de una subestación AIS por una GIS

Fuente: (Rodríguez F. , 2013, pág. 19)

4.8 Normativa IEC aplicable al diseño de Subestaciones Encapsuladas

Tabla 4.3 indica las normas aplicadas para diseño de subestaciones SF6

✓ IEC 61869	Transformadores de instrumentos (sustituye a IEC 60044)
✓ IEC 60071	Coordinación del aislamiento.
✓ IEC 62271-203	Equipos de distribución de alta tensión.
✓ IEC 60137	Casquillos aislados por encima de 1000 V
✓ IEC 60270	Medición de la descarga parcial.
✓ IEC 60376	Especificación y aceptación de nuevos SF6
✓ IEC 60480	Guía para el control de SF6
✓ IEC 62271-1	Cláusulas comunes o normas de control AT
✓ IEC 60815-1/2	Guía para la selección de aislantes con respecto a condiciones contaminadas.
✓ IEC 62271-209	Conexiones de cables para aparata metálica con aislamiento de gas.
✓ IEC 62271-303	Uso y manipulación de SF6 y aparata AT
IEC 61639	Conexión directa entre SIG y transformador de potencia

(Rodríguez F. , 2013, pág. 28)

CAPÍTULO 5: APORTACIONES

SELECCIÓN DE EQUIPO ENCAPSULADO EN SF6 PARA UN TRANSFORMADOR DE 2.5MVA

El alcance de este proyecto es el de seleccionar un equipo de protección y medición para un transformador de 2.5MVA, que cubrirá la demanda requerida por un consumidor.

5.1 Generalidades

El presente trabajo es desarrollado en base a los requerimientos mínimos para la construcción de una subestación de 2.5MVA de poder a un nivel de tensión de entrada salida de 69/13.8KV.

Como objetivos de este capítulo tenemos los siguientes:

- La selección de un equipo encapsulado en SF6 para un transformador de 2.5 MVA.
- Descripción de las características técnicas de los equipos de protección y medición contenidos por el equipo encapsulado en SF6.

5.2 Descripción de la Subestación Eléctrica 69/13.8 KV

La subestación eléctrica 69/13.8KV estará conformada por los siguientes equipos:

1.-Equipo encapsulado en SF6 (GIS) conformado por:

- a. Un seccionador Tripolar 69kv
- b. Tres transformadores de corriente 69kv (para uso de medición y protección).
- c. Tres transformadores de potencial 69kv.
- d. Interruptor de Potencia

2.-Transformador de poder de 2.5MVA.

3.-Celdas de Media tensión.

A continuación, se adjuntan los siguientes diagramas:

- Diagrama Unifilar de la Subestación de 2.5MVA-69/13.8KV
- Diagrama de Implantación (Vista aérea de la subestación)
- Diagrama de Vista lateral de la subestación.

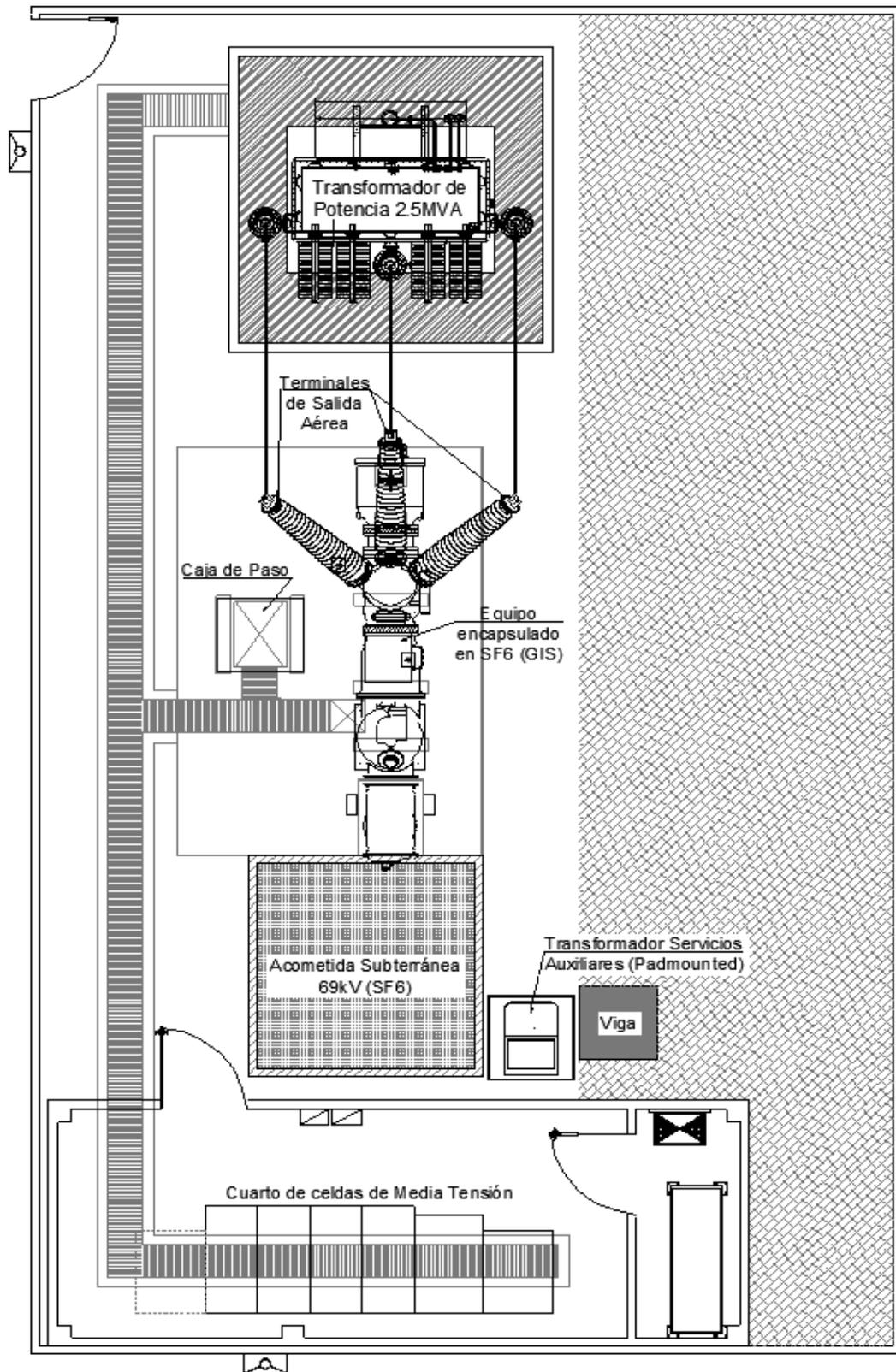


Figura 5. 2. Implantación (Vista Aérea de la subestación)

Fuente: (Peter Reyes, 2016)

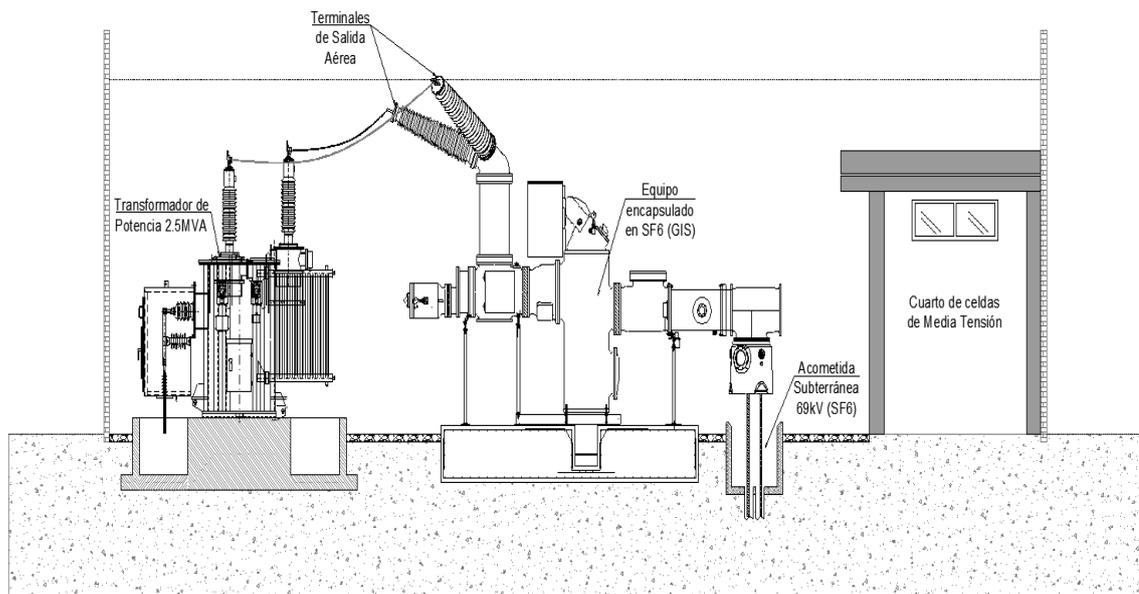


Figura 5. 3 Vista lateral de la subestación.

Fuente: (Peter Reyes, 2016)

5.3 Condiciones de la Subestación de 2.5MVA

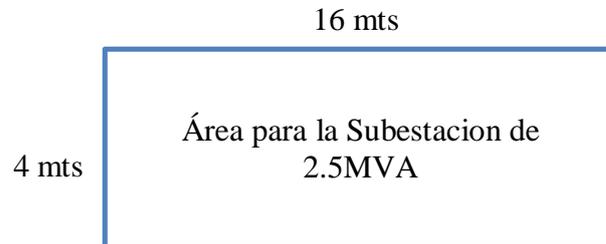
La Subestación en estudio se construirá en un espacio cerrado y de espacio limitado, por tales motivos es importante analizar las diferentes condiciones presentes, para así poder determinar los equipos más adecuados y su correcta ubicación.

A pesar de que el estudio de factibilidad para la construcción de una subestación eléctrica implica el análisis de diversos factores, en este trabajo se estudiarán los siguientes:

- Espacio
- Medio de Aislamiento
- Costo

Espacio:

El área de la Subestación a construir es de 64 mts² :



Según lo estudiado en el capítulo tres y haciendo referencia a las tablas 3.2 Distancias mínimas en Aire y 3.3 Distancias típicas entre equipos de patio, se puede encontrar la primera limitante para optar por un tipo de subestación convencional AIS, puesto que no contamos con las distancias mínimas requeridas para una óptima distribución de los equipos necesarios para la construcción de la subestación.

Medio de Aislamiento:

La subestación de 2.5MVA a construir no cuenta con un ingreso de flujo de aire natural y constante, puesto que estará encerrada dentro de las instalaciones a las cuales suministrará energía.

Esta condición es una segunda limitante para optar por una subestación tipo AIS.

Según lo estudiado en el capítulo dos en la sección de tipos de subestaciones, las subestaciones convencionales AIS son del tipo de subestación que utilizan aire como medio de aislamiento para sus equipos, caracterizando a este tipo de subestaciones como subestaciones de instalación exterior.

Esta condición natural y necesaria para las subestaciones AIS, podría dificultar la posible elección de este tipo de subestaciones.

Costos:

Este punto a pesar de no contar como un factor técnico para la construcción de la subestación, cuenta como un factor limitante puesto que, si los montos requeridos están fuera de los disponibles, no sería posible realizar este trabajo.

A continuación, se muestran los costos promedios de los equipos más usuales requeridos para la construcción de una subestación eléctrica tipo AIS y GIS:

Tabla 5. 1 Costo estimado en promedio de equipos para subestaciones tanto AIS como GIS.

AIS				GIS			
Equipo	Cantidad	Costo Unitario	Total	Equipo	Cantidad	Costo Unitario	Total
Interruptor de Potencia	1	\$27.000	\$27.000	EQUIPO ENCAPSULADO EN SF6	1	\$200.000	\$200.000
Seccionador 3 columnas con apertura central	1	\$13.000	\$13.000				
Transformadores de Corriente	3	\$7.000 C/U	\$21.000				
Transformadores de Potencial	3	\$7.000 C/U	\$21.000				
Transformador de Poder 2.5MVA	1	\$ 150.000	\$ 150.000	Transformador de Poder 2.5MVA	1	\$150.000	\$150.000
Pararrayos	3	\$1.700 C/U	\$5.100	Pararrayos	3	\$1.700 C/U	\$5.100
Celdas de MT	1	\$35.000	\$35.000	Celdas de MT	1	\$35.000	\$35.000
Montaje Pórtico	1	\$30.000	\$30.000	Montaje Pórtico	0	\$0.00	\$0.00
Herrajes	1	\$10.000	\$10.000	Herrajes	1	\$5.000	\$5.000
TOTAL AIS:			\$312.100	TOTAL GIS:			\$395.100

Elaborado por el autor.

Es necesario señalar que estos costos son referenciales, están sujetos a cambios y son utilizados con el único propósito de dar una idea de los montos aproximados de inversión según el tipo de subestación.

Como se puede notar, los precios mostrados son solo los correspondientes a los equipos, por lo que no están considerados los gastos de mano de obra, movilización, pruebas u otros.

Según lo dispuesto en estos tres puntos analizados se puede mencionar que: Las condiciones de espacio y medio de aislamiento no son los adecuados para la construcción de una Subestación convencional AIS, mientras que si lo son para una Subestación encapsulada en SF6 GIS.

Es necesario mencionar que los montos de inversión para una subestación GIS son considerablemente mayores a los de una AIS.

No es el propósito de este trabajo realizar un análisis costo beneficio, si no el de seleccionar un equipo idóneo para las condiciones que son presentadas para la construcción de una subestación de 2.5MVA.

5.4 Niveles de aislamiento y distancia de seguridad

5.4.1 Normativas de diseño

Para la construcción de una subestación con capacidad de 2.5 MVA, se usan criterios de diseño en base a las siguientes normativas:

- NFPA 70. Código Nacional Eléctrico NEC 2002.
- IEEE C2-2002. Código Nacional Eléctrico de Seguridad NESC.
- ANSI/IEEE980-1987. Guía para el control de derrames de aceite en Subestaciones.
- IEEE 1119/1988. Guía para distancias mínimas de seguridad al cerramiento en Subestaciones.
- IEEE STD 142-1990. Recommended practice for grounding of industrial and comercial power System.
- IEEE 80. Guía para seguridad en la puesta a Tierra de subestaciones.
- ELECTRIC POWER SUBSTATION ENGINEERING (By John D. McDonald).
- Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 edición Mejía Villegas.
- IEEE Std 979-2004 Guide Substation fire
- IEEE STD 485-2000 recommended practice for sizing lead acid batteries for stationary application.
- Design Guide for Substation.- Recopilación de boletines IEEE.
- IEC 60071 (Insulation Coordination).
- IEEE STD 1427-2006 (IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances). (INESA S.A., 2016, pág. 6)

5.5 Distancias mínimas en aire

Las distancias mínimas en aire, para garantizar el soporte dieléctrico de la subestación son determinadas sobre la base de las Normas IEC 60071-2 y ANSI C2-2002 (Código de Seguridad Eléctrico Nacional). (INESA S.A., 2016)

Asimismo, estas distancias mínimas son las que deben existir entre los equipos energizados, es decir, la distancia mínima existente para que, a cualquier impulso, ya sea tipo maniobra o tipo rayo, no se cree un arco entre los equipos. Estos valores están determinados por las distancias mínimas de fase-fase, fase-tierra, conductor-estructura, conductor – conductor, entre otros, y varían dependiendo del nivel de tensión que soporta (un impulso tipo rayo, o impulso tipo maniobra) (Atencio Coronado & Palacio Herrera, 2008)

A continuación, se puede apreciar en la tabla 5.2 las distancias mínimas a utilizar para la construcción de la subestación de 2.5 MVA- 69/13.8KV.

Tabla 5. 2 Distancias en aire

ESPACIAMIENTO DE CONDUCTORES	69KV	15KV
Fase a Fase	1.6m	0.6m
Fase a Tierra	0.74m	0.26m
Distancia libre al piso	3.36m	2.75m

Fuente: (INESA S.A., 2016)

5.6 Distancia de seguridad

Las distancias mínimas de seguridad son aquellas que deben ser mantenidas en el aire, entre partes energizadas de un equipo y tierra para la seguridad de las personas. Estas se establecen sobre la base de la publicación del Comité No. 23 de la CIGRE, como referencia a un nivel de aislamiento de 325 KV.

La figura 5.3 muestra las distancias de seguridad para un operador.

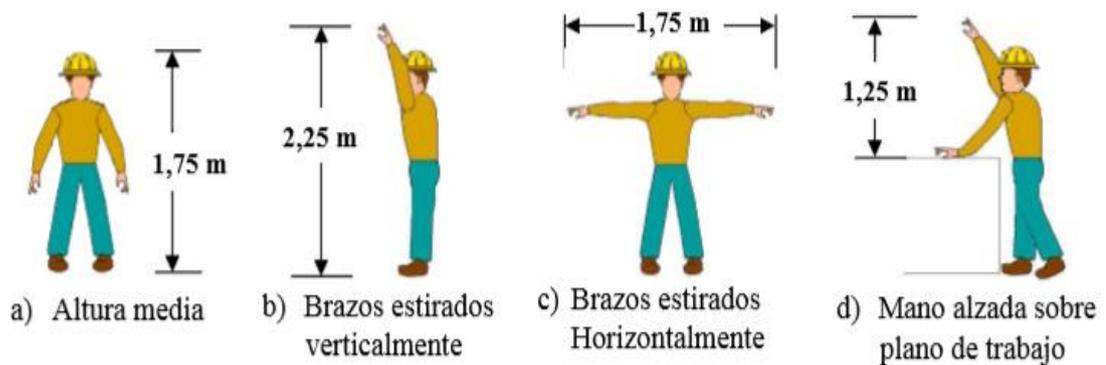


Figura 5. 4 Distanciamiento de seguridad de un operador

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991)

Teniendo en consideración que la subestación a construir cuanta con equipos encapsulados en SF6, y que su medio a aislamiento se encuentra en el interior de los equipos, para este proyecto se tomara como distancia mínima a la sugerida por la IEC.

Distancia Mínima según IEC: 0.63 metros

Debido a que la distancia es muy reducida entre los equipos se recomienda que para realizar cualquier trabajo de mantenimiento, primero debe des energizar la subestación.

(INESA S.A., 2016)

Igualmente, es importante mencionar que el valor de las distancias de seguridad varía de acuerdo al movimiento del personal y al tipo de trabajo que se debe desarrollar.

A continuación, se puede ver en la figura 5.4 esas distancias.

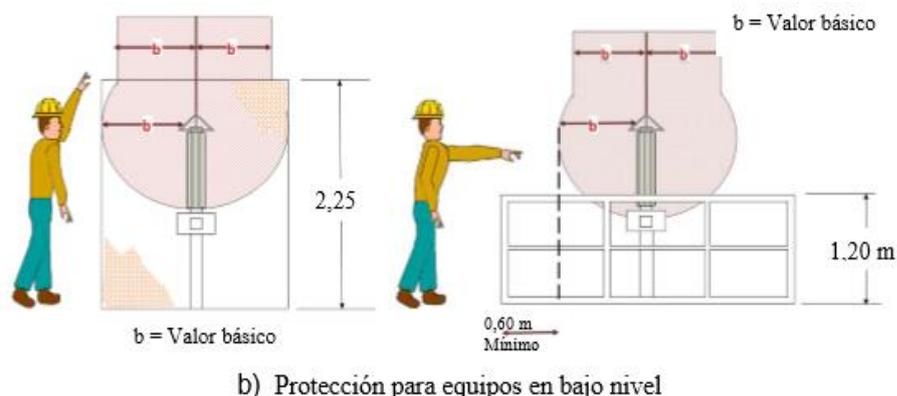


Figura 5. 5 Circulación del personal y protección de equipos

Fuente: (Atencio Coronado & Palacio Herrera, 2008)

5.7 Distancia al cerramiento

Las siguientes distancias al cerramiento están dadas por lo establecido en el STD IEEE 1119-1988.

- Distancia mínima desde el cerramiento hasta cualquier parte viva de la subestación: 3 metros.
- Claro vertical mínimo desde alambres, conductores y cables arriba de espacios y vías sujetas a peatones y tráfico restringido: 4.9 metros.

5.8 Características del suministro eléctrico

Lado Primario: Tensión de entrada 69 KV y tensión máxima 72.5 KV

Lado Secundario: Tensión de salida 13.8 KV y tensión máxima 14.5 KV

Nivel de Aislamiento

La norma IEC60071 establece niveles de aislamiento normalizados para tensiones asignadas a la subestación:

Lado Primario: Tensión de soporte Normalizada de corta duración a frecuencia industrial 140 KV eficaz, tensión de soporte normalizada al impulso por rayo 350 KV pico.

Lado Secundario: Tensión de soporte Normalizada de corta duración a frecuencia industrial 30 KV eficaz, tensión de soporte normalizada al impulso por rayo 110 KV pico. (INESA S.A., 2016, pág. 8)

5.9. Especificaciones de la subestación

5.9.1 Lado 69 KV

La corriente de la subestación a nivel de 69 KV, cuando el transformador funcione a su máxima capacidad de 2.5 MVA será de 20.91 Amperios. El conductor aéreo a utilizar será un conductor XLPE 500MCM.

Ver tabla 5.3

$$I = \frac{2.5MVA}{\sqrt{3} * 69} = 20.91 \text{ (Capacidad Maxima)}$$

Tabla 5. 3 Características del conductor para subestación de 69 KV

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES
Calibre	500 MCM
Tipo	XLPE
Material	CU
Capacidad	320 Amp.

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

De acuerdo a lo exigido por CNEL, toda acometida a un nivel de 69KV debe ser instalada usando un conductor mínimo de 500MCM o #4/0.

5.9.2 Equipo compacto en gas SF6 GIS

El equipo será trifásico, en cámara sellada de gas SF6, apto para la instalación a la intemperie. Las principales características se detallan a continuación:

Tabla 5. 4 Características del equipo trifásico

Tipo:	Compacto
Voltaje Nominal:	145kv
Frecuencia:	60Hz
BIL:	350 kV
Capacidad nominal:	2500 A
Corriente nominal de cortocircuito	40 KA
Tiempo de interrupción:	4s

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

El equipo constará de un seccionador, transformadores de corriente, transformador de potencial, así como también del interruptor de 69 KV.

Parámetros de interruptor de 69KV:

Tabla 5. 5. Características del interruptor para subestación 69 KV

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
Corriente nominal	A	2500
Resistencia del circuito principal	$\mu\Omega$	45
Corriente de cortocircuito	kA	40
Tiempo de interrupción	Ms	60
Tiempo de reconexión	Ms	300
Frecuencia nominal	Hz	60
Mecanismo de operación (cierre y disparo)		motor - resorte

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

Los Transformadores de Corriente (TC's) serán de las siguientes características (Ver tabla 5.6):

Tabla 5. 6 Características de los Transformadores de Corriente TC.

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
Sitios de instalación	GIS
Voltaje nominal primario (fase-fase)	69 KV
Corriente nominal primaria	100 A
Corriente nominal secundaria	5 A
Relación Devanado 1	150:50/5
Relación Devanado 2	150:125/5
Precisión Devanado 1	5P20
Precisión Devanado 2	0.2
Cantidad de devanados	2
Capacidad para protección	5VA
Capacidad para medición	10VA

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

La característica de precisión del devanado indica el porcentaje de precisión para la protección de los equipos ante fallas representado por las letras 5P, mientras que el número 20 hace referencia a la cantidad de veces de corriente nominal que puede soportar el TC.

El tipo de medición será indirecta en alta tensión puesto que las cargas superan a los 45KW, para esto dispondremos de los Transformadores de Corriente y de Potencial descritos.

Los Transformadores de Potencia (PT's) serán de las siguientes características:

Tabla 5. 7 Características de los transformadores de potencia para subestación 69 KV

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
Sitios de instalación	GIS
Voltaje máximo de diseño	72 KV
Bil	350 KV
Frecuencia	60 Hz
Relación Devanado 1	42000:120 , 350:1 V
Precisión Devanado 1	IEC 0.2
Cantidad de devanados	1
Capacidad para medición	5VA

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

5.10 Acometida eléctrica 15 kv

La corriente nominal del Transformador de poder a nivel de 13.8KV es de 105 A, por lo tanto, el conductor a utilizar presentará las siguientes características:

$$I = \frac{2,5MVA}{\sqrt{3} * 13,8} = 104,6 \text{ (Capacidad Maxima)}$$

Tabla 5. 8 Características de acometida para 15 KV

CARACTERÍSTICA	NOMBRE/VALOR
Calibre	4/0 AWG
Material	Cu-XLPE
Capacidad de conducción	295 A

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

5.11 Celdas de media tensión 15 kv

5.11.1 Celda de protección y medición

Desde el transformador de poder saldrá un alimentador trifásico hasta la celda principal donde se instalará una celda de media tensión compuesta de:

- 1 breaker de media tensión.

- 1 juego de transformadores de corriente y de potencial (Para medición en media tensión).

Las características de los Transformadores de corriente son:

Tabla 5. 9 Características de los transformadores de corriente para 15 KV

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
Tensión máxima	17.5kV
BIL	95 KV
Relación	200:100/5 A
Corriente Dinámica	31.5kA
Precisión	0.2
Capacidad	15VA
Normas aplicables	IEC60044-1

Fuente: (Siyuan Electric CO., 2013)

Transformadores de voltaje con las siguientes características:

Tabla 5. 10 Características de transformadores de voltaje

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
Tensión máxima	17.5kV
BIL	95 KV
Relación	8400/120
Corriente Dinámica	31.5kA
Capacidad	10VA
Normas aplicables	IEC60044-1

Fuente: (Siyuan Electric CO., 2013)

En cuanto al Breaker, en la tabla 5.11, se muestran algunas características:

Tabla 5. 11 Características del Breaker

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
Tensión máxima	17.5kV
BIL	95 KV
Corriente Nominal	630 A
Amperios de cortocircuito	20kA

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

5.11.2 Preparación del terreno.

El material granular para el mejoramiento de suelos, deberá ser material seleccionado, con granulometría uniforme clase 3, el mismo que deberá ser compactado por capas a las mejores condiciones de humedad y densidad.

Una vez concluidas las labores de excavación para la construcción de la cimentación, se deberá fundir inmediatamente un re plantillo de hormigón simple de al menos 7 cm de espesor, a fin de evitar la filtración de agua y que se debiliten las propiedades del suelo.

La profundidad de cimentación deberá ser medida con respecto al nivel actual del terreno desde el cual se realizaron los sondeos del estudio de suelos.

La base del equipo GIS será construida con hormigón el cual deberá ser de una resistencia a la compresión a los 25 MPA (Mega Pascal) (250Kg/cm²). Se deberá utilizar aditivos impermeabilizantes y acelerador de fraguado libre.

El límite de fluencia del acero de refuerzo será de $f_y=420\text{MPA}$.

El recubrimiento del hormigón será:

Zapatas y dados Recubrimiento de hormigón de 5cm

Losas y muros Recubrimiento de hormigón de 4cm

Los pernos de anclaje serán de acero ASTM A325 galvanizados.

Los pernos de las torres serán de acero ASTM A325 con rosca continua gruesa y llevarán tuercas y arandela de presión, todos galvanizados.

Las perforaciones en los perfiles estructurales serán de 1.5mm mayor que el diámetro de los pernos indicados.

La tolerancia de fabricación es de +/- 1 mm.

Las soldaduras tipo cordón y al tope serán 'corridas' de acuerdo a la Norma AWS DIN.

Los perfiles estructurales serán laminados de acero ASTM A36 ($f_y=2530\text{kg/cm}$) galvanizados.

La tubería para los cables de control, que une a cada equipo con las cajas de paso, será de tipo PVC pesado.

A continuación, se muestra en la figura 5.5, el trabajo de cimentación con el propósito de presentar una idea clara del tipo de trabajo que se debe realizar. (SE Novacero, 2016)



Figura 5. 6 Cimientos para Transformador de Poder

Fuente: (SE Exclusas, 2016)

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- Los equipos encapsulados en SF6 son equipos de alta fiabilidad, rendimiento y durabilidad. Su poco requerimiento de mantenimientos junto a su alta capacidad de funcionamiento y optimización de espacios, lo convierten en un equipo ideal para trabajar bajo cualquier condición.
- Los grandes espacios requeridos por los equipos de aislamiento por aire dificultan la distribución de los equipos de patio referentes a protección y medición en espacios pequeños, esta dificultad puede ser suplida sin ningún problema por los equipos encapsulados en SF6, su característica primordial de ser “Compacto” presenta un inmenso beneficio ante los espacios reducidos.
- La degradación de los equipos de patio de una subestación convencional aislada en aire (AIS), es un proceso natural que puede retrasarse con los periódicos mantenimientos realizados a la subestación. Los equipos encapsulados en SF6 (GIS) poseen una vida útil de 20 años con mantenimientos casi nulos, se estima que alrededor del 0.2% del gas SF6 se pierde por pequeñas fugas en el proceso durante todo el tiempo de vida útil del equipo.
- La implementación de equipos encapsulados en SF6 es una tecnología en desarrollo, desde su aplicación en los años 70s hasta la actualidad se mantiene en constante evolución permitiendo conocer cada vez equipos más compactos y seguros, permitiendo de esta forma la utilización de estos equipos en cualquier entorno.

6.2 Recomendaciones

Una vez realizada la selección de un equipo encapsulado en SF6 para el reemplazo de los equipos de protección y medición convencionales aislados en aire se debe tener en consideración lo siguiente:

- Realizar un estudio de factibilidad de implementación de equipos de patio AIS con respecto a los equipos encapsulados GIS, pese a que los equipos GIS son más

fiables y seguros, también se debe mencionar que son mucho más caros, es por esto que su implementación a pesar de ser la ideal no es siempre la más elegible.

- Siempre disponer de los espacios de una subestación de la forma más eficiente y segura, no reducir los espacios mínimos requeridos y descritos según las normativas, con el fin de reducir costos con la implementación de equipos tradicionales aislados en aire AIS.
- Para la construcción de la subestación de 2.5MVA - 69/13.8KV el equipo encapsulado GIS fue seleccionado con el fin de garantizar la correcta operación y seguridad en el sistema. Este equipo debió ser ajustado a los niveles de tensión manejados en Ecuador por lo que es recomendable siempre consultar las respectivas convalidaciones del sistema con el proveedor de estos equipos.

BIBLIOGRAFÍA

- Atencio Coronado, K., & Palacio Herrera, I. (2008). *ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN*. Obtenido de UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR. FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRÓNICA ÁREA DE SUBESTACIONES.
- Barrantes Pinela, L. (2011). *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*. Obtenido de file:///C:/Users/ING%20PHILCO/Downloads/LUCIA%20SARAY%20BARRANTES%20PINELA_MEMORIA%20PFC.pdf
- Bruno, L. (2010). *Bobina de bloqueo. Ingeniería Eléctrica Explicada*. Obtenido de Características de la bobina de onda portadora: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2010/01/caracteristicas-de-la-bobina-de-onda.html>
- Cajamarca Encalada, E. A., & Sigua Maxi, X. F. (2010). *Cargabilidad en transformadores de potencia, incidencia en la vida útil, pérdidas de energía y condiciones operativas*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.
- CELEC. (2015). *Corporación Eléctrica del Ecuador*. Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.php/noticias/312-ecuador-exportara-energia-a-colombia>
- Chapman, S. J. (2000). Máquinas eléctricas. En S. C. J., *Máquinas eléctricas* (pág. 29). Colombia: McGraw Hill.
- Clavijo, D., & Díaz, F. (2008). *Cursos de ingeniería web*. Recuperado el 16 de 12 de 2015, de Cursos de ingeniería web: https://www.ucursos.cl/ingenieria/2008/1/EL57C/1/material_docente/previsualizar?id_material=180024
- Comisión Federal de Electricidad. (2001). *Protección, Control y Medición*. Mexico.
- Comisión Federal de Electricidad. (2014). *Diseño de Subestaciones Eléctricas de Distribución en Bajo Perfil y Encapsuladas en FS6*. Obtenido de Manual CFE DCDSEBPE: <http://www.ingenierosenenergia.com/normativa/mexico/09bis%20DCDSEBPE%20Dise%F1o%20de%20Subestaciones%20Electricas%20de%20Distribucion%20en%20Bajo%20Perfil%20y%20Encapsuladas%20en%20SF6.pdf>

- Corrales León, J. C. (1999). *Pruebas para instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. Quito : Escuela Politécnica Nacional.
- Cortés Díaz, J. M. (2007). Técnicas de Prevención de Riesgos Laborales. En J. M. Cortés Díaz , *Seguridad e Higiene del Trabajo* (pág. 842). Madrid: Tébar, S.L. Obtenido de <https://books.google.com.ec/books?id=pjoYI7cYVVUC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false>
- Cuenca, Juan Andres Bustamante. (2011). *Evaluación y Diagnóstico de la Malla de Puesta a Tierra de la Subestación Obrapía 69/13.8KV*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.
- Electrical Engineering Portal. (2015). *Electrical Engineering Portal*. Recuperado el 22 de diciembre de 2015, de <http://electrical-engineering-portal.com/definition-basic-insulation-level-bil>
- Enrique Harper, G. (1963). *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. México: Limusa.
- Feira, S. (2014). *UniEnergía*. Recuperado el 08 de diciembre de 2015, de UniEnergía: <http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/1614/1/1001.pdf>
- Flores, C. (2010). *Seguridad con la electricidad*. Recuperado el 30 de noviembre de 2015, de <http://seguridadconelectricidad.blogspot.com/2010/04/dispositivos-de-proteccion-en-los.html>
- Flores, R., Delgado, F., & Romero, V. (2012). Aplicaciones del SF6 en la Industria Eléctrica y su Impacto en el Medio Ambiente. *Ingeniería, Revista Académica de la FI-UADY*, 16-3, , pp 229-241.
- Forestieri, J. N. (2004). *Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- García Trasancos, J. (2010). *Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión* . España: Paraninfo.
- García, E., & Gaspar , C. (2010). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador dfe 160 MVA. 13,8 V/138 KV de la central térmica Trinitaria)*. Guayaquil: Tesis U.P.S, Facultad de Ingeniería.

- GIS Maternidad de Guayaquil. (2015). Equipo Encapsulado en SF6. Guayaquil, Guayas, Ecuador.
- Gutiérrez, L. (26 de Julio de 2011). *PROMELSA*. Recuperado el 22 de diciembre de 2015, de PROMELSA: <http://promelsa.blogspot.com/2011/07/vida-util-en-los-transformadores.html#.VnmVtvnhCM9>
- Hidalgo Quesada, J. (2008). *Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio*. Obtenido de Universidad de Costa Rica:
http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb_08_II/pb0816t.pdf
- Hiht, S. (06 de noviembre de 2014). *SlideShare*. Recuperado el 27 de noviembre de 2015, de <http://es.slideshare.net/sarahiht/pararrayos-elena>
- IEC & DIN & CHEC. (2011). *Manual Técnico de Simbología para Diagramas Unifilares y planos*. Colombia.
- IEEE. (2008). IEEE Power and Energy Society. En *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers* (pág. 39). <http://www.ns-aria.com/wp-content/uploads/2015/09/IEEE-Std.-C57.104-2008-IEEE-Guide-for-the-Interpretation-of-Gases-Generated-in-Oil-Immersed-Transformers.pdf>.
- IESS. (2005). *Reglamento del instrumento andino de seguridad y salud en el trabajo*.
- INESA S.A. (15 de Junio de 2016). *INESA Instalaciones Electromecánicas S.A*. Obtenido de Subestaciones 2.5MVA - Departamento de Ingeniería INESA S.A. - ALHAMBRA.
- INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN. (30 de marzo de 1998). *RESOURCE.ORG*. Recuperado el 22 de diciembre de 2015, de *RESOURCE.ORG*: <https://law.resource.org/pub/ec/ibr/ec.nte.2127.1998.pdf>
- International Electrotechnical Commission (IEC 60038). (2002). *Tensiones para sistemas de menos de 35KV*.
- International Electrotechnical Commission (IEC 60071-1). (1993). *Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones asignadas del rango I*.
- Juan Mario Miranda Perez. (2011). *Subestaciones Aisladas en Aire y Gas*. Veracruz-Mexico: Universidad Veracruzana.
- Kaufati González, A. (2008). *INGENIERÍA BÁSICA PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES*. Obtenido de UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR:
<http://159.90.80.55/tesis/000144802.pdf>

Luis Carlos Perén Poyón. (2009). *Tesis, Universidad de San Carlos de Guatemala*.
 Obtenido de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0739_EA.pdf

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2015). *CENTROSUR*. Recuperado el 21 de 11 de 2016, de <http://www.centrosur.gob.ec/?q=organismos-regulacion>

Ministerio de Relaciones Laborales. (2013). Obtenido de <http://www.normalizacion.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/07/2.a2.4-Reglamento-Interno-de-Seguridad-y-Salud-Ocupacional-del-INEN.pdf>

National Fire Protection Association,. (s.f.). Obtenido de <http://www.nfpa.org/http://espanol.grainger.com/content/qt-electrical-safety-summary-263>

Ordoñez sanclemente, J. P., & Nieto Alvarado, L. G. (2010). *UPS*. Obtenido de *Mantenimiento de Sistemas Elèctricos de Distribuciòn :*
<http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2119/15/UPS-GT000156.pdf>

Peter Reyes. (2016). *Diagrama implantacion de la subestacion*. Guayaquil.

Prixma Ltda. (febrero de 2015). Recuperado el 11 de diciembre de 2015, de <http://prixma.com.co/sabes-que-es-el-hexafloruro-de-azufre-o-sf6/>

Ramírez, Carlos . (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Colombia: Mejia Villegas, S.A.

Reyes, P. (13 de Septiembre de 2016). Barrio Garay Calle Leopoldo Izquieta Perez. Guayaquil, Guayas, Ecuador.

Rodríguez, F. (2013). *Subestaciones Eléctricas Encapsuladas (GIS)*. Obtenido de CEAC SNC-LAVALIN:
http://www.ceaconline.org/documentos/Subestaciones_Electricas_Encapsuladas.pdf

Rodríguez, R. (2011). *SlidePlayer*. Recuperado el 30 de noviembre de 2015, de <http://slideplayer.es/slide/23113/>

Rojas, G. (2010). *MANUAL DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA*. Obtenido de <https://hugarcapella.files.wordpress.com/2010/03/manual-de-puesta-a-tierra.pdf>

Ruíz Giraldo, J., & Mayor Cardona, D. A. (2013). *Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite*. Recuperado el 24 de diciembre de 2015, de *Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite:*
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/11059/3875/1/621314R934M.pdf>

S/E Quevedo. (2016). *Patio de Transferencia S/E Quevedo*. Quevedo, Los Rios, Ecuador.

- Saguay Tacuri, M. F., & Torres Cuenca, R. A. (2011). *Análisis de comportamiento de medios dieléctricos ante las altas tensiones eléctricas*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Sarria, J., Guerrero, N., & Rivas, E. (Enero-Junio 2014). Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia. *Revista de la Facultad de Ingeniería de la UPTC*, 105-122.
- SE Novacero. (2016). *SE Novacero*. Guayaquil.
- Sieyuan Electric CO., L. (013).
- Sosa Escalada, J. (15 de Octubre de 2002). *SUBESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION AISLADAS EN GAS*. Obtenido de SUBESTACIONES ELECTRICAS CON AISLACION EN GAS Y EN AIRE PARA ALTA TENSION:
http://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_AAR.pdf
- Sotelo Lagos, J. (4 de Enero de 2011).
<https://red.uao.edu.co/bitstream/10614/1375/1/TEL00509.pdf>. Obtenido de
<https://red.uao.edu.co/bitstream/10614/1375/1/TEL00509.pdf>:
<https://red.uao.edu.co/bitstream/10614/1375/1/TEL00509.pdf>
- Subestación Zofragua. (14 de Junio de 2016). Equipos de Patio Subestación Convencional AIS. Guayaquil, Guayas, Ecuador.
- UDELAR-Fing. (8 de Enero de 2010). *Introducción a los Sistemas de Protección de Sistemas Eléctrico de potencia*. Obtenido de Transformadores de corriente:
https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/71682/mod_resource/content/3/B_II%20P_trafo_corriente.pdf
- Villacres Armas , P. S., & Pozo Gualpa, N. M. (2011). *Diseño e implementación del sistema de protecciones eléctricas y de seguridad en el laboratorio de pruebas de equipos a 15kv*. Obtenido de
<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/1306/1/T-UTC-2048.pdf>
- Zaputt Orellana , A. (2014). Evaluación de los riesgos físicos y mecánicos de los electricistas de la corporación nacional de electricidad, regional el oro s.a., para realizar un plan de mejoramiento orientado a minimizar la siniestralidad laboral actual. Guayaquil.



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Molina Ledesma Francisco Alejandro** con C.C: # 0923792972 autor del trabajo de titulación: **“Selección de un Equipo de Protección y Seccionamiento en SF6 (GIS) para un Transformador de Potencia de 2.5MVA-69/13.8KV”**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 17 Marzo de 2017

f. _____
Molina Ledesma, Francisco Alejandro
C.C: 0923792972



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Selección de un Equipo de Protección y Seccionamiento en SF6 (GIS) para un Transformador de Potencia de 2.5MVA-69/13.8KV		
	Molina Ledesma, Francisco Alejandro		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES) (apellidos/nombres):	Ing. Montenegro Tejada, Raúl		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico-Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	17 de marzo de 2017	No. DE PÁGINAS:	77
ÁREAS TEMÁTICAS:	Distribución eléctrica, Máquinas eléctricas.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	SF6, GIS, Subestación eléctrica, Transformador de potencia, 2.5MVA, 69/13.8KV		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):	<p>Actualmente en el Ecuador se utilizan dos tipos de Subestaciones Eléctricas, estos dos tipos son las Subestaciones Aisladas en Aire o Convencionales (AIS), y las Subestaciones Aisladas en Hexafluoruro de Azufre (SF6) o encapsuladas (GIS).</p> <p>Las Subestaciones Aisladas en SF6 (GIS) han sido en los últimos años, una de las alternativas que los Ingenieros Eléctricos encargados del diseño de Subestaciones han elegido, puesto que problemas como la falta de espacio y bajos presupuestos para el mantenimiento de los equipos de una Subestación, dificultaron la construcción de las Clásicas Subestaciones Aisladas en Aire (AIS). Estas circunstancias dieron cabida a la construcción de subestaciones con equipos encapsulados en SF6.</p> <p>El propósito de este trabajo es el de dar a conocer sobre la factibilidad de la implementación de estos equipos encapsulados, realizar las respectivas comparaciones entre las AIS y las GIS, y dimensionar a uno de estos equipos GIS para un Transformador de Potencia de 2.5MVA.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-4-259435 / 0992035106	E-mail: alemolilede@gmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Philco Asqui, Luis Orlando		
	Teléfono: (04) 2 202935 ext.2007		
	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec / ute@cu.ucsg.edu.ec		

SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	