



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de ingeniería

Escuela de ingeniería mecánica eléctrica

## **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 69 KV, DEL INGENIO SANTA ANA**

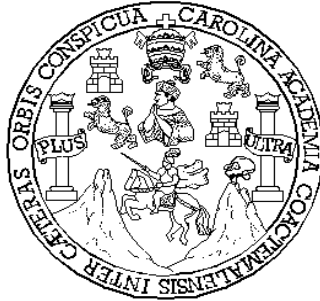
**José Luis Martínez Herrera**

Asesorado por el Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar

Guatemala, octubre de 2006



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DE LA  
SUBESTACIÓN DE 69 KV, DEL INGENIO SANTA ANA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**JOSÉ LUIS MARTÍNEZ HERRERA**

ASESORADO POR EL ING. ARMANDO ROBERTO MARTÍNEZ AGUILAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2006



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing. Mario René Miranda Hernández
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

## HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

### **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 69 KV, DEL INGENIO SANTA ANA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 26 de septiembre de 2005.



---

José Luis Martínez Herrera



Guatemala, 28 de Agosto de 2006

Ingeniero

**José Guillermo Bedoya**

Coordinador del área de potencia

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Facultad de Ingeniería

Presente

Estimada Ingeniero: Bedoya

Por este medio quiero informarle que de acuerdo con lo estipulado en la dirección de escuela, se procedió a la asesoría y revisión del trabajo de graduación titulado **“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 69 KV DEL INGENIO SANTA ANA”** desarrollado por el estudiante José Luis Martínez Herrera, con carné 94-16310, previo a optar el título de Ingeniero Electricista.

Debido a lo anterior, tanto el autor como el asesor, son responsables del contenido y conclusiones del mismo y por medio de la presente me permito aprobarlo como requisito para la graduación del autor.

Atentamente,

Ing. Armando Martínez Aguilar

Colegiado No. 6093

Asesor

Armando R. Martínez Aguilar  
Ing. Mecánico Electricista  
Col. No. 6093



Guatemala, 26 de septiembre 2006.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DE LA  
SUBESTACIÓN DE 69 KV DEL INGENIO SANTA ANA,**  
desarrollado por el estudiante; José Luis Martínez Herrera, por  
considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

**ID Y ENSEÑANZA A TODOS**

**Ing. José Guillermo Bedoya Barrios**  
Coordinador Área de Potencia

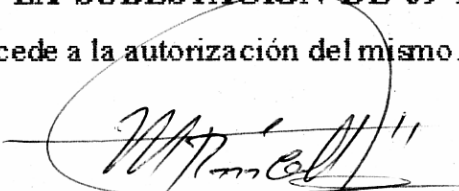
JGBB/sro







El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; José Luis Martínez Herrera titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 69 KV DEL INGENIO SANTA ANA**, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

**DIRECTOR**



**GUATEMALA, 28 DE SEPTIEMBRE 2,006.**



## **AGRADECIMIENTO ESPECIAL A:**

La Universidad de San Carlos y Facultad de Ingeniería.

El ingeniero Armando Martínez Aguilar, por su valiosa colaboración y paciencia en la revisión de este trabajo de graduación.

La familia Samayoa Maldonado, por haber depositado su confianza y su magnífica colaboración en el inicio de esta meta.

Ingenio Santa Ana.



## INDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b>	<b>XIII</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>XV</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>XXI</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>XXIII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>XXV</b>
<b>1. GENERALIDADES</b>	<b>1</b>
1.1. Subestación eléctrica	1
1.2. Clasificación de las subestaciones eléctricas	1
1.3. Características de operación de las SE	3
1.3.1. Flexibilidad	3
1.3.2. Confiabilidad	3
1.3.3. Seguridad	3
1.3.4. Modularidad	3
1.3.5. Principales equipos que componen una subestación	4
1.3.6. Transformador de potencia	5
1.3.6.1. Características generales del transformador de potencia	5
1.3.6.2. Métodos de enfriamiento de los transformadores de potencia	7
1.4. Transformadores de instrumento	8
1.4.1.1. Transformador de potencial (PT's)	10
1.4.2.1.1 Cargabilidad o capacidad nominal de los PT's	11

1.4.2.1.2	Exactitud de los PT's	11
1.4.2.1.3	Circuito equivalente de los PT's	12
1.4.2.1.4	Errores en los transformadores de potencial	13
1.4.2.2	Transformador de corriente CT's	13
1.4.2.2.1	Cargabilidad o capacidad nominal para medición de los CT's	14
1.4.2.2.2	Cargabilidad o capacidad nominal para protección de los CT's	14
1.4.2.2.3	Clases de exactitud de los transformadores de corriente	15
1.4.2.2.4	Tipos de construcción de los CT's	15
1.4.2.2.5	Circuito equivalente de los CT's	16
1.4.2.2.6	Causa de errores de los CT's	17
1.4.2.2.7	Precauciones de seguridad en los CT's	17
1.4.3	Equipos de corte	19
1.4.3.1	Interruptor de potencia	19
1.4.3.1.1	Partes principales de un interruptor	20
1.4.3.1.2	Interruptor en gran volumen de aceite	21
1.4.3.1.3	Interruptor en pequeño volumen de aceite	22
1.4.3.1.4	Interruptor en SF6 (hexafluoruro de azufre)	24
1.4.3.1.5	Interruptores en vacío	26
1.4.3.1.6	Interruptor de tanque muerto	28
1.4.3.1.7	Interruptor de tanque vivo	31
1.4.3.2	El seccionador	32
1.4.3.2.1	Características nominales de los seccionadores	32
1.4.3.2.1.1	Tensión nominal	33
1.4.3.2.1.2	Corriente nominal	33

1.4.3.2.1.3	Sobre intensidades admisibles en caso de corto circuito	34
1.4.3.2.2	Tipos de seccionadores	34
1.4.4	Protecciones contra fallas eléctricas en subestaciones	38
1.4.4.1	Filosofía de protección	38
1.4.4.2	Aspectos mínimos para la aplicación de un esquema de protección	38
1.4.4.3	Protección principal	38
1.4.4.4	Protección de respaldo	39
1.4.4.5	Relevadores de protección en subestaciones	41
1.4.4.6	Tipos de relevador más usados en subestaciones	41
1.4.4.6.1	Relevadores de sobrecorriente	42
1.4.4.6.2	Relevador diferencial (87T)	42
1.4.4.6.3	Relevador de distancia (21)	43
1.4.4.6.4	Relevador direccional (91/92)	43
1.4.4.6.5	Relé direccional de falla de tierra (64)	44
1.4.5	Coordinación de aislamiento en subestaciones	44
1.4.5.1	Perturbaciones internas temporales de duración prolongada	45
1.4.5.2	Perturbaciones internas de maniobra	46
1.4.5.3	Perturbaciones externas o atmosféricas	47
1.4.5.4	Nivel básico de impulso	49
1.4.5.5	Distancias dieléctricas en subestaciones	52
1.4.5.6	Dispositivos de protección contra descargas directas o atmosféricas	57
1.4.5.6.1	Hilos de guarda y bayonetas	58
1.4.5.6.2	Apartarrayos	60
1.4.5.6.3	Explosores o cuernos de arqueo	61

1.4.5.6.4	Pararrayos	63
1.4.5.6.5	Pararrayos de SIC	64
1.4.5.6.6	Pararrayos de ZnO	66
1.4.5.7	Redes o mallas de tierras	71
1.4.5.7.1	Elementos que componen la red de tierra	72
1.4.5.7.2	Resistencia de la conexión a tierra	73
1.4.5.7.3	Diseño de la malla de tierra	76
1.4.5.7.4	Conductor de la malla de tierra	80
1.4.5.7.5	Potencial de toque y de paso de la malla	81
1.4.5.7.6	Longitud del conductor de la malla de tierra	83
1.4.5.7.7	Consideraciones en el diseño de la malla	84
<b>2.</b>	<b>DESARROLLO DEL PROYECTO</b>	<b>87</b>
2.1.	Antecedentes	88
2.2.	Tipo de la subestación y configuración	88
2.3.	Capacidad actual de la subestación	91
2.4.	Problemas actuales	91
2.4.1.	De maniobra	92
2.4.2.	Por mantenimiento preventivo	92
2.4.3.	Por mantenimiento correctivo	92
2.4.4.	Operativo	92
2.5.	Análisis técnico de las mejoras	93
2.5.1.	Diagramas eléctricos proyectados	93
2.5.2.	Equipos eléctricos de potencia a instalar	97
2.5.3.	Equipos eléctricos de protección y medición	98



<b>3. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES CON LAS MEJORAS EN LA SUBESTACIÓN.</b>	<b>101</b>
3.1. Análisis y cálculo de la corriente de corto circuito	102
3.1.1. Cálculo de corriente de corto circuito por el método de las componentes simétricas	108
3.2. Cálculo de los CT's para la protección del transformador (AT y BT)	116
3.3. Protecciones del transformador	119
3.4. Cálculo de la curva de daño del transformador	120
3.5. Coordinación de la curva de sobre-corriente con la curva de daño del transformador	123
3.6. Revisión de la coordinación de aislamiento en la subestación	128
3.6.1. Distancias dieléctricas en la subestación	128
3.6.2. Selección de pararrayos	129
3.7. Revisión de la red de tierras en la subestación	138
<b>4. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO</b>	<b>145</b>
4.1. Costo de generación de la energía eléctrica	146
4.1.1. Costo de generación del vapor a 900 PSI, para generar la energía eléctrica	146
4.2. Costo de inversión	149
4.3. Análisis costo-beneficio del proyecto	152
4.4. Valor presente neto	153
4.4.1. Tasa interna de retorno	155
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>157</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>161</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>163</b>
<b>APÉNDICE</b>	<b>165</b>



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	Circuito equivalente de los transformadores de potencial	12
2	Circuito equivalente de los transformadores de corriente	16
3	Interruptor de gran volumen de aceite	22
4	Interruptor de pequeño volumen de aceite	23
5	Interruptor de vacío	27
6	Cámaras de un interruptor en vacío	28
7	Interior de un interruptor de tanque muerto con cámara de extinción en SF6	29
8	Interruptor de tanque muerto con medio de extinción en SF6	30
9	Interruptor de tanque muerto con medio de extinción en aceite	30
10	Interruptor de tanque vivo con dos cámaras de extinción en serie	32
11	Seccionador de cuchilla	35
12	Seccionador de apertura lateral	35
13	Seccionador de una columna giratoria	35
14	Seccionador de apertura central	36
15	Seccionador de puesta a tierra	36

16	Contactos fijos de un seccionador de apertura giratoria	36
17	Seccionador de apertura central con seccionador de puesta a tierra	37
18	Representación esquemática de los diferentes tipos de sobre tensiones	45
19	Elementos de un explosor	61
20	Tipos de los explosores o cuernos de arqueo	62
21	Curva de la tensión causada por el flujo de corriente de un rayo a través de una zona protegida por apartarrayos	64
22	Operación de pararrayos	65
23	Características de diferentes tipos de resistencias	66
24	Pararrayo de Óxido de Zinc ( ZnO)	67
25	Medición del valor de resistencia remota	75
26	a) Tensión de paso cerca de una estructura conectada a tierra	79
	b) Tensión de contacto a una estructura conectada a tierra	
27	Diagrama unifilar actual	89
28	Vista frontal de interruptores	90
29	Vista frontal de transformadores de corriente para medición	90

30	Diagrama unifilar proyectado de la subestación	93
31	Vista de elevación perfil	94
32	Vista frontal interruptores	94
33	Diagrama unifilar trifásico	95
34	Diagrama unifilar equivalente de todo el sistema eléctrico del INGENIO SANTA ANA	101
35	Análisis de corto usando el simulador ELPLEK 0.95	102
36	Diagrama de impedancias con sus valores en PU	113
37	Impedancia de corto circuito equivalente en la barra de 13.8 KV en valores por unidad (PU)	114
38	Esquema de protección del transformador con un relevador multifunciones	119
39	Curva de daño del transformador de 30 MVA	123
40	Curvas de disparo del relé multifunciones	124
41	Coordinación de curvas de sobre-corriente y daño del transformador	127
42	Perfil de la subestación para facilitar los cálculos con el modelo electro-geométrico	133

43	Diagrama esquemático de la transformación de las energías: (Calorífica a mecánica y de mecánica a eléctrica)	145
44	Desplazamiento angular de una conexión Delta-Estrella	168
45	Conexiones de transformadores en paralelo	170
46	Desplazamiento angular de grupos de transformadores	171
47	Conexión de transformadores en paralelo con el mismo desplazamiento angular	172

## **TABLAS**

I	Clasificación de las subestaciones	1
II	Características operativas de las subestaciones	2
III	Clasificación de los transformadores de potencia	6
IV	Características de los transformadores de potencia	9
V	Valores normalizados de los transformadores de potencial	11
VI	Valores normalizados de los transformadores de corriente	14
VII	Características de los equipos de corte	19

VIII	Partes de un interruptor de pequeño volumen de aceite	24
IX	Partes de un interruptor en vacío	27
X	Nivel de aislamiento al impulso y de baja frecuencia	52
XI	Distancias mínimas de retorno	55
XII	Tipos de suelo y su resistividad	74
XIII	Reporte del análisis de corto circuito usando el simulador ELPLEK 0.95	103
XIV	Datos técnicos de la barra infinita	104
XV	Datos técnicos de las unidades generadoras	104
XVI	Datos técnicos de los transformadores	105
XVII	Datos técnicos de los motores equivalentes según diagrama unifilar	106
XVIII	Cálculo de las impedancias equivalentes a la nueva base de los transformadores	110
XIX	Cálculo de las reactancias subtransitorias a la nueva base de los generadores	111
XX	Cálculo de las impedancias equivalentes con respecto a la impedancia base de los motores de inducción	112

XXI	Clases de transformadores de corriente	117
XXII	Relaciones de los CT's	118
XXIII	Puntos de la curva por daño mecánico del 50 al 100%, la corriente de falla máxima	122
XXIV	Valores en segundos para las diferentes curvas ANSI	126
XXV	Distancias dieléctricas físicas y normalizadas en la subestación	129
XXVI	Costos de mano de obra por día de operación en la caldera	142
XXVII	Costos de inversión del proyecto	145



## **LISTA DE SÍMBOLOS**

<b>EEGSA</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
<b>NESC</b>	National Electric Safety Code
<b>NFPA</b>	Nacional FIRE Protection Association
<b>DIN</b>	Normas de la Industria Alemana
<b>VDE</b>	Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes
<b>ASTM</b>	American Standard of Testing Materials
<b>NEC</b>	Código Eléctrico Nacional
<b>IEEE</b>	Institute Electrical and Electronics Engineers

**[ W ]**

Vatio

**[ KW ]**

Kilovatio

**[ KVA ]**

Kilo-Voltio-Amperio

**[ A ]**

Amperio

**[ m ]**

Metro

**MCOV**

Tensión máxima de operación continua

## GLOSARIO

<b>Diagrama unifilar</b>	Simplificación de un sistema eléctrico, representado por medio de una línea y de símbolos normalizados, a las líneas de transmisión, distribución y aparatos o dispositivos asociados a éste.
<b>Capacidad interruptiva</b>	Capacidad del interruptor seleccionado sobre la base de corriente simétrica a interrumpirse; es capaz de interrumpir la corriente simétrica existente y de resistir la corriente momentánea, en ciclos desde que inicia el fallo hasta que se extingue el arco.
<b>Relevador de protección</b>	Dispositivo que se utiliza para detectar y aislar fallas en el menor tiempo posible, éstos pueden funcionar con principio electromecánico o de estado sólido.
<b>Amperio</b>	Unidad de medida de la corriente eléctrica.

<b>Bagazo</b>	Desecho fibroso de la caña de azúcar.
<b>Baja tensión</b>	Nombre que se le da a los niveles de voltaje debajo de 1,000 voltios.
<b>Bus</b>	Barra o fuente de distribución principal a la que están conectados varios equipos.
<b>Sistema de protección</b>	Conjunto de dispositivos que detecta y aísla fallas y otros fenómenos perjudiciales en el menor tiempo posible, de acuerdo con la economía y seguridad.
<b>Corriente de arranque</b>	Corriente en amperios, con la cual un motor pasa desde su estado estacionario a su estado nominal.
<b>Corriente <i>Pick up</i></b>	Se le llama así a la corriente base que se utiliza para calcular la protección de algún dispositivo eléctrico.
<b>Cortocircuito</b>	Condición de falla causada por la conexión accidental

de dos o más fases entre sí o de fase a neutro.

<b>Valor por unidad (PU)</b>	Es la razón del valor de una magnitud al valor base expresado como un decimal.
<b>Dispositivos de estado sólido</b>	Dispositivos electrónicos semiconductores.
<b>Falla instantánea a tierra</b>	Condición de falla causada por la conexión accidental de una fase a tierra.
<b>Media tensión</b>	Nombre que se le da a los niveles de voltaje entre 1,001 y 25,000 voltios.
<b>Ohm</b>	Unidad de medida de la resistencia eléctrica.
<b>Potencia</b>	Capacidad que tiene un cuerpo de efectuar un trabajo en un tiempo determinado.

**Relé multifunción**

Dispositivo electrónico para protección eléctrica de un equipo. Se llama multifunción, ya que un sólo aparato puede tener varias protecciones para un mismo circuito.

**Sincronización**

Maniobra para conectar dos o más fuentes de voltaje en paralelo, a la misma frecuencia, voltaje y ángulo de fases.

**Switcheo**

Llámesese así al conjunto de maniobras repetitivas del estado de conducción al de no conducción y viceversa, de un dispositivo semiconductor.

**Tritón**

Bio-gas utilizado para enfriamiento de generadores eléctricos.

**Tobera**

Dispositivo que sirve para direccionar el vapor hacia los álabes.

<b>Turbogenerador</b>	Se le llama así a la unión de una turbina con un generador eléctrico.
<b>Voltio</b>	Unidad de medida de la diferencia de potencial entre dos puntos.
<b>Zafra</b>	Época en la cual se puede cosechar la caña de azúcar. Normalmente entre los meses de noviembre a mayo.
<b>Cogeneración</b>	Producción de energía eléctrica a través de subproductos obtenidos de un proceso de una planta industrial o manufacturera, que dispone de una fuente de energía eléctrica.
<b>Biomasa cañera</b>	Es el total de fibra residual de la cosecha y procesamiento de la caña de azúcar, constituida por los residuos agrícolas de la cosecha y el bagazo de la molida.





## RESUMEN

Desde décadas anteriores, la agroindustria azucarera ha venido desarrollando su proceso con la energía térmica, la cual es generada con el aprovechamiento del bagazo de la caña de azúcar, siendo éste el combustible utilizado para la generación del vapor necesario en este proceso. Con el desarrollo tecnológico, los ingenios azucareros buscan cada día la mayor eficiencia y aprovechar al máximo sus recursos. Es por ello que con la implementación de la cogeneración, la energía eléctrica viene a ser un subproducto más de la caña de azúcar a costos bajos.

La producción de la energía eléctrica cogenerada, se ha convertido en una fuente de ingresos para toda industria de procesos y en una vía de contribuir al equilibrio ambiental. El principio básico de la cogeneración es el aprovechamiento de la energía residual, resultante de todo proceso termodinámico de conversión y utilización de energía, y que en procesos separados es disipada al ambiente.

La primera condición para la diversificación competitiva de la Industria Azucarera es su autoabastecimiento energético, ello permite la satisfacción de las demandas de electricidad y vapor de estos procesos y el aumento de los

ingresos por la exportación de electricidad al Sistema Electro-energético Nacional.

Con la maximización de la eficiencia y el ahorro de energía eléctrica interna, en el ingenio Santa Ana se han realizado estudios y a la vez las inversiones en diversos proyectos, como la utilización y transformación de la energía en equipos más eficientes, con lo cual se contempla incrementar la generación de energía eléctrica y exportarla al sistema nacional interconectado.

Es por ello que se ha llevado a cabo el estudio técnico económico de la subestación de 69 KV, para incrementar su capacidad de transformación de la potencia y así obtener los beneficios con la venta de la energía.

El excedente de la potencia que se obtendrá es de 10 MW, por lo tanto, la energía que se espera obtener durante el tiempo que dura la zafra, la cual es de 100 días, será de 24,000,000 KW-H, éstos a precio de venta genera un beneficio de poco más de 1.5 millones de dólares al año o sea por zafra.

La inversión del proyecto, como se puede observar en el estudio económico, muestra que con la venta de esta energía, la inversión será reembolsada en un máximo de tres zafras.

## **OBJETIVOS**

### **GENERAL**

Desarrollar el estudio técnico de la subestación de 69 KV para incrementar su capacidad operativa, mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio, así como permitir flexibilidad para la realización de mantenimientos.

### **ESPECÍFICOS**

1. Diseñar de la mejor manera la ampliación que se pretende agregar a la subestación, tanto para el mejor costo de inversión, como de funcionamiento.
2. Evaluar y demostrar el costo-beneficio obtenido en la venta de la energía eléctrica con la ampliación de la subestación, optimización del vapor y el incremento de la cogeneración.
3. Incrementar la confiabilidad y flexibilidad de operación en la subestación.



## INTRODUCCIÓN

Los cambios en el entorno de los años 90 han repercutido en la cadena del valor azucarero, exigiendo un aumento de las investigaciones y transferencia tecnológica, el aumento de las exigencias en cuanto a la organización industrial, el uso eficiente de la energía y la utilización de los residuos de la cosecha, así como la tendencia a la diversificación de la industria, ampliando su espectro a la producción de los derivados de la caña de azúcar y energía eléctrica por cogeneración. Estos cambios, exigen a la agroindustria azucarera que sea auto-financiable, ágil y dinámica frente a las cambiantes características con el objetivo de hacerla primero rentable y luego competitiva.

El ahorro de energía y su producción, a partir de fuentes alternativas (como la biomasa cañera), es actualmente la coyuntura en la discusión de economistas, empresarios, investigadores y especialistas en materia de energía, por su influencia directa en la disminución de los niveles de contaminación ambiental y la reducción de los costos de producción de la empresa.

Además de las ventajas sociales antes señaladas, la biomasa cañera para la generación de electricidad, tiene la ventaja de influir en el ahorro de erogaciones de divisas para la adquisición de combustibles convencionales, pues la mayoría de los productores de azúcar de caña en Guatemala son también importadores de hidrocarburos.

Para el aumento de la eficiencia en la producción, conversión y uso final de la energía, en el ingenio Santa Ana se están llevando a cabo los estudios técnicos y económicos de inversiones para incrementar la cogeneración con equipos más eficientes que intervienen en el proceso del azúcar y producción de la energía eléctrica, esto con el objetivo primordial de conseguir un excedente aproximado a 10 MW de la potencia eléctrica, los cuales se pretenden generar durante el tiempo de zafra y exportarlos al sistema nacional para luego obtener un mejor beneficio económico.

Dentro de los proyectos que se han llevado a cabo en el ingenio está, el estudio técnico-económico de la subestación eléctrica 69 KV, el cual se basa en el montaje de un transformador de 30 MVA conectado a las barras 69/13.8 KV con sus respectivos equipos de enlace, medición, protección y sincronización al sistema. Con ello se logrará la transformación del excedente de la potencia eléctrica adquirida, que se enviará al sistema electro-energético nacional. La ventaja primordial y la que se demuestra en el transcurso de la evaluación del proyecto, es la recuperación asegurada de la inversión total.

# 1. GENERALIDADES

## 1.1. Subestación eléctrica

Una subestación es un nodo dentro del sistema de potencia en el cual se transforman los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar pérdidas y optimizar la distribución de la energía producida en las centrales generadoras, maniobrando y controlando su destino final con determinados requisitos de calidad. Los parámetros que la definen son: Potencia, Voltaje y Corriente.

## 1.2. Clasificación de las subestaciones

Las subestaciones pueden clasificarse bajo los criterios básicos que cubran las funciones, tipos y formas que existen en nuestro medio, las cuales de resumen en las siguientes tablas. (ver tablas I y II)

**Tabla I. Clasificación de las subestaciones**

CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES		
POR SU FUNCION DENTRO DEL SISTEMA	POR TIPO DE OPERACIÓN	POR SU FORMA CONSTRUCTIVA
<ul style="list-style-type: none"><li>• Generación</li><li>• Transmisión</li><li>• Sub-Transmisión</li><li>• Distribución o de servicio</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Transformadora</li><li>• Acoplamiento</li><li>• Distribuidora</li><li>• Maniobra</li><li>• Combinación</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Por su montaje<ul style="list-style-type: none"><li>○ Interior</li><li>○ Exterior</li></ul></li><li>• Por su equipo<ul style="list-style-type: none"><li>○ Convencional</li><li>○ Encapsulada</li><li>○ Móvil</li></ul></li></ul>

**Tabla II. Características Operativas de las subestaciones**

<b>POR SU FUNCION y su DEFINICIÓN</b>	<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>CARACTERISTICAS</b>
<b>GENERACIÓN:</b> Elevar la tensión para reducir perdidas por transmisión de la potencia	0.48 / 13.8 KV y 13. 8 / 69 KV	Esta es una subestación TRANSFORMADORA ya sea elevadora o reductora
<b>TRANSMISIÓN:</b> su función es interconectar las diferentes líneas de transmisión	115 / 230 KV o Tensiones mayores	Esta es una Subestación TRANSFORMADORA ya sea elevadora o reductora dentro de su nivel de tensión, además puede ser DE ACOPLAMIENTO o de MANIOBRA
<b>SUBTRANSMISIÓN:</b> Son la que interconectan líneas de nivel intermedio de tensión, para transporte a distancias moderadas y cargas no muy altas distribuidas a lo largo de la línea.	13. 2, 34. 5 a 69 KV	Esta es una subestación TRANSFORMADORA, MANIOBRA o COMBINADA, operándose en su nivel respectivo de tensión.
<b>DISTRIBUCIÓN ó de SERVICIO:</b> Su función es transformar la potencia a niveles de tensión para distribución, y enviarla a los centros de consumo industrial o residencial	34. 5 / 13. 2 KV a 480, 240/120V	Esta es una subestación DISTRIBUIDORA ya que reduce los niveles de tensión de transmisión o sub-transmisión al nivel de distribución



### **1.3. Características de funcionamiento de las subestaciones**

Características tales como flexibilidad, confiabilidad, seguridad, y modularidad, determinan la forma de una subestación, y se definen de la forma siguiente:

#### **1.3.1. Flexibilidad**

La flexibilidad es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.

#### **1.3.2. Confiabilidad**

La confiabilidad se define como la propiedad de que una subestación pueda mantener el suministro de energía, bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.

#### **1.3.3. Seguridad**

La seguridad es la propiedad de una instalación de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas.

#### **1.3.4. Modularidad**

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se denomina "Campo" o "Bahía", por ejemplo Campo de Línea, Bahía de Transformador, etc.

Y es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran.

#### **1.4. Principales equipos que componen una subestación**

- ✓ De Transformación
  - Transformador de potencia
  - Transformador de corriente (CT's)
  - Transformador de potencial (PT's)
- ✓ De Corte
  - Seccionadores
  - Disyuntores
  - Interruptores
- ✓ De Protección
  - Contra fallas eléctricas internas y externas
    - Relevadores de protección
- ✓ De Conexión
  - Barras conductoras
- ✓ De Servicios Auxiliares
  - Explotación normal o régimen permanente
    - Transformador de servicios auxiliares para C. A.
    - Rectificador para C. C.
  - Sin fuente de alimentación primaria
    - Bancos de baterías C. C.
- De Blindaje
  - Tensión de prueba.
  - Tensión límite
  - Tensión de respuesta
  - Factor de choque.

- ✓ De Comunicación
  - Concentradores o recolectores de información
  - Registradores de información
  - De muestreo de señales
  - Transductores
  - De conexión
  - Comunicación

### **1.4.1. Transformador de potencia**

Es una máquina electromagnética capaz de transformar los valores de tensión y corriente manteniendo la potencia y frecuencia constante. Siendo este el elemento más importante y de mayor costo que constituyendo el corazón de la misma de la subestación.

#### **1.4.1.1. Características Generales del transformador de potencia.**

Las principales partes que constituyen un transformador de potencia son el núcleo magnético, los devanados primario y secundario, el conmutador o cambiador de taps o derivaciones, el tanque los dispositivos de enfriamiento, las boquillas. En la siguiente tabla se muestra la clasificación de los transformadores de potencia.

**Tabla III. Clasificación de los transformadores de potencia**

<b>CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	
Por su utilización en los sistemas eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transformadores de central</li> <li>▪ Transformadores de distribución</li> <li>▪ Transformadores de red</li> </ul>
Por la forma de instalación	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transformadores para instalaciones exteriores</li> <li>▪ Transformadores para instalaciones interiores</li> </ul>
Por la clase de aislamiento utilizado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformadores al aire</li> <li>• Transformadores de aceite</li> <li>• Transformadores de piralene</li> <li>• Transformadores de silicona</li> </ul>
Por la clase de refrigeración	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformadores auto refrigerados</li> <li>• Transformadores con refrigeración por ventilación independiente</li> <li>• Transformadores con refrigeración por circulación forzada de aceite</li> </ul>
Por el ajuste de tensión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajuste de tensión en vacío</li> <li>• Ajuste de tensión bajo carga</li> </ul>

### **1.4.1.2 Métodos de enfriamiento de los transformadores de potencia**

De acuerdo a las normas ANSI C.57.12.80-1978, inciso 6.1, los métodos de enfriamiento de los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

- a) Clase OA. Son los transformadores inmersos en aceite auto enfriado.
- b) Clase OA/FA. El enfriamiento se da por circulación natural y forzada del aire en la superficie del transformador.
- c) Clase OA/FA/FA. Son los transformadores inmersos en aceite auto enfriados / con aire forzado / y aceite forzado.
- d) Clase OA/FA/FOA. Este tipo de enfriamiento se da en los transformadores por circulación natural del aire, por circulación forzada de aire y circulación forzada de aceite.
- e) Clase OA/FOA/FOA. Son los transformadores inmersos auto enfriados sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado – aire forzado/con aceite forzado/aire forzado.

Con este tipo de enfriamiento se trata de incrementar el régimen de operación (carga) de transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas con lo que se logra aumentar en 1.33 veces la capacidad del tipo OA, con el segundo paso se hace trabajar la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA. Se fabrican en capacidades de 10000 kVA monofásicos 20000 kVA trifásicos.

- f) Clase FOA. Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores pueden absorber cualquier carga de pico a plena capacidad ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.
- g) Clase OW. Transformadores inmersos en aceite enfriados por agua.
- h) Clase OW/A, Transformadores inmersos en aceite, enfriados con agua / auto enfriados.
- i) Clase FOW. En estos transformadores el enfriamiento se da por la circulación forzada del aceite y del agua.

#### **1.4.2. Transformadores de instrumento**

Los transformadores de instrumento por su utilización pueden ser:

- Transformador de potencial (PT's)
- Transformador de corriente (CT's)

Los cuales pueden utilizarse para:

- Para medición
- Para protección

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los transformadores de instrumento, sus tipos y características.

**Tabla IV. Característica de los transformadores de instrumento**

<b>TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO</b>		
<b>Clasificación</b>	<b>Tipos</b>	<b>Características</b>
DE POTENCIAL (PT's)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• inductivos</li> <li>• Divisores capacitivos</li> <li>• Divisores resistivos</li> <li>• Divisores mixtos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento</li> <li>➤ Frecuencia nominal</li> <li>➤ Carga nominal</li> <li>➤ Clase de exactitud</li> <li>➤ Número de devanados secundarios</li> <li>➤ Relación de transformación nominal</li> <li>➤ Conexión de los devanados secundarios</li> <li>➤ Desviaciones en la tensión nominal permitidas en los devanados secundarios manteniendo la clase de exactitud.</li> <li>➤ Carga máxima de los devanados secundarios</li> <li>➤ Potencia térmica nominal de cada devanado</li> <li>➤ Tipo de instalación (interior o exterior)</li> <li>➤ Variación de la frecuencia nominal (sólo para divisores capacitivos)</li> <li>➤ Capacidad mínima (sólo para divisores capacitivos)</li> <li>➤ Rango de frecuencia para PLC (sólo para divisores capacitivos)</li> </ul>
DE CORRIENTE (CT's)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo primario devanado</li> <li>• Tipo barra</li> <li>• Tipo toroidal (ventana)</li> <li>• Tipo para bornes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Corriente y relación nominal (por devanado)</li> <li>➤ Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento</li> <li>➤ Frecuencia nominal</li> <li>➤ Carga nominal (por devanado)</li> <li>➤ Exactitud</li> <li>➤ Número de núcleos para medida y protección</li> <li>➤ Corriente térmica nominal continua</li> <li>➤ Corriente térmica nominal, TS</li> <li>➤ Corriente dinámica nominal</li> <li>➤ Tipo de instalación (interior o exterior)</li> </ul>

### 1.4.2.1. Transformador de potencial (PT's)

Los transformadores de potencial se instalan normalmente en sistemas con tensiones nominales superiores a los 600 V ya que las mediciones de tensión no son hechas directamente de la red primaria sino a través de éstos. Tienen como finalidad aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario) y reproducir lo más fielmente posible los efectos transitorios y de régimen permanente del circuito de alta tensión en el circuito de baja tensión.

Para la selección entre transformadores inductivos y capacitivos deben tenerse en cuenta dos factores:

- ✓ Necesidad de utilización de PLC (Power Line Carried, o trampa de onda) en los esquemas de control, protección y comunicación
- ✓ Costo del transformador.

Afortunadamente existe una armonía entre los factores anteriores, pues para tensiones inferiores a 69 kV los esquemas empleados normalmente no utilizan PLC y el costo del transformador inductivo es inferior al capacitivo, brindando así un empleo bastante acentuado de transformadores de tensión inductivos hasta este nivel de tensión.

*Tensión máxima del equipo (fase-fase):* Igual a la tensión máxima del sistema

*Tensión nominal primaria del equipo (fase-tierra):* Según la norma IEC-186, es igual a la tensión nominal del sistema. Para transformadores monofásicos conectados entre línea y tierra o conectados entre neutro y tierra la tensión nominal primaria es la tensión nominal del sistema dividida por 3.



#### 1.4.2.1.1 Cargabilidad o capacidad nominal de los PT's

Los valores normalizados por las normas IEC son: 10 – 15 – 25 – 30 – 50 – 75 – 100 – 150 – 200 – 300 – 400 – 500 VA. Los valores normalizados por ANSI se muestran en la siguiente tabla.

Tabla V. Valores normalizados de los PT's

Designación	VA	f.p.
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

#### 1.4.2.1.2 Exactitud de los PT's

*Para medición:*

Las clases de exactitud según las normas IEC son:

0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0

Las clases de exactitud según las normas ANSI C57.13 son:

- 0.3 – 0.6 – 1.2

*Para protección solamente:*

Las clases de precisión normalizadas por IEC son: 3 y 6%.

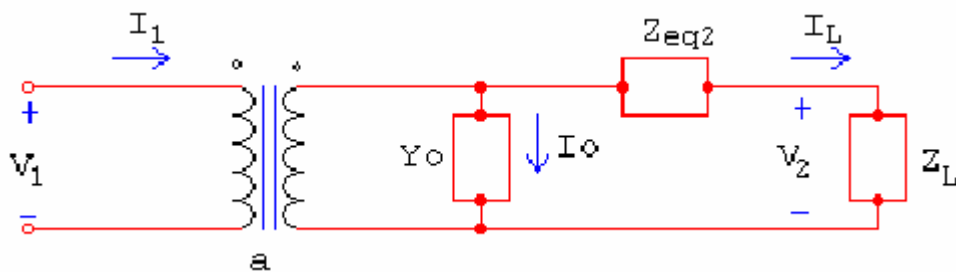
Las clases de precisión normalizadas por la norma ANSI son las mismas de medición.

### 1.4.2.1.3 Circuito equivalente de los PT's

Los transformadores de potencial se comportan en forma similar a un transformador convencional de dos bobinas.

Por lo tanto el circuito equivalente referido al secundario es el siguiente.

**Figura 1. Circuito equivalente de los transformadores de potencial**



Donde:

$Z_{eq2}$  = Impedancia equivalente, referida al secundario.

$Z_L$  = Impedancia del instrumento (vólmetro, similar).

$V_2$  = Tensión secundaria que deberá ser fiel reflejo de la primaria.

$Y_o \gg 0$

#### **1.4.2.1.4 Errores en los transformadores de potencial**

En los transformadores de potencial existen 2 tipos de errores que afectan a la precisión de las medidas hechas con transformadores de potencial.

*Error de relación:* Es la diferencia entre la relación verdadera entre la tensión del primario y secundario y la relación indicada en la placa característica.

*Error de ángulo:* Es la diferencia en la posición de la tensión aplicada a la carga secundaria y la tensión aplicada al devanado primario.

El error de ángulo se representa con el símbolo ( $g$ ), está expresado en minutos y se define como positivo cuando la tensión aplicada a la carga, desde el terminal secundario marcado al no marcado, está adelantada respecto a la tensión aplicada al primario desde el terminal marcado al no marcado.

#### **1.4.2.2 Transformador de corriente CT's**

Los transformadores de corriente son utilizados para las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen el devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del TC vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual estará instalado aún si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. De esta forma, la corriente que circula en el primario de los CT's está determinada por el circuito de potencia.

#### 1.4.2.2.1 Cargabilidad o capacidad nominal para medición de los CT's

Los valores normalizados por las normas IEC son:

2.5 - 5 - 10 - 15 - 30 - 50 - 75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 500 VA

Los valores normalizados por la norma ANSI están determinados en la siguiente tabla:

Tabla VI. Valores normalizados de los CT's

DESIGNACIÓN BURDEN	VA
B 0.1	2.5
B 0.2	5
B 0.5	12.5
B 1	25
B 2	50
B 4	100
B 8	200

#### 1.4.2.2.2 Cargabilidad o capacidad nominal para protección de los CT's

Los valores según las normas IEC son: *Error / P / Veces In, cargabilidad continua 10 P 20, 30 VA.*

Los valores según la norma ANSI son: *Error / Método para determinarlo / Voltaje secundario máximo 10 C ó T 300*

### 1.4.2.2.3 Clases de exactitud de los transformadores de corriente

*Transformadores de corriente para medición:* Son los que se disponen para alimentar instrumentos indicadores, contadores de energía, etc.

Las clases de exactitud según las normas IEC son: 0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0.

Las clases de precisión según las normas ANSI son: 0.1 - 0.3 – 0.6 – 1.2

*Transformadores de corriente para protección:* Son los que se disponen para alimentar las bobinas de disparo de los relés de protección.

Las clases de precisión normalizadas por las normas IEC son: 5 y 10 P.

Las clases de precisión normalizadas por las normas ANSI son: 5 y 10 C o T

### 1.4.2.2.4 Tipos de construcción de los CT's

Los tipos de transformadores de corriente son:

**Tipo primario devanado:** Consta de dos devanados primarios y secundarios totalmente aislados y montados permanentemente sobre el circuito magnético.

**Tipo barra:** Es similar al tipo primario devanado, excepto en que el primario es un solo conductor recto de tipo barra.

**Tipo toroidal (ventana):** Tiene un devanado secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético y una ventana a través de la cual puede hacerse pasar un conductor que proporciona el devanado primario.

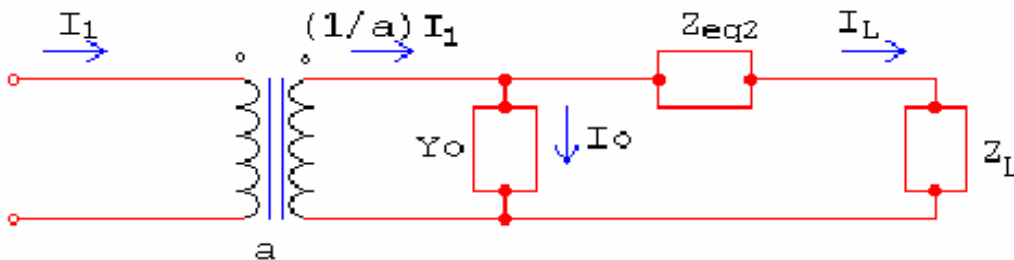
**Tipo para bornes:** Es un tipo especial toroidal proyectado para colocarse en los bornes aislados de los aparatos, actuando el conductor del borne como devanado primario.

Los transformadores de corriente se clasifican de acuerdo con el aislamiento principal usado, como de tipo seco, rellenos de compuestos, moldeados o en baño de líquido.

#### 1.4.2.2.5 Circuito equivalente de los CT's

El circuito equivalente de un transformador de corriente es el siguiente:

Figura 2. Circuito equivalente de los transformadores de corriente



Donde:

$Y_0$ : admitancia de excitación

$Z_L$ : Impedancia de carga.

$Z_{eq}$ : Impedancia equivalente referida al secundario.

La inducción normal máxima en el Fe es muy baja, para trabajar linealmente y producir pérdidas magnéticas despreciables (la corriente de

excitación " $I_0$ " es muy pequeña).

La impedancia equivalente referida al secundario coincide prácticamente, con la impedancia de dispersión del secundario dado que el primario suele ser solo una barra.

Los errores en un transformador de corriente varían con la tensión para la carga conectada en bornes de los terminales secundarios y el valor de la corriente secundaria.

#### **1.4.2.2.6 Causa de errores de los CT's**

Los errores en un transformador de corriente son debidos a la energía necesaria para producir el flujo en el núcleo que induce la tensión en el devanado secundario que suministra la corriente a través del circuito secundario. Los ampervueltas totales disponibles para proporcionar la corriente al secundario son iguales a los ampervueltas del primario menos los ampervueltas para producir el flujo del núcleo. Un cambio en la carga secundaria altera el flujo requerido en el núcleo y varía los ampervueltas de excitación del núcleo; el flujo de dispersión en el núcleo cambia las características magnéticas del mismo y afecta a los ampervueltas de excitación.

#### **1.4.2.2.7 Precauciones de seguridad en los CT's**

El devanado secundario siempre debe estar cortocircuitado antes de desconectar la carga. Si se abre el circuito secundario con circulación de corriente por el primario, todas las ampervueltas primarias son ampervueltas magnetizantes y normalmente producirán una tensión secundaria excesivamente elevada en bornes del circuito abierto.

Todos los circuitos secundarios de los transformadores de medida deben estar puestos a tierra; cuando los secundarios del transformador de medida están interconectados; solo debe ponerse a tierra un punto. Si el circuito secundario no está puesto a tierra, el secundario, se convierte, de hecho, en la placa de media de un condensador, actuando el devanado de alta tensión y tierra como las otras dos placas.

Los valores de corrientes primarias nominales y las relaciones nominales están normalizados de la siguiente forma

Relación sencilla.    10 – 12.5 – 15 – 20 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 Amperios.

Nota: Los valores subrayados son los más empleados.

Los valores anteriores rigen para el valor más bajo de la corriente nominal.

- a) Corrientes primarias nominales: Los valores normalizados son: 1 A, 2 A, y 5 A.    Nota: El valor preferido por la norma IEC es 5 A.



### 1.4.3 Equipos de corte

Tabla VII. Características de los equipos de cortes

ESPECIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE CORTE	
INTERRUPTOR DE POTENCIA	<ul style="list-style-type: none"><li>• De gran volumen de aceite</li><li>• De pequeño volumen de aceite</li><li>• Hexafluoruro de azufre SF6</li><li>• De vacío</li><li>• De tanque muerto</li><li>• De tanque vivo</li></ul>
SECCIONADORES UTILIZADOS EN SUBESTACIONES	<ul style="list-style-type: none"><li>• De cuchilla</li><li>• De una y dos columna giratoria</li><li>• De tipo pantógrafo</li><li>• De puesta a tierra</li></ul>

#### 1.4.3.1 Interruptor de potencia

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales y su función principal en condiciones de cortocircuito. El cual sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado a las maquinas eléctricas, líneas aéreas, o cables.

El interruptor seguido del transformador es un dispositivo también muy importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El cual debe ser capaz de interrumpir corrientes de intensidad y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kilo amperes (cortocircuitos)

#### **1.4.3.1.1 Partes principales de un Interruptor**

##### **Parte Activa**

Está constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

##### **Parte pasiva**

Esta formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

Esta parte desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor
- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesotes.
- c) Soporta los recipientes de aceite, si los hay y el gabinete de control.

##### **Accesorios**

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes

- a) Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente
- b) Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante
- c) Conectores de tierra
- d) Placa de datos
- e) Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: resorte, bobinas de cierre o disparo, calefacción, etc.

#### **1.4.3.1.2 En gran volumen de aceite**

Las primeras formas en el diseño de interruptores de gran volumen de aceite eran de construcción simple y no poseían un sistema especial para la extinción del arco. En este tipo de interruptores el arco está confinado dentro del tanque, la desionización es debida enteramente a la turbulencia e incremento de la presión.

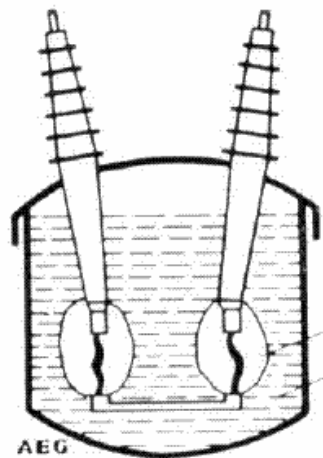
Para una interrupción exitosa, es esencial una longitud de arco comparativamente grande y de esta forma la turbulencia en el aceite, causada por la presión generada en el arco puede ayudar en la extinción del mismo. A causa de la ausencia de un control efectivo en el arco, el tiempo de duración y la cantidad de energía liberada antes de la interrupción total, varían en un rango muy amplio, haciendo necesario un alto factor de seguridad en el diseño del tanque. El tanque debe ser completamente hermético para proteger el interior de los efectos nocivos de la humedad, pero además debe tener posibilidad de liberar las sobre presiones que se producen en el momento de apertura.

El aceite además de su función como medio de extinción, también proporciona el aislamiento entre fases y tanque. Se denominan estos como interruptores "de tanque muerto". Si se incrementa el tamaño del tanque, la cantidad de aceite, la longitud del dispositivo, y el grado de aislamiento, es

posible obtener interruptores de alto voltaje, y de gran capacidad de interrupción; sin embargo interruptores de este tipo no son considerados satisfactorios sobre los 11 KV y los 250 MVA.

Un esquema sencillo de este tipo de interruptor con dos puntos de corte en serie, es mostrado en la figura

**Figura 3. Interruptor en gran volumen de Aceite**

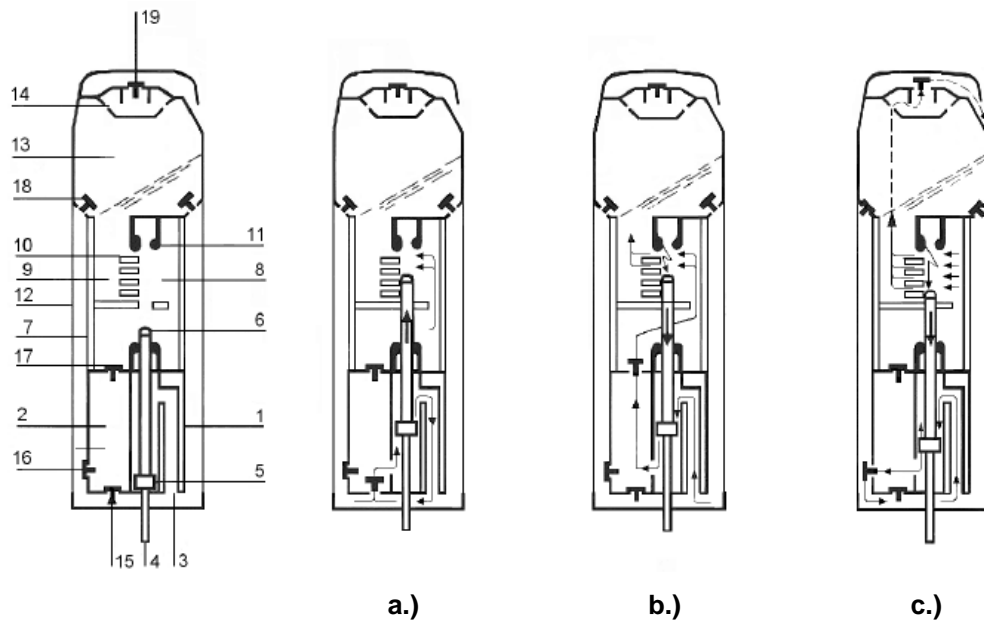


#### **1.4.3.1.3 En pequeños volumen de aceite**

Para altos voltajes y altas capacidades de apertura los interruptores de gran volumen requieren una gran cantidad de aceite y el tamaño del tanque llegaría a ser prohibitivo. Por ejemplo para 110 kV y 3500 MVA el tanque requiere de 8000 a 12000 Kg. de aceite mientras que un interruptor del mismo rango para 220 kV requeriría 50000 Kg. de aceite, su tamaño sería monstruoso

y el costo del aceite excesivo. Los interruptores de pequeño volumen de aceite usan materiales sólidos para propósitos de aislamiento y la cantidad justa de aceite para la extinción del arco. El mecanismo de interrupción está inmerso en aceite y encerrado en un tanque de material aislante, el conjunto del cual está al voltaje de línea en condiciones normales de operación, para el aislamiento a tierra se usa generalmente porcelana. Estos interruptores son también conocidos como "interruptores de tanque vivo"

**Figura 4. Interruptor de pequeño volumen de aceite**



- a.)** Interruptor abierto,
- b.)** Cierre y
- c.)** Interrupción de pequeñas corrientes

**Tabla XVIII. Partes de un interruptor de pequeño volumen de aceite**

1. Bomba de inyección de aceite	11. Visera de contacto
2. Cuerpo de la bomba	12. Aislador
3. Cámara de alimentación de la bomba	13. Cámara de expansión del gas
4. Vástago del émbolo	14. Separador de aceite
5. Émbolo de la bomba	15. Válvula de entrada del aceite
6. Vástago del contacto móvil	16. Válvula de seguridad
7. Cuerpo de la cámara de interrupción	17. Válvula
8. Trayectoria del arco	18. Válvula de alivio
9. Canal de liberación del gas	19. Válvula de seguridad
10. Bloque de soplado	

Los interruptores de pequeño volumen de aceite pueden ser de auto-soplado, soplado externo, o una combinación de ambos.

#### **1.4.3.1.4 Interruptores en SF6**

Los interruptores en hexafluoruro de azufre es uno de los recientes desarrollos en el campo de los aparatos de corte de alto voltaje. Este gas llamado hexafluoruro de azufre es usado como medio de aislamiento y de extinción del arco.

El SF6, tiene un peso alrededor de 5 veces el peso del aire. Es químicamente muy estable, inoloro, inerte, no inflamable y no tóxico, posee una alta rigidez dieléctrica y excelentes características para la extinción del arco En SF6, el voltaje de arco permanece bajo hasta inmediatamente antes del cero de corriente y así la energía del arco no alcanza un alto valor. Adicionalmente el SF6, y sus productos de descomposición son electronegativos, permitiendo la

captura de electrones inclusive a altas temperaturas, de esta forma, el esfuerzo dieléctrico surge rápidamente y habilita al interruptor para resistir altos voltajes de recuperación. En interruptores por sople de aire, el aire escapa seguidamente se ha extinguido el arco; en este caso el gas permanece en la cámara, a una presión constante durante largos periodos. Debido a la baja contaminación del gas y a la casi despreciable descomposición en el arco, el interruptor puede ser operado por mucho tiempo sin requerir de mantenimiento.

Para evacuar la energía calorífica producida por el arco eléctrico, es necesario crear un movimiento relativo entre el arco y el gas SF<sub>6</sub>. Dos soluciones son posibles:

- ✓ Desplazar el gas por convección forzada (técnica de la auto-compresión)
- ✓ Desplazar el arco por soplado magnético (técnica del arco giratorio).

*Técnica de la Auto-Compresión:* Los contactos de arco, al separarse, ponen en acción, con su movimiento un pistón. El SF<sub>6</sub> así comprimido se canaliza por una tobera aislante entre los contactos de arco.

Estos contactos, tubulares, permiten la evacuación del gas caliente hacia el interior por convección forzada. Medio litro de gas es suficiente para el corte. Esta técnica permite cortar eficazmente tanto las pequeñas corrientes de carga como las fuertes intensidades del orden de 50 KA, ya que el resultado natural de auto-expansión de los gases calientes hacia las partes frías de la botella provoca la evacuación rápida de este gas.

Durante el corte de fuertes intensidades el arco ocupa todo el espacio disponible entre los contactos. El flujo gaseoso está bloqueado: es el efecto de tapón. Este fenómeno natural tiene dos consecuencias favorables:

- La reserva, antes del cero de corriente, de casi todo el gas comprimido por el pistón.
- Una energía de arco limitada gracias al frenado de las partes móviles, lo que reduce la longitud de arco.

El desgaste de los contactos de arco es muy débil, debido a la inestabilidad de las raíces del arco en el interior de los contactos tubulares.

*Técnica del Arco giratorio:* La rotación del arco entre los contactos de arco circulares se provoca por un campo magnético. Este campo se crea por un solenoide atravesado en el momento de la apertura por la propia corriente a cortar.

La energía necesaria para soplar el arco es proporcionada por la red. El mando puede ser por tanto simple y económico.

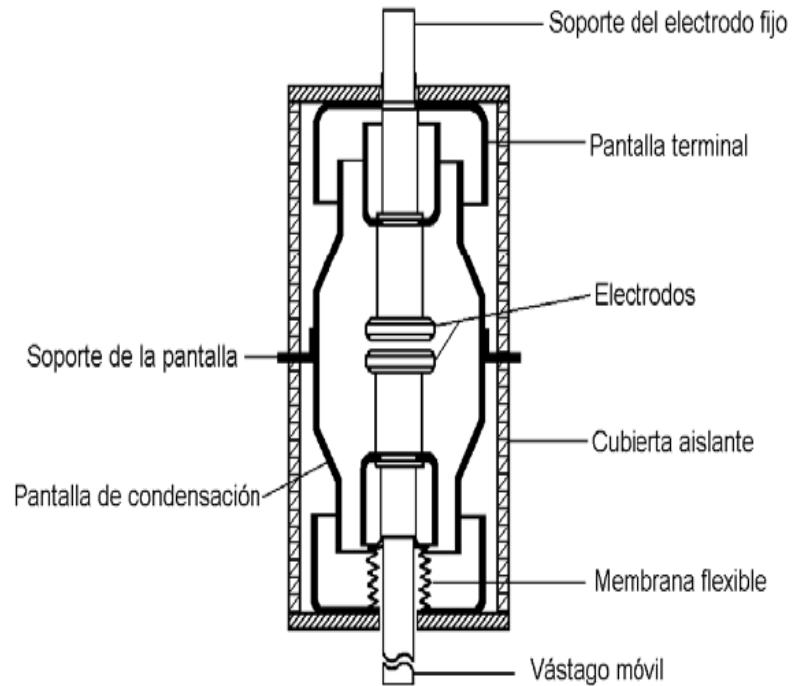
El desplazamiento rápido de las raíces del arco sobre los contactos limita en gran medida la erosión de éstos.

#### **1.4.3.1.5 Interruptores en vacío**

El interruptor de vacío, es un mecanismo simple, comparado con el de un interruptor de aceite o de soplo de aire. Consiste en dos contactos montados dentro de un tanque aislado y sellado al vacío; uno fijo y otro móvil, requiriendo para la extinción separarse una distancia corta. Una lámina metálica rodea los contactos y protege el tanque aislado.



**Figura 5. Interruptor de vacío**



**Tabla IX. Partes del interruptor en vacío**

- |   |                             |
|---|-----------------------------|
| 1. Soporte electrodo fijo                 | 6. Encerramiento cerámico   |
| 2. Soporte electrodo móvil                | 7. Unión                    |
| 3. Subsistema de contactos (fijo y móvil) | 8. Contactos (fijo y móvil) |
| 4. Escudo                                 | 9. Rodamientos metálicos    |
| 5. Escudo                                 | 10. Tapas metálicas         |

La cámara de vacío está hecha de material sintético, en su interior se encuentran los contactos, la distancia entre éstos, estando el interruptor abierto es de 5 a 10 mm dependiendo de la aplicación del interruptor.

En el extremo de los contactos se realiza la conexión externa, él va firmemente unido al mecanismo de operación. El movimiento de los contactos debe ser tal que evite el rebote de los mismos.

**Figura 6. Cámaras de vacío**



#### **1.4.3.1.6 Interruptores de tanque muerto**

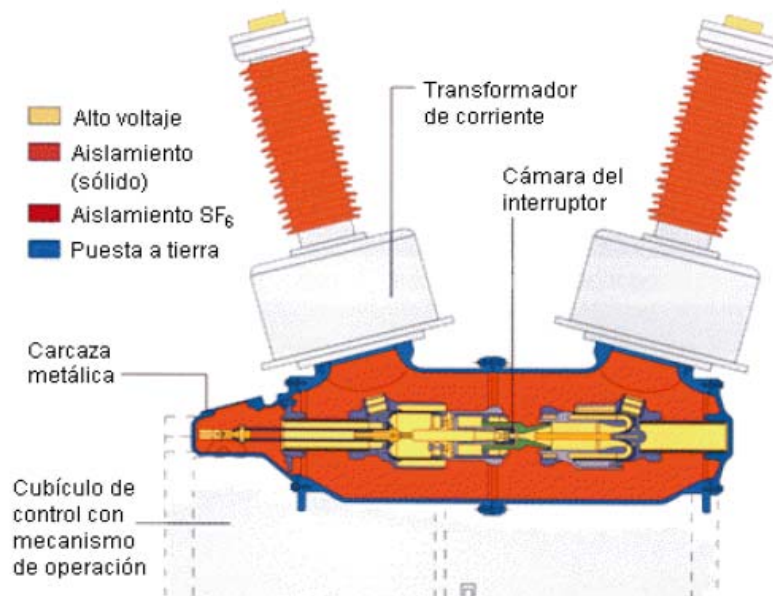
La característica que distingue a la tecnología de "tanque muerto" es que la cámara de interrupción es colocada en una envolvente de metal aterrizada. Con este arreglo el medio de extinción (aceite, SF<sub>6</sub>, etc.) aísla las partes vivas de alta tensión del contacto del montaje de la envolvente.

Los transformadores de corriente son montados directamente en las

boquillas, lo cual elimina los mecanismos de sujeción y cableado requerido como es en el caso del montaje externo. Este tipo de interruptor ofrecen ventajas particulares si el diseño de protección requiere el uso de varios transformadores de corriente montados por polo, como para un típico sistema americano. La posibilidad de estar disponible para un arreglo de transformadores de corriente enfrente o detrás del interruptor sobre el interruptor actual, permite esquemas de protección para satisfacer de una manera especial ahorro de costos. Además, el reemplazo de los transformadores de corriente en el campo es relativamente simple.

Ventaja adicional: los interruptores de tanque muerto son particularmente resistentes a los sismos debido a su diseño compacto y bajo centro de gravedad.

**Figura 7. Interior de un Interruptor de tanque muerto con cámara de extinción en SF<sub>6</sub>**



En la figura anterior se muestra el Interior de un interruptor de tanque muerto con medio de extinción en SF<sub>6</sub>

**Figura 8. Interruptor de tanque muerto con medio de extinción en SF6**



**Figura 9. Interruptor de tanque muerto con medio de extinción en *aceite***



#### **1.4.3.1.7 Interruptor de tanque vivo**

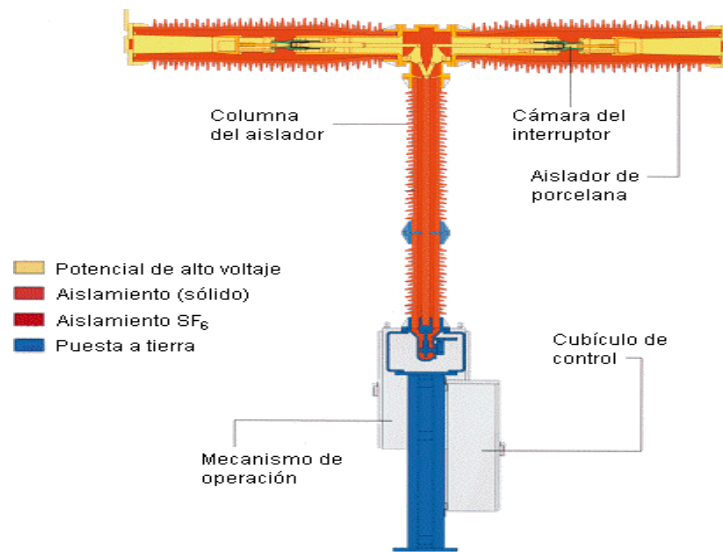
En los interruptores del tipo tanque vivo, la cámara de interrupción es colocada dentro del aislador, el cual puede ser de porcelana o de un material compuesto y está directo al alto potencial, dependiendo el nivel de tensión, se determina la longitud de los aisladores para la cámara del interruptor y la columna del aislador. Para niveles de tensión más altos, son conectadas en serie varias cámaras de interrupción sobre el interruptor de tanque vivo e instaladas en la columna del aislador.

Los transformadores de corriente son también colocados separadamente en frente o detrás del interruptor. Como en los interruptores de tanque vivo no pueden ocurrir corrientes de falla entre la unidad de interrupción y la envolvente, solo es necesario que se coloque un transformador de corriente por polo.

Una característica más de estos interruptores son sus compartimentos de gas relativamente pequeños. La ventaja del bajo volumen del medio de extinción (SF<sub>6</sub>, aceite, etc.) es que hay una reducción en la cantidad de este medio cuando se requiere mantenimiento.

Para asegurar la correcta operación de estos interruptores en regiones sísmicas, los interruptores pueden ser montados sobre estructuras antifricción, una solución que ha sido probada a más de 800 kV y ha probado su funcionamiento varias veces.

Figura 10. Interruptor de tanque vivo con dos cámaras de extinción en serie



### 1.4.3.2 El seccionador

#### 1.4.3.2.1 Características nominales de los seccionadores

Este equipo es utilizado dentro de la subestación para aislar o efectuar corte visible entre los diferentes elementos que componen la instalación. Los seccionadores, permiten efectuar variadas formas de conexión entre las líneas y los barrajes, dando al esquema de la subestación una característica muy importante como es la flexibilidad.

La característica más importante que distingue los seccionadores de los interruptores, es que los seccionadores deben maniobrase sin carga y que su apertura es de una forma plenamente visible. Además no se requiere que su

velocidad de operación sea muy alta.

Aunque los seccionadores deben ser operados sin carga, en algunas ocasiones pueden cerrarse o abrirse con pequeñas corrientes, como por ejemplo la corriente de magnetización de un transformador. En estos casos se debe chequear que el seccionador esté diseñado para esta condición.

Los seccionadores deben estar aislados para el nivel de tensión de trabajo y generalmente se montan sobre aisladores de porcelana.

Sus contactos se revisten con aleaciones especiales que los hacen resistentes a la corrosión ambiental y al desgaste producido por los pequeños arcos eléctricos que aparecen en el momento de la operación. La forma constructiva de los seccionadores es muy variada. Depende sobre todo de la tensión nominal, de la instalación y en menor grado de la corriente nominal y del espacio disponible.

Las principales características nominales de los seccionadores son:

#### **1.4.3.2.1.1 Tensión nominal**

Corresponde a la tensión eficaz, en servicio normal, de la red para la cual ha trabajar el aparato.

#### **1.4.3.2.1.2 Corriente nominal**

Es la intensidad de plena carga para la cual se ha dimensionado y a la cual puede trabajar permanentemente sin que se produzcan calentamientos.

#### 1.4.3.2.1.3 Sobre intensidades admisibles en caso de corto circuito

- a. **Corriente eficaz de Corto-circuito:** Valor eficaz de la corriente de corto-circuito que el aparato puede soportar durante un segundo, a la frecuencia nominal.
- a. **Corriente pico de corto-circuito:** Es la amplitud máxima de la corriente de falla que el seccionador puede soportar.
- b. **Nivel de aislamiento:** Máxima tensión de impulso básico que soporta el seccionador sin que se produzca flameo en el aislamiento.

#### 1.4.3.2.2 Tipos de seccionadores

Es común diferenciar los seccionadores por la forma como accionan sus contactos. A continuación se presentarán algunos de los principales tipos.

- Seccionadores de cuchilla
- Seccionador de dos columnas giratorias o de apertura central
- Seccionadores tipo pantógrafo
- Seccionador de Puesta a tierra

A continuación se presentan figuras con los diferentes tipos de seccionadores.



Figura 11. Seccionador de cuchilla

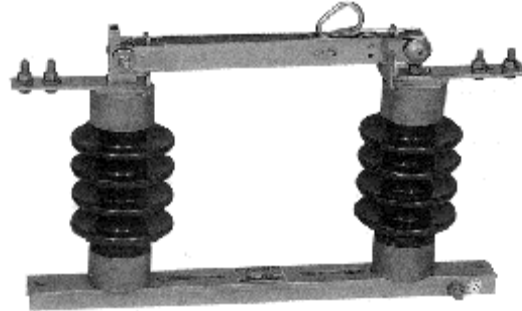


Figura 12. Seccionador de apertura lateral,

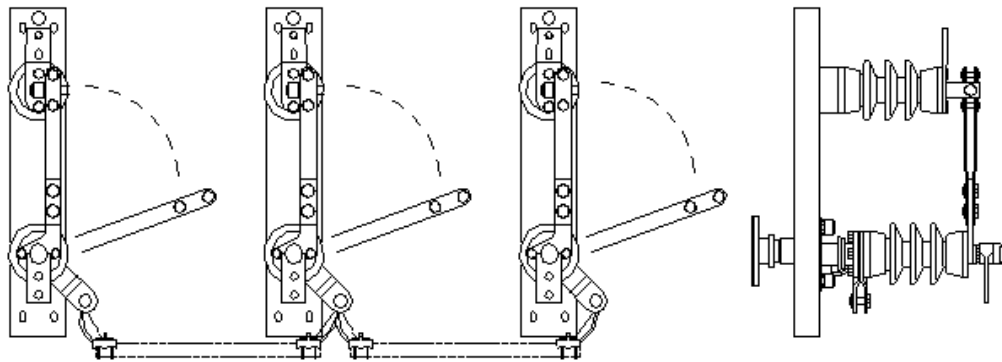


Figura 13. Seccionador de una columna giratoria

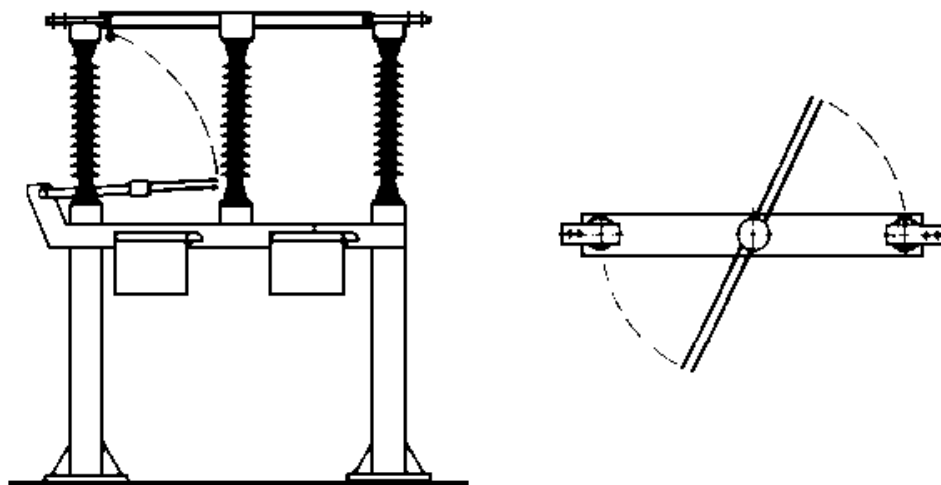


Figura 14. Seccionador de Apertura Central en posición cerrado y abierto

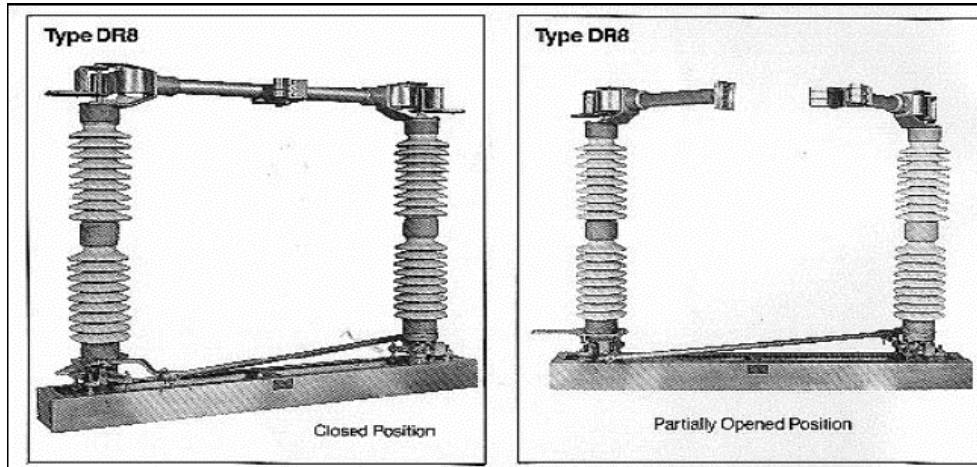
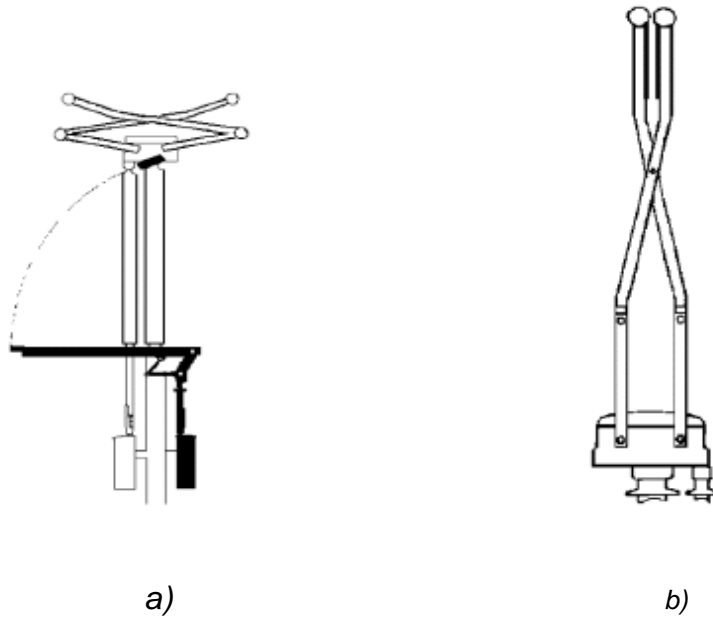
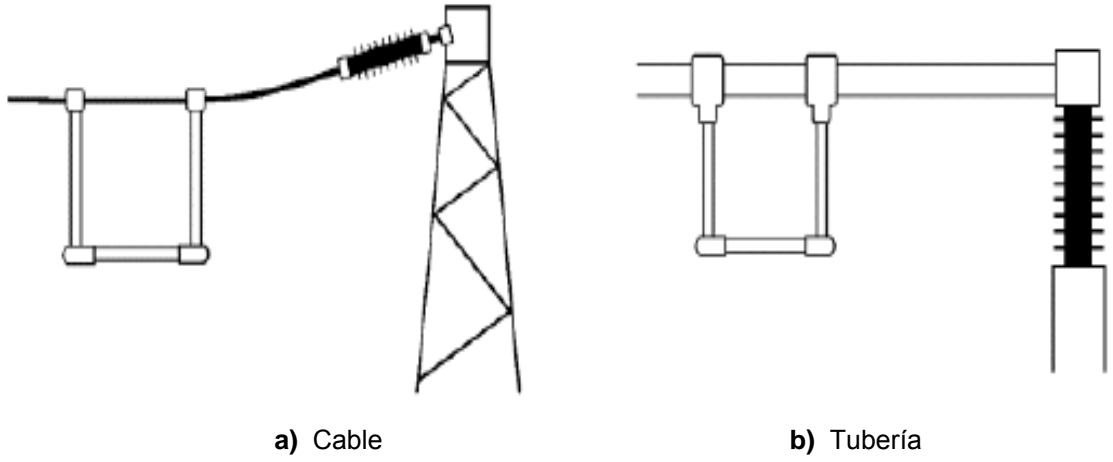


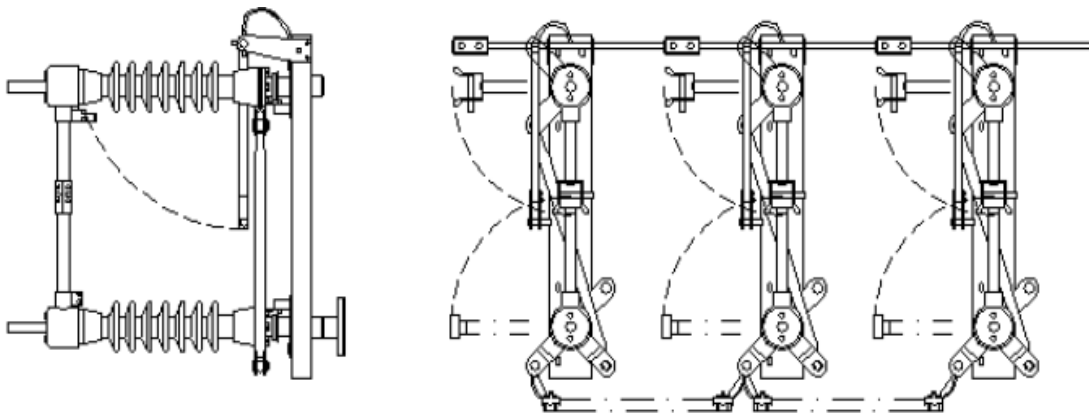
Figura 15. a) Posición de abierto con Seccionador de puesta a tierra  
b) Posición de cerrado



**Figura 16. Contactos fijos**



**Figura 17. Seccionador de apertura central con seccionador de puesta a tierra**



## **1.4.4 Protecciones contra fallas eléctricas en subestaciones**

### **1.4.4.1 Filosofía de protección**

El objetivo principal de la protección de un sistema eléctrico es detectar la falla y aislar la zona dañada sin afectar el resto del sistema en el menor tiempo posible. Para esto es necesario como mínimo transformadores de potencial y corriente, sistema de protección por relevadores e interruptores de potencia para aislar las fallas que se presentan en la zona protegida.

### **1.4.4.2 Aspectos mínimos para la aplicación de un esquema de protección**

Los aspectos mínimos que debe satisfacer la aplicación un esquema de protección de alta tensión son:

- ✓ Selectividad
- ✓ Rapidez
- ✓ Flexibilidad
- ✓ Confiabilidad
- ✓ Compatibilidad

### **1.4.4.3 Protección principal**

La filosofía general de la aplicación de los relés de protección consiste en dividir el sistema de potencia en zonas. Alrededor de los interruptores se crea una zona de superposición tal que al ocurrir una falla en esta, se disparan el mínimo de interruptores para desconectar el elemento defectuoso.

Las cualidades de una protección principal son:

- ✓ Al detectar cualquier falla dentro de la zona protegida debe de actuar,
- ✓ Detectar la falla de cualquier elemento del esquema de protección incluyendo el interruptor de potencia
- ✓ Considerando los traslapes de zonas protegidas, al ocurre una falla dentro de un traslape, deben de actuar los relevadores de protección de ambos traslapes
- ✓ Aislar la falla con suficiente rapidez sin que se pierda la estabilidad del sistema
- ✓ Prevenir daños irreparables en los equipos de potencia y mantener la continuidad del servicio

Para la aplicación de protecciones principales es importante tener presente que ésta protección es más segura en la medida que tenga menos dispositivos. Ya que una protección compuesta por varios relés de protección tendrá el mismo tiempo de operación, y mayor probabilidad de que alguno de sus elementos falle.

#### **1.4.4.4 Protección de respaldo**

La interrupción selectiva de una falla en un sistema eléctrico origina la actuación de la siguiente cadena de aparatos: Equipos de medida de magnitud Elementos que establecen los valores reducidos Equipos de interrupción Los auxiliares correspondientes si uno de los elementos de cadena falla, el sistema de protección no trabaja y la falla continua.

La misión de la protección de respaldo es operar cuando la protección principal ha fallado, o se encuentra fuera de servicio por mantenimiento.

Aunque el conjunto de relés de protección de respaldo arrancan al mismo tiempo que los relés de protección principal no deben operar al mismo tiempo que la principal. Como norma en la práctica los ajuste de tiempo de los relés de protección de respaldo se colocan con mayor retardo que los de la protección principal, además se pueden utilizar relés con tiempos de operación más prolongada que los de la protección principal. El objetivo principal de la protección de respaldo es sustituir a la protección principal en caso que esta falle o falle el interruptor de potencia.

La protección de respaldo se emplea solamente para la protección contra cortocircuitos. Existen tres formas básicas de protección de respaldo.

- ✓ Respaldo remoto
- ✓ Sistema de protección duplicado- respaldo local
- ✓ Supervisión de equipo existente

#### **a. Respaldo remoto**

Es deseable que la protección de respaldo esté dispuesta de tal forma que la falla de la protección principal no origine la falla de la protección de respaldo en una estación diferente.

La protección de respaldo remota debido a la necesidad de sistemas de comunicación como sistemas de onda portadora, microondas e hilo telefónico entre las subestaciones remotas, es muy difícil y compleja su aplicación, pero necesaria para la aplicación de esquemas de disparo transferido entre extremos de línea. Uno de los inconvenientes de este tipo de protección es que si el canal de comunicación falla, se pierde totalmente ésta protección

### **b. Sistema de protección duplicado (respaldo local)**

Consiste en la duplicación de elementos más importantes de la cadena de protección, y cada uno de los ramales se dispone normalmente para operar a la misma velocidad, es decir, tan rápido como sea posible. El interruptor es el elemento de la cadena de sistemas de protección que por su elevado costo no se duplica. La finalidad de la protección de respaldo local es agregar una medida de seguridad y confiabilidad al esquema de protección principal

#### **1.4.4.5 Relevadores de protección en subestaciones**

Los relés de protección son fabricados de una combinación de elementos básicos, tal que esta combinación sea adecuada para la zona a proteger, dando las ordenes de disparo a los dispositivos principales y de respaldo.

Ya que el sistema de protecciones debe en principio liberar la falla ya sea dando orden de disparo a las bobinas principales o de respaldo de los interruptores de potencia, por lo tanto se debe considerar una protección principal y una de respaldo que cubra la zona.

Tiempo de Eliminación de Fallas, Los esquemas de protección modernos tienden a obtener tiempos de eliminación de fallas de 60 a 100 ms. Hoy día se tienen sistemas de protección con tiempos de operación entre 8 y 10 ms, e interruptores con tiempo de apertura del orden de 2 ciclos dando como resultado un tiempo total de despeje de fallas menor a 50 ms.

#### **1.4.4.6 Tipos de relevador más usados en subestaciones**

Las protecciones más utilizadas en las subestaciones están basadas en los siguientes relevadores

#### 1.4.4.6.1 Relevador de sobrecorriente

- a. **Relés Instantáneos (50).** El término instantáneo significa que no tienen retardo de tiempo inicial, generalmente los relés de atracción son instantáneos.
  
- b. **Relés Temporizados (51).** Este relevador de sobrecorriente temporizada, detecta cambios moderados en la magnitud de corriente, y su respuesta en tiempo es inversa a la misma. Algunos relés tienen tiempo de operación ajustable y otros son instantáneos. Algunas veces se puede utilizar relés auxiliares (temporizadores) para tener retardo de tiempo en los relés instantáneos.
  
- c. **Relés de tiempo inverso (51).** Las características de sobrecorriente de tiempo inverso, de los relés, tienden a hacer el tiempo de funcionamiento del relé menos dependiente de la magnitud de la corriente de falla que en el caso de los dispositivos MUY INVERSO y EXTREMADAMENTE INVERSO. Por esta razón, los relés de tipo INVERSO proporcionan una protección total más rápida en aplicaciones donde las magnitudes de corriente de fallo disponibles varían significativamente como resultado de los cambios frecuentes en la fuente de impedancia debida a la carga e interrupción del sistema.

#### 1.4.4.6.2 Relevador diferencial (87T)

El relevador diferencial compara las magnitudes y direcciones de las corrientes entre dos puntos del sistema, detecta fallas entre estos dos puntos.



- ✓ Es un relé que opera cuando el vector de diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares, excede un valor predeterminado.
- ✓ Compara las corrientes de entrada y de salida del elemento protegido.
- ✓ Opera abriendo los interruptores en ambos extremos del elemento protegido.
- ✓ Sirve para proteger contra fallas internas en el transformador. Aspectos influyentes en la operación incorrecta del relé diferencial:
  - ✓ Niveles de tensión diferentes.
  - ✓ Desfasamiento de 30 grados entre las señales de entrada y salida.
  - ✓ Corriente inicial de magnetización.
- ✓ La protección diferencial siempre se activa cuando detecta fallas dentro del sistema que esta protegiendo.

#### **1.4.4.6.3 Relevador de distancia (21)**

El relé de distancia mide la impedancia de carga de la línea, la cual se puede expresar como  $U_L / I_L = Z_L$ . Si hay una falla, la medida de la impedancia será menor que la impedancia de la carga y la protección operará. En la figura 1 se ilustra una línea de transmisión con los correspondientes equivalentes del sistema de potencia a la izquierda de A y a la derecha de B. Para el relé de distancia ubicado en A la impedancia "vista" bajo condiciones de operación normal es  $Z_R = (V_A / I_A)$ .

#### **1.4.4.6.4 Relevador direccional (91-92)**

Estos operan cuando la corriente observada circulando en una dirección de referencia es mayor o igual al valor de ajuste. La direccionalidad se logra por medio de una señal auxiliar que generalmente es un voltaje, u otra corriente.

#### **1.4.4.6.5 Relé direccional de falla de tierra (64)**

Se utiliza para detección de fallas a tierra, sistemas de alta resistencia a tierra o sistemas trifásicos compensados. También se utiliza para detección de fallas a tierra, mediante la medida de corriente de generadores directamente conectados al barraje.

#### **1.4.5 Coordinación de aislamiento en subestaciones**

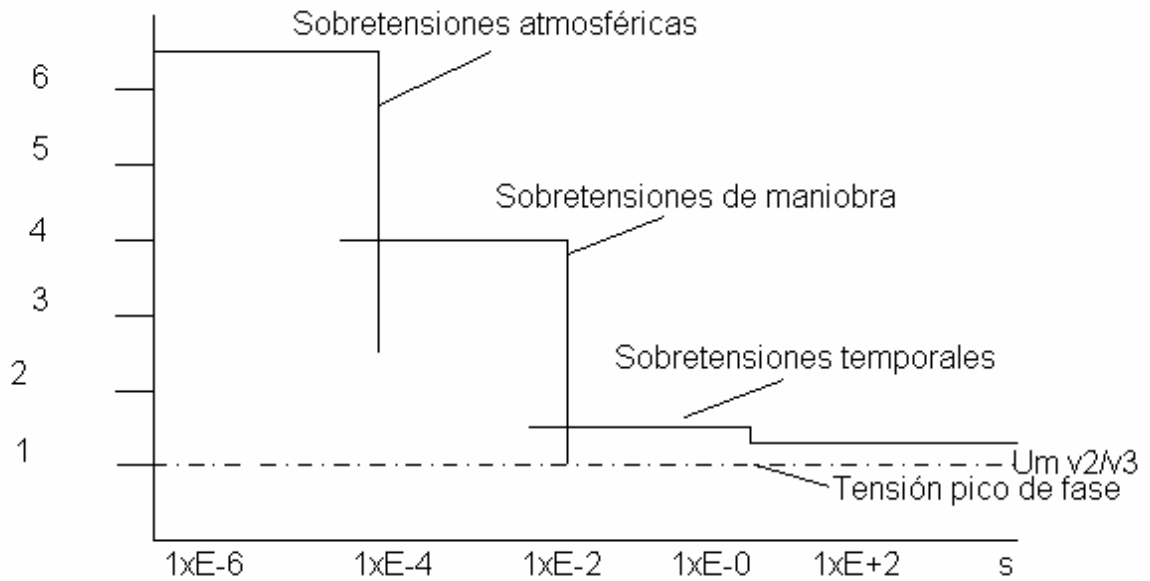
En las subestaciones eléctricas, a diferencia de las líneas de transmisión se tienen aislamientos autorrecuperables y aislamientos no recuperables como el que contienen equipos con aislamientos internos como son los transformadores de potencia, transformadores de instrumento, bancos de capacitores, reactores y algunos otros elementos que deben ser protegidos cuidadosamente contra rupturas dieléctricas internas con el objeto de mantener en la instalación un riesgo de falla mínimo.

Debido a lo anterior un aspecto importante en la coordinación de aislamientos es el establecimiento de los valores máximos de tensión permisibles en los equipos y aparatos, el nivel básico de aislamiento, es el establecimiento de los valores máximos de tensión permisibles en los equipos y aparatos, el nivel básico de aislamiento por impulso de rayo (NBI), el nivel básico de aislamiento por impulso de maniobra (NBI en su caso) con los márgenes de protección recomendados por las normas para los equipos; al respecto se puede mencionar que los métodos de cálculo usados son: Probabilísticas y Semiprobabilísticos o convencionales.

Básicamente las redes eléctricas están sometidas a los siguientes tipos de perturbaciones:

- Perturbaciones internas temporales de duración prolongada
- Perturbaciones internas de maniobra
- Perturbaciones externas o atmosféricas

**Figura 18. Representación esquemática de los diferentes tipos de sobretensiones**



#### **1.4.5.1 Perturbaciones internas temporales de duración prolongada**

Estas perturbaciones generalmente se presentan en forma de oscilaciones de frecuencia próxima a la de servicio y están moderadamente amortiguadas. El valor de las sobretensiones temporales asociadas no suele superar 1,5 veces la tensión de servicio. Pueden originarse por fallas a tierra, instalaciones de hornos de arco, desconexión de cargas importantes o de líneas muy capacitivas en vacío que provoquen la auto excitación de un generador y resonancias o ferorrresonancias en circuitos no lineales.

Por otro lado, un caso especial de perturbaciones temporales es el de las redes con neutro aislado y que pueden funcionar durante cierto tiempo con una fase puesta a tierra accidentalmente, quedando así aplicada una Sobretensión hasta que se normalice la falla.

#### **1.4.5.2 Perturbaciones internas de maniobra**

Estas perturbaciones son de breve duración y están fuertemente amortiguadas. Principalmente se originan por acción de la maniobra de interruptores y pueden simularse, con respecto a los efectos que producen en los aislamientos, con impulsos de maniobra normalizados 250/2500 microsegundos. Las maniobras de conexión, desconexión y reenganche de líneas en vacío, el corte de pequeñas corrientes inductivas o de magnetización de transformadores en vacío, la eliminación de fallas y el corte de corrientes capacitivas de bancos de condensadores, la apertura de los interruptores de vacío (que por no tener arco no cortan a corriente nula, provocando sobretensiones en las inductancias), la no simultaneidad en la extinción de los arcos de los distintos polos de un interruptor, son casos típicos que pueden producir sobretensiones de maniobra. La forma y el valor máximo de las sobretensiones dependen de un considerable número de factores, algunos de ellos de carácter aleatorio. Esta enorme variedad de casos posibles origina asimismo una gran variedad de formas de onda y valores de cresta posibles, que ha dificultado utilizar la forma de las sobretensiones como un factor a tener en cuenta en la coordinación del aislamiento, limitándose sólo a considerar los valores de cresta como factores determinantes de la capacidad de un aislamiento para soportar una sobretensión dada.

En el caso de las sobretensiones de maniobra, la desviación estándar suele estar entre el 10 y el 20 % del valor medio. El valor relativo de las sobretensiones de maniobra con respecto a las sobretensiones atmosféricas

producidas por los rayos crece a medida que la tensión de servicio de las líneas es mayor. Esto unido al hecho de que los aislamientos soportan una menor tensión con sobretensiones de maniobra que con sobretensiones atmosféricas, hace que las primeras jueguen un papel muy importante en el diseño de las líneas de tensiones superiores a los 230 KV.

### **1.4.5.3 Perturbaciones externas o atmosféricas**

Estas perturbaciones son de una duración aún mas pequeña que las de maniobra y muy fuertemente amortiguadas. Se producen generalmente por la caída de un rayo sobre las líneas. También en este caso, el carácter aleatorio de ciertos parámetros, como la intensidad del rayo, el punto de caída, etc. determinan que dichas sobretensiones no puedan definirse mediante un valor concreto para una instalación dada, sino como una distribución de probabilidad de alcanzar una serie de valores.

En primera aproximación, suele considerarse también dicha distribución como normal. Su desviación estándar suele valer del orden del 40 al 60 % del valor medio. Se ha determinado que según sea la polaridad del centro de carga de la nube, así resulta la polaridad del rayo. Entre el 80 y el 90 % de los rayos son negativos. Mientras que los rayos negativos están formados generalmente por varias descargas, los rayos positivos suelen constar de una sola descarga.

Si la descarga avanza de la nube a la tierra se tiene un rayo descendente y cuando va en sentido contrario se produce un rayo ascendente. En terreno llano la mayoría de los rayos son descendentes, pero en terreno montañoso pueden producirse rayos ascendentes. Se considera que la intensidad media durante cada descarga principal llega hasta 20.000 / 50.000 A, lo que origina en su recorrido una estrecha columna de aire sobrecalentada a unos 25.000° C.

No obstante, la carga eléctrica real transferida desde la nube a tierra es pequeña, pues dura solamente una fracción de segundo. En total se libera una carga de unos 20 Coulombs y la energía promedio de la descarga es de alrededor de 50 Kwh. Cabe acotar que las distintas normas establecen ondas de choque típicas para simular la acción de la caída de rayos sobre las líneas de transmisión de la energía eléctrica. Así la norma IRAM correspondiente prescribe una onda de corriente en la que el tiempo de crecimiento es de 8 microsegundos, mientras que el lapso hasta que se reduce al 50 % del valor máximo dura 20 microsegundos (onda 8/20). En otros casos para ondas de tensión, se adoptan los valores 1,2 y 50 respectivamente. En el caso de impacto del rayo sobre una línea, el rayo puede caer sobre un conductor de fase, y entonces cebarse un arco entre el conductor y un apoyo; o bien puede caer sobre un apoyo o un hilo de guarda, en cuyo caso, según el valor de la resistencia de tierra respectiva y las características geométricas de éstos y de los conductores, se puede producir un arco en el sentido inverso al del caso anterior.

Para entender la selección del aislamiento de este diseño, se definirá primero algunos conceptos:

coordinación de aislamiento: Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

Los tres niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento son:

Nivel 1: También llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no auto-recuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como transformadores, cables o interruptores.

Nivel 2: También llamado medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento auto-recuperable de las partes vivas de los equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, barrajes y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.

Nivel 3: También llamado bajo o de protección. Esta constituido por el nivel de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

#### **1.4.5.4 Nivel básico de impulso**

Tensión soportada al impulso tipo maniobra (BSL o SIWL): Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos de maniobra tiende a reducir bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.

Factor de seguridad: Son las relaciones entre las tensiones soportadas con impulsos tipo maniobra o atmosféricos y las tensiones máximas encontradas.

Calculo de los niveles de aislamientos: Hay dos métodos para el calculo del nivel de aislamiento: Un método convencional que es utilizado para

tensiones menores a 300kV y un método estadístico que es utilizado para tensiones mayores a 300kV. Se aplica un factor de seguridad ( $K_I$ ) para relacionar el NPR y el BIL. Este factor tiene un rango entre 1.2 y 1.4 siendo 1.25 un valor normalmente aplicado para niveles de tensión inferiores a 52kV, el valor  $K_I$  más utilizado es 1.4. Se aplica un factor de seguridad  $K_M$  para relacionar el NPM y el BSL. Donde  $K_M = 1.15$ . Existe un factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL y que depende del medio aislante así:

Equipos sumergidos en aceite,  $K=0.83$

Equipos aislados al aire,  $K=0.6$  a  $0.75$ .

A continuación se escribe el procedimiento general para determinar el BIL de un equipo. Este procedimiento es válido para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

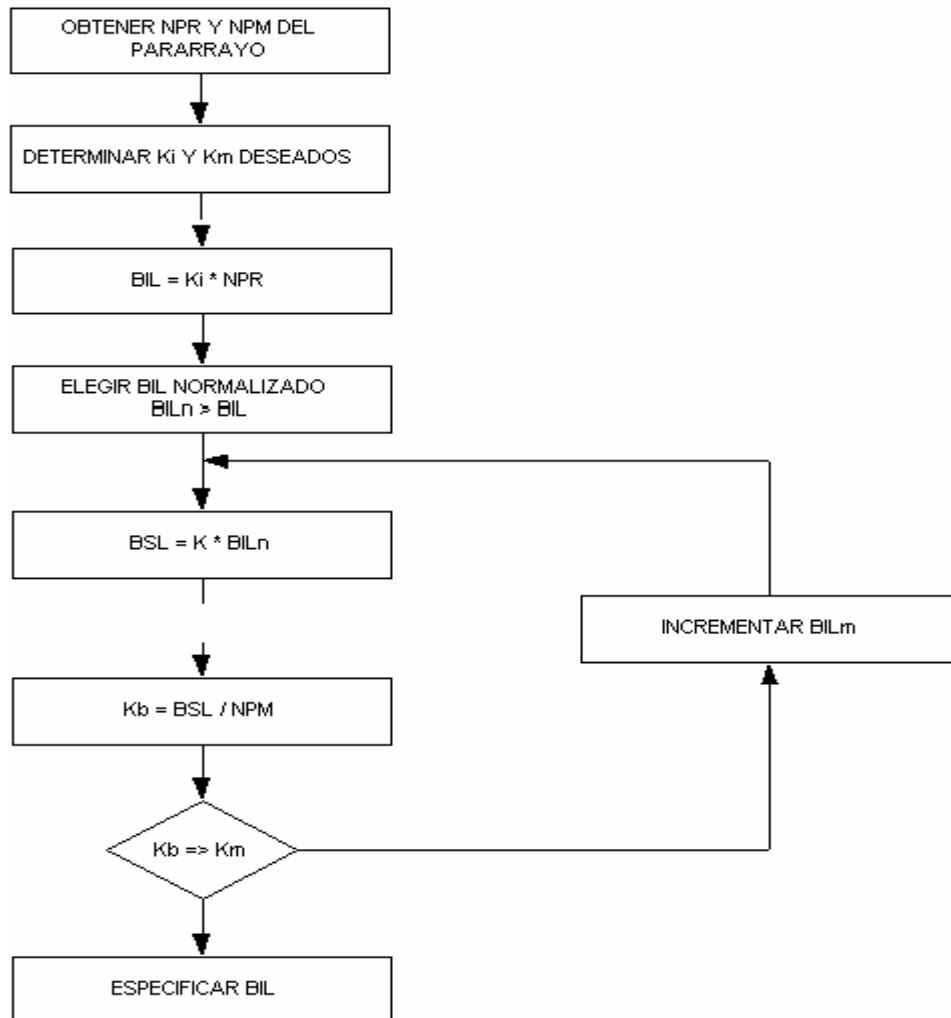
1. Obtener el NPR y el NPM del pararrayos.
2. Determinar el  $K_I$  y el  $K_M$  deseados.
3. Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso atmosférico :  $BIL = K_I * NPR$ .
4. Elegir el valor normalizado por encima del BIL encontrado, obteniéndose así el BIL normalizado del equipo en consideración ( $BIL_N$ ).
5. Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso de maniobra:  
 $BSL = K * BIL_N$ .
6. Obtener la relación entre BSL y NPM:  $K_F = BSL / NPM$ .
7. El valor determinado en el paso anterior debe ser mayor o igual a  $K_M$ :  $K_F \geq K_M$ .
8. Si no se cumple la anterior relación se debe incrementar el BIL encontrado en el paso 4 en un nivel superior y repetir, con este nuevo



valor, los pasos 5 y 6. Este incremento del BIL se debe efectuar de modo iterativo hasta obtener el  $K_F = K_M$ .

9. Es suficiente con especificar el BIL del equipo ya que el BSL esta directamente relacionado.

Este procedimiento se puede resumir en el diagrama mostrado en el siguiente diagrama de flujo.



V.rms (Valor pico) 460kV Aislamiento pleno a baja frecuencia, 390kV Aislamiento reducido a baja frecuencia

**Tabla X. Niveles de aislamiento al impulso y baja frecuencia**

TENSIONES NOMINALES DEL SISTEMA kV	TENSION MAXIMA PARA EL EQUIPO kV ef.	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO		NIVEL DE AISLAMIENTO A BAJA FRECUENCIA	
		AISLAMIENTO PLENO kV pico	AISLAMIENTO REDUCIDO kV pico	AISLAMIENTO PLENO kV ef.	AISLAMIENTO REDUCIDO kV ef.
88-94	100	450	380	185	150
110-115	123	550	450	230	185
132-138	145	650	550	275	230
150-161	170	750	650	325	275
220-230	245	1050	900	460	395
			825		360
			750		325
275-287	300		1175		510
			1050		460
			900		395
330-345	362		1300		570
			1175		510
			1050		460
380-400	420		1675		740
			1550		680
			1425		630
			1300		570
500	525		1800		790
			1675		740
			1550		680
			1425		630

#### **1.4.5.5 Distancias dieléctricas en subestaciones**

El dimensionamiento de una subestación es una de las actividades principales dentro de la etapa de diseño, puesto que incide prácticamente en todas las demás actividades y por lo tanto afecta el costo global.

Los niveles de tensión determinan las necesidades de aislamiento que garantizan la operación confiable y segura para el personal y el equipo instalado en una subestación. Dicho aislamiento impone la especificación de materiales aislantes y de distancias entre los diferentes elementos de patio, de tal forma que los gradientes de tensión a los cuales están sometidos no rompan la rigidez dieléctrica del material aislante. Dicho de otro modo, los niveles de tensión y el material aislante determinan las distancias entre los diferentes elementos de patio de una subestación. A su vez, dichas distancias en conjunto con la potencia de trabajo determinan el tamaño de los equipos a utilizar.

En tal sentido, los principales factores a considerar en el dimensionamiento de una subestación son las distancias críticas fase - fase y fase - tierra que deben existir en la subestación para garantizar un nivel de aislamiento adecuado y las distancias de seguridad requeridas para las labores de revisión y mantenimiento sin peligro alguno para el personal.

Determinación de las distancias dieléctricas de subestaciones: Para obtener la adecuada coordinación de aislamiento en una subestación es necesario fijar las distancias a través del aire entre partes vivas de fases diferentes y entre partes vivas de fase y tierra. Para ello vamos a definir ciertos conceptos que se utilizan para comprender el problema.

Distancias de diseño: Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas que se requieren en instalaciones convencionales (ya sea interiores e intemperie). No se tiene en cuenta las instalaciones encapsuladas o aisladas en gas. La determinación de estas dimensiones se efectúa mediante el cálculo de las distancias dieléctricas entre las partes vivas del equipo y entre estas y las estructuras, muros, rejillas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden.

1. Distancia entre fases.
  2. Distancia entre fase y tierra.
  3. Distancia de seguridad.
  4. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
  5. Altura de las barras colectoras sobre el suelo.
  6. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación.
- *Tensión crítica de flameo (TCF)* : Es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

En las normas se calcula el valor de TCF a partir del nivel básico de impulso, BIL, a nivel del mar ósea:

$$TCF_{NORMAL} = \frac{BIL}{0.961}$$

Como no se requieren factores de corrección, el TCF de diseño será de 1092.6kV.

- *Distancia de fase – tierra (m)* :

$$TCF_{\min imF-T} = 1.04x(K_M)^{-N} \frac{BIL}{Es}$$

Tabla XI. Distancias mínimas de no flameo

Tensión nominal del sistema	Tensión máxima entre fases	Nivel de aislam. Al impulso	K . A 2.000 m s.n.m	TCF NORMA L BIL 0.961	TCF DISEÑO TCF NORM	Distancia mínima fase tierra (cm)		Distancia mínim fase tierra DIN VDE 0101 IEC 71	
						Ka = 1	Ka = 0.893	FF > 1.4 N[cm]	FF < 1.4 S[cm]
U <sub>N</sub> [Kv]	U <sub>m</sub> [Kv]	BIL o BLS [Kv]	&	[Kv]	[Kv]	G	H	I	J
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
3	3.6	45	0.893	46.8	52.4	8.51	9.53	15	15
6	7.2	60	0.893	62.4	69.9	11.35	12.71	15	15
10	12	75	0.893	78	87.4	14.19	15.89	15	15
15	17.5	95	0.893	98.8	110.6	17.97	20.12	16	15
20	24	125	0.893	130	145.6	23.65	26.48	21.5	16
30	36	170	0.893	176.8	198	32.16	36.02	32.5	27
45	52	250	0.893	260	291.2	47.3	52.97	52	43
60	72.5	325	0.893	338	378.5	61.49	68.86	70	58
88	100	380	0.893	395	442.3	71.89	80.51	87	73
88-110	100-123	450	0.893	468	524.1	85.14	95.34	95	80
110-132	123-145	550	0.893	572	640.5	104.1	116.53	110	95
132-150	145-170	650	0.893	676	757	123	137.71	135	110
150	170	750	0.893	780	873.5	141.9	158.9	155	135
220	245	825	0.893	858	961	156.1	174.79	175	155
220	245	900	0.893	936	1048.2	170.3	190.68	190	170
220-275	245-300	1050	0.893	1092	1222.8	198.6	222.46	220	185
275-330	300-362	850	0.893	884	990	*223	250	245	205
330-380	362-420	950	0.893	988	1106.4	*269	301	270	240
380	420	1050	0.893	1093	1222.8	*317	355	310	290
500	525	1175	0.893	1223	1368.4	*383	429	430	410
700	765	1550	0.893	1613	1806.3	*608	681	625	

Fuente: Publicación 71ª de las normas IEC,

- *Distancia de fase – fase (m)* : Para los barrajes flexibles hay que tomar los desplazamientos debidos al viento o a los sismos. Para ello las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varia de 1.8 a 2 por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación.

Altura de los equipos sobre el nivel del suelo: Esta altura se considera también como el primer nivel de barras ( $h_s$ ).

La altura mínima  $h_s$ , de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aisladas por barreras de protección. La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no debe ser menor de 2.25 metros.

Prescindiendo de las tablas, la altura mínima de las partes vivas de cualquier equipo se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$h_s = 2.30 + 0.0105 \cdot U_m$$

donde  $U_m$  es la máxima tensión de diseño del equipo en cuestión.

*Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo:* La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar una persona por debajo de las barras, esta reciba la sensación del campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras ( $h_e$ ), considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente:

$$h_e = 5.0 + 0.0125 \cdot U_m$$

*Altura de remate de las líneas de transmisión:* Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación no deben rematar a una altura  $h_l$  inferior a 6m. Dicha altura se puede obtener de la relación:

$$h_l = 5.0 + 0.006 \cdot U_m$$

*Distancias críticas considerando el balanceo de la cadena de ai*

*aisladores*: Debido a que la cadena de aisladores suspendidas verticalmente son susceptibles de movimiento, se debe considerar una separación adicional en las distancias críticas eléctricas de tal forma que se tenga en cuenta el acercamiento producido por este efecto. El calculo de esta separación se hace de acuerdo a la siguiente expresión:

$$S = L_k * \text{sen } \Phi$$

Donde:

S, es la separación producida por el balanceo de la cadena de aisladores, expresada en metros.

$L_k$ , es igual a la longitud de la cadena de aisladores, expresada en metros.

$\Phi$  , es el ángulo de balanceo máximo que puede llegar a ser de  $10^\circ$

$$L_k = 14.6 (N-1) + K_f$$

Donde:

$$N = 1.15(D_f/d_f)$$

$$D_f = K_f (U_m * K_d)$$

#### **1.4.5.6 Dispositivos de protección contra descargas directas o atmosféricas**

Los dispositivos de protección se pueden agrupar como:

- Blindaje
  - ✓ Cables de guarda y bayonetas
- Apartarrayos
  - ✓ Explosor o Cuernos de arqueo
  - ✓ Pararrayos
    - Pararrayos de **SIC**
    - Pararrayos de **ZnO**

El objetivo del pararrayos es el de atrapar las ondas entrantes producidas por una descarga atmosférica o por una operación de swicheo, transmitidas por los conductores y enviarlas a tierra para impedir que dañen el aislamiento de los equipos. Pero el pararrayos no protege el equipo de una descarga directa. El objetivo del blindaje es proporcionar la protección adecuada a los equipos contra las descargas directas creando un nivel de potencial cero por encima de estos (lo mismo aplica para líneas de transmisión).

#### 1.4.5.6.1 Hilos de guarda y bayonetas

Las subestaciones eléctricas de tipo exterior deben de protegerse en forma semejante a las líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas directas e indirectas, ya que los apartarrayos sirven para proteger al equipo únicamente contra las ondas entrantes, por lo que es necesario instalar **hilos de guarda o por lo menos bayonetas**.

Los hilos de guarda también se le conoce en algunos países como cables de tierra, generalmente son de acero galvanizado con una sección no inferior a 50mm<sup>2</sup> y se instalan sobre la estructura por encima de los conectores y conductores de fase en un número y disposición tal que el ángulo formado por



la vertical con la recta que une al cable de guarda con el conductor de una fase exterior sea inferior a  $45^\circ$ . Para unirlos a la estructura se usan conectores y se aterrizan por lo menos en dos puntos usándose también cable de acero galvanizado con la misma sección de  $50 \text{ mm}^2$ .

Para la protección con **bayonetas** se refiere a la instalación de electrodos de acero cuya función principal es la concentración de electrones de predescarga para su descarga a tierra a través de la puesta a tierra de la subestación, deben estar terminadas en punta y se deben instalar en los puntos más altos de las estructuras de las subestaciones.

La zona de protección que brinda una bayoneta se calcula a partir de la altura máxima obtenida entre estructura y bayonetas y considerando que el ángulo de protección medido con relación al eje de la bayoneta no debe exceder en ningún caso a  $30^\circ$  para una bayoneta aislada.

Cuando la distancia entre estructura y la altura de las mismas es tal que las zonas de protección obtenidas por las bayonetas se cortan sobre el plano de los objetos por proteger entonces los ángulos de protección permisibles pueden llegar a ser de  $45^\circ$ . siempre se deberá hacer un cálculo de verificación, ya que este concepto no es determinístico y solo da una idea al margen de protección que proporciona.

*Cable de Guarda* : Son cables desnudos ubicados sobre el equipo a proteger y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación, formando una red que actúa como blindaje para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas atmosféricas directas, reduciendo la probabilidad de la caída de un rayo sobre los conductores de fase. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra.

Las características más importantes de los cables de guarda son:

- Protegen a lo largo de todo el cable.
- Su costo es bajo: son conductores livianos con tensiones de temple bajas, por lo que no requieren estructuras muy fuertes.
- Aprovechan los pórticos como estructuras de soporte y sólo requieren de un castillete adicional.
- Las estructuras para temple se pueden ubicar relativamente alejadas unas de otras (60m o más).
- La corriente del rayo se divide en dos direcciones con lo cual la corriente que debe disipar cada estructura se reduce aproximadamente a la mitad.
- La impedancia característica presentada al rayo es notablemente inferior (cerca de la mitad de la que presentaría una sólo estructura), reduciendo así la inductancia de la estructura y, en consecuencia, el riesgo de flameo inverso en los dos aisladores en suspensión, fenómeno que se puede producir cuando hay descargas repetidas a través del mismo canal ionizado por el rayo.
- La presentación de los cables de guarda no contrasta con las líneas por lo que no desmejora la estética de la subestación.
- Para proteger áreas pequeñas y aisladas de la subestación, el cable de guarda puede no resultar más económico que las puntas.
- Mejora las condiciones de la malla a tierra al disipar parte de la corriente de secuencia cero en casos de cortocircuito a tierra.

#### **1.4.5.6.2 Apartarrayos**

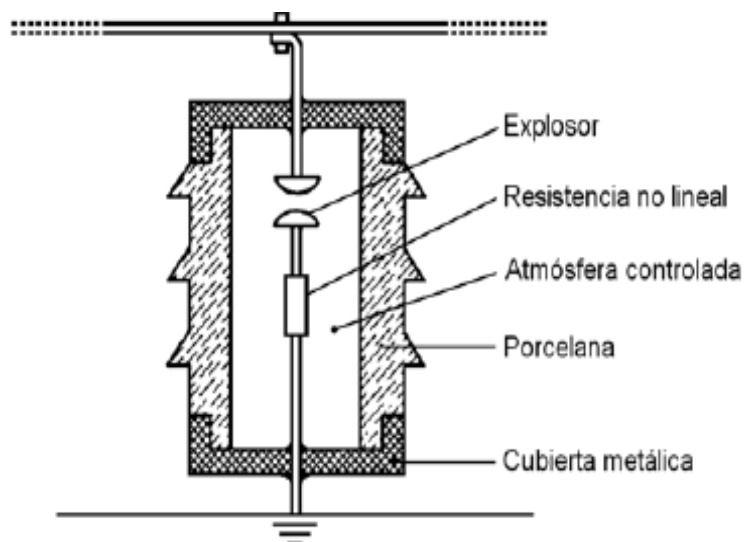
Son dispositivos de protección contra sobre tensiones transitorias y la limitación de la amplitud y duración de las corrientes consecuentes debidas a la

descarga. El pararrayo proporciona el grado de confiabilidad más alto de todos los dispositivos protectores contra sobre tensiones.

#### 1.4.5.6.3 Explosor o cuerno de arco

Dispositivo limitador de sobre tensiones que consiste en un espacio de descarga de aire libre entre un electrodo bajo tensión y un electrodo conectado a tierra

Figura 19. Elementos de un Explosor



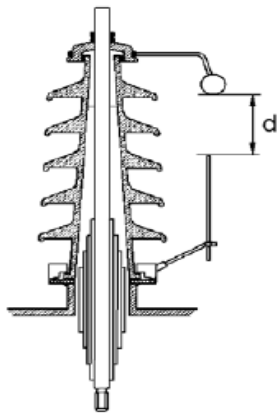
La tensión de cebado de un explosor depende de:

- La distancia de separación (  $d$  )
- Las condiciones atmosféricas
- La forma de los electrodos y su efecto sobre la polaridad

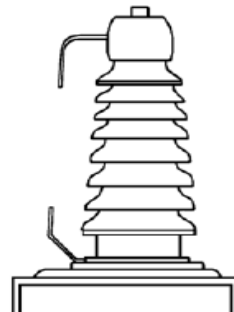
- Ubicación respecto a sus soportes y superficies conductoras y aislantes
- En nivel de protección no se puede estimar en forma exacta como en un pararrayos.

Como respaldo del pararrayos y a veces en lugar de este, se emplean un par de electrodos punta-punta (explosor o cuerno de arqueo) separados en el aire, como se ve en la siguiente figura. Su característica de operación depende de la distancia de separación **d**.

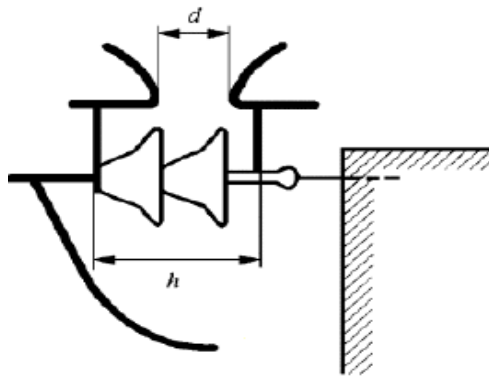
**Figura 20. Tipos de los explosores o cuernos de arqueo**



a) *En un pasatapas*



c) *En una aislador tipo poste*



c) En una cadena de aisladores

#### 1.4.5.6.4 Pararrayos

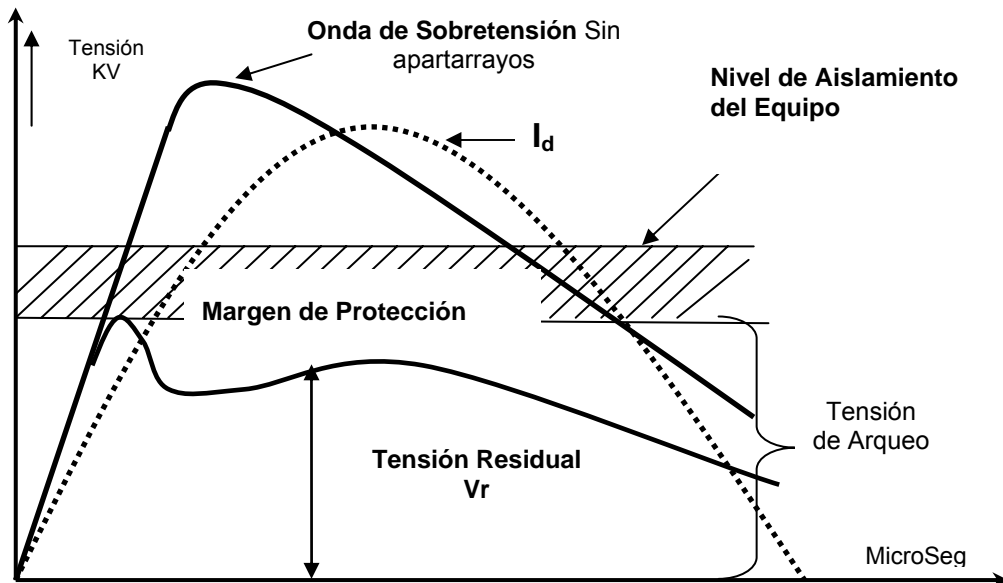
Este es el dispositivo primario de protección usado en la coordinación de aislamiento. Su función es limitar la sobretensión aplicada al equipo para dar protección al aislamiento, las funciones específicas del apartarrayos son:

- a. Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulan por el
- b. Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo

Las características de protección del apartarrayo se pueden dividir en dos partes:

- Tensión de arqueo
- Corriente de descarga

**Figura 21. Curva de la tensión causada por el flujo de corriente de un rayo a través de una zona protegida por apartarrayos**



#### 1.4.5.6.4.1 Pararrayos de SIC

Consta fundamentalmente de resistencias no lineales a base de carburo de silicio **SIC**. Este consiste en uno o varios explosores conectados en serie con uno o más resistores no lineales. Su relación corriente-voltaje está dada por:

$$V = K \times I^d \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde:

$$K = 1300 \text{ y } d = 0.2$$

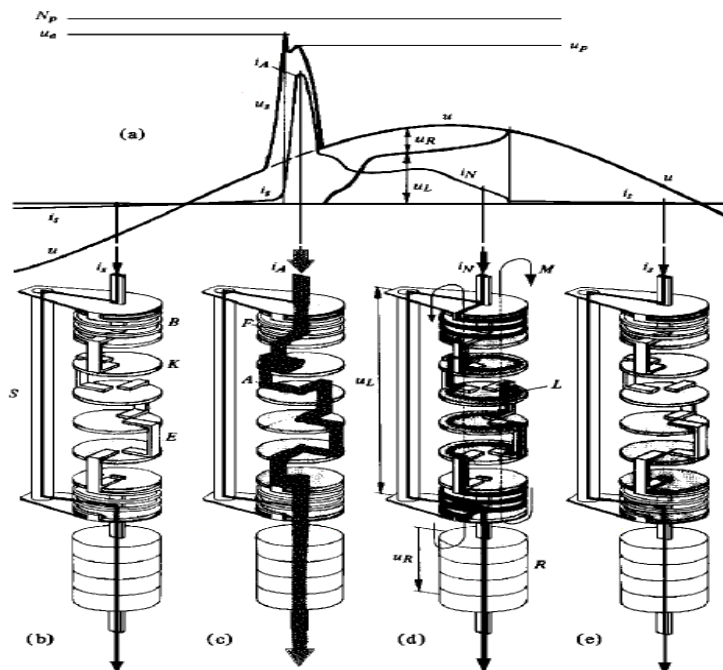
*Resistencia no lineal:* Cuando un impulso de voltaje de magnitud excesiva es superpuesto al voltaje de 60 ciclos, el espaciamento interno actúa y el voltaje a través del pararrayos se reduce a un valor igual al producto de la corriente de impulso a través del mismo por su resistencia interna.

La característica no lineal de las resistencias serie presenta valores resistivos muy altos en condiciones nominales de voltaje y frecuencia. De esta forma al desaparecer el voltaje transitorio la corriente que sigue fluyendo por el pararrayos es limitada por su resistencia a un valor muy bajo, esta corriente, llamada residual, desaparece por lo regular antes de que el voltaje cruce la primera vez por cero, después de la descarga.

Los espaciamientos internos en un pararrayos evitan la circulación de corrientes a tensión nominal para tener una distribución uniforme de tensión a través de ellos, se emplean resistencias y capacitancias en paralelo.

El voltaje nominal de un pararrayos no debe ser menor que el máximo voltaje posible de potencia-frecuencia a través del mismo, de otro modo la corriente no será interrumpida en el primer paso por cero y el pararrayos será destruido.

Figura 22. Operación de pararrayos



#### 1.4.5.6.4.2 Pararrayos de ZnO

En los últimos años se ha dado un paso importante en el mejoramiento de la característica no lineal de las resistencias internas del pararrayos, usando como base Oxido de Zinc. La relación corriente-voltaje para el Oxido de Zinc está dada por:

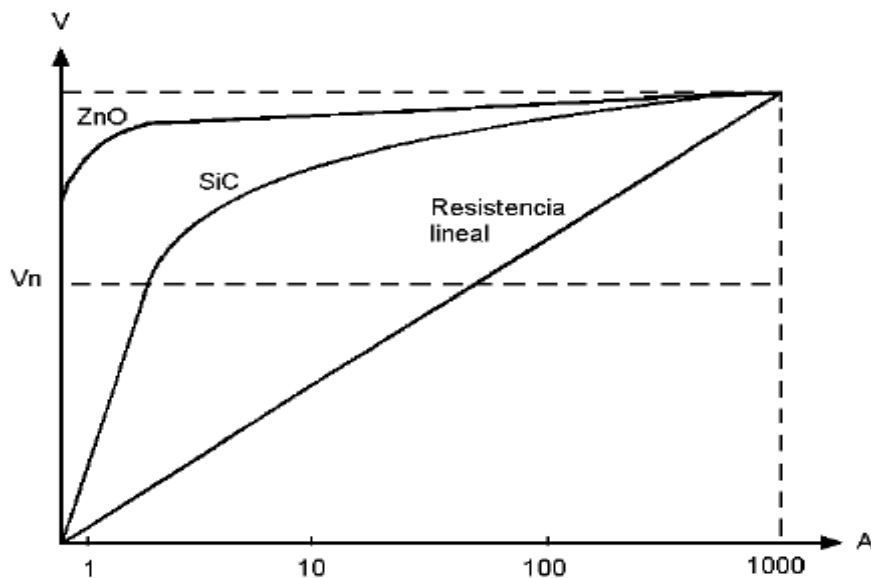
$$V = K \times I^d$$

Donde **d** es del orden de 0.03.

De esta manera se logró suprimir totalmente los espaciamentos activos y se mejoraron ostensiblemente las características de funcionamiento, tanto en condiciones nominales como bajo descarga;

La corriente de fuga al voltaje de 60 ciclos es del orden de microamperios, mientras que la corriente siguiente no se presenta.

Figura 23. Características de diferentes tipos de resistencias de pararrayos

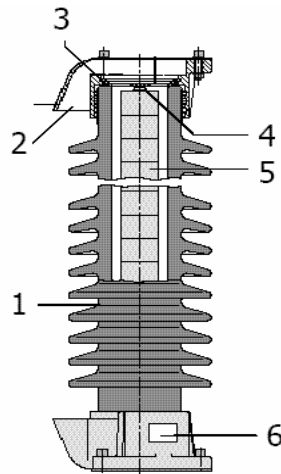




Las principales ventajas de los pararrayos de Oxido de Zinc, comparados con los tradicionales son:

- ✓ Construcción más simple, son mas pequeños y livianos
- ✓ Su comportamiento como elemento de protección es mejor
- ✓ No fluye corriente siguiente.
- ✓ No absorben energía a niveles nominales de voltaje

**Figura 24. Pararrayo de Oxido de Zinc ( ZnO)**



**Partes de un pararrayo de oxido de Zinc ( ZnO)**

1. Aislador
2. Desfogue
3. Sello
4. Resorte de compresión
5. Resistores de ZnO
6. Placa del fabricante

Consideraciones:

- Sistema sólidamente aterrizado.
- Pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO).

La tensión nominal de los pararrayos de ZnO, R, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión Máxima de Operación continua (MCOV):

$$MCOV = \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

- Sobretensión Temporal (TOV): Como es un sistema sólidamente aterrizado,  $K_e=1.4$

$$TOV = K_e * MCOV$$

La tensión nominal del pararrayos R, se elige seleccionando el mayor valor entre  $R_o$  y  $R_e$ .

$$R_o = \frac{MCOV}{K_o}$$

Donde  $K_o$  es el factor de diseño según el fabricante el cual debe ser especificado por este. Un valor de  $K_o$  normalmente encontrado es 0.8.

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

Donde  $K_t$  es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión.

$K_t = 1.15$  para 1 segundo.

$K_t = 1.10$  para 10 segundos.

$K_t = 0.95$  para 2 horas.

El mayor entre  $R_o$  y  $R_e$ , es  $R_e$  por lo consiguiente  $R$  es igual a:

$$R = R_e * 1.05$$

*Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR o LIPL)*

El NPR de un pararrayos ZnO es considerado, en términos generales y para efectos de coordinación de aislamiento como el mayor entre los siguientes valores:

- Tensión máxima residual para impulsos escarpados (1/(2-20) m s) de corriente dividido en 1.15. Para efectos prácticos es igual a 1.1\*Tensión máxima residual 8/20m s.
- Tensión máxima residual para impulsos atmosféricos a la corriente nominal de descarga 8/20m s.

10 kA    Donde ( $V_m < 420$  kV)

15 kA    Donde ( $420$  kV  $< V_m < 550$  kV)

20 kA    Donde ( $V_m > 550$  kV)

### *Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM o SIPL)*

El NPM para un pararrayos de ZnO se obtiene así:

- Sistema con tensión máxima menor de 145kV, máximo voltaje residual con impulso de corriente de maniobra (30/60m s) de 0.5 kA.
- Sistema con tensiones entre 145kV y 362kV el impulso de corriente de maniobra debe ser de 1kA.
- Sistemas con tensiones superiores, el impulso de corriente de maniobra debe ser de 2kA.

### Valores nominales del pararrayos

- Voltaje nominal: Máximo voltaje RMS permitido a la frecuencia de 60 Hz.
- Voltaje de operación a frecuencia nominal: Valor de voltaje (RMS) que ocasiona la operación del pararrayos a frecuencia de 60 ciclos.
- Voltaje de operación al impulso: Valor de voltaje de una onda de impulso básico que hace operar el pararrayos.
- Corriente de descarga: Corriente que circula por el pararrayos después de su operación.
- Voltaje residual: Voltaje que aparece entre terminales del pararrayos durante la circulación de la corriente de descarga.
- Voltaje de operación al frente de onda: Voltaje de operación ante ondas con frente más corto que el impulso básico.

La característica de los pararrayos debe seleccionarse con arreglo a las condiciones específicas de cada sistema, y coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia.

La tensión nominal que se indica en la placa de los pararrayos se refiere a la tensión máxima, a frecuencia nominal, a la cual se puede interrumpir la corriente remanente de una descarga transitoria, quedando después el pararrayo como si fuera un aislador.

Para seleccionar la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema siendo la más importante la falla de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones a frecuencia nominal de mayor magnitud. Esta magnitud depende de la característica del sistema y especialmente de la forma en que están conectados los neutros de los transformadores y generadores.

Los dos parámetros principales que definen la magnitud de las sobretensiones son las relaciones  $X_0/X_1$  y  $R_0/R_1$  donde,  $X_0$  y  $X_1$  son las reactancias de secuencia positiva y negativa respectivamente, y  $R_0$  y  $R_1$  son las resistencias de secuencia positiva y negativa respectivamente.

#### **1.4.5.7 Redes o mallas de tierras**

Cuando se producen fallas en los sistemas de potencia, circulan corrientes del orden de kiloamperios, que retornan por tierra a las subestaciones, exigiendo entonces la existencia de una muy buena conexión a tierra en la subestación.

Por otra parte, al momento de circular las corrientes de cortocircuito, no deben producirse voltajes que puedan poner en peligro a las personas que estén dentro de la subestación.

### 1.4.5.7.1 Elementos que componen la red de tierras

Conductor de la malla

- Electrodo
- Bayonetas
- Conexiones, estas pueden ser:
  - Isotérmicas, son las uniones hechas con soldadura isotérmicas capaces de disipar 40 KA
  - Mecánicas, son las uniones atornilladas con pernos partidos las cuales a través del tiempo se corroen
  - Compresión, son uniones con terminal de entallada a presión

Los factores de diseño son:

1. Investigación de las características del suelo.
2. Determinación de la corriente máxima que fluirá a tierra ( $1\Phi$  a tierra), para ello el análisis de corto circuito.
3. Diseño preliminar de la instalación de la malla de tierra.
4. cálculo de la longitud del conductor para hacer dicha malla incluyendo la longitud y el número de electrodos enterrados distancialmente.
5. Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
6. Cálculo de las tensiones de paso y contacto tolerables en la periferia de la subestación.
7. Cálculo de las tensiones de paso y contacto en la periferia de la malla de tierra.

8. Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas deben de ser inferiores a las tensiones de paso y contacto tolerables.
9. Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo por medio de los datos obtenidos en los incisos 5, 6, y 7
10. Construcción de la red de tierras.

Después de construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitid

#### **1.4.5.7.2 Resistencia de la conexión a tierra**

La resistencia de la puesta a tierra en la subestación debe ser lo suficientemente baja para que circulen las corrientes originadas por fallas que ocurran en puntos remotos, asegurando así la operación de los dispositivos de protección. En su construcción debe tenerse en cuenta que pueda conducir la máxima corriente de cortocircuito, sin que se produzca calentamiento ni daño mecánico.

La conexión a tierra debe también evitar que circulen corrientes altas por estructuras y carcasas, las que normalmente están aterrizadas por seguridad. Debe distinguir entre la resistencia "local" de la tierra y la resistencia "remota", que es con referencia a un punto de tierra distante. Estos dos parámetros están muy relacionados.

Para determinar el valor de la resistencia de tierra, es necesario conocer la resistividad ( $\rho$ ) del terreno en donde está localizada la subestación. El valor de  $\rho$  puede ser medido, varía ampliamente con parámetros como la homogeneidad del terreno, temperatura, humedad y contenido de sal.

La tabla siguiente Indica valores de resistividad de distintos tipos de terreno, los cuales pueden usarse cuando no se tiene un dato exacto. El valor de  $\rho$  puede hallarse si se conoce el valor de resistencia local.

**Tabla XII. Tipos de suelo y su resistividad**

TIPO DE TIERRA	RESISTIVIDAD ( $\Omega$ - m)
Suelo pantanoso	10 – 30
Suelo orgánico húmedo	10 – 50
Suelo húmedo	$10^2$ - $10^3$
Concreto de hormigón	$10^3$
Suelo seco	$10^3$ - $4 \times 10^3$
Roca de lecho	$10^4$

La resistencia local de la puesta a tierra (RL) puede encontrarse utilizando un megger de tierra y siguiendo alguno de los métodos recomendados, por ejemplo el de "Klenmer" o de los cuatro electrodos. En esta prueba se clavan en línea los 4 electrodos a igual distancia, dos dentro del terreno donde se esta midiendo la resistencia, los otros dos electrodos se colocan fuera, por ellos se alimenta la corriente y se mide la caída de tensión en los electrodos internos.

El valor de RL está dado por:

$$RL = \frac{\rho}{2\pi a} \quad \text{Ec. 1.2}$$



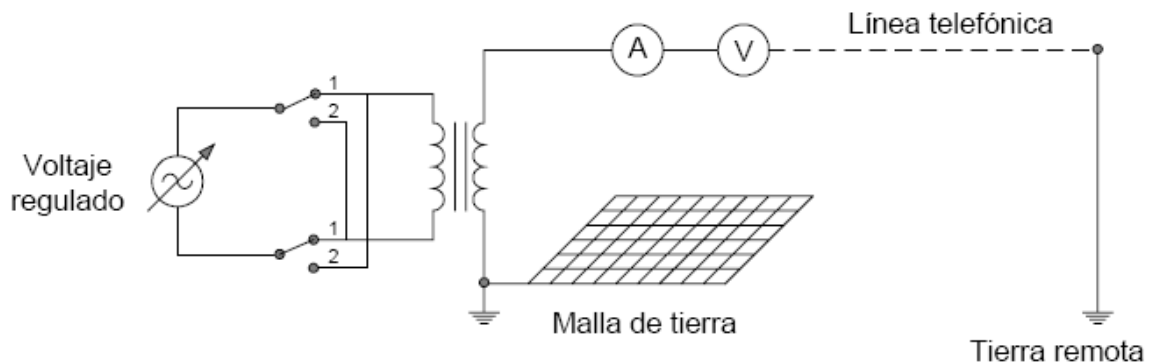
Donde:

a: distancia entre electrodos

$\rho$ : resistividad del terreno

Para encontrar el valor de resistencia remota  $R_r$ , debe emplearse un método especial como el mostrado en la figura

**Figura 25. Medición del valor de resistencia remota**



El valor de  $R_L$  corresponde a la resistencia a tierra de un círculo de cobre con radio de  $2a$ . En la práctica no se tiene un círculo de cobre, sino una malla hecha con conductor de cobre, el cual tiene una longitud total  $L$ , entonces la resistencia con la malla se modificará,

$$R_L = \frac{\rho}{2\pi a} + \frac{\rho}{L} \quad \text{Ec. 1.3}$$

### 1.4.5.7.3 Resistencia de puesta a tierra con la malla

Una vez determinada la resistividad del terreno ( $\rho$ ), la resistencia del mismo R, depende del área de la red de tierra y de la longitud de la malla (L), dada por la suma de todas las ramas de la red.

Si la resistividad del terreno es prácticamente uniforme y la profundidad de la malla es menor de 30 cms, se usa la siguiente expresión

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad \text{Ec. 1.4}$$

Y cuando la profundidad de la malla está entre los 30 cms y los 2.5 mts, se usa la formula de Sverak. Como se ve a continuación.

$$RL = \frac{\rho}{L} + \frac{\rho}{\sqrt{2A}} \left[ 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right] \quad \text{Ec. 1.5}$$

Donde:

r = Radio en metros de un círculo equivalente, con área igual a la cubierta por la malla.

A = Es el área del terreno donde se ubica la subestación

h = Es la profundidad de la malla

#### 1.4.5.7.4 Diseño de la malla a tierra

El propósito principal en el diseño de una malla de tierra es la seguridad del personal que se encuentre dentro de la subestación cuando se produzca la ocurrencia de una falla a tierra en el sistema.

En consecuencia las mallas son diseñadas para limitar los voltajes a valores que no ofrezcan peligro para el cuerpo humano y además disminuir los riesgos de deterioro en los equipos.

La corriente máxima que tolera el cuerpo humano sin que se produzcan daños irreparables está definida por la siguiente expresión (IEEE Std 399-1980):

$$I_b = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad \text{Ec. 1.6}$$

Donde:

$I_b$  = Corriente en amperios

$t$  = Duración de la corriente en segundos

Esta corriente determina los potenciales tolerables por el cuerpo

**Voltajes de toque y de paso son:** las diferencias de potencial máximo que pueden presentarse entre una mano y un pie o entre los dos pies, bajo cualquier condición dentro de la subestación. La figura 9.3 ilustra las dos condiciones mencionadas.

Para su cálculo se siguen las siguientes recomendaciones:

- ✓ Las resistencias de contacto de la mano y del pie son despreciables, mientras que la del suelo inmediatamente debajo del área de contacto del pie es considerada significativa.
- ✓ Se toma cada pie como un electrodo en forma de plato con una resistencia en ohmios de  $3 \Gamma_s$ .
- ✓ Para el cuerpo humano se estima un valor de resistencia total de  $2300 \Omega$  entre manos y  $1100 \Omega$  de mano a pie, en ambos casos se usa  $1000 \Omega$  como un valor razonable y que brinda seguridad.

De acuerdo con esto la resistencia total en la condición de paso es:

$$R = 1000 + 6 \Gamma_s$$

Para la condición de toque es:  $R = 1000 + 1.5 \Gamma_s$

Donde  $\Gamma_s$  = Es la resistividad superficial del suelo en ohmios–metro Si la subestación se cubre con roca triturada u otro material de alta resistividad, deberá utilizarse el valor  $\Gamma_s$  del material en las ecuaciones anteriores. Como voltaje es igual a corriente por resistencia, de las ecuaciones anteriores, se encuentra que:

El voltaje de paso es:

$$E_p = \frac{(1000\Omega + 0.696\Gamma_s) * (0.116)}{\sqrt{t}} \quad \text{Ec. 1.6}$$

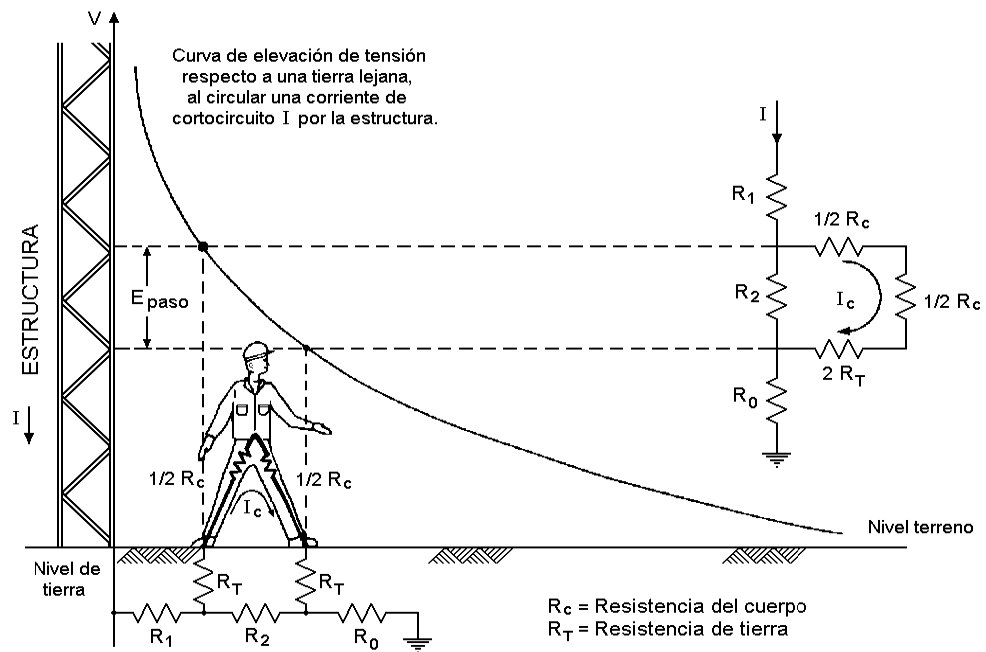
$$E_p = \frac{(116 + 0.696\Gamma_s)}{\sqrt{t}} \quad \text{Ec. 1.7}$$

El voltaje de toque o contacto es:

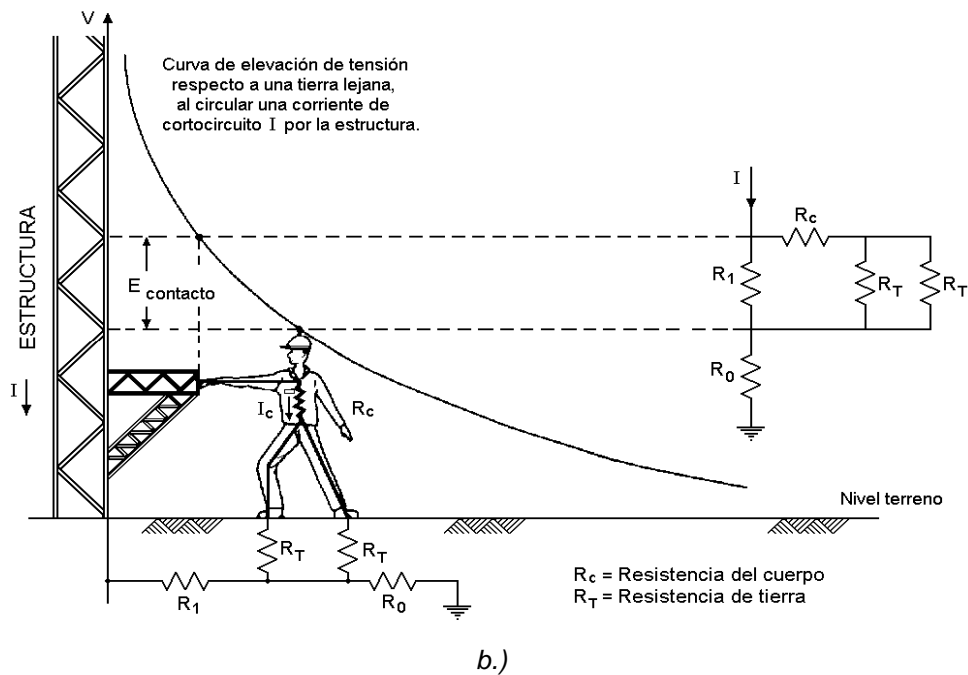
$$E_i = \frac{(1000\Omega + 1.5\Gamma_s) * (0.116)}{\sqrt{t}} \quad \text{Ec. 1.8}$$

$$E_i = \frac{(116 + 0.174\Gamma_s)}{\sqrt{t}} \quad \text{Ec. 1.9}$$

**Figura 26. a) Tensión de paso cerca de una estructura conectada a tierra**  
**b) Tensión de contacto a una estructura conectada a tierra**



a)



#### 1.4.5.7.5 Conductor de la malla de tierra

El conductor de la malla de tierra debe conducir la corriente de falla durante un periodo de tiempo determinado sin fundirse ni averiarse. Debe también ser mecánicamente resistente y además tener buena conductividad para evitar las diferencias de potencial peligrosas. El área mínima del conductor está dada por la siguiente expresión (IEEE Std 80-1976):

$$A = I_{cc} \left[ \frac{33s}{\text{Log}_{10} \left[ \frac{T_m - T_a}{243 + T_a} + 1 \right]} \right] \quad \text{Ec. 1.10}$$

Donde:

- ✓  $I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito [A]
- ✓  $A$  = Sección transversal del conductor de cobre, [circular mil]
- ✓  $S$  = Tiempo durante el cual circula la corriente [s]
- ✓  $T_m$  = Temperatura máxima permisible en las uniones de la malla, [°C]
- ✓  $T_a$  = Temperatura promedio del suelo, [°C]

Teniendo en cuenta la rigidez mecánica que debe tener el conductor, la AIEE recomienda usar conductores de cobre de tamaños mínimos 1/0 para uniones soldadas y 2/0 para pernadas.

#### 1.4.5.7.6 Potencial de toque y de paso de la malla

La malla de tierra se construye con conductores a lo largo y ancho del terreno, interconectados en cada cruce y enterrada una cierta profundidad, la existencia de esta red modifica el valor de potenciales de toque y de paso, los cuales están ahora dados por las siguientes expresiones (IEEE Std 80-1976):

$$E_{iMALLA} = \frac{k_m k_i \Gamma I_{Red}}{L} \quad \text{Ec. 1.11}$$

$$E_{pMALLA} = \frac{k_s k_i \Gamma I_{Red}}{L} \quad \text{Ec. 1.12}$$

Donde:

$\Gamma$  = Resistividad del suelo, en ohmios-metro (usualmente es diferente de  $\Gamma_s$ )

$I$  = Máxima corriente de falla, en amperios

$L$  = Longitud total de la malla en metros.

$k_m$  = Coeficiente de malla

$k_s$  = Coeficiente de paso

$k_i$  = Factor de irregularidad

El coeficiente  $k_m$  se calcula con la ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16hd}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left[\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right)\dots\dots\left(\frac{2N-3}{2N-2}\right)\right] \quad \text{Ec. 1.13}$$

El factor  $k_s$  está dado por

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots\dots\dots + \frac{1}{(N-1)D} \right) \quad \text{Ec. 1.14}$$

Donde:

$D$  = Espaciamiento inicial (se asumen 2 metros por el número de conductores transversales de la malla)

$h$  = Profundidad de enterramiento, en metros

$d$  = Diámetro del conductor, en metros

$N$  se calcula de la siguiente manera

$$N = \frac{\text{Ancho de la subestación [m]}}{D} + 1 \quad \text{Ec. 1.15}$$



El factor de irregularidad  $k_i$  tiene en cuenta la no uniformidad en la distribución de la corriente en las diferentes partes de la malla.

$k_i$  varía de 1.2 a 2 dependiendo de la geometría de la malla. En general :

$$k_i = 0.65 + 0.172 N$$

$$\text{Para } N = 7$$

$$k_i = 2 \text{ para } N > 8$$

#### 1.4.5.7.7 Longitud del conductor de la malla de tierra

Ya que por regla general los voltajes de paso que se presentan en una subestación con la malla son menores que los voltajes de toque, se toma el voltaje de toque como parámetro para determinar la longitud mínima requerida de conductor.

La longitud se obtiene igualando las ecuaciones siguientes:

$$E_t = \frac{(0.116 + 0.174\Gamma_s)}{\sqrt{t}} \quad \text{Ec. 1.16}$$

$$E_{tMALLA} = \frac{k_m k_i \Gamma I_{\text{Diseño}}}{L} \quad \text{Ec. 1.17}$$

Por lo tanto:

$$L = \frac{k_m k_i \Gamma I_{Diseño} \sqrt{t}}{116 + 0.174 \Gamma_s} \quad \text{Ec. 1.18}$$

Al calcular la longitud del conductor de la malla, el principal propósito es el de asegurar que los potenciales de toque y de paso estarán por debajo de los límites de seguridad para una configuración determinada.

#### 1.4.5.7.8 Consideraciones en el diseño de la malla de tierra

1. De los resultados obtenidos, se compara la elevación máxima del potencial de la red ( $E_{MALLA}$ ) contra el potencial mínimo tolerado por el cuerpo humano ( $E_{CONTACTO-TIERRA}$ ), debe ser:

$$E_{MALLA} < E_{CONTACTO-TIERRA}$$

2. Para que la malla sea segura debe producirse que

$$L_{Seguridad} < L_{prefijada}$$

3. Este punto también debe probar que el potencial de paso ( $E_{PASO}$ ) en la periferia de la malla contra el potencial mínimo tolerado por el cuerpo humano ( $E_{PASO-TIERRA}$ ), debe ser:

$$E_{PASO} < E_{PASO-TIERRA}$$

4. Con los potenciales transferidos se debe concluir que:

$$I_p < \frac{(1000+1.5\rho)}{k_m k_i \Gamma} * \frac{9}{1000} * L$$

Esta ultima consideración de muy importante cuando en los equipos de relevación son Electromecánicos, ya que para que el ajuste de la corriente de pick-up de los relevadores de una protección quede dentro del límite de 9 miliamperios, que puede fijarse de acuerdo con los datos del catalogo correspondiente de los relevadores.

Si se cumplen estas consideraciones importantes al diseñar una red o malla de tierras para protección contra sobretensión en una subestación, se considera que el diseño es seguro, de lo contrario se debe rediseñar la red, ya sea: aumentando el área de la malla, incrementando la longitud del conductor o incrementado el número de electrodos para la red de tierras.

Con el cálculo de red de tierras se pretende evitar caer en dos situaciones extremas: Eliminar los diseños limitados, por tanto peligrosos y evitar diseños sobredimensionados que resultan costosos.



## **2. DESARROLLO DEL PROYECTO**

### **2.1. Antecedentes**

El uso indispensable de la energía eléctrica en nuestro medio es cada vez más indispensable y el crecimiento de las industrias que trabajan sus procesos con la energía eléctrica va cada día en aumento, a eso se debe la necesidad de mantener la energía en el sistema nacional interconectado. En tiempos de lluvia las hidroeléctricas se encargan de dar su máxima capacidad aprovechando el recurso hídrico, siendo este el recurso de menor costo para la generación de la energía eléctrica. Con el aprovechamiento del bagazo de la caña en la industria azucarera para la generar vapor de agua y con este generar energía eléctrica en época de zafra, se contrarrestan las bajas en las hidroeléctricas por el nivel de agua en época de verano, y se mantiene la generación de energía siempre a costos bajos. Es por ello que el Ingenio Santa Ana a eficientazo su proceso, aprovechando al máximo este recurso e incrementando su Generación y venta de energía eléctrica en aproximadamente 15 MW al Sistema Nacional Interconectado, Para ello se necesita realizar el estudio de la ampliación para la operación de la Subestación a estos niveles de potencia eléctrica incrementada.

Actualmente la subestación del ingenio Santa Ana tiene una capacidad de 36 MVA de un transformador con tensiones de 69/12.5 KV conectando un turbo generador de 25 MW directamente al sistema. Y 16 MVA de otro transformador conectado a la barra común 13.8 KV de nuestro sistema interno, a la cual están conectados cuatro turbogeneradores con las siguientes capacidades, un turbogenerador de 15 MW, un turbogenerador de 5 MW, otro de 4 MW y otro turbogenerador de 2 MW, para completar un total de 26 MW, los cuales son generados únicamente cuando el ingenio esta en el periodo de zafra

(operación de producción de azúcar). El consumo interno de energía eléctrica que se utiliza en el proceso es alrededor de 15 MW, esto significa que cuando los turbogeneradores están a su máxima potencia, se entregan los 25 MW del turbogenerador conectado directamente al sistema en 12.5/69 KV, y los 10 MW restantes de los 26 MW, que son generados por los demás turbogeneradores conectados comúnmente a la barra 13.8 KV, y enviados al sistema nacional interconectado a través del transformador de 16 MVA.

Con esto sabemos que la capacidad de la subestación se queda reducida únicamente 6 MVA, los cuales nos sirven de margen en momentos cuando el consumo interno es menor de 15 MW y la generación es la misma, por lo que el excedente es enviado al sistema nacional interconectado a través del transformador de 16 MVA.

Actualmente en la planta de generación de energía eléctrica del ingenio se ha llevado a cabo el montaje de un turbogenerador de escape de 15 MW con su respectiva caldera de vapor de agua. La potencia disponible adicional generada por este nuevo turbogenerador irá directamente al sistema nacional, pasando a través de la barra común de 13.8 KV y el transformador de 16 MVA, el cual solo tiene capacidad para transformar 6 MW de los 15 que este nuevo generador va a entregar, es por ello que necesitamos incrementar la capacidad para la transformación de la potencia al sistema en por lo menos 12.5 MVA.

## **2.2. Tipo de la subestación y configuración**

Actualmente la configuración de la subestación del ingenio es la más sencilla y económica ya que utiliza menor cantidad de equipos, se compone de una sola barra con un juego de cuchillas seccionadoras, las cuales son



Figura 28. Vista frontal interruptores

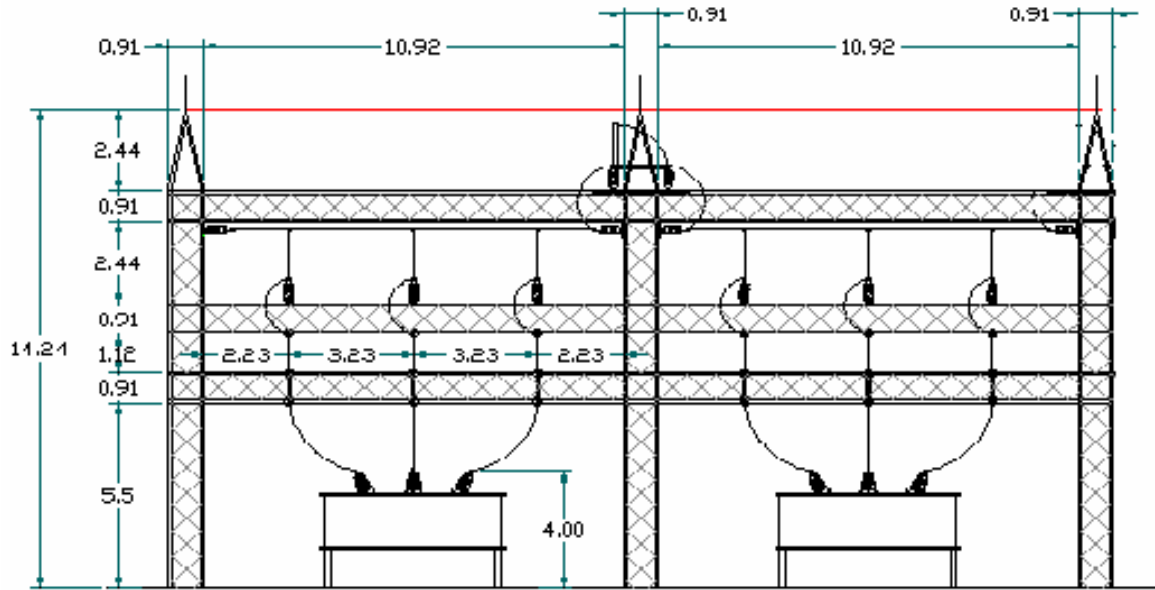
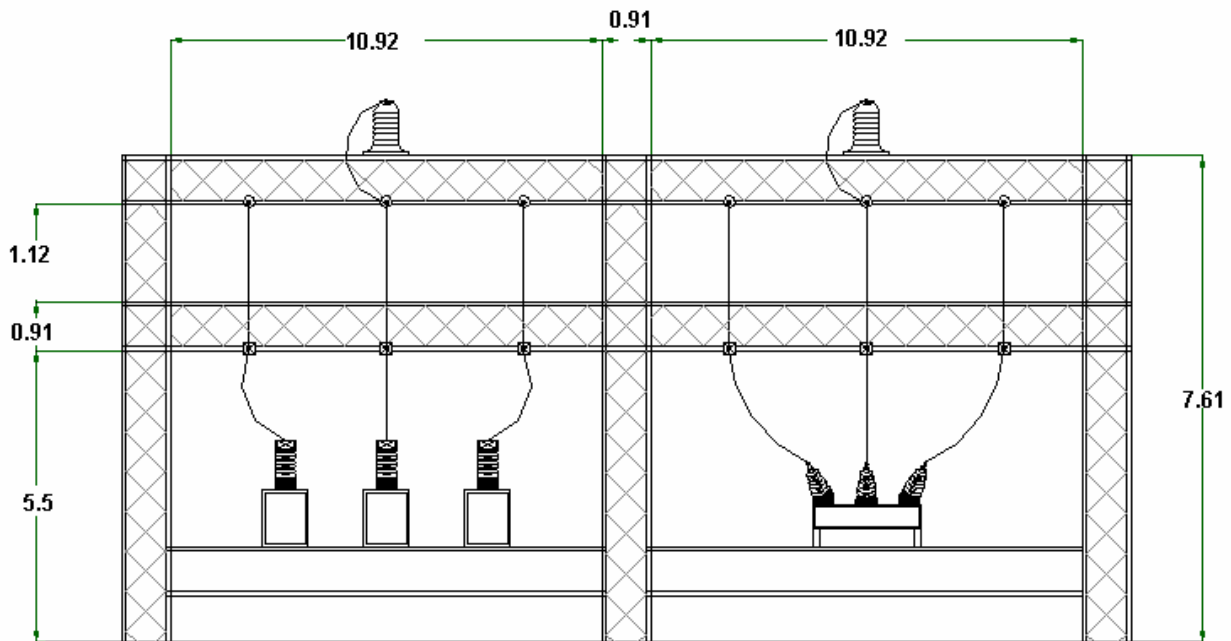


Figura 29. Vista frontal de transformadores de corriente para medición





### **2.3. Capacidad actual de la subestación**

Actualmente la subestación consta de: Unidades de transformación

- 01 transformador de 16 MVA, conectado en el lado de alto voltaje a la barra de 69 KV, y el lado de bajo voltaje a la barra de 13.8 KV.
- 1 transformador de 36 MVA, conectado en el lado de alto voltaje a la barra de 69 KV, y el lado de bajo voltaje a las barras de 12.5 KV del Generador de 25 MW.

Unidades generadoras:

- 01 Turbogenerador GENERAL ELECTRIC de 25 MW, 12.5 KV
- 01 Turbogenerador GENERAL ELECTRIC de 15 MW, 13.8 KV
- 01 Turbogenerador ELIOT de 5.5 MW, 13.8 KV
- 01 Turbogenerador WORTHINGTON de 4 MW, 2.4 KV
- 01 Turbogenerador GENERAL ELECTRIC de 2 MW, 480 Voltios

Como podemos ver la capacidad de la subestación en la barra de 13.8 KV queda reducida a 16 MVA, (ver diagrama unifilar) el cual es nuestro punto critico actualmente,

### **2.4. Problemas actuales**

Actualmente la subestación de acuerdo a su configuración que ya describimos en la sección 2.2, presenta 2 tipos de inconvenientes, las cuales son:

### **2.4.1. De maniobra**

Debido a que la subestación carece de flexibilidad para realizar un mantenimiento, cualquier maniobra que se realice deja sin efecto a por lo menos la mitad de la subestación, ya sea dejar fuera del sistema interconectado a la barra de 13.8 KV en la cual se conectan los turbogeneradores de escape del ingenio ó a la barra de 12.5 KV, en la cual se conecta el turbogenerador de 25 MW. Y en el peor de los casos a toda la subestación.

#### **2.4.1.1. Por mantenimiento preventivo**

El mantenimiento preventivo se hace necesario en la subestación, debido al deterioro natural de los equipos, ocasionado por los esfuerzos eléctricos, condiciones ambientales y la operación de los mismos.

#### **2.4.1.2 Por mantenimiento correctivo**

El esquema de configuración de una barra se considera inflexible y sujeto a interrupciones prolongadas del servicio, lo cual sucedería en el momento de realizarse este mantenimiento en cualquier parte de la subestación

### **2.4.2. Operativo**

La desventaja principal de la subestación, después de su inflexibilidad para ser continua, es su corta capacidad de transformación de potencia en el momento de incrementar la cogeneración en la planta eléctrica del ingenio.

En la zafra 2004/5 se generaron 32 MW, que fueron exclusivamente enviados al sistema nacional interconectado (SNI), de los cuales 23 MW son

generados por el turbogenerador de 25 MW conectado a la barra de 12.5 KV y 7 MW por los demás turbogeneradores conectados a la barra de 13.8 KV. En el momento de generar 15 MW más, éstos irán directamente al SNI, los cuales en total hacen 22 MW saliendo de la barra de 13.8 KV. Esta es la causa principal que hace evidente el problema operativo para un incremento de carga en la subestación.

## **2.5. Análisis técnico de las mejoras**

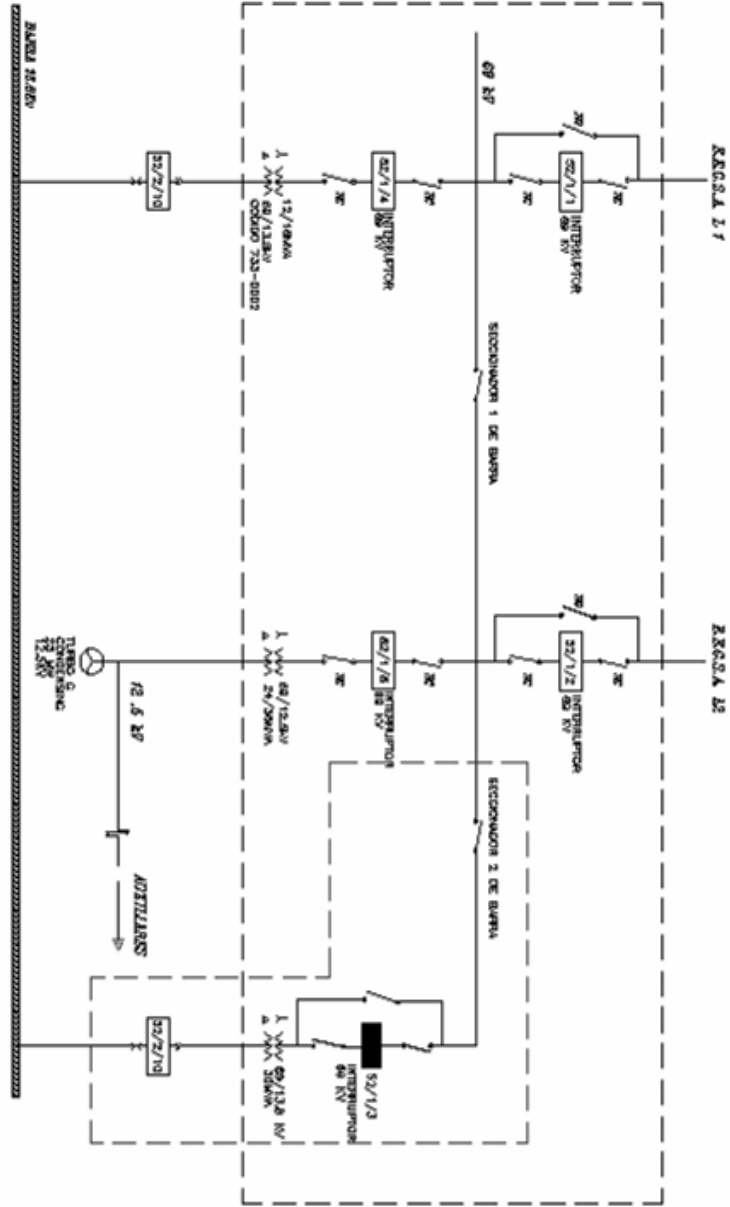
A sido necesario y conveniente el estudio técnico económico del proyecto de ampliación para la transformación de la potencia en la subestación y hacerla flexible en caso de fallas o mantenimientos en la misma. Para ello se instalará un transformador de 30 MVA a través de una tercera línea de 69 KV y a la barra de 13.8 KV, quedando así en paralelo al actual transformador de 16 MVA.

Los 30 MVA (24MW) del transformador a instalar en la subestación es suficiente para transformar los 22 MW que se generarán y enviarán al SNI. Por lo tanto la operación en zafra será únicamente con este transformador, dejando al transformador de 16 MVA como respaldo en tiempo de zafra, y en operación en tiempo de no zafra.

### **2.5.1. Diagramas eléctricos proyectados**

- ✓ Eléctrico unifilar
- ✓ Elevación Vista perfil
- ✓ Vista frontal
- ✓ Diagrama unifilar trifásico

Figura 30. Diagrama unifilar proyectado de la subestación



Eléctrico (Unifilar)

La línea punteada indica la ampliación en la subestación

Figura 31. Vista de elevación perfil

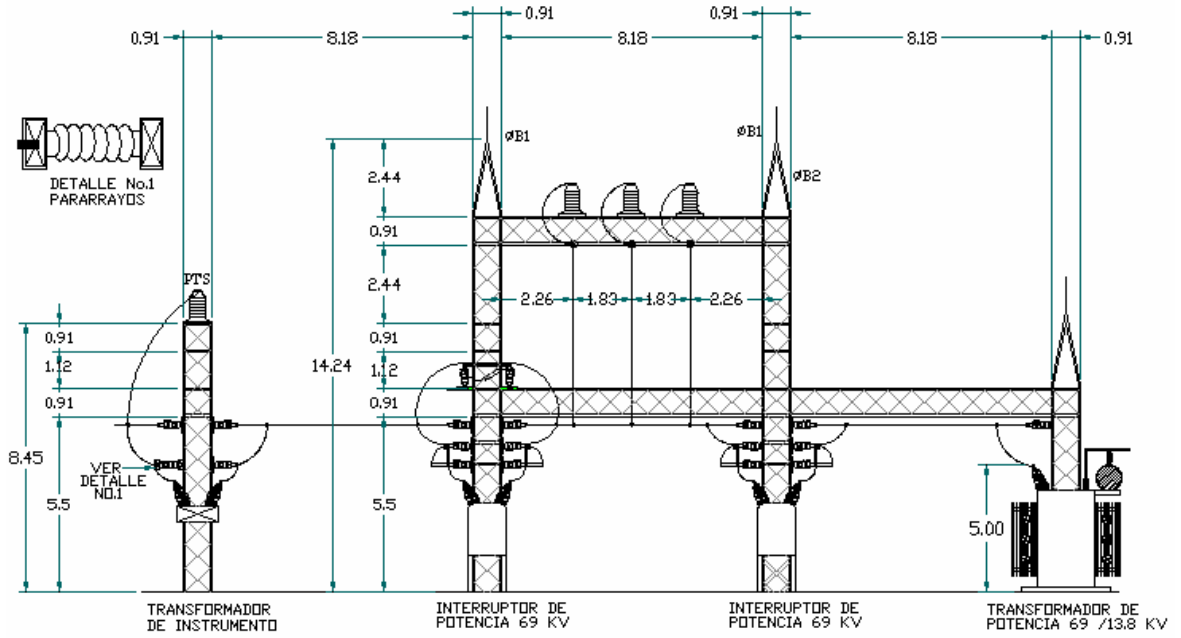


Figura 32. Vista Frontal Interruptores

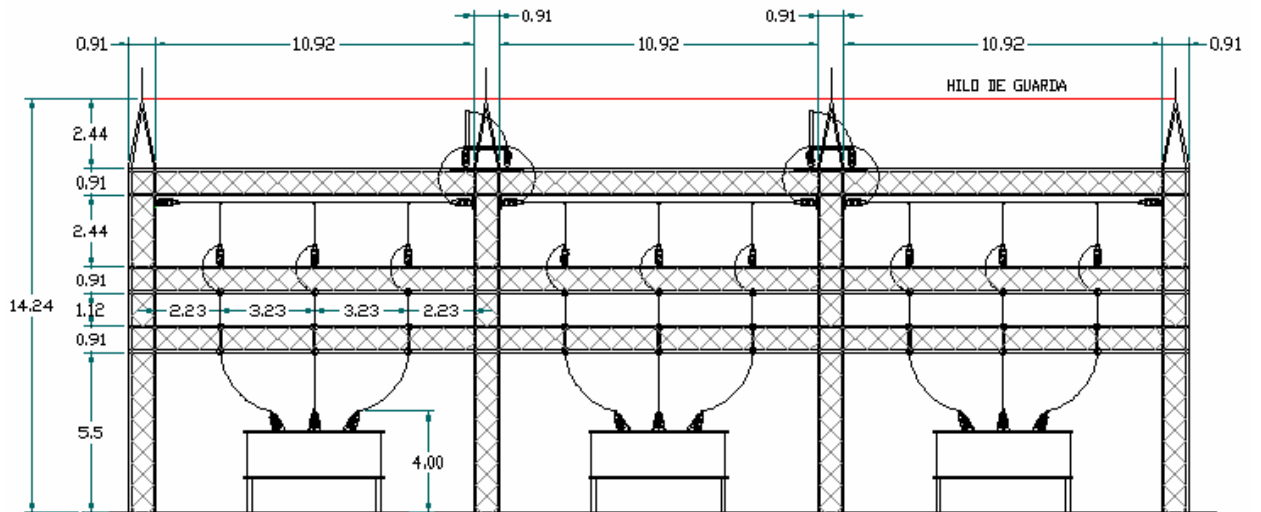
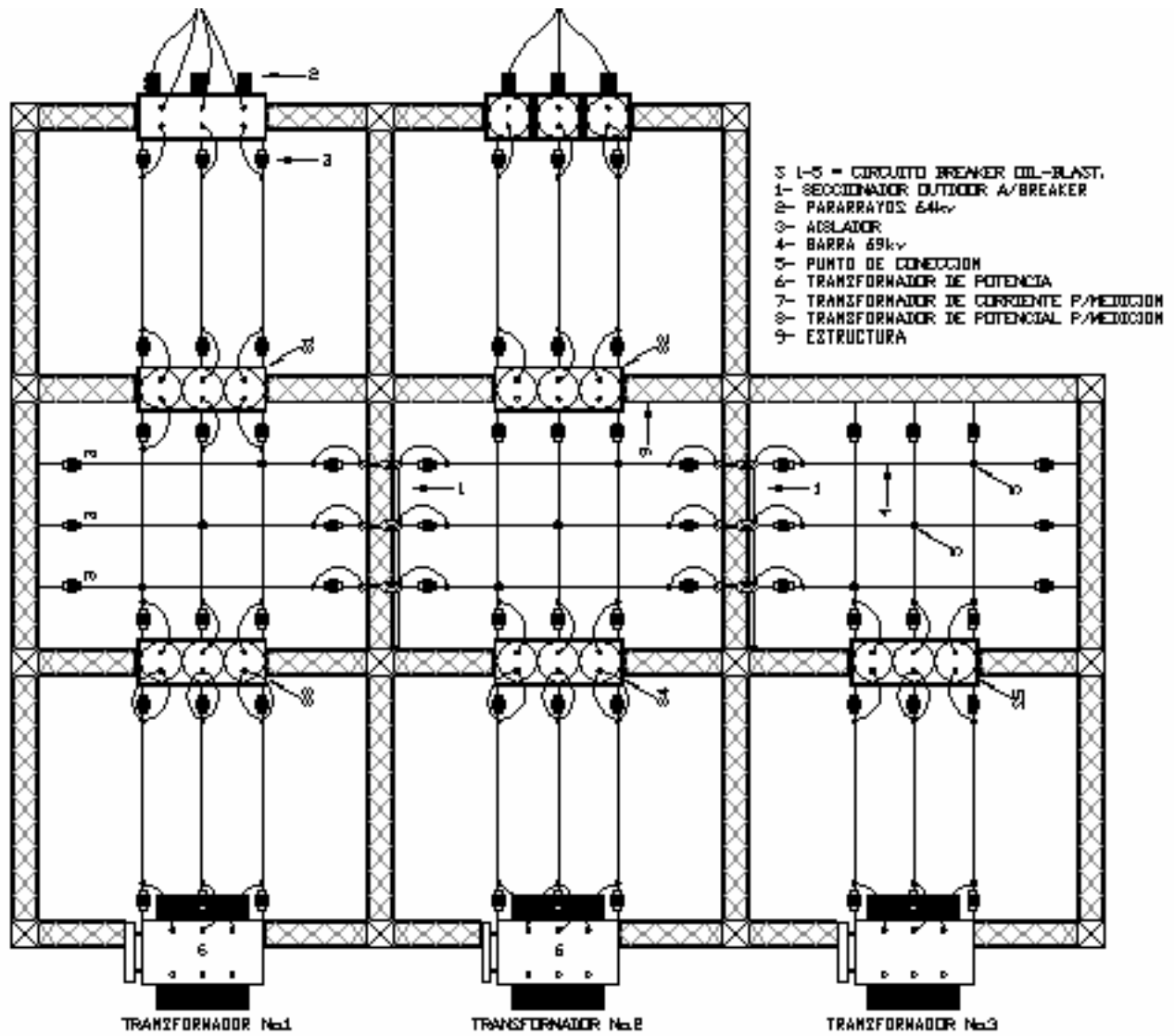


Figura 33. Diagrama Unifilar trifásico



vista de planta (diagrama unifilar trifásico)

## 2.5.2. Equipos de potencia a instalar

- 01 Transformador de potencia

Marca: Magnetek.

Three Phase, 60 Hz, Conexión: YD3

Rango de Voltaje: 69 KV Grd Y / 39.837 --- 13.8 KV

Potencia:

25 MVA - OA Rating at 55°C Rise

26.7MVA - OA/FA Rating at 55°C Rise

33.3 MVA – OA/FA/FA 65°C Rise

IMPEDANCIA: 13.03 %

HV 69000 -- 287 AMP

LV 12500 -- 1663 AMP

S/N -- 93100 – 016

H1, 2 y 3 --- BIL 350 KV

H $\phi$  --- BIL 125 KV

LV --- BIL 125 KV

- 01 Interruptores de potencia, de tanque muerto

Rating: 69000 V, 600 AMP, 60 Hz

Interrupting Current At Rated Voltage, 8400 AMP,

Impulse Withstand, 350 KV

Control Valve Coil 130 VDC

- 01 un Circuit Breaker para 13.8 KV, de 2000 AMP, en gabinete con su Multilín de protección,

- 02 Seccionador outdoor airbreak switch, type V2CA 69 KV 600 AMP. CAT.C06A32G21 CLEVELAND PRICE de apertura central, para la barra de 69 KV, 3 polos
- 06 Seccionador outdoor airbreak switch, 69 KV 600 AMP. 1 polo de 69 KV
- Cable ACSR 477
- Estructura con sus bayonetas

### **2.5.3. Equipos de Protección y Medición a instalar**

- 03 Transformadores de corriente (CT's) con aislamiento para voltaje de 13.8 KV, que serán instalados para la protección de sobrecorriente (instantánea y temporizada) del transformador de 30 MVA, en el lado de este voltaje,
- 03 Transformadores de corriente (CT's) con aislamiento para voltaje de 13.8 KV, que serán instalados para la medición de la energía del transformador de 30 MVA, en el lado de este voltaje,
- 01 Transformador de potencial (PT's) con aislamiento para voltaje de 42 KV, que serán instalados para la sincronización del transformador de 30 MVA, en el lado de este voltaje,
- 02 Transformadores de potencial (PT's) con aislamiento para voltaje de 13.8 KV, que serán instalados para la medición y protección del transformador de 30 MVA, en el lado de este voltaje,



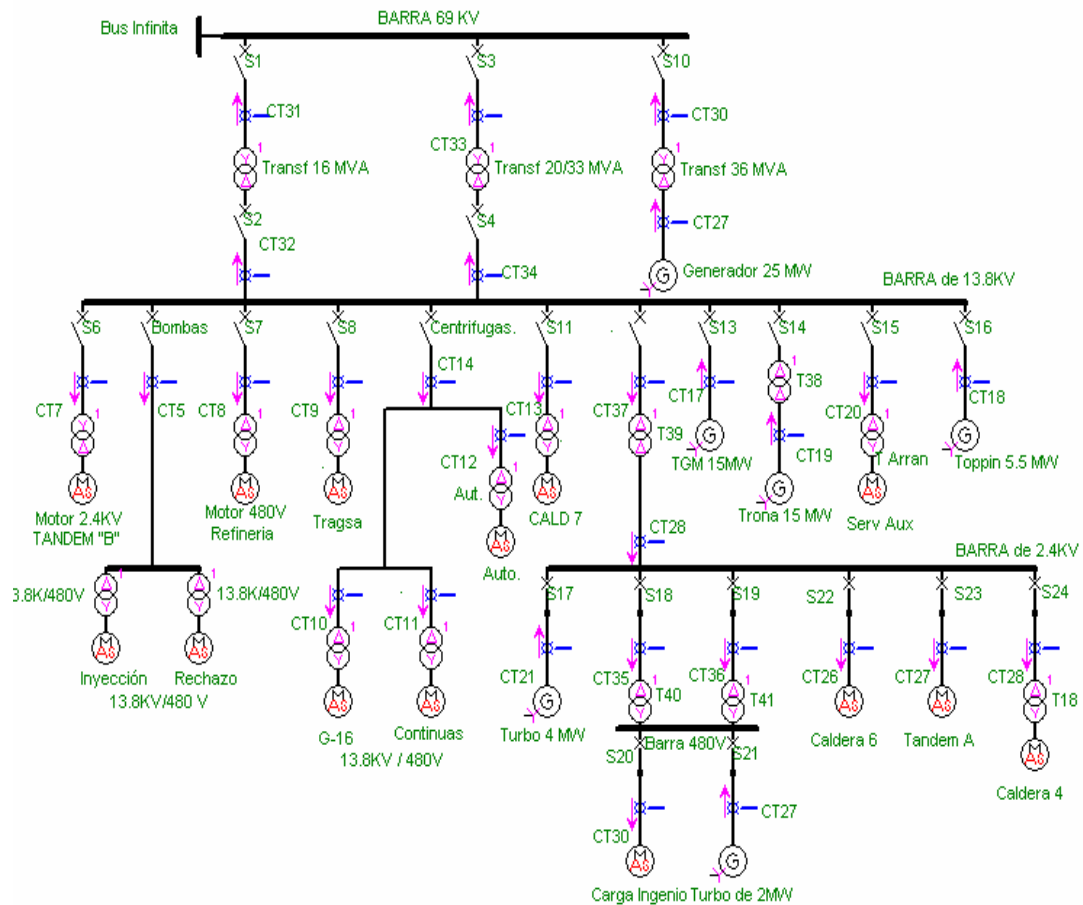
- 03 Pararrayos con aislamiento para voltaje de 13.8 KV, que serán instalados en la salida de 13.8 KV del transformador de 30 MVA.
- Aterrizaje de: hilo de guarda, estructura y bayonetas
- Relevador multifuncional para la protección del transformador
- Panel de sincronización y monitoreo del transformador
- Medidor de energía en red.



### 3. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES CON LAS MEJORAS EN LA SUBESTACIÓN

Para la coordinación de las protecciones a instalar en la subestación es necesario el análisis de la corriente de corto circuito, tanto en la barra de 69 KV como en la de 13.8 KV del sistema eléctrico del ingenio, ver figura 2.5

**Figura 34. Diagrama Unifilar Equivalente de todo el sistema eléctrico del INGENIO SANTA ANA**

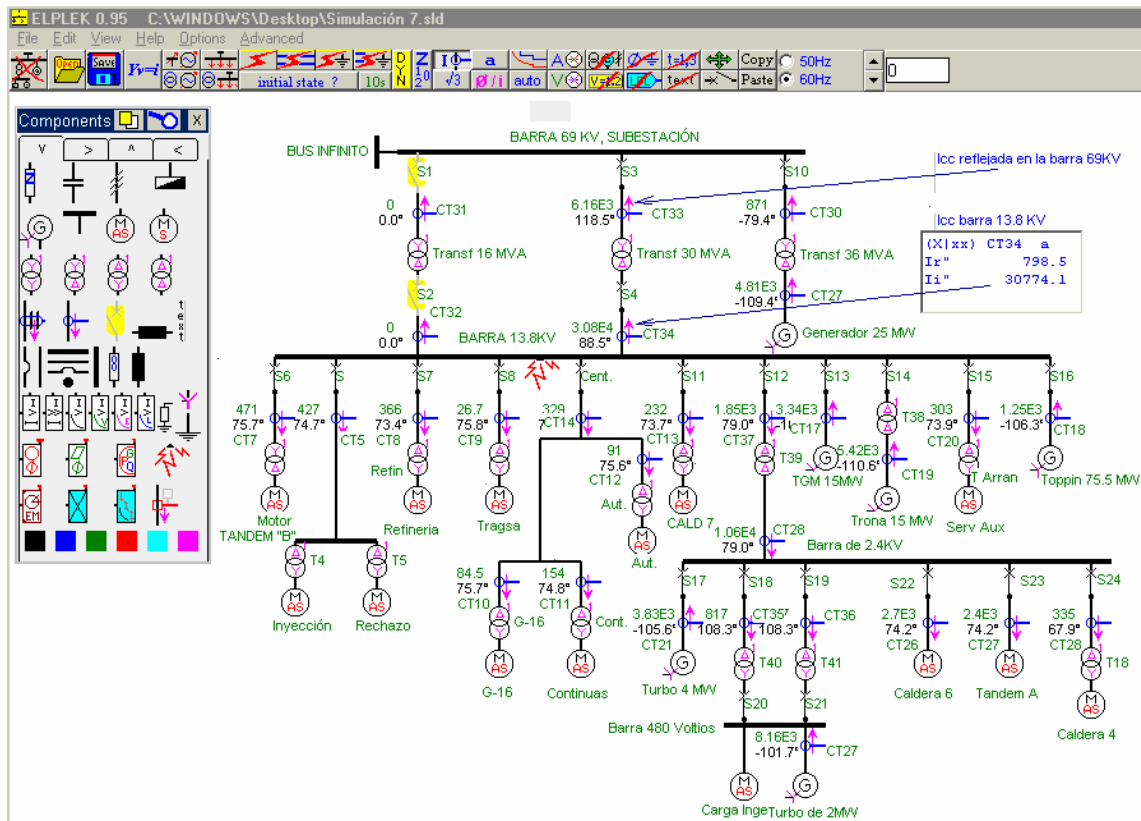


### 3.1. Análisis y cálculo de la corriente de corto circuito

Para el análisis de la corriente de corto circuito, es necesario el estudio de todo el sistema eléctrico de la planta del ingenio (figura 2.5), para ello debemos conocer la estructura unifilar y los parámetros necesarios de las unidades generadoras, transformadoras, y carga.

En el estudio de corto circuito, utilizaremos como herramienta el simulador ELPLEK 0.95, Con este programa de computadora simulamos un corto circuito en la barra de 13.8 KV ya que es el punto de falla para cálculo de protecciones del transformador de 30 MVA.

Figura 35. Análisis de corto circuito usando el simulador ELPLEK 0.95



<sup>1</sup> El programa ELPLEK 0.95 fue elaborado con fines didácticos y puesto a disposición de todas las personas en la página Web: <http://pp.kpnet.fi/ijl>, cuyo autor es Ilkka Leikonen

Tabla XIII. Reporte del Análisis de corto circuito usando el simulador ELPLEK 0.95

ReportForm

File Edit

A V Ω W W s, A 2012 tap

First 2 3

31.8.2006 09:34:46 p.m.  
 Title: REPORTE DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN CADA PUNTO  
 Fault at bus BARRA 13.8KV

NOTE: real and imag parts shown, because the  $\emptyset / r+i$  button is not down

Initial currents Ik" of the short circuit(s)

	Real(Ia)	Imag(Ia)	Real(Ib)	Imag(Ib)	Real(Ic)	Imag(Ic)
	-2502	-4.239E4	-3.546E4	2.336E4	3.796E4	1.903E4

-----

The initial currents Ik" in the current transformers

	Real(Ia)	Imag(Ia)	Real(Ib)	Imag(Ib)	Real(Ic)	Imag(Ic)	act.time
CT5	113.3	413	301.1	-304.6	-414.3	-108.4	-
CT7	117.2	457.2	337.4	-330.1	-454.6	-127.1	-
CT8	105.3	351.4	251.7	-266.9	-357	-84.51	-
CT9	6.572	25.95	19.19	-18.67	-25.76	-7.283	-
CT10	20.93	82.08	60.62	-59.17	-81.55	-22.91	-
CT11	40.61	148.8	108.5	-109.6	-149.1	-39.21	-
CT12	22.8	88.32	65.09	-63.91	-87.89	-24.41	-
CT13	65.23	222.7	160.3	-167.9	-225.5	-54.87	-
CT14	84.34	319.2	234.2	-232.6	-318.6	-86.54	-
CT17	-935.7	-3217	-2318	2419	3254	798.2	-
CT18	-351.6	-1201	-864.4	905	1216	296.1	-
CT19	-1915	-5083	-3445	4200	5359	883.1	-
CT20	84.54	291.3	210	-218.9	-294.5	-72.42	-
CT21	-1033	-3691	-2680	2740	3713	950.9	-
CT26	737.9	2602	1885	-1940	-2623	-662.2	-
CT27	655.9	2313	1675	-1725	-2331	-588.6	-
CT28	126.6	311	206	-265.1	-332.6	-45.83	-
CT30	149.9	-856	-816.3	298.2	666.3	557.8	-
CT31	0	0	0	0	0	0	-
CT32	0	0	0	0	0	0	-
CT33	-3270	5394	6306	134.9	-3036	-5529	-
CT34	-674.4	3.153E4	2.764E4	-1.518E4	-2.697E4	-1.635E4	-
CT35	-255.7	776.7	800.4	-166.9	-544.8	-609.7	-
CT36	-255.7	776.7	800.4	-166.9	-544.8	-609.7	-
CT37	355.1	1821	1399	-1218	-1755	-602.9	-
CT27	-1646	-4507	-3080	3679	4726	828.1	-
CT27	-1664	-7998	-6094	5440	7759	2558	-
CT28	2042	1.047E4	8047	-7004	-1.009E4	-3467	-

Sequence impedances, ohms  
 at bus BARRA 69 KV, SUBESTACIÓN; Ohms  
 at bus BARRA 69 KV, SUBESTACIÓN; Ohms  
 $Z1 = 1.9649 + 3.6369i$  ;  $|Z1| = 4.1337$   $\emptyset = 61.6^\circ$   
 $Z2 = 2.1465 + 3.7328i$  ;  $|Z2| = 4.306$   $\emptyset = 60.1^\circ$   
 $Z0 = 5.08 + 4.6i$  ;  $|Z0| = 6.8532$   $\emptyset = 42.1^\circ$

En el reporte de la figura anterior podemos observar el comportamiento de la corriente de corto circuito que pasa a través de cada CT. El punto a estudiar es la corriente que pasa a través del CT S4. La cual se aproxima a 31 Kilo Amperios.

La corriente de  $I_{cc}$  (corriente de corto circuito) que pasa a través del transformador de 30 MVA es de 31 KA. Esta respuesta se comprueba con el método de componentes simétricas en valores por unidad,

En la figura 2.5 podemos ver el diagrama unifilar del sistema eléctrico con todos los equipos en línea. De acuerdo con el diagrama, se toman los siguientes datos técnicos de cada dispositivo.

La potencia de corto circuito en el punto de entrada de la subestación son datos proporcionados por la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

### BARRA INFINITA

Tabla XIV. Datos técnicos de la barra Infinita

Parámetros	
$V_{NOM}$	69000 V
$P_{CC}$	1750 MVA

### GENERADORES

Tabla XV. Datos técnicos de las unidades generadoras

PARÁMETROS	CONDENSIG	TGM	TRONA	TOPIN	4 MW	2 MW
$V_n$ (KV)	12.5	13.8	6.9	13.8	2.4	0.48
X %	156.38	190.6	47.65	190.60	5.765	0.2306
X' %	22.97	28	7.00	28.00	0.847	0.0339
X''	17.97	21.9	15	20.9	14.9	12.4
T' seg	0.3544	0.3544	0.3544	0.3544	0.3544	0.3544
T'' seg	0.0442	0.0442	0.0442	0.0442	0.0442	0.0442
$X_o$	1.14	1.39	0.35	1.39	0.042	0.00168

Continúa

Xq'	154.78	188.65	47.16	188.65	5.706	0.2282
Xq''	26.50	32.3	8.08	32.30	0.977	0.0391
Tq' seg	2.413	2.413	2.413	2.413	2.413	2.413
Tq'' seg	0.0567	0.0567	0.0567	0.0567	0.0567	0.0567
P (MW)	25	15	15	5.5	4	2

**Tabla XVI. Datos técnicos de los transformadores**

**TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

<b>Nombre</b>	<b>V<sub>1</sub></b>	<b>V<sub>2</sub></b>	<b>MVA<sub>N</sub></b>	<b>Z %</b>	<b>Conexión</b>
Transformador 1	69 KV	13.8 KV	16	7.7	YD
Transformador 2	69 KV	12.5 KV	36	10.7	YD
Transformador 3	69 KV	13.8 KV	30	13.53	YD
Tandem B	13.8 KV	2.4 KV	7.5	6.8	YD
Cent Continuas	13.8 KV	480 V	1.5	5.8	DY
Centrifugas Aut	13.8 KV	480 V	1.5	5.97	DY
Cent G-16	13.8 KV	480 V	1.5	5.57	DY
Bombas Inyección	13.8 KV	480 V	3.5	8.2	DY
Bombas Rechazo	13.8 KV	480 V	1.5	5.75	DY
Refinería	13.8 KV	480 V	2	5.75	DD
Trasca	13.8 KV	240 V	0.5	5.1	DD
General a barra 2.4KV	13.8 KV	2.4 KV	12.5	6.7	YD
Transf. Gen Trona	13.8 KV	6.9 KV	20	7.9	YD
Transf Auxiliares	13.8 KV	2.4 KV	2.5	7.25	DY
Caldera 7	13.8 KV	2.4 KV	1.5	5.8	5.8
Transf. 1 Ingenio	2.4 KV	480 V	2.5	5.6	5.6
Transf. 2 Ingenio	2.4 KV	480 V	2.5	5.6	5.6
Caldera 4	2.4 KV	480 V	1.5	5.75	5.75

Tabla XVII. Datos técnicos de los motores equivalentes según diagrama unifilar (Fig. 34)

**CONJUNTO DE MOTORES**

Nombre	S (KVA)	V <sub>NOM</sub> KV	X %	FP	PHASES	EF
Patio y Molinos Tandem "A"	2500	2.4	15	0.80	3	0.9
Patio y Molinos Tandem "B"	2300	2.4	15	0.80	3	0.9
Centrifugas Continuas	800	460	20	0.80	3	0.9
Centrifugas Automáticas	450	460	20	0.80	3	0.9
Centrifugas G-16	450	460	20	0.80	3	0.9
Bombas Inyección	1250	460	20	0.80	3	0.9
Bombas Rechazo	1100	460	20	0.80	3	0.9
Refinería	1800	460	20	0.80	3	0.9
Tracsa	125	240	20	0.80	3	0.9
Servicios Auxiliares	1750	2.4	15	0.80	3	0.9
Fabrica Ingenio	2250	2.4	20	0.80	3	0.9
Caldera 7	1350	13.8	15	0.80	3	0.9
Caldera 6	2800	2.4	15	0.80	3	0.9
Caldera 4	1200	2.4	15	0.80	3	0.9

El estudio de corto circuito sirve para:

- determinar las características interruptivas de los elementos de interrupción de las corrientes de corto circuito como son interruptores, fusibles, restauradores y fusibles de potencia principalmente.
- Para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de corto circuito.
- Estudios de estabilidad



Los sistemas eléctricos están constituidos por fuentes productoras de energía, elementos de transformación, y redes de transmisión y distribución, así como los elementos de consumo (cargas), las cuales eléctricamente hablando éstas se divide en: *Elementos activas y Elementos pasivos de CC.*

**Fuentes activas:** se consideran como elementos activos o fuentes suministradoras de las corrientes de corto circuito a: *Generadores, transformadores, motores síncronos y asíncronos.*

**Fuentes pasivas:** se consideran como elementos pasivos o limitadores de las corrientes de corto circuito a: *las impedancias de las máquinas rotatorias (Generadores, motores síncronos y asíncronos), las impedancias de las líneas de transmisión de distribución, transformadores y todo tipo de reactores y resistencias limitadoras.*

En las tablas anteriores tenemos los datos de las fuentes activas y pasivas generadoras y limitadoras de las corrientes de corto circuito en el sistema eléctrico del ingenio, con estos datos procedemos al cálculo de corto circuito a través del método de componentes simétricas en valores por unidad.

### 3.1.1. Cálculo de la corriente de corto circuito a través del método de componentes simétricas

Por procedimiento de este método se referirán las impedancias a la misma base.

$$MVA_{BASE} = 10$$

$$KV_{BASE} = 13.8$$

$$MVA_{CC} = 1750$$

Para la red usamos la siguiente ecuación

$$Z_{RED} = \frac{MVA_{BASE}}{P_{CC}} = \frac{10}{1750} = 0.0057 \text{ pu}$$

La relación de cambio de base de una impedancia está dada por la siguiente ecuación:

$$Z_{nueva} = Z_1 \left( \frac{KVA_{BASE}}{KVA_1} \right) \left( \frac{KV_1}{KV_{BASE}} \right)^2 \text{ pu}$$

$$XT1_{NUEVAT1} = X_{T1} \left( \frac{KVA_{BASE}}{KVA_1} \right) \left( \frac{KV_1}{KV_{BASE}} \right)^2 \text{ pu}$$

Para el cálculo de la nueva impedancia de los transformadores utilizaremos los parámetros de cada transformador mostrados en la tabla V

Para el transformador 1 de 16 MVA de la subestación 69 KV, se calcula su nueva impedancia utilizando la formula anterior

$$XT1_{NUEVAT1} = 0.077 \left( \frac{10000}{16000} \right) \left( \frac{13.8}{13.8} \right)^2 = 0.0481 pu$$

Para el transformador 2 de 36 MVA de la subestación 69 KV

$$XT1_{NUEVAT1} = 0.107 \left( \frac{10000}{36000} \right) \left( \frac{12.5}{13.8} \right)^2 = 0.0244 pu$$

Para el transformador a instalar de 30 MVA en la subestación 69 KV

$$XT1_{NUEVAT1} = 0.1353 \left( \frac{10000}{30000} \right) \left( \frac{13.8}{13.8} \right)^2 = 0.0451 pu$$

A continuación en la siguiente tabla se muestra los resultados de las nuevas impedancias de los transformadores en todo el sistema eléctrico del ingenio.

**Tabla XVII. Cálculo de las impedancias equivalentes a la nueva base de los transformadores**

<b>Nombre</b>	<b>V<sub>1</sub> KV</b>	<b>V<sub>2</sub> KV</b>	<b>MVA<sub>N</sub></b>	<b>Z PU</b>	<b>Z NUEVA PU</b>
Transformador 1	69	13.8	16	0.077	0.0481
Transformador 2	69	12.5	36	0.107	0.0244
Transformador 3	69	13.8	30	0.1353	0.0451
Tandem B	13.8	2.4	7.5	0.068	0.0907
Centrifugas Continuas	13.8	0.48	1.5	0.058	0.3867
Centrifugas Auto.	13.8	0.48	1.5	0.0597	0.3980
Centrifugas G-16	13.8	0.48	1.5	0.0557	0.3713
Bombas Inyección	13.8	0.48	3.5	0.082	0.2343
Bombas Rechazo	13.8	0.48	1.5	0.0575	0.3833
Refinería	13.8	0.48	2	0.0575	0.2875
Tracsa	13.8	0.24	0.5	0.051	1.0200
General a barra 2.4KV	13.8	2.4	12.5	0.067	0.0536
Transf. Gen Trona	13.8	6.9	20	0.079	0.0395
Transf. Auxiliares	13.8	2.4	2.5	0.058	0.2320
Caldera 7	13.8	2.4	1.5	0.058	0.3867
Transf. 1 Ingenio	2.4	0.48	2.5	0.056	0.0068
Transf. 2 Ingenio	2.4	0.48	2.5	0.056	0.0068
Caldera 4	2.4	0.48	1.5	0.0575	0.0116

Cálculo del cambio de base de las reactancias subtransitorias de los generadores, las cuales son las que intervienen en el análisis de corto circuito.

$$X''_{NUEVAT1} = X''_1 \left( \frac{KVA_{BASE}}{KVA_1} \right) \left( \frac{KV_1}{KV_{BASE}} \right)^2 pu$$

### Generador Condensing

$$X''_{NUEVA} = 0.1797 \left( \frac{10000}{31000} \right) \left( \frac{12.5}{13.8} \right)^2 = 0.0476 \text{ pu}$$

### Generador TGM

$$X''_{NUEVA} = 0.219 \left( \frac{10000}{18750} \right) \left( \frac{13.8}{13.8} \right)^2 = 0.1168 \text{ pu}$$

En la siguiente tabla podemos observar los resultados de las nuevas reactancias subtransitorias con respecto a la impedancia base en la barra de 13.8 KV en valores por unidad

**Tabla XIX. Cálculo de las Reactancias subtransitorias a la nueva base de los Generadores**

PARÁMETROS	S (MVA)	Vn (KV)	X'' PU	X'' PU NUEVA
CONDENSIG	31	12.5	0.1797	0.0476
TGM	18.75	13.8	0.219	0.1168
TRONA	18.75	6.9	0.15	0.0200
TOPIN	7	13.8	0.209	0.2986
4 MW	5	2.4	0.149	0.0090
2 MW	2.5	0.48	0.124	0.0006

Cálculo del cambio de base de las impedancias de los motores de inducción equivalentes para el análisis de corto circuito.

$$X_{M \text{ NUEVA}} = X_{M1} \left( \frac{KVA_{BASE}}{KVA_M} \right) \left( \frac{KV_M}{KV_{BASE}} \right)^2 \text{ pu}$$

Motor equivalente (patio y molinos) Tandem "A"

$$X_{M \text{ NUEVA}} = 0.15 \left( \frac{10000}{2500} \right) \left( \frac{2.4}{13.8} \right)^2 = 0.01815 \text{ pu}$$

Motor equivalente (patio y molinos) Tandem "B"

$$X_{M \text{ NUEVA}} = 0.15 \left( \frac{10000}{2300} \right) \left( \frac{2.4}{13.8} \right)^2 = 0.01973 \text{ pu}$$

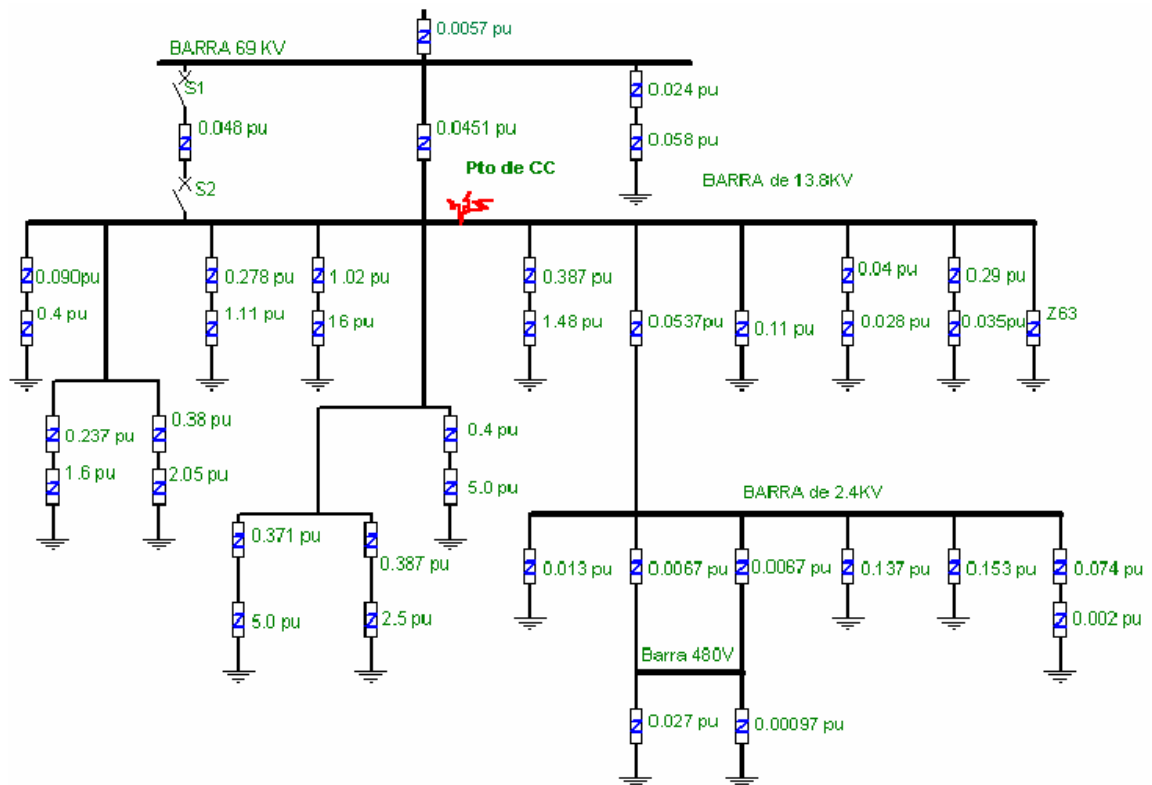
En la siguiente tabla podemos observar los resultados de las nuevas Impedancias de los motores equivalentes de inducción con respecto a la impedancia base en la barra de 13.8 KV en valores por unidad.

**Tabla XX. Cálculo de las Impedancias equivalentes con respecto a la impedancia base de los Motores de inducción**

Nombre	S (KVA)	VNOM KV	X pu	X PU NUEVA
Patio y Molinos Tandem "A"	2500	2.4	0.15	0.01815
Patio y Molinos Tandem "B"	2300	2.4	0.15	0.01973
Centrifugas Continuas	800	0.46	0.2	0.00278
Centrifugas Automáticas	450	0.46	0.2	0.00494
Centrifugas G-16	450	0.46	0.2	0.00494
Bombas Inyección	1250	0.46	0.2	0.00178
Bombas Rechazo	1100	0.46	0.2	0.00202
Refinería	1800	0.46	0.2	0.00123
Trasca	125	0.24	0.2	0.00484
Servicios Auxiliares	1750	2.4	0.15	0.02592
Fabrica Ingenio	2250	2.4	0.2	0.02689
Caldera 7	1350	13.8	0.15	1.11111
Caldera 6	2800	2.4	0.15	0.0162
Caldera 4	1200	2.4	0.15	0.03781

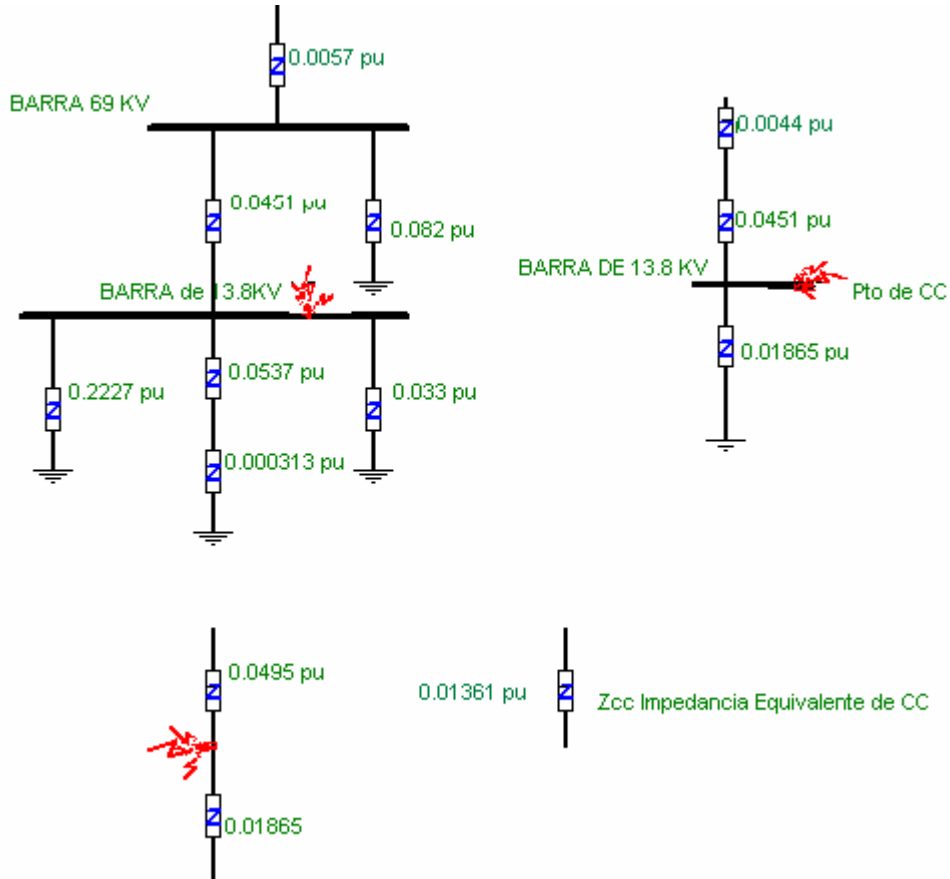
Diagrama unifilar de impedancias según los cálculos anteriores para el análisis de corto circuito, por el método de componentes simétricas en  $pu$ .

**Figura 36. Diagrama de impedancias con sus valores en PU**



En la figura 36, tenemos el diagrama equivalente de impedancias de todo el sistema eléctrico, con estos valores procedemos a la simplificación, calculando las impedancias equivalentes en cada punto, hasta llegar a obtener la Impedancia de corto circuito ( $Z_{CC}$ ) en la barra de 13.8 KV,

Figura 37. Impedancia de corto circuito equivalente en la barra de 13.8 KV en PU



La  $Z_{cc} = 0.0136$  pu en la barra de 13.8 KV cuando el transformador de 30 MVA está en funcionamiento, y el transformador de 16 MVA se encuentra fuera de servicio.

Si tenemos que

$$S_{BASE} = 10 \text{ MVA}$$

$$V_{BASE} = 13.8 \text{ KV}$$



Por lo tanto la corriente base queda así:

$$I_{BASE} = 418.37 \text{ AMP}$$

Calculando la corriente de corto circuito tenemos en la barra 13.8 KV tenemos:

$$I_{CCpu} = \frac{1}{Z_{CC}} = \frac{1}{0.013615} = 73.45 \text{ pu}$$

$$I_{CC} = 74.25 \times I_{BASE} = 73.45 \times 418.37 = \underline{30,730.00 \text{ KAmp}}$$

$$I_{CC} = 30,730.00 \text{ Amperios}$$

Calculando la corriente en el transformador lado de 69 KV

$$I_{CC69kv} = 73.45 \times I_{BASE69kv} = 73.45 \times 83.674 = \underline{6,145 \text{ KAmp}}$$

$$I_{CC} = \underline{6,145.00 \text{ Amperios}}$$

Esta es la corriente de corto circuito en el transformador lado de 69 KV al momento de una falla en la barra de 13.8 KV.

Con estos datos procedemos al calculo de los transformadores de corriente para la protección del mismo, tanto en el lado secundario 13.8 KV como en el lado primario 69 KV.

### 3.2. Cálculo de los CT's del transformador (AT Y BT)

Datos del transformador a instalar en la subestación.

$$S_{POT} = 30 \text{ MVA}$$

$$V_{PRIM} = 69 \text{ KV}$$

$$V_{SEC} = 13.8 \text{ KV}$$

$$I_{PRIMARIA} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 69} = 251 \text{ Amperios}$$

$$I_{PRIMARIA} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 13.8} = 1255 \text{ Amperios}$$

De acuerdo con la norma ANSI C57.13, para seleccionar un transformador de corriente se debe definir las condiciones que éste debe cumplir para desempeñar con seguridad las funciones de protección del transformador. La clase de protección se asocia a una carga de norma y se define como la tensión en voltios que aparece en las terminales del secundario cuando circula por la carga una corriente igual a 20 veces la corriente nominal sin introducir un error mayor del 10%. Para transformadores con una corriente nominal de 5 amperios, la clase de protección se define para una corriente secundaria de 100 amperios.

Tabla XXI. Clases de transformadores de corriente

Corriente secundaria a 100 amperios, 60 Clase de Precisión para Protección Norma ANSI C57.13.			
Clase de Protección	Carga	Impedancia	Tensión Vs
C-10	B0.1	0.1 ohmios	10 voltios
C-20	B0.2	0.2 ohmios	20 voltios
C-50	B0.5	0.5 ohmios	50 voltios
C-100	B1.0	1.0 ohmios	100 voltios
C-200	B2.0	2.0 ohmios	200 voltios
C-400	B4.0	4.0 ohmios	400 voltios
C-800	B8.0	8.0 ohmios	800 voltios

De acuerdo con la tabla anterior se elige la clase C-10, el cual posee una impedancia de 0.1 ohmio y soporta una tensión de 10 voltios. Debido a que los relés de protección multifuncional (multiín) tienen un burden alrededor de los 0.05 Ohmios.

La relación de transformación (RCT) para los CT's del transformador se tiene que:

$$RCT \times 20_{VECES} \times I_{NOM\ DEL\ SECUNDARIO\ DE\ LOS\ CT'S} \leq I_{FALLA\ MAXIMA\ O\ CC}$$

$$RCT \times 20 \times 5 \geq I_{FALLA\ ó\ de\ CC}$$

$$RCT \times 100 \geq 31,000\ Amperios$$

$$RCT \geq \frac{31,000}{100} \geq 310$$

Por lo tanto

$$310 \times 5 = 1550$$

Tomando ésta relación vemos en la siguiente tabla el valor inmediato superior que es de 1550 o 2000:5, Para asegurarnos que no se saturarán los CT's tomaremos el valor de 2000:5

**Tabla XXII. Relaciones de los CT's**

<i>Relaciones de Transformadores de Corriente, de norma y usuales simples en Amperios</i>		
5:5	150:5	1500:5
10:5	200:5	1600:5
15:5	250:5	2000:5
20:5	300:5	2400:5
25:5	400:5	2500:5
30:5	500:5	3000:5
40:5	600:5	3200:5
50:5	800:5	3500:5
75:5	1000:5	4000:5
100:5	1200:5	5000:5

De la misma forma se calcula los CT's de protección para el lado de 69 KV.

$$RCT \times 20 \times 5 \geq I_{FALLA \text{ ó de CC}}$$

$$RCT \times 100 \geq 13,000 \text{ Amperios}$$

$$RCT \geq \frac{6200}{100} \geq 62$$

Por lo tanto

$$62 \times 5 = 310$$

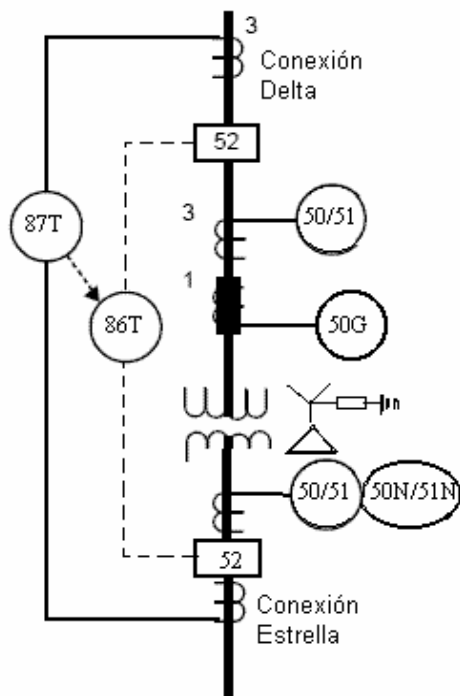
Tomando ésta relación, vemos en la tabla anterior el valor inmediato superior que es de 400: 5

### 3.3. Protecciones del transformador

Este transformador será un elemento vital en el sistema eléctrico del ingenio, por lo que es indispensable que sea protegido con esquemas muy confiables usándose la redundancia de protecciones. Esto se basa en la protección del transformador por corrientes de sobrecarga que pueden causar fallas térmicas, corrientes de corto circuito las cuales pueden causar fallas mecánicas y la protección por fallas internas con la protección diferencial.

- Relevadores de sobrecorriente de acción instantánea (50) (50N) y temporizada (51) y (51N). Ver sección 1.1.4.4.1
- Relevador diferencial (87). Ver sección 1.1.44.2

Figura 38. Esquema de protección del transformador con un relevador multifunciones



### 3.4. Cálculo de la curva de daño del transformador

Para la protección del transformador es de suma importancia calcular la curva de daños del mismo. La norma ANSI/IEEE C57.12 nos dice que para los transformadores de potencia de categoría III, los daños que sufren estos transformadores son:

1. **Daño mecánico.** Este daño es causado por las corrientes con magnitud que van desde el 50% de la corriente máxima de corto circuito que pueden circular en el transformador
2. **Daño término.** Este daño es ocasionado por corrientes menores al 50% del valor de la corriente de falla máxima.

La ecuación que define la curva de daños a los transformadores de categoría III es:

$$I^2 \times t = K$$

Donde

K = Cte.

t = tiempo que soporta el transformador una falla máxima.

I = Corriente de falla máxima en el transformador limitada únicamente por la impedancia del mismo

Calculando la corriente de falla máxima

$$Z_{pu} = 0.1353 \text{ Impedancia del transformador}$$

$$I_{MAXIMA} = \frac{1}{Z_{pu}} = \frac{1}{0.1353} = 7.39 \text{ pu}$$

$$I_{50\% \text{ FALLA MAXIMA}} = 0.5 \times 7.39 = 3.695$$

Por lo tanto, si decimos que el transformador soporta durante 2 segundos una falla máxima podemos calcular la constante K, para luego calcular los demás puntos en la curva.

De la ecuación anterior tenemos.

$$K = (7.39 \text{ pu})^2 \times 2 \text{ seg}$$

$$K = 109.25$$

El tiempo que el transformador soporta el 50% de la falla máxima de corto circuito.

$$t = \frac{K}{I^2} = \frac{109.25}{3.695^2} = 8 \text{ segundos}$$

Calculando los puntos de la curva causados por daño mecánico en el transformador.

**Tabla XXIII. Puntos de la curva por daño mecánico del 50 al 100% la I de falla máxima**

Tiempos del 50 al 100% la corriente de falla máxima	CURVA DAÑO Mecánica Inom en pu	I en lado 13.8 KV en pu	I en Lado 69 KV en pu
1.50	8.53	16.004	24.005
2.00	7.39	6.977	10.466
3.00	6.03	2.638	3.956
4.00	5.23	1.472	2.208
5.00	4.67	0.990	1.484
6.00	4.27	0.742	1.113
7.00	3.95	0.596	0.894
8.00	3.70	0.503	0.754

Calculo de los puntos de la curva por daño térmico causado por corrientes de sobrecarga de tiempo muy largo.

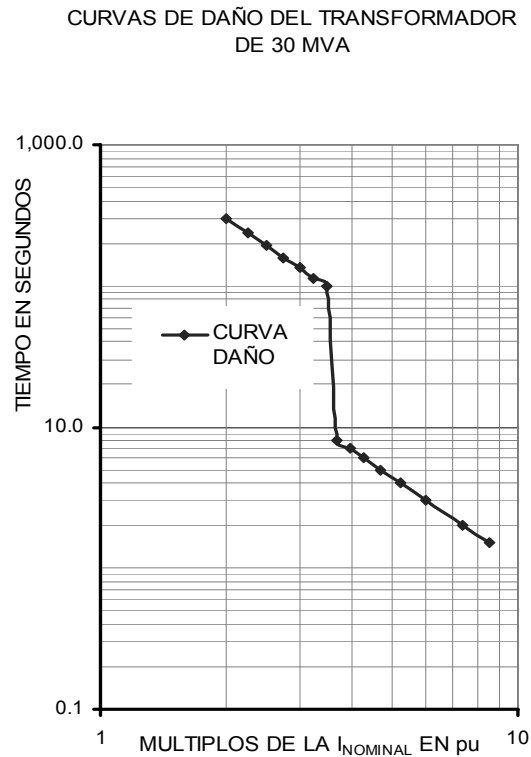
**Tabla XXIV. Puntos de la curva por daño mecánico del 50 al 100% la I de falla máxima**

Tiempos Corrientes de sobrecargas	CURVA DAÑO Térmico Inom en pu	I en lado 13.8 KV en pu	I en Lado 69 KV en pu
102.04	3.50	0.439	0.658
118.34	3.25	0.393	0.589
138.89	3.00	0.359	0.538
165.29	2.75	0.332	0.498
200.00	2.50	0.312	0.467
246.91	2.25	0.295	0.442
312.50	2.00	0.281	0.422



Por lo tanto, si graficamos la curva en base a los datos de corriente y tiempo de las tablas anteriores, obtenemos la curva de daño del transformador tal como se ve en la siguiente grafica.

**Figura 39. Curva de daño del transformador de 30 MVA**



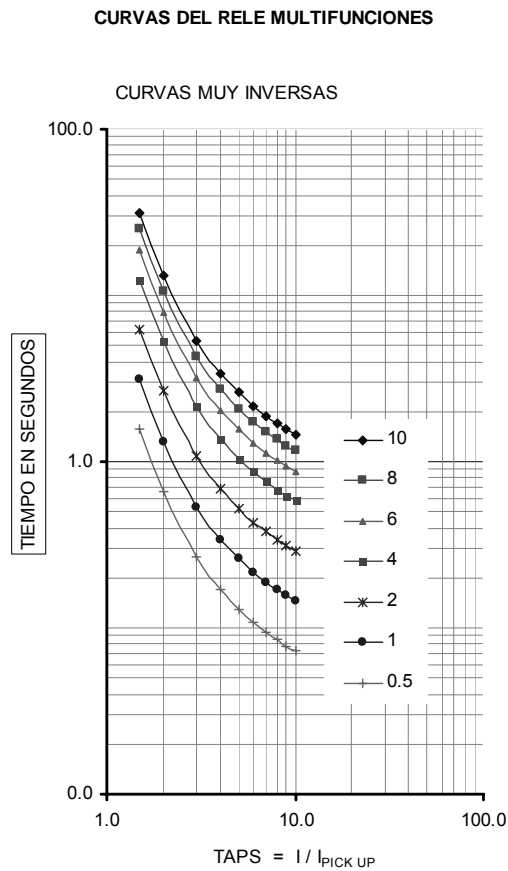
Fuente: Cálculos obtenidos

### 3.5. Coordinación de las curvas de sobrecorriente con la curva de daño del transformador

En la sección 3.2 calculamos el RCT de los transformadores de corriente para la protección del transformador. En base a ello calcularemos la curva que se programará en el relé multifuncional

Para la protección del transformador se utilizará un relé multifunciones el cual contiene los relevadores necesarios para la protección del mismo ver figura 3.4. A continuación las curvas ANSI del relé multifuncional a utilizar, las cuales son las muy inversas.

**Figura 40. Curvas de disparo del relé multifunciones**



**Fuente: Manual Relay Transformer SR 745 GE**

En la sección 3.2 obtuvimos el cálculo de los transformadores de corriente, tanto en el lado de 13.8 como en el de 69 KV, quedando la relación de los mismos en 2000:5 y 400:5 respectivamente.

De acuerdo con la tabla XX, escogemos la clase C -10, el cual posee una impedancia de 0.1 ohmios y soporta un voltaje de 10 V.

En base a lo anterior calculamos la curva de sobrecorriente para la acción instantánea y de tiempo inverso que se programará en el relé para la protección del transformador con la curva de daños del mismo.

Para el ajuste de tiempo inverso se debe ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick up). Esta corriente se obtiene, con el producto de la corriente nominal que circulará en el primario de los CT's con el RCT de los mismos calculados en la sección 3.2

$$I_{PICKUP} = I_{NOM} \times RCT = 1257amp \times \frac{5}{2000} = 3.15$$

Para este caso se trabajará con las curvas ANSI para sobrecorriente, conforme a los estándares de la norma ANSI C37.90. Cada una de las curvas es derivada de la siguiente ecuación.

$$T = M \times \left[ A + \frac{B}{I/I_{PICKUP} - C} + \frac{D}{(I/I_{PICKUP} - C)^2} + \frac{E}{(I/I_{PICKUP} - C)^3} \right]$$

En la siguiente tabla se muestran los tiempos de las distintas curvas ANSI del relé multifuncional.

Donde:

T = Tiempos de disparos (en segundos)

I = Corriente de entrada

$I_{PICK\ UP}$  = Corriente de entrada

M = Valor del multiplicador

A, B, C, D, E = Constante

**Tabla XXV. Valores en segundos para las diferentes curvas ANSI**

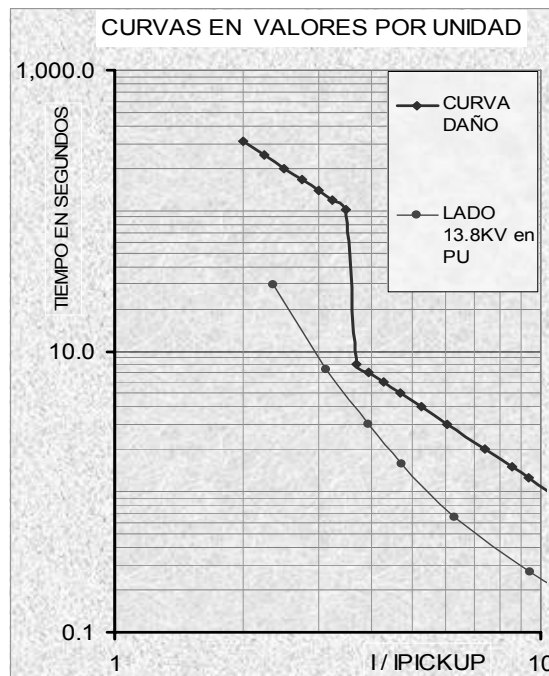
Table 5-6: ANSI CURVE TRIP TIMES (IN SECONDS)

MULTIPLIER	CURRENT (%% $I_{pickup}$ )									
	1.5	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
<b>ANSI EXTREMELY INVERSE</b>										
0.5	2.000	0.872	0.330	0.184	0.124	0.093	0.075	0.063	0.055	0.049
1.0	4.001	1.744	0.659	0.368	0.247	0.185	0.149	0.126	0.110	0.098
2.0	8.002	3.489	1.319	0.736	0.496	0.371	0.298	0.251	0.219	0.196
4.0	16.004	6.977	2.638	1.472	0.990	0.742	0.596	0.503	0.439	0.393
6.0	24.005	10.466	3.956	2.208	1.484	1.113	0.894	0.754	0.658	0.589
8.0	32.007	13.955	5.275	2.944	1.979	1.483	1.192	1.006	0.878	0.786
10.0	40.009	17.443	6.594	3.680	2.474	1.854	1.491	1.257	1.097	0.982
<b>ANSI VERY INVERSE</b>										
0.5	1.567	0.663	0.268	0.171	0.130	0.108	0.094	0.085	0.078	0.073
1.0	3.134	1.325	0.537	0.341	0.260	0.216	0.189	0.170	0.156	0.146
2.0	6.268	2.650	1.074	0.682	0.520	0.432	0.378	0.340	0.312	0.291
4.0	12.537	5.301	2.146	1.365	1.040	0.864	0.755	0.680	0.625	0.583
6.0	18.805	7.951	3.221	2.047	1.559	1.297	1.133	1.020	0.937	0.874
8.0	25.073	10.602	4.295	2.730	2.079	1.729	1.510	1.360	1.250	1.165
10.0	31.341	13.252	5.369	3.412	2.599	2.161	1.888	1.700	1.562	1.457
<b>ANSI NORMALLY INVERSE</b>										
0.5	2.142	0.883	0.377	0.256	0.203	0.172	0.151	0.135	0.123	0.113
1.0	4.284	1.766	0.754	0.513	0.407	0.344	0.302	0.270	0.245	0.226
2.0	8.568	3.531	1.508	1.025	0.814	0.689	0.604	0.541	0.492	0.452
4.0	17.137	7.062	3.016	2.051	1.627	1.378	1.208	1.082	0.983	0.904
6.0	25.705	10.594	4.524	3.076	2.441	2.067	1.812	1.622	1.475	1.356
8.0	34.274	14.125	6.031	4.102	3.254	2.756	2.415	2.163	1.967	1.808
10.0	42.842	17.656	7.539	5.127	4.066	3.445	3.019	2.704	2.458	2.260
<b>ANSI MODERATELY INVERSE</b>										
0.5	0.675	0.379	0.239	0.191	0.166	0.151	0.141	0.133	0.128	0.123
1.0	1.351	0.757	0.478	0.382	0.332	0.302	0.281	0.267	0.255	0.247
2.0	2.702	1.515	0.955	0.764	0.665	0.604	0.563	0.533	0.511	0.493
4.0	5.404	3.030	1.910	1.527	1.329	1.208	1.125	1.066	1.021	0.986
6.0	8.106	4.544	2.866	2.291	1.994	1.812	1.689	1.600	1.532	1.479
8.0	10.807	6.059	3.821	3.054	2.659	2.416	2.252	2.133	2.043	1.972
10.0	13.509	7.574	4.776	3.818	3.324	3.020	2.815	2.666	2.554	2.465

Fuente: Manual Relay Transformer SR 745 GE

Para coordinar la protección, se plotean los datos de la curva de con la curva de protección de sobrecorriente daño del transformador, ambas curvas en una misma gráfica. Dichas protecciones quedarán coordinadas si la curva de protección de sobrecorriente queda debajo de la curva de daño. Para este caso se tomará el tipo de curva Muy Inversa, ya que esta es la apropiada para la protección del mismo. En la figura 3.7 se muestran las curvas finales.

**Figura 41. Coordinación de curvas de sobrecorriente y daño del transformador**



### **3.6. Revisión de la coordinación de aislamiento en la subestación**

#### **3.6.1. Distancias dieléctricas en la subestación**

Para tener una coordinación de aislamiento adecuada en una subestación, se deben fijar las distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes, y partes vivas de fase a tierra.

En la sección 1.4.5, se mencionan los pasos a seguir para el cálculo de las distancias dieléctricas en subestaciones.

Para nuestro caso revisaremos las siguientes distancias dieléctricas en la subestación.

Distancia de fase a tierra

Distancia de fase a fase

Distancia de altura de barras

1er nivel de barras

2do nivel de barras

Altura de remate de las líneas

Las distancias que anteriormente se mencionan son revisadas y comparadas con las distancias normalizadas según normas IEC.

**Tabla XXV. Distancias dieléctricas en la Subestación y distancias normalizadas.**

<b>CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN</b>		
<i>Tensión Nominal del Sistema, en KV</i>		<b>69</b>
<i>Tensión Máxima del Sistema, en KV</i>		<b>72.5</b>
<i>NBI (KV)</i>		<b>350</b>
<i>Altitud Máxima para nuestro caso, MSNM</i>		<b>1000</b>
<b>Distancias Dieléctricas</b>	<b>Distancias Actuales en la SUBESTACIÓN</b>	<b>Distancias Normalizadas según normas IEC, Publicaciones 38 y 71</b>
Distancia de Fase a Tierra	2.2	1.25
Distancia de Fase a Fase	3.2	2.5
Altura partes vivas de los equipos ( <b>he</b> )	3.9	3.06
Altura de Barras 1er Nivel ( <b>hb</b> )	8.2	5.9
Altura de Barras 2do Nivel	11	6.6
Altura de Remate de las Líneas ( <b>h<sub>L</sub></b> )	8.2	5.5

### **3.6.2. Selección de pararrayos**

En la sección 1.4.5.6 se mencionan que las características de los pararrayos se seleccionan de acuerdo con las condiciones especificadas en cada sistema como son:

- La Tensión nominal, la cual depende del grado de aterrizamiento del sistema.

- La Corriente de descarga. que circula a través del pararrayos, al operar éste, y a su vez debe coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia.

La tensión Nominal, o sea la de designación de un pararrayos convencional, usualmente se calcula en forma aproximada por la relación:

$$V_n = K_T * V_m$$

Esta expresión es aplicable sólo para sobretensiones producidas por descarga de rayo y no por operación de interruptores

donde:

$$V_n = K_T * V_m$$

$V_n$  Tensión nominal en voltios del pararrayos

$V_m$  Tensión nominal en voltios del pararrayos

$K_T$  Factor de aterrizamiento del sistema, cuya magnitud depende de las

relaciones  $\frac{R_0}{R_1} \angle \phi = 1.0$  y  $\frac{X_0}{X_1} \angle \phi = 3.0$

$R_0$  Resistencia de secuencia 0 del sistema

$X_0$  Reactancia de secuencia 0 del sistema

$X_1$  Reactancia de secuencia positiva del sistema

De acuerdo con la tabla XII donde se encuentran los datos obtenidos en el análisis de corto circuito por medio del programa ELPLEK, de donde obtenemos las  $Z_1$  y  $Z_0$ , las cuales son las impedancias de secuencia positiva y cero respectivamente, de donde extraemos las  $R_0$ ,  $R_1$ ,  $X_0$  y  $X_1$ .



Si extraemos los valores de la tabla XIII, la cual nos da los valores de la impedancia de secuencia positiva, negativa y cero, los cuales son:

$$R_0 = 5.08 \text{ Ohmios}$$

$$R_1 = 1.96 \text{ Ohmios}$$

$$X_0 = 4.6 \text{ Ohmios}$$

$$X_1 = 3.64 \text{ Ohmios}$$

Por lo tanto, el resultado de las relaciones para determinar el factor de aterrizamiento del sistema, es el ideal, de acuerdo a éste resultados nos basamos en la figura 5.8 del libro de diseños de subestaciones eléctricas del Ing. JOSE RAULL MARTÍN, y vemos que nuestro factor a utilizar es 0.9

$$V_n = 0.9 * 72.5 = 65.25 \text{ KV}$$

La tensión máxima de operación continua (MCOV) a la que puede quedar sometido el pararrayos es:

$$MCOV = \frac{72.5}{\sqrt{3}} = 41.9$$

Tomando en cuenta que nuestro sistema es solidamente aterrizado. Los pararrayos que la subestación tiene instalados para protección son de características siguientes: TRANQUIL STATION CLASS MOCV, LIGHTING-ARRESTER, GE. (Datos del fabricante).

- Voltaje nominal = 54 KV
- Voltaje de Operación continua máximo (MCOV) = 42 KV
- Voltaje máximo de descarga. Para frente de onda (EFOW) con tiempo de cresta de 0.5  $\mu$ s : = 182.5 KV (cresta)

- Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (SSMV) con tiempo de cresta de 45  $\mu$ s : = 117.5 (cresta)
- Voltaje máximo de descarga para onda de 8X20  $\mu$ s: de acuerdo con las normas IEC-99-1 ó ANSE-C62-1
  - 130.0 KV (1.5 KA)
  - 140.0 KV (3.0 KA)
  - 147.5 KV (5.0 KA)
  - 160.0 KV (10.0 KA)
  - 187.0 KV (20.0 KA)
  - 217.0 KV (40.0 KA) , se elige este voltaje para la coordinación con los niveles de aislamiento al impulso

En nuestro sistema el nivel básico de impulso del devanado de los transformadores en la subestación es de: 350 KV, por lo tanto el margen de protección por rayo correspondiente es:

$$MP = \frac{350 - 217}{217} \times 100 = 61.3\%$$

Este margen de protección del 61% es mayor que el 20% que como mínimo establece la norma para ser correcto.

Y la máxima sobretensión permitida por operación de los interruptores es de:

$$V_m = 2.5 * \sqrt{2} * \frac{72.5}{\sqrt{3}} = 148 \text{ KV}$$

$$MP_M = \frac{148-117.5}{117.5} \times 100 = 26\%$$

De acuerdo con el dato del fabricante de los pararrayos, la tensión de descarga por maniobra es de 117.5 KV; el margen es suficiente para la protección del equipo por maniobras.

Donde,  $V_m$  y  $MP_m$  son la Tensión máxima permitida en el equipo por proteger (en nuestro caso el transformador), y el margen de protección por maniobras en los interruptores

### **3.6.2.1. Localización exacta de los pararrayos**

La correcta protección de un equipo altamente sensible a las sobretensiones eléctricas, como pueden ser los transformadores o los cable de potencia depende de la distancia entre el punto en que se localiza los pararrayos y el punto donde se localiza el equipo por proteger.

Entre los factores a considerar para la separación de los pararrayos y el equipo por proteger se consideran los siguientes:

- Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente
- Características de protección del pararrayos
- Magnitud y forma de la onda de tensión que puede resistir el transformador

Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo; la protección del equipo disminuye a medida que éste se va alejando del pararrayos.

La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del pararrayos, está dada por la expresión siguiente:

$$V_m = V_o + 2 * \frac{dv}{dt} * \frac{D}{300}$$

Donde:

- $V_m$  Tensión máxima permitida en el equipo por proteger
- $V_o$  Tensión Máxima de descarga
- $D$  Distancia en metros entre el pararrayos y el equipo por proteger
- $\frac{dv}{dt}$  Pendiente del frente de onda en KV/us, que para un rayo puede ser de 1000 KV/us
- 300 Velocidad de propagación de la onda, en m/us.

De las características del pararrayo instalado en la subestación tenemos que:

$$V_m = 217 + 2 * 1000 * \frac{41}{300} = 490 \text{ KV}$$

Por lo tanto, de acuerdo a este resultado, vemos que estando el transformador a 41 metros de distancia de los pararrayos, este no es protegido por los mismos. El cual al haber un sobrevoltaje dentro de la subestación queda totalmente desprotegido, si sabemos que el NBI del transformador es de 350 KV, el cual es ( $V_m$ ) la tensión máxima que soporta.

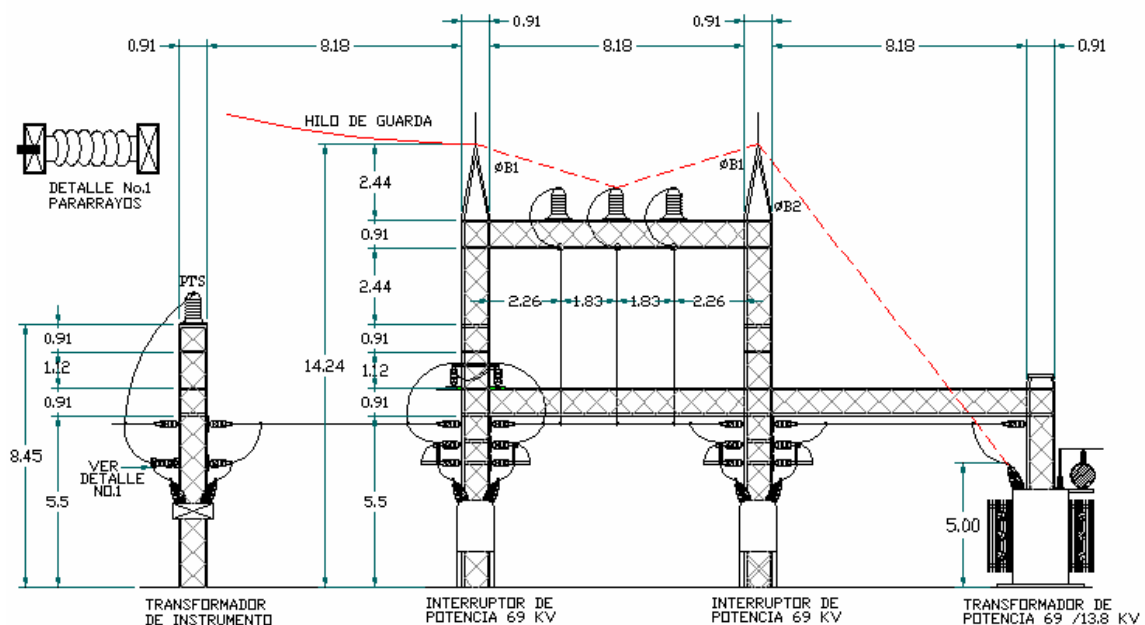
Y la distancia máxima a la cual el transformador estaría protegido por los pararrayos es:

$$D = \frac{300 * (350 - 217)}{2 * 1000} = 20 \text{ metros}$$

### 3.6.3. Revisión del blindaje con el modelo electrogeométrico en la subestación

En esta sección se determina si la coordinación de aislamiento con hilos de guarda es la adecuada en la subestación, para ello es necesario la realización de los cálculos con el modelo electrogeométrico,

**Figura 42. Perfil de la subestación para facilitar los cálculos con el modelo electrogeométrico**



Datos:

$$NBI = 350 \text{ KV}$$

$$I_0 = 10 \text{ KA, Corriente del rayo para tensiones menores a 420 KV.}$$

(Ver sección 1.4.5.6.4.2).

$$2*D = \text{Distancia entre los ejes de las columnas que forman el módulo que contiene los cables de guarda es de: 9 metros.}$$

$$b_{\min} = \text{Altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cables de guarda sobre los equipos a proteger.}$$

$$TCF = \frac{NBI}{0.961} = \frac{350}{0.961} = 364.2 \text{ KV} \quad \text{Tensión Critica de Flameo}$$

$$r_{cf} = 9.06 * I_c^{\frac{2}{3}} = 9.04 * (10)^{\frac{2}{3}} = 42.05 \text{ metros} \quad \text{Radio Critico de Flameo}$$

$$b_{\min} = r_{cf} - \sqrt{r_{cf}^2 - D^2} \quad \text{Radio Critico de flameo,}$$

$$b_{\min} = 42.05 - \sqrt{42.05^2 - 4.5^2} = 0.241 \text{ metros}$$

El dato anterior nos proporciona la altura mínima a la que todavía se considera que hay blindaje.

Finalmente calculando la altura mínima ( $\gamma$ ) a la que deben instalarse los cables de guarda para protección de los PT's, tal como se ve en la figura

$$\gamma = \frac{2}{3}h_1 + \sqrt{\frac{1}{9}*h_1^2 + \frac{1}{3}\left(\frac{L}{2}\right)^2} \quad \text{Donde } h_1 = 12.54 \text{ mts, Ver}$$

figura

$$\gamma = \frac{2}{3}*12.54 + \sqrt{\frac{1}{9}*12.54^2 + \frac{1}{3}\left(\frac{4.09}{2}\right)^2} = 12.70 \text{ metros}$$

Altura mínima del hilo de guarda para proteger los PT's en la subestación, los cuales están sobre los cables vivos de la barra principal de 69 KV, en la subestación.

De acuerdo con el cálculo anterior, vemos que la altura mínima requerida para los Hilos de Guarda, es menor a la altura que actualmente tienen los HG en la subestación, (ver figura 3.9). Este resultado nos indica que nuestros equipos (PT's) y los cables de fases de la barra principal de la subestación están protegidos.

Calculando el ángulo de blindaje ( $\varphi_{B1}$ ) que proporcionan los hilos de guarda para su máxima protección tenemos:

$$\varphi_{B1} = \text{tag}^{-1}\left(\frac{2.44}{4.09}\right) = 30.82^\circ$$

Con este resultado confirmamos nuevamente que los PT's y los cables de fases están protegidos por descargas directas atmosféricas, ya que el ángulo máximo que aún brinda protección es de  $45^\circ$ .

Revisando finalmente el blindaje que los hilos de guarda proporcionan para la protección del transformador contra descargas directas, según la figura 3.9, tenemos:

$$\gamma = \frac{1}{3}(2 * h_1 + \sqrt{3} * L_1)_1 + \frac{1}{3}\sqrt{L_1^2 + 4 * \sqrt{3} * L_1 * h_1^2} \quad \text{Por lo tanto}$$

$$\gamma = \frac{1}{3}(2 * 5 + \sqrt{3} * 8.18) + \frac{1}{3}\sqrt{8.18^2 + 4 * \sqrt{3} * 8.18 * 5^2} = 14.28 \text{ metros}$$

Calculando el ángulo de blindaje ( $\varphi_{B2}$ ) que proporcionan los hilos de guarda para la protección del transformador es:

$$\varphi_{B2} = \text{tag}^{-1}\left(\frac{9.24}{4.09}\right) = 48.48^\circ$$

De acuerdo a este resultado, se verifica que el blindaje proporcionado a los transformadores por los hilos de guarda es inadecuado. Para ello es necesario tomar en cuenta las recomendaciones que se darán.

### 3.7.Revisión de la red de tierras en la subestación

Al momento de ocurrir una falla en la subestación, existe una corriente de falla fluyendo a tierra, donde su trayectoria produce gradiente de potencial, los cuales son altamente peligrosos para el equipos y estructura, pero sobre todo para el personal que circule dentro de la misma.



En la sección 1.4.5.7 se mencionan los pasos a seguir para el cálculo de las redes de tierra en la subestación.

Datos de la subestación

$I_{cc}$	=	6175,	Amperios de corto circuito en el lado de 69 KV
$\rho$	=	40 $\Omega$ -m,	Medida en el punto de la S-E
A	=	30 m,	Ancho del terreno de la subestación
L	=	36 m,	Largo del terreno de la subestación

#### Paso 1

Es el cálculo de resistividad del terreno la cual fue medida en las instalaciones del terreno,  $\rho = 40 \Omega$ -m,

#### Paso 2

El cálculo de la corriente máxima de corto circuito fue calculado en la sección 3.1.1

#### Paso 3

El diseño de la red de tierras, está diseñada con 7 conductores a lo ancho y 7 conductores a lo largo de la subestación, además de 26 electrodos de 5/8" de diámetro por 8' de largo.

#### Paso 4

En base a los datos obtenidos en el paso 3, se procede al cálculo de la longitud del conductor

$$L = 36 \times 7 + 30 \times 7 + 16 \times 2.44 = 525 \text{ mts}$$

### Paso 5

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra, haremos uso de la ecuación 1.4

$$R = \frac{40}{4(18.54)} + \frac{40}{500} = \mathbf{0.6}$$

### Paso 6

Para el cálculo de los potenciales tolerables al cuerpo humano se hará uso de la ecuación 1.6 y 1.9

$$E_p = \frac{(116 + 0.696(40))}{\sqrt{0.2}} = 321.6 \text{ Voltios}$$

$$E_t = \frac{(116 + 0.174(40))}{\sqrt{0.2}} = 274 \text{ Voltios}$$

### Paso 7

Para el cálculo de los potenciales de paso y contacto de la malla se usarán las ecuaciones 1.11 y 1.12.

$$E_{tMALLA} = \frac{k_m k_i \Gamma I_{DRed}}{L}$$

$$E_{pMALLA} = \frac{k_s k_i \Gamma I_{Red}}{L}$$

De las ecuaciones 1.13 y 1.14 se calculan los coeficientes  $k_m$  y  $k_s$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16hd}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left[\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right)\dots\left(\frac{2N-3}{2N-2}\right)\right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(N-1)D} \right)$$

Donde:

$D = 2$  metros

$h = 0.8$  metros

$d = 0.013$  metros (conductor 4/0 Instalado en la red)

$N = 16$

$$N = \frac{30[m]}{2} + 1 = 16$$

$k_i$  varía de 1.2 a 2 dependiendo de la geometría de la malla. En general

:

$$k_i = 0.65 + 0.172 N \quad \text{Para } N \text{ menor o } = 7$$

$$k_i = 2 \quad \text{Para } N > 8$$

Por lo tanto tenemos que  $k_i = 1.854$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{5.66^2}{16(0.8)(0.0134)}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left[\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right)\dots\left(\frac{27}{28}\right)\right] = 0.473$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2(0.8)} + \frac{1}{10+0.8} + \frac{1}{2(5.66)} + \frac{1}{3(5.66)} + \dots + \frac{1}{(1.854-1)5.66} \right) = 0.305$$

Si calculamos la corriente de corto circuito para el diseño de la red tenemos:

$$I_{\text{DISEÑO}} = D \times fc \times I_{\text{CC}}$$

Donde :

D = 1.2, Factor de decremento

fc = 1.5 Factor de crecimiento

=

$$I_{\text{DISEÑO}} = D \times fc \times I_{\text{CC}} = 1.2 \times 1.5 \times 6175 = 11,115 \text{ Amperios}$$

Por efecto de los hilos de guarda que entran a la subestación calculamos la porción de corriente que circulará por la red de tierras.

Resistencia de la red = 0.6

El hilo de guarda es de acero de 3/8" y su resistencia es de 1.8 ohm/km

Base de las torres, Diámetro = 0.4 m

Radio equivalente = 0.4/2 = 0.20 m

Resistencia de la torre =  $40 / (2 \times 0.2 \times 3.1416) = 31.83 \text{ ohm}$

Habiendo 12 torres por Km tenemos que  $R_2 = 31.83 / 12 = 2.6525$

La impedancia equivalente de los Hilos de guarda =  $\text{RAIZ}(2.6525 \times 1.8) = 2.185$

La impedancia equivalente tomando en cuenta que a la SE llegan 2 hilos de guarda =  $2.185 / 2 = 1.0925$

Porción de corriente que circula p/la red de tierra =  $1.0925 / (1.0925 + 0.6) = 0.65$

Corriente de red  $I_{\text{Red}} = 0.65 \times 11,115 = 7206 \text{ Amperios}$

Elevación de tensión de la red =  $E_{\text{Red}} = 7206 \times 0.6 = 4323.6 \text{ Voltios}$

Por lo tanto

$$E_{tMALLA} = \frac{0.4738 \times 1.854 \times 40 \times 7206}{525} = 482 \text{ Voltios}$$

$$E_{tMALLA / conHG} = \frac{0.4738 \times 1.854 \times 40 \times 11115}{525} = 744 \text{ Voltios}$$

$$E_{paso / fuera\_perimetro} = \frac{0.305 \times 1.854 \times 40 \times 7205}{525} = 310 \text{ Voltios}$$

$$E_{paso / fuera\_perimetro\_conHG} = \frac{0.305 \times 1.854 \times 40 \times 11115}{525} = 480 \text{ Voltios}$$

Cálculo de la longitud real del cable para tener seguridad en la red.

De la ecuación 1.18, tenemos:

$$L = \frac{k_m k_i \Gamma I_{Diseño} \sqrt{t}}{116 + 0.174 \Gamma_s} = 920 \text{ mts.}$$

### Paso 8

De los resultados obtenidos se comparan 3 puntos importantes, los cuales son: La elevación máxima del potencial de la red ( $E_{MALLA}$ ) contra el potencial mínimo tolerado por el cuerpo humano, ( $E_{CONTACTO\_TIERRA}$ ), el cual debe ser:

$$E_{MALLA} < E_{CONTACTO\_TIERRA}$$

482 **no es** < 274 Voltios

$$L_{segurida} < L_{prefijada}$$

920 mts **no es** < 520

$$E_{PASO\_malla} < E_{PASO\_TIERRA}$$

310 < 321 Voltios

Para que el ajuste de la corriente de soltar (pick-up), se los relevadores de protección quede dentro del límite de 9 miliamperios, que puede fijarse de acuerdo con los datos del catálogo correspondiente, se necesita que se cumpla lo siguiente:

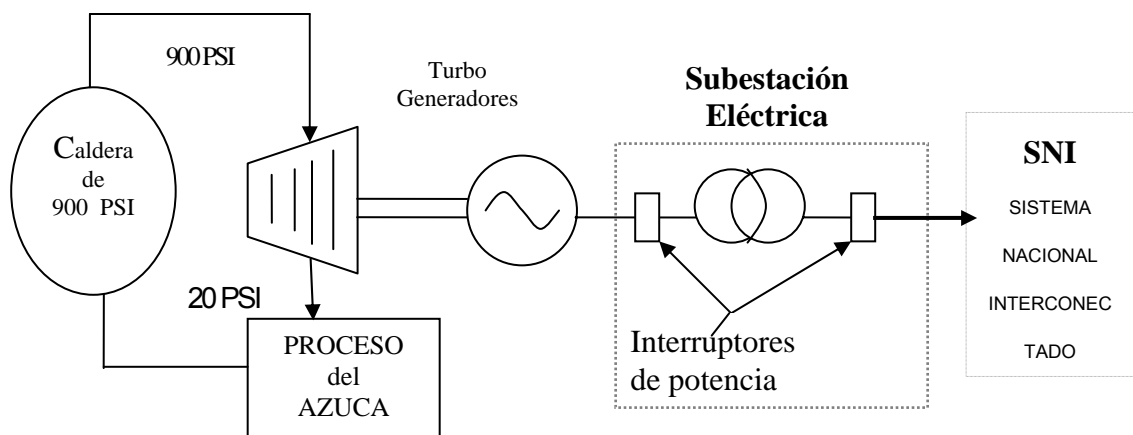
$$I < \frac{(1+1.5\rho) * \left(\frac{9}{1000}\right) * L}{K_m K_i \rho} = 143 \text{ Amperios}$$

Esta corriente indica el valor de ajuste mínimo necesario para la operación correcta de los relevadores a tierra.

#### 4. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

En la figura 43 se muestra el diagrama esquemático de la generación de vapor, proceso del azúcar, la generación de energía eléctrica y la transformación de la potencia eléctrica en la subestación del ingenio.

**Figura 43. Diagrama esquemático de la transformación de las energías:  
(Calorífica a mecánica y de mecánica a eléctrica)**



En la sección 2.1, se describe la razón por la cual es de suma importancia incrementar la capacidad de transformación de la subestación eléctrica.

Para este estudio se tomará en cuenta los costos de: producción del vapor, generación de energía eléctrica, y la inversión de la ampliación de la subestación en comparación con la disponibilidad del incremento de venta de por lo menos 10 KW-Hora al SIN.

#### **4.1. Costo de generación de energía eléctrica**

El costo de la generación de energía eléctrica, se tomará para el turbogenerador de 15 MW. El cual tiene un consumo de 13 Lbs de vapor por KW-h generado.

El costo de mantenimiento promedio del turbogenerador es de:

$$C M = Q 151,613.89$$

Y el costo de la mano de obra anual de reparación y operación es:

$$C M O = Q 177,812.10$$

Los datos de costo de mantenimiento (CM) y el costo de la mano de obra (CMO) son datos proporcionados por la planta de cogeneración del ingenio.

##### **4.1.1. Costo de generación del vapor a 900 PSI para generar la energía eléctrica**

Para producir 1 lb de vapor por hora a 900 PSI se necesita 2.1 lb de bagazo. El costo del bagazo en la industria azucarera es despreciable, ya que se puede decir que es un desecho de la caña.

El consumo de energía eléctrica para la operación normal de la caldera por día promedio, según la medición de ese circuito es:



46,500 Kwh.

El costo de la energía en temporada de zafra es de Q 0.98/ Kwh., lo que representa un costo de:

$$C.E. = 46,500 \times 0.98$$

$$C.E. = Q 45,570.00 \text{ por día}$$

Para el tratamiento del agua de alimentación se tienen los siguientes químicos incluyendo el costo por día:

$$\text{Soda Líquida} = 17.53 \text{ lb/día @ } Q 0.97/\text{lb} = Q 17.00$$

$$\text{Químico 237} = 10.00 \text{ lb/día @ } Q 29.46/\text{lb} = Q 294.60$$

$$\text{Químico 204} = 7.75 \text{ lb/día @ } Q 20.34/\text{lb} = Q 157.64$$

$$\text{Químico 271} = 5.00 \text{ lb/día @ } Q 26.55/\text{lb} = Q 132.75$$

$$\text{Químico 284} = 1.50 \text{ lb/día @ } Q 27.38/\text{lb} = Q 41.07$$

**Total Tratamiento Agua por día = Q 643.06**

Para la mano de obra se obtiene de los siguientes datos:

**Tabla XXVII. Costos de mano de obra por día de operación en la caldera**

Puesto	Salario día	Salario hora	Turno A	Turno B	Turno C
Operador caldera	Q 80.14	Q 10.02	Q 88.47	Q 118.52	Q 148.58
Auxiliar caldera	Q 44.93	Q 5.62	Q 53.26	Q 70.11	Q 86.96
Electricista	Q 77.99	Q 9.75	Q 86.32	Q 115.57	Q 144.81
Instrumentista	Q 80.14	Q 10.02	Q 88.47	Q 118.52	Q 148.58
Camequero	Q 46.55	Q 5.82	Q 54.88	Q 72.34	Q 89.79
Peon	Q 39.67	Q 4.96	Q 48.00	Q 62.88	Q 77.75
<b>Costo total mano de obra</b>			<b>Q</b>	<b>1,673.80</b>	

Tomando en cuenta que la caldera produce lo que el turbogenerador consume por Kwh. generado

$$Q_C = 195,000 \text{ Lb / h}$$

Entonces el costo para la operación de la misma en un día es:

$$\text{C.O.} = Q 45,570.00 + Q 643.06 + Q 1,673.80$$

$$\text{C.O.} = Q 47,886.86$$

Y el costo por hora es:

$$\text{C.O. / h} = \frac{Q47,886.86}{24h}$$

$$\text{C.O. /h} = Q 1995.29$$

De donde, el costo para producir 1 libra de vapor es:

$$\text{Costo vapor} = \frac{Q1,995.29/h}{195,000Lb/h}$$

$$\text{Costo vapor} = Q 0.010 / \text{lb}$$

Si tenemos que la eficiencia del turbogenerador es de 13 Lb/KW y el costo del vapor es de Q0.010 / Lb, Tenemos que:

$$\begin{aligned} \text{Costo de Generación} &= 13 \frac{Lb}{KW-h} \times 0.01 \frac{Q}{Lb} \\ &= Q 0.13 / KW-h \end{aligned}$$

Por lo tanto, el costo de Generación por 1 KW-h es de: Q 0.13

Finalmente, se tiene que el costo de generación (CG) de los 10,000 Kw-h que la planta venderá al SIN durante los 100 días de zafra es:

$$\begin{aligned} \text{CGE de 10 MW-h} &= Q 0.13 /KW-h * 10,000 KW * 24h/d * 100d \\ &= \mathbf{Q 3, 120,000.00} \end{aligned}$$

$$\text{CGE} = Q 151,613.89 + Q 177,812.10 + Q 3, 120,400$$

$$\mathbf{CGE = Q 3, 449,425.99}$$

## 4.2. Costo de inversión

El equipo necesario para la puesta en marcha del presente proyecto se muestra en la siguiente tabla

**Tabla XXVIII. Costos de inversión del proyecto**

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Interruptor tipo celda con su relé de protección para 15 KV	1	\$50,885.00	\$50,885.00
CT's para protección 2000:5 con aislamiento de 15 KV	3	\$4,555.00	\$13,665.00
PT's para 15 KV	2	\$3,545.00	\$7,090.00
PT's para 69 KV	1	\$4,455.00	\$4,455.00
Seccionador Outdoor Airbreak Switch, 3 Pole, TYPE V2CA 69 KV 600 Amp	4	\$5,555.00	\$22,220.00
Unidad de medición	1	\$18,890.00	\$18,890.00
Medidor de energía	1	\$7,125.00	\$7,125.00
Synchronizing swing panel	1	\$11,900.00	\$11,900.00
Pararrayos de 15 KV, 12.7 MOCV	3	\$1,980.00	\$5,940.00
Aislador tipo subestación 69 KV - 350 KV	18	\$545.00	\$9,810.00
Aislador tipo subestación 15 KV	6	\$295.00	\$1,770.00
Blindaje, Conectores y Herrajes	1	\$4,855.00	\$4,855.00
Estructura	1	\$5,825.00	\$5,825.00
Cable con aislamiento para 15 KV	1	\$12,000.00	\$12,000.00
Cable Aluminio 500 MACM CLASS B	1	\$8,000.00	\$8,000.00
Accesorios para cable de 15 KV	1	\$3,500.00	\$3,500.00
Equipo de montaje (gruas)	1	\$9,500.00	\$9,500.00
Obra civil	1	\$7,800.00	\$7,800.00
Mano de obra del sistema electrico	1	\$11,500.00	\$11,500.00
Costo de inversion del proyecto para la sustitución de las turbinas de vapor por motores eléctricos de alta eficiencia (dato obtenido)	1	\$2,031,800.00	\$2,031,800.00
<b>TOTAL</b>			<b>\$2,248,530.00</b>

**Fuente: Datos obtenidos**

De acuerdo con los datos obtenidos en la tabla XXVII, el costo total de inversión es:

**Costo de Inversión = US \$2, 248,530.00**

Y el costo de generación de energía durante los 100 días de zafra que se describe en la sección 4.2 en moneda nacional es:

**CGE = Q 3, 449,425.99**

Al tipo de cambio actual Q 7.8 por US \$1.00, nos queda que, el CGE en US \$ es:

**CGE = US \$ 442,234.10**

Costo de venta de energía es de US \$0.066 por Kwh.

Por lo tanto, el costo de venta de 10 MW durante 100 días de zafra es:

$$CV_{10MW} = 10,000 \text{ KW} \times 24 \text{ h/d} \times 100 \text{ d} \times \text{US } \$ 0.066$$

$$CV_{10MW} = \text{US } \$ 1, 584,000.00$$

La utilidad que se obtendrá por la venta de los 10 MW durante los 100 días de zafra es:

$$\text{Utilidad} = CV_{10MW} - \text{CGE}$$

$$\text{Utilidad Neta} = \text{US } \$ 1, 584,000.00 - \text{US } \$ 442,234.10$$

**Utilidad Neta = US \$ 1, 141,765.90**

Tiempo de recuperación = US \$2, 248,530.00 / US \$ 1, 141,765.90

Tiempo de recuperación = 1.97 años

Tiempo de recuperación en días = 1.97 años

Con respecto a los cálculos anteriores, concluimos que la inversión del proyecto en la ampliación de la subestación, para los 10 MW que el ingenio tiene capacidad para venta exclusiva, se recupera en 2 zafras de 100 días.

### **4.3 Análisis Costo Beneficio del proyecto**

El principio de costo-beneficio establece que el valor es creado cuando el beneficio de una decisión excede su costo. El valor financiero es creado por medio de la influencia de tres variables:

- El flujo de efectivo
- El tiempo
- El riesgo

Las decisiones financieras se encuentran íntimamente relacionadas con el valor del dinero a través del tiempo.

Los valores determinan la oportunidad de flujos futuros de efectivo que se vayan a recibir. Los fondos que se reciban en el próximo año, valen más que el mismo monto cuando éste se recibe en el quinto o en el décimo año. La mayoría de las decisiones financieras, tanto a nivel personal como a nivel de los

negocios, deben tomar en cuenta el valor del dinero a través del tiempo.

Resumiendo los datos anteriores, se construye la siguiente tabla de flujo de efectivo para un período de 3 años:

<b>P</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>
\$ 2, 248,530.00	\$ 1, 141,765.90	\$ 1, 141,765.90	\$ 1, 141,765.90

#### **4.4 El Valor Presente Neto (VPN)**

El valor presente neto VPN, es la diferencia entre el valor presente del flujo de efectivo de un proyecto y su inversión. O bien, es la diferencia entre beneficios y costo. Un valor positivo del VPN en un proyecto implica que el valor presente del flujo de efectivo que genera el proyecto excede el valor de la inversión. El valor o beneficio creado por un proyecto es igual al valor presente neto VPN.

El VPN se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{VPN} = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1+r)^t}$$

Donde:

I = Inversión

N = Número de años de pagos de efectivo

r = Tasa de descuento o interés en el tiempo t

Ct = Pago o flujo de efectivo en el tiempo t

t = Número correlativo de pago en el tiempo

Para el presente proyecto se tiene que para 1 años:

I = US \$ 2, 248,530.00

N = 2

R = 15% (tasa actual para depósitos a plazo fijo en sistema bancario)

Ct = US \$ 1, 141,765.90

T = 2

De la ecuación para VPN se tiene:

$$\mathbf{VPN = - 2, 248,530.00 + \sum_1^2 \frac{1,141,765.90}{(1 + 0.15)^t}}$$

Resolviendo la ecuación:

$$\mathbf{VPN = - 392,351.05}$$



Dado el resultado anterior, el valor negativo indica que para 2 años el proyecto no es viable. Analizando ahora para 3 años se tiene que:

$$VPN = -2,248,530.00 + \sum_1^3 \frac{1,141,765.90}{(1+0.15)^3}$$

Resolviendo nuevamente la ecuación, se tiene:

$$VPN = 358,378.58$$

Dado el resultado anterior, el valor positivo indica que para 3 años el proyecto es viable y recuperable.

#### 4.4.1 La tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de descuento o interés que vuelve al valor presente neto igual a cero, en una serie determinada de flujo de efectivo. Para calcularla se emplea la siguiente ecuación:

$$0 = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1+IRR)^t}$$

Donde:

TIR = Tasa Interna de Retorno

Calculando ahora la tasa interna de retorno para el proyecto, se tiene para la ecuación:

$$0 = -2,248,530.00 + \sum_1^2 \frac{1,141,765.90}{(1 + IRR)^3}$$

Resolviendo la ecuación, se tiene:

$$\text{TIR} = 24\%$$

Esta tasa es superior a la del sistema bancario. Que indica el interés con el cual retorna la inversión de \$2,248,530.00

Como se verá esta tasa es mayor a la actual en los bancos (15%).

Por lo cual se puede observar que el proyecto es rentable en un plazo de 3 años.

## CONCLUSIONES

1. Con el montaje y puesta en servicio, el transformador de 30 MVA en la subestación eléctrica, será suficiente para lograr la capacidad total de transformación de la potencia que se enviará y proporcionará a la empresa distribuidora, en este caso: la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA); quedando como respaldo el transformador actual que es de 16 MVA, que asegurará que se cumplan los objetivos de venta máxima de energía durante el período de zafra.
2. Con el incremento de capacidad y equipos instalados en la subestación, hacemos que nuestra operación sea más confiable y continua, asegurando que el proceso de fabricación de azúcar y generación de energía eléctrica no tenga interrupciones por capacidad insuficiente.
3. En la revisión de la coordinación del aislamiento en la subestación, vemos que las distancias dieléctricas actualmente son las adecuadas para la seguridad del personal que circula dentro del perímetro interno y para el nivel de tensión de la misma.
4. En el análisis de selección de los pararrayos, ver sección 3.6, concluimos que: los pararrayos que actualmente se encuentran instalados en la subestación no son los adecuados para la protección de sobre-tensiones, ya que su máxima tensión de operación continua (MOCV) está muy cercana a la máxima tensión del sistema, También se debe tomar en cuenta que los transformadores no están protegidos, debido a la distancia que se localizan los mismos; ver sección 3.6.2.1.

5. En el análisis del blindaje que proporcionan los hilos de guarda en la subestación, se determinó, a través del modelo electrogeométrico, que la altura mínima del hilo de guarda más cercano y que protege al transformador, es de 14.28 metros. Esta altura, como se puede ver en la figura 42, es mayor que la altura actual del hilo de guarda, la cual es de 14.24 metros. Además, con el resultado obtenido para el ángulo de blindaje de protección, esta coordinación es inadecuada, ya que el ángulo resultante ( $48.48^\circ$ ) es mayor que el máximo permitido ( $45^\circ$ ) a proteger al equipo; ver sección 3.6.3.
  
6. El sistema de la red de tierras en la subestación, se ha quedado limitada (ver sección 3.7), ya que con el incremento de los equipos eléctricos en la planta del ingenio, se ha incrementado su corriente de corto circuito, esta corriente hace que se incrementen los potenciales que se generan en el momento de existir una sobretensión, los cuales se vuelven peligrosos cuando sobrepasan los valores tolerables que soportan tanto los equipos eléctricos, como el personal que se encuentre dentro del perímetro de la subestación al momento que estas fallas ocurran, sobre todo la falla de fase a tierra que es la de mayor valor.
  
7. En el análisis económico se demostró que, la inversión del incremento de capacidad de transformación de la subestación y de los diversos proyectos que harán que se logre la generación y venta directa de 10 MW durante el período de zafra, es rentable a partir del tercer año, siendo la Tasa Interna de Retorno, mayor que las vigentes actuales en el mercado bancario nacional.

8. Con el análisis de corto circuito del sistema eléctrico interno, se logra una mejor factibilidad y selectividad en las protecciones, teniendo como referencia la curva de daño tanto térmico como mecánico del transformador.
  
9. Si la demanda de potencia excede los 30 MVA del transformador a instalar, éste se conectará en paralelo con el transformador de 16.000 KVA actualmente existente en la subestación, haciendo en conjunto una capacidad máxima de 40 MVA.



## RECOMENDACIONES

1. Por medio del cálculo de coordinación de aislamiento se recomienda el cambio de los pararrayos actuales por juegos de pararrayos con mayor MOCV, ya que los que actualmente se encuentran instalados en la subestación, su tensión máxima de operación continua está muy cerca de la máxima tensión que puede aparecer en el sistema, y a la que pueden llegar a ser sometidos.
2. Se recomienda la instalación de pararrayos a la entrada del transformador del lado 69 KV, ya que en la sección 3.6.2.1, se demuestra que a la distancia que el transformador se localiza de los pararrayos que actualmente tiene la subestación, queda totalmente desprotegido, y la máxima protección que éstos brindan es en el punto donde se localizan, disminuyendo su nivel de protección a lo largo de ambos sentidos. Con ello se evita correr el riesgo que el transformador sufra severos daños por sobrevoltaje (comparar precio de un juego de pararrayos contra el transformador).
3. Con la revisión del blindaje que los hilos de guarda proporcionan dentro de la subestación, se recomienda que se hagan llegar los hilos de guarda a la estructura cercana a los transformadores de potencia, ésto para su protección, ya que actualmente no están protegidos contra perturbaciones atmosféricas directas (ver sección 3.6.3).

4. Es de suma importancia el incremento de la malla de tierras en la subestación, ya que en los cálculos hechos en base al diseño actual (ver sección 3.7), la red de tierras está limitada e insegura, a ésto debemos agregarle que el riesgo es mayor, debido a que su superficie es ahora de concreto, el cual tiene una resistencia de menor valor con respecto a una superficie cubierta de rocas (piedrín grueso). Es de vital importancia hacer esta ampliación de la red, ya que también de ella depende el buen funcionamiento de los relevadores electromecánicos de protección que existen en la planta eléctrica del ingenio. Además, recomiendo que los cables que aterrizan las estructuras de la subestación sean soldados isotérmicamente, ésto para tener un mejor aterrizaje de la estructura a tierra.
5. Antes de la puesta en marcha del transformador se recomienda hacerle las pruebas generales (Cromatográficas, fisicoquímicas y de aislamiento del aceite), ya que por llevar cierto tiempo fuera de servicio es necesaria la revisión y mantenimiento técnico del mismo.
6. Se recomienda, en el caso que se requiera poner en paralelo al transformador de 30 MVA a instalar con el ya existente de 16 MVA, no exceder la capacidad máxima de potencia que el grupo hace, el cual es de 40 MVA (ver anexo).
7. Considerar la puesta en marcha de este transformador sólo cuando la potencia exceda el 80 por ciento de los 16 MVA o sea la capacidad del transformador existente en las barras de 13.8 Y 69 KV, ya que en conexiones de transformadores en paralelo, no se debe tomar en cuenta únicamente la potencia demandada por la carga, sino se debe tomar como base principal, la potencia de pérdida de los dos transformadores.



## BIBLIOGRAFÍA

1. MARTÍN, José Raul. Diseño de subestaciones eléctricas.
2. SATO, Akio. Estimating transmisión line lightning outages by stochastic calculation. Resvista IEEE transactions on power apparatus end systems; may-jun/1,980, Vol. PAS-99 No. 3 EEUU.
3. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL 36, NO.1, JANUARY/FEBRUARY 2000. **The analysis of an ungrounded wye-delta transformer bank serving an induction motor and single-phase lighting loads.** W.H. Kersting and J.S.Rathbun
4. COMISIÓN Nacional de Energía Eléctrica. **Normas técnicas del servicio de distribución.** Guatemala, 1999. p 32-
5. INSTITUTO Nacional de Electrificación. **Manual para el diseño de líneas y redes de distribución.** Indenor 97-001. Sección de Normalización. Guatemala noviembre 1997. p 146.
6. INSTITUTO Nacional de Electrificación. **Normas de construcción de electrificación rural** Departamento de proyectos, Guatemala, julio 1991. p 48.
7. STEVENSON, William. **Análisis de sistemas de potencia.** México, 1997.
8. LEY General de Electricidad y su reglamento. Decreto No. 93-96 Guatemala, noviembre 1996.
9. ANSI/NEMA-1978

10. PARK, Chan. **Ingeniería económica contemporánea. USA, 1997.**
11. RAS, Enrique. **Transformadores de Potencia, de Medida y de Protección.**
12. C.E.A.C. **Libro de Enciclopedia.**
13. <http://domino.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%F3n-1998-CREG070-98?OpenDocument>
14. CORRALES MARTÍN, Juan. Libro de Técnico Electricista.
15. Localización de Fallas en Equipos Eléctricos. Stafford.
16. FRESE, Reinaldo. IEM de México.
17. Libro de Enciclopedia. C.E.A.C.

## APÉNDICE

## CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS EN PARALELO

En las industrias, con frecuencia es necesario conectar bancos de transformadores en paralelo. Sin embargo, es conocido que para que ninguno de los componentes del nuevo banco se sobrecargue con su correspondiente calentamiento y envejecimiento prematuro, es conveniente seguir ciertos lineamientos con respecto de las características de cada transformador.

En este estudio primero enunciaremos todas las condiciones necesarias para que en el caso ideal, la conexión fuera satisfactoria. Después analizaremos específicamente las condiciones de desplazamiento angular e impedancia, con algunos ejemplos.

Palabras clave: *Transformadores en paralelo. Desfasamiento angular, Conexiones de transformadores.*

### **Condiciones necesarias ideales para la conexión de transformadores en paralelo.**

La regla clásica ideal para el paralelo de transformadores, es la de cumplir con los siguientes requisitos:

- 1.- Igual capacidad (con enfriamiento o sin enfriamiento) de devanados.
- 2.- Igual impedancia (referida a la misma base de voltaje y capacidad).
- 3.- Iguales voltajes, lado alimentación y lado carga.
- 4.- Igual relación de transformación en vacío.

- 5.- Igual tipo de enfriamiento.
- 6.- Diseño para igual altura de operación sobre el nivel del mar.
- 7.- Que sean de la misma marca
- 8.- Igual lote de fabricación.
- 9.- Igual tipo de aislamiento (igual temperatura de operación).
- 10.- Similar tiempo de uso (si son usados).
- 11.- Iguales niveles de impulso (NBI).
- 12.- Igual frecuencia.
- 13.- Igual rotación de fases.
- 14.- Igual polaridad.
- 15.- Igual desplazamiento angular.
- 16.- Similar valor de Mega-ohms de sus aislamientos.
- 17.- Similar factor de potencia de sus aislamientos.
- 18.- Similar propiedad Físico-Química de aceites.
- 19.- Similar valor de Hi-Pot de sus aislamientos.
- 20.- Similar corriente de excitación.
- 21.- Similar resistencia de núcleo aterrizado.
- 22.- Similar corriente de excitación.

Para transformadores monofásicos, sólo se tomarán las que correspondan a sistemas monofásicos. En la práctica, como ustedes saben, no se toman en cuenta todas las características mencionadas anteriormente, pero sí las más significativas. Dentro de estas últimas, se analizarán sólo tres, que algunas veces es necesario reconsiderar, principalmente cuando aparecen las inoportunas emergencias, que casi a todos se nos han presentado en nuestro trabajo.

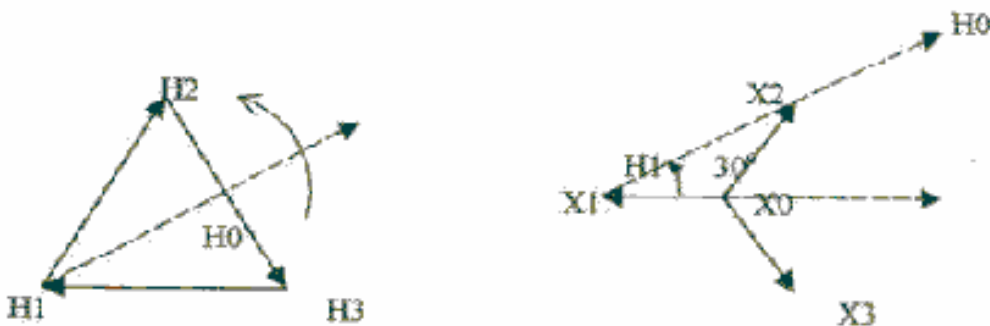
## Desplazamiento angular

Es el ángulo de tiempo entre voltajes primarios y secundarios de referencia de un sistema trifásico. El ANSI establece que en un sistema delta-estrella (Alta y Baja Tensión) el sistema de alta tensión, está adelantado 30 grados con respecto al sistema de baja tensión.

La medición de este ángulo, que es el desplazamiento angular, puede hacerse de dos maneras:

I. Se trazan la recta que une la polaridad H1 de alta tensión con su neutro correspondiente y la recta que une la polaridad X1 con su neutro correspondiente (llamadas líneas de angularidad primaria y secundaria). Respectivamente, se unen las terminales H1 y X1 y se mide el ángulo formado por las líneas de angularidad en dicho vértice en el sentido contrario a las manecillas del reloj, partiendo de estas líneas lado de baja tensión hasta las líneas de alta tensión. En la siguiente figura se indica lo anterior para el caso de una conexión delta-estrella.

Figura 44. Desplazamiento angular de una conexión Delta-Estrella



Nota.- Para facilidad se recomienda poner al final de las líneas de angularidad, una flecha, para indicar la dirección del vector y así poder medir el ángulo sin

cometer errores.

1. Tomando como base los voltajes de línea en alta y baja tensión y midiendo el ángulo en el vértice como en el caso anterior. En la Figura No. 2 aparece este caso para la misma conexión anterior.

En ambos casos, midiendo el ángulo en la dirección contraria a las manecillas del reloj, se tiene el devanado de alta tensión adelante 30 grados con respecto al devanado de baja tensión. Aplicando el principio anterior y observando los diagramas vectoriales (figura No. 3) de las conexiones de transformadores ya conocidas, se establece lo siguiente:

### **Reglas para el acoplamiento en paralelo de transformadores trifásicos**

Las combinaciones primario-secundarias reunidas bajo el mismo grupo dan un ángulo igual entre la f.e.m. de línea de uno y otro lado respectivamente, y pueden acoplarse en paralelo sin más que unir entre sí las terminales designadas con la misma inicial. Así, A1, A2, A3 pueden conectarse en paralelo; B1, B2, y B3 también; C1, C2, y C3 igualmente, y, por último D1, D2, y D3.

En cambio, las combinaciones pertenecientes a dos grupos distintos son incompatibles en principio: A1 no puede acoplarse con D1 o D2, o con C1 o C2, etc., porque, existiendo coincidencia de fases primarias, no puede haberla entre las secundarias.

Como puede observarse, sí se pueden paralelar los transformadores de un mismo grupo. Podemos comprobar el paralelaje entre el transformador D1 con el D2.

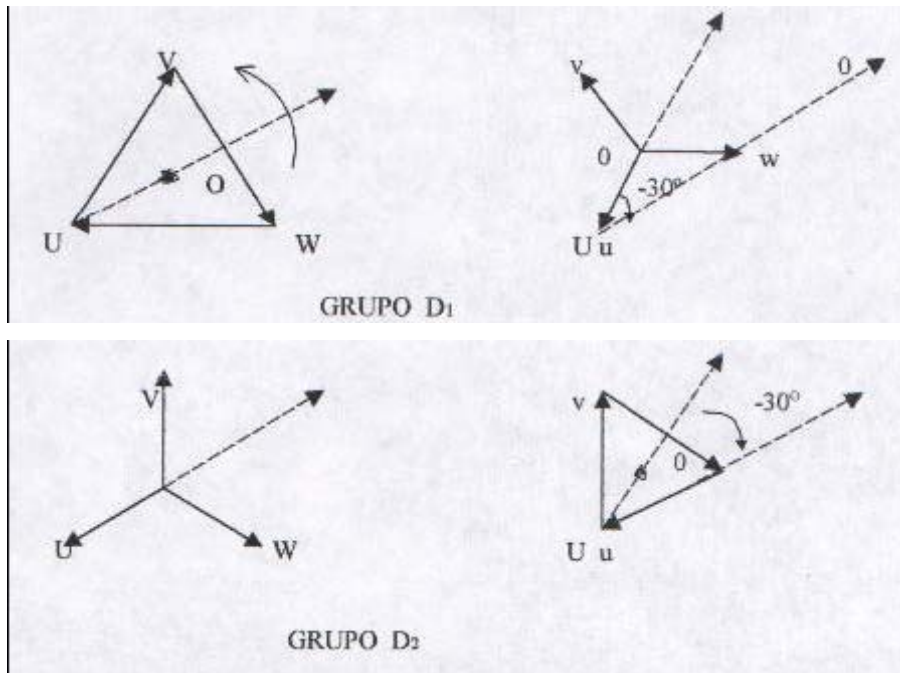
Figura 45. Conexiones de transformadores en paralelo

1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación		Diagrama		Esquema		(*) Relación de tens. compuestas $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	Antigua designación Y. D. E.
Desfase (Ang. de la BT en retraso)	Denomi- nación C. E. I.	AT	BT	AT	BT		
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A1
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A2
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A3
150°	Du5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C1
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C2
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C3
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B1
	Yy6					$\frac{N_A}{N_B}$	B2
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_B}$	B3
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D1
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D2
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D3

(\*)  $U_{AT}$  = Tensión de línea en alta.  
 $U_{BT}$  = Tensión de línea en baja.  $N_A$  = Espiras por fase en alta.  
 $N_B$  = Espiras por fase en baja.

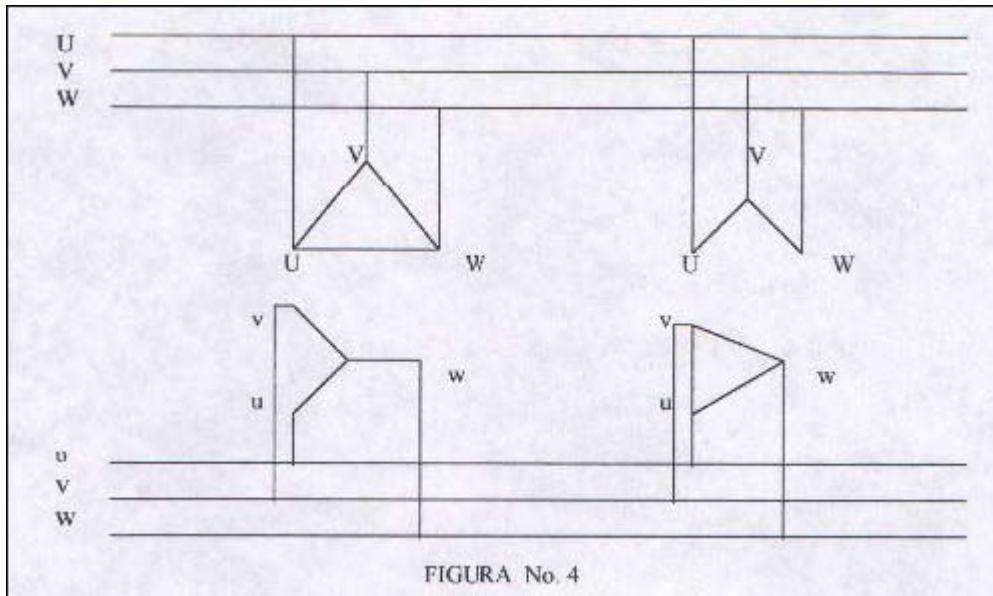


Figura 46. Desplazamiento angular de grupos de transformadores



Como puede observarse, los dos transformadores tienen el mismo desplazamiento angular y por lo tanto pueden paralelarse uniendo sus terminales correspondientes (ver figura en la siguiente página)

Figura 47. Conexión de transformadores en paralelo con igual desplazamiento angular



De esta manera, se puede comprobar que todos los demás grupos indicados en la Figura 46, pueden ser paralelados, ya que tienen los mismos desplazamientos angulares.

Mediante un análisis vectorial, se puede demostrar que algunos transformadores de un grupo se pueden paralelar con los de otro grupo, aunque aparentemente no es posible su acoplamiento. Ésto se realiza efectuando giros vectoriales tanto en el lado primario como en el lado secundario.

## Capacidad de impedancia

Dos o más transformadores se pueden paralelar siempre y cuando sus impedancias sean, en cierta proporción, inversamente proporcionales a sus capacidades y cuando la carga total a alimentar, no sobrepase la suma de los KVA que puede proporcionar dicho acoplamiento.

Las fórmulas básicas para conectar en paralelo dos o más transformadores son las siguientes:

$$(1) \quad S_t = \frac{S_1}{z_1} + \frac{S_2}{z_2} + \frac{S_3}{z_3} + \dots \text{ en KVA}$$

En donde:

$S_t$  es la potencia en KVA del grupo, a tensión del cortocircuito unitario en KVA.

$S_g$  es la suma de las capacidades del grupo, en KVA.

$Z_g$  Es la impedancia del grupo de transformadores en por ciento.

$S_1, S_2, S_3...$  es la capacidad del banco 1, del banco 2, del banco 3, etc., en KVA.  $Z_1, Z_2, Z_3...$  es la impedancia del transformador 1, del transformador 2, del transformador 3, etc.,

En por ciento.

En el caso particular de dos transformadores, también se usan las siguientes fórmulas:

$$(2) \quad \frac{S_1 z_2}{S_2 z_1} = \frac{x}{y} \quad y$$

(3)  $x + y =$  Carga total conectada al acoplamiento en KVA, en que:

S1 es la capacidad en KVA del transformador 1

S2 es la capacidad en KVA del transformador 2

Z1 es la impedancia del banco 1 en por ciento.

Z2 es la impedancia en % del banco 2 en por ciento.

X es la capacidad que puede proporcionar el transformador 1, en KVA

Y es la capacidad que puede proporcionar el transformador 2, en KVA.

Veamos en los siguientes ejemplos, cómo afectan las distintas capacidades e impedancias en los transformadores puestos en paralelo

Ejemplo para nuestro caso, si se requiera poner en paralelo el transformador a instalar con el ya existente,

T1 = 30,000 KVA,

T2 = 16,000 KVA

Z1 = 13.03%

Z2 = 7.7 %

55° de sobre temperatura

55° de sobre temperatura

Aplicando fórmulas para el caso particular de dos transformadores en paralelo tenemos:

$$\text{De (2)} \quad \frac{16,000}{30,000} \times \frac{7.7}{13.03} = \frac{x}{y} : \quad \frac{x}{y} = 0.3152 \quad \text{de donde}$$

$$x = 0.3152 Y$$

De (3) si  $x = 16,000$  KVA y  $y = 30,000$  KVA debemos tener:

$$x + y = 46,000 \text{ KVA}$$

$$0.3152 y + y = 46,000 \text{ KVA}$$

$$1.3152 y = 46,000 \text{ KVA} \quad \text{por lo tanto tenemos que}$$

$$y = 34,975.67$$

$$x = 11,024.33$$

Como el T1 se sobrecarga 33,000 KVA, con ventilación forzada, consideraremos un incremento de 2,000 KVA, por lo tanto

$y = 30,000$  Por lo tanto:

$$x = 30,000 * 0.3152 = 9,450.00$$

$$x = 9,450.00 \text{ KVA}$$

Se considera que la máxima carga del transformador dos debe ser de 10,000 KVA para que el transformador uno tenga una sobrecarga de 2,000 KVA.

Por lo tanto, la carga segura combinada de los transformadores en paralelo es la siguiente: 31,700.00 KVA Y 10,000 KVA para los transformadores  $T_1$  y  $T_2$  respectivamente, con el objeto de que el transformador uno no se sobrepase de su temperatura de operación máxima.