

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

"SUBESTACIONES URBANAS AISLADAS CON SF6"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN: POTENCIA

PRESENTADA POR:

AATER BURNEO J.

GUAYAQUIL - ECUADOR

1987

AGRADECIMIENTO

AL ING. JORGE CHIRIBOGA V.,
DIRECTOR DE TESIS, POR SU
AYUDA Y COLABORACION PARA
LA REALIZACION DE ESTE -
TRABAJO.-

DEDICATORIA

- A MI QUERIDA ABUELITA:

DOLORES VIVANCO

- A MIS PADRES

- A MIS HERMANOS

DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITOPAL".

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).



ATER BURNEO J.

C. Villafuerte

ING. CARLOS VILLAFUERTE

SUB-DECANO DE LA FACULTAD
DE INGENIERIA ELECTRICA

Jorge Chiriboga

ING. JORGE CHIRIBOGA V.

DIRECTOR DE TESIS

Leo Salomon F.

ING. LEO SALOMON F.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Jorge Flores M.

ING. JORGE FLORES M.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

RESUMEN

En el presente resumen podemos evaluar la aplicación de las subestaciones blindadas y aisladas con SF₆ (Hexafluoruro de azufre) en áreas urbanas, para esto, primero se parte de un estudio de las características del gas SF₆, en lo que se refiere a propiedades físicas de la extinción del arco eléctrico.

También se examinará los esquemas actuales de subestaciones convencionales y aisladas con SF₆, las ventajas y desventajas de cada esquema de un estudio técnico económico - comparativo entre una subestación convencional y una aislada con SF₆.

El objetivo convencional de este trabajo es que en base a la información recopilada de equipos que usan como aislante SF₆, hacer una guía en la aplicación de estas subestaciones en áreas urbanas a nivel de 13.8 Kv.

INDICE GENERAL

pags.

RÉSUMEN -----	6
INDICE GENERAL -----	7
INDICE DE TABLAS -----	
INDICE DE FIGURAS -----	13
INTRODUCCION -----	17
CAPITULO I	
INTRODUCCION -----	19
1.1. OBJETIVO Y ALCANCE -----	19
1.2. DEFINICIONES GENERALES -----	20
1.2.1. Subestación eléctrica -----	20
1.2.2. Avería o falla -----	20
1.2.3. Confiabilidad de una subestación -----	20
1.2.4. Continuidad y calidad de servicio-----	21
1.2.5. Resistividad eléctrica -----	21
1.2.6. Descarga disruptiva -----	21
1.2.7. Rigidez dieléctrica -----	22
1.2.8. Constante dieléctrica o permitividad-----	22

CAPITULO II

LA TECNICA CON SF6 -----	24
2.1. EVOLUCION DE LA TECNICA CON SF6 -----	25
2.1.1. Evolución de la técnica en la alta tensión-----	26
2.1.1.1. ESQUEMAS DE VOLUMEN DE ACEITE REDUCIDO	27
2.1.1.2. ESQUEMAS DE AIRE COMPRIMIDO: -----	28
2.1.2. Evolución de la técnica en media tensión -----	29
2.1.2.1. CORTE EN ACEITE: -----	32
2.1.2.2. CORTE NEUMATICO: -----	33
2.1.2.3. CORTE MAGNETICO: -----	34
2.1.2.4. CORTE AL VACIO: -----	35
2.2. CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS SF6 -----	35
2.2.1. El gas hexafluoruro de azufre (SF6)-----	37
2.2.1.1. COMPORTAMIENTO DIELECTRICO: -----	39
2.2.1.2. PROPIEDADES EXTINTORAS: -----	42
2.2.1.3. PROPIEDADES ADICIONALES -----	43
2.3. ESTUDIO DEL CORTE DE LA DESCARGA EN SF6 -----	45
2.3.1. El período del arco -----	50
2.3.2. Paso a cero de la corriente -----	52
2.3.3. Resistencia eléctrica -----	

CAPITULO III

ESQUEMAS EXISTENTES DE SUBESTACIONES Y DISPOSICION DEL EQUIPO -----	55
---	----

3.1. SUBESTACIONES CONVENCIONALES -----	57
3.1.1. Esquema barra sencilla -----	57
3.1.2. Esquema de barra simple seccionada -----	59
3.1.3. Esquema de barra principal y transferencia-----	64
3.1.4. Esquema de barra circular (anillo)-----	69
3.1.5. Esquema disyuntor y medio -----	72
3.1.6. Esquema de doble barra con doble disyuntor-----	75
3.2. SUBESTACION CON SF6 -----	78
3.2.1. Esquema de barra simple -----	79
3.2.2. Esquema de barra simple seccionada -----	84
3.2.3. Esquema de barra principal y transferencia ----	88
3.2.4. Esquema de barra tipo anillo -----	88
3.2.5. Esquema de disyuntor y medio -----	89
3.2.6. Esquema de doble barra -----	89

CAPITULO IV

DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACION CONVENCIONAL -----	96
4.1. CARACTERISTICAS -----	97
4.1.1. Interruptor de descripción o disyuntor -----	97
4.1.1.1. Disyuntores sumergidos en aceite-----	100
4.1.1.2. Disyuntores de pequeño volumen de aceite -----	102
te -----	102

	<u>Pags.</u>
4.1.1.3. Disyuntores neumáticos-----	103
4.1.1.4. Disyuntores de soplado magnético-----	106
4.1.1.5. Disyuntores con SF6 (tipo convencional)	106
4.1.2. Circuito interruptor -----	110
4.1.3. Seccionadores -----	113
4.1.4. Interruptores de aire de 13.8 KV -----	115
4.1.5. Transformadores de protección y medición-----	116
4.1.5.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE:-----	117
4.1.5.2. TRANSFORMADORES DE VOLTAJE: -----	118
4.1.6. Reconectores -----	120
4.1.7. Capacitores -----	121
4.1.8. Tableros de control, medición y protección-----	123
4.1.9. Sistema de puesta a tierra -----	125
4.1.10. Equipo para protección contra sobrevoltaje-----	127
4.1.10.1. PARARRAYOS: -----	128
 CAPITULO V	
DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA SUBESTA- CION CON SF6 -----	132
5.1. CARACTERISTICAS -----	139
5.1.1. Interruptores o disyuntores -----	140
5.1.2. Seccionadores -----	141
5.1.3. Llaves de puesta a tierra -----	146

5.1.4. Transformador de corriente -----	148
5.1.5. Toanformadores de potencial -----	148
5.1.6. Pararrayos -----	150
5.1.7. Barras colectoras -----	153
5.1.8. Interconexión cable - subestación -----	154
5.1.9. Acoplamiento con el transformador -----	158
5.1.10.Sistema de gas -----	158
5.1.11.Sistema de tubería de aire comprimido -----	161
5.1.12.Los ductos metálicos -----	162
5.1.13.División en compartimientos -----	163
5.1.14.Fallas y mantenimiento -----	164
5.1.15.Ventajas y desventajas de las subestaciones - blindadas y aisladas con SF6 frente a la sub estación clásica -----	167

CAPITULO VI

EJEMPLO DE APLICACION EN AREA URBANA -----	172
6.1. INFORMACION BASICA -----	172
6.2. SUBESTACION CON EQUIPO CONVENCIONAL -----	175
6.2.1. Características y especificaciones de los equi pos componentes -----	180
6.2.1.1. CIRCUITO INTERRUPTOR: -----	180
6.2.1.2. INTERRUPTOR DE AIRE (13.8 KV):-----	182

	<u>Pags.</u>
6.2.1.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL: -----	184
6.2.1.4. RECONECTADORES AUTOMATICOS:-----	185
6.2.1.5. PARARRAYOS (LADO DE 13.8 KV): -----	188
6.2.1.6. BANCO DE CAPACITORES: -----	189
6.2.1.7. TABLEROS DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION -----	191
6.2.1.8. INSTRUMENTOS Y MEDIDORES: -----	192
6.2.1.9. RELES DE PROTECCION Y AUXILIARES:-----	193
6.3. ESTUDIO ECONOMICO -----	196
6.4. SUBESTACION CON EQUIPO EN SF6 -----	198
6.4.1. Descripción y especificaciones técnicas -----	198
6.4.1.1. GENERALIDADES: -----	198
6.4.1.2. INTERRUPTOR AUTOMATICO: -----	212
6.4.1.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 1 HBF:---	216
6.4.1.4. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL : -----	218
6.4.1.5. EQUIPO DE PROTECCION: -----	219
6.4.1.6. OTROS EQUIPOS: -----	221
6.5. ESTUDIO ECONOMICO -----	223
6.6. COMPARACION TECNICA -----	223
6.7. COMPARACION ECONOMICA -----	229
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	246
BIBLIOGRAFIA -----	250

INTRODUCCION

El aumento de población en nuestro país y el interés por mejorar su nivel de vida, exigen un gran desarrollo tecnológico en equipamiento de subestaciones de altos voltajes y de distribución para el suministro de grandes cantidades de energía.

Pero desafortunadamente estas subestaciones eléctricas que al ser abiertas ocupan grandes áreas y volúmenes por razones de distancias eléctricas mínimas y aumento considerable en el tamaño de los equipos y también por aspectos relacionados a estética, se ha difundido el empleo de subestaciones eléctricas encapsuladas y aisladas con SF₆, cuyo gas es usado como medio de extinción del arco en interruptores, o ya como medio aislante en subestaciones blindadas.

El presente trabajo de tesis evalúa la factibilidad de aplicación de las subestaciones que emplean gas SF₆ como medio de extinción del arco eléctrico en áreas urbanas, comparándolas con las subestaciones tipo convencional en el nivel de

voltaje de 13.8 KV, para esto se ha evaluado los costos de equipamiento y la confiabilidad de los esquemas a tratarse.

Las subestaciones blindadas y aisladas con SF6 tienen muchas ventajas sobre todo técnicas, así como también la desventaja que el costo del equipamiento es mayor que el usado en una subestación tipo convencional.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. OBJETIVO Y ALCANCE

En nuestro país aún no está considerado como alternativa el empleo de subestaciones blindadas y aisladas, con SF6 en lo que se refiere a los sistemas de distribución en áreas urbanas. Por lo tanto el propósito fundamental de este trabajo, es que en base a la información recopilada de equipos que usan como aislante SF6, hacer una guía en la aplicación de estas subestaciones en áreas urbanas a nivel de 13.8 KV.

1.2. DEFINICIONES GENERALES

En el presente trabajo se usan algunos términos relacionados a expresiones eléctricas de las mismas daremos algunas definiciones de mucha importancia.

1.2.1. Subestación Eléctrica

Una subestación puede decirse que es un nodo en una gran red eléctrica, al cual convergen y divergen líneas de transmisión de energía eléctrica, está compuesta de un conjunto de equipos que a través de los cuales la energía puede ser modificada en cuanto a sus características.

Los equipos de servicio y auxiliares como transformadores de distribución no se clasifican como subestaciones. Una subestación está conformada de una o más barras y de una determinada cantidad de disyuntores que usualmente son el medio de unión de uno o más circuitos alimentadores primarios, como también pueden seccionar los circuitos que pasan a través de él.

1.2.2. Avería o falla

Es toda circunstancia que produce una interrupción en el suministro de energía y potencia de una subestación.

1.2.3. Confiabilidad de una subestación

Está determinada por el grado de seguridad que ofre

de un esquema frente a las posibles fallas que puede ocasionar una interrupción del servicio de energía eléctrica.

1.2.4. Continuidad y calidad de servicio

La continuidad comprende la entrega de energía sin interrupciones al abonado, la calidad se refiere a la entrega de dicha energía a un valor establecido de frecuencia y con una buena regulación de voltaje.

1.2.5. Resistividad eléctrica

Se la define como la resistencia específica de una sustancia y corresponde a la resistencia física de un material, también se define como la relación entre el gradiente de potencial de un medio y la densidad de corriente que resulta en el mismo.

1.2.6. Descarga disruptiva

No es más que una corriente eléctrica que se presenta en los dieléctricos que están sometidos a la acción de un campo eléctrico, debido a que las fuer

zas de los átomos del dieléctrico, son menores que las fuerzas que tratan de mover los electrones en dirección opuesta a la intensidad del campo.

1.2.7. Rigidez dieléctrica

Entre las características más importantes de los materiales aislantes, está su rigidez dieléctrica.

Se la define como el máximo gradiente de potencial que un aislante es capaz de soportar sin que se produzca una descarga disruptiva.

1.2.8. Constante dieléctrica o permitividad

Faraday experimentó que cuando se llenaba el espacio entre las placas de un condensador con alguna materia aislante como mica y vidrio la capacidad del condensador aumentaba con una constante de proporcionalidad E_r (mayor que la unidad) conocida como constante dieléctrica relativa.

Al producto $E_r \times E_0$ se lo conoce como constante dieléctrica y se la designa con la letra E .

$$E = E_r \times E_0$$

ϵ_0 = constante dieléctrica del vacío

$\epsilon_r = E/\epsilon_0$

De esta última relación se puede observar que -
la constante dieléctrica relativa no tiene unida-
des.

CAPITULO II

LA TECNICA CON SF6

Desde el principio de la utilización industrial de la eléctricidad, se han utilizado cierto número de técnicas para el corte del arco eléctrico, y durante mucho tiempo fueron consideradas como intangibles.

Se trata esencialmente:

- a. Del corte en aceite, es la primera técnica que se haya - utilizado y cuyo desarrollo ha sido muy profundizado y perfeccionado por los constructores.
- b. Del corte neumático (aire), que se ha desarrollado después de las técnicas que utilizan aceite, y cuyo período de gran utilización se situa en los años 50 - 70, los fabricantes, explotaron sus posibilidades a fondo con gran éxito en la - técnica de la alta tensión.

En la actualidad estas dos técnicas están siendo suplantadas

por la del corte en SF6.

La técnica con SF6 no involucra un equipo sofisticado, si no por el contrario uno de uso más simple, que pueda utilizarse en diferentes casos y lugares, permitiendo así una explotación económica y sin problemas.

2.1. EVOLUCION DE LA TECNICA CON SF6

Después de años de experiencia y de estudios, los países fabricantes establecen especificaciones técnicas más severas para reducir al mínimo el mantenimiento de los aparatos y como, por otra parte, los fabricantes han resuelto el problema del disyuntor sin mantenimiento y pueden ahora satisfacer estas nuevas exigencias con los disyuntores de soplado de SF6.

Al cabo de todos estos años, se realiza estudios estadísticos sobre las fallas inherentes a cada tipo de aparato, establecen programas de mantenimiento y deducen de ello el balance económico de la explotación.

De acuerdo a estos estudios y experiencias se establecen nuevas especificaciones las que tienen como objetivo:

- Eliminar todo mantenimiento en las partes sometidas a

tensión durante toda la vida útil de los equipos, es
 timada en 25 años.

- Reducir al mínimo las intervenciones a efectuar en el
 mando del disyuntor unido a la masa.

El programa de pruebas impuesto a los constructores in
 cluye:

- a. Una serie de pruebas de apertura de arco acumulados
 en los mismos contactos, sin revisión ni desmontajes,
 que corresponden a cuatro millones de amperios acumula
 dos, ya sea la suma de cortes que sufre un disyun-
 tor durante 25 años en una red normalmente operando.
- b. Una serie de pruebas mecano-climáticas que incluye -
 10.000 maniobras mecánicas en condiciones destinadas a
 provocar un envejecimiento acelerado del aparato (10.000
 maniobras a 25°C, 1000 maniobras a + 40°C, variaciones -
 bruscas de temperatura, etc.).

2.1.1. Evolución de la técnica en alta tensión

Los equipos puestos en servicio hasta 1.971, utili
 zan, sea el aire comprimido, o el aceite para el corte

y el aislamiento.

2.1.1.1. EQUIPOS DE VOLUMEN DE ACEITE REDUCIDO:

Estos equipos requieren numerosas operaciones de mantenimiento debido a que:

- Los tiempos de arco de estos aparatos son bastante largos, entonces el desgaste de los contactos es rápido.
- El aceite utilizado para el corte y el aislamiento se descompone parcialmente en el transcurso de cada corte.
- El aceite que está en contacto con la atmósfera exterior, se oxida con el tiempo y absorbe la humedad.

Por lo tanto las características en poder de corte y la resistencia dieléctrica de estos aparatos disminuye con el tiempo, y es necesario realizar un reemplazo de los contactos y el aceite cada 5 ó 6 años, a veces más a menudo cuando las condiciones climatológicas son muy difíciles.

2.1.1.2. EQUIPOS DE AIRE COMPRIMIDO:

En el caso de los disyuntores que utilizan el aire comprimido a presiones elevadas del orden de 30 bars, y puesto que los reservorios están sujetos a soportar estas presiones, estos requieren control cada 3 años, y cada 10 años son sometidos a una prueba hidráulica.

De lo expuesto anteriormente es prácticamente imposible hacer equipos sin mantenimiento del tipo de "reducido volumen de aceite" por razones técnicas, y de "aire comprimido" por las altas presiones y control a los que son sometidos.

Durante la década de los 60, el gas SF₆ sustituye al aire como medio aislante, permitiendo el uso de voltajes normales de trabajo y niveles de tensión de impulso de 6 a 10 veces mayores que en los sistemas de aislamiento de aire a presión atmosférica.

El gas SF₆ resulta ser el único capaz de dar una solución satisfactoria gra

cias a sus cualidades que se exponen -
más adelante. Estas cualidades han sido
confirmadas por los resultados de explo-
tación con una experiencia que abarca va-
rios años, experiencia adquirida especial-
mente en países europeos, Japón y U.S.A.

2.1.2. Evolución de la técnica en media tensión

Para esta gama de tensiones, se utilizan cuatro téc-
nicas principales:

2.1.2.1. CORTE EN ACEITE:

El esfuerzo de casi 50 años para desarrollar
esta técnica permite su evolución en dos di-
recciones:

- a. La reducción de los espacios ocupados.
- b. El aumento de los rendimientos con la -
utilización de tubos de corte que funcionan
a presiones muy altas en un espacio pe-
queño.

Por razones inherentes a los fabricantes y -

usuarios se observa una disminución de esta evolución, en la actualidad los fabricantes han sacado mejor provecho de esta técnica de corte bajo los dos aspectos señalados anteriormente.

El aumento de los rendimientos ha disimulado algunas desventajas desde el punto de vista cualitativo, como la resistencia dieléctrica después del corte y la resistencia al corte.

Teóricamente, se puede obtener una mejora, al sobredimensionar a los aparatos, pero los fabricantes han utilizado raramente esta posibilidad que lleva a bajar la competitividad del producto.

En el caso de los disyuntores cuando se dan las especificaciones técnicas para su pedido, a más de esto se debe indicar también la circulación permanente de corriente, es decir, la corriente máxima que circula por el aparato, en condiciones normales de operación, la capacidad -

de corte, y la corriente de ruptura, siendo -
la corriente de ruptura el valor eficaz de
la componente alterna durante la semionda
con la cual se inicia el arco entre los con-
tactos.

Se puede observar en el plano constructi-
vo que: las funciones "circulación de co-
rriente permanente y capacidad de corte"
no están separadas, las grandes corrientes
nominales corresponden a las fuertes capa-
cidades de corte y viceversa por lo tanto,
los aparatos cuya relación: capacidad de
corte sobre la intensidad nominal, se -
aparta de un valor promedio, no son aconse-
jables para el uso o son penalizados.

La demanda de los usuarios ha evoluciona
do en el plano social y económico lo cual
implica:

- El aumento de la seguridad de los trabajadores.

- Además la disminución del mantenimiento a

causa del costo creciente de los gastos del personal de mantenimiento, son factores que pesan más que antes.

En lo que se refiere a la seguridad, se insiste más a menudo en el peligro de explosión del disyuntor, si el disyuntor funciona a la presión atmosférica cuando no está solicitado, la presión interna puede subir a unos 100 bars cuando soporta su capacidad total de corte. Las presiones de prueba son todavía más elevadas para los polos mismos, por lo tanto, en caso de accidente, este aumento de presión se detiene con la explosión del polo, afortunadamente explosiones de esta naturaleza se producen rara vez en la práctica, pero cuando ocurren son muy peligrosas.

2.1.2.2. CORTE NEUMATICO: (aire)

En la actualidad está prácticamente abandonado, salvo el caso que se utilice en los disyuntores de grupos de centrales de grandes potencias.

Inv. No. _____

2.1.2.3. CORTE MAGNETICO:

En lo que se refiere al mantenimiento, se puede decir que la aparición de diferentes técnicas de corte demuestra que es posible, con características iguales, aumentar la calidad del servicio dado.

Se trata, en primer lugar, de disyuntores magnéticos cuyas cualidades de resistencia son excelentes, estas cualidades se han confirmado en casos de utilización muy diversos, así tenemos los siguientes:

- Maniobras y protección de grandes transformadores.
- De alternadores.
- De motores y condensadores, etc.

El disyuntor magnético tiene la forma de ser universal, en efecto hoy en día no tiene más que una limitación real: el espacio que ocupa se lo juzga excesivo en ciertas aplicaciones, las dimensiones en largo son iguales a

aquellas de los disyuntores de aceite.

2.1.2.4. CORTE AL VACIO:

Cuando la técnica del vacío apareció en el campo industrial, ha tentado a los usuarios quienes, a menudo, están dispuestos a pagar el "no mantenimiento" y la seguridad.

Sin embargo, un gran inconveniente de esta técnica es que suscita sobre tensiones por ejemplo, en el caso de re-alimentación - después de una prueba de corte.

En estos últimos años, la técnica SF₆ de auto-soplado se ha desarrollado bastante en lo que se refiere a "media tensión", gracias al impulso del éxito obtenido en muy alta tensión, y todo tiende a probar que esta técnica va a tomar una parte considerable del mercado actual, disminuyendo en particular, la utilización de disyuntores en aceite, este fenómeno se produce a escala mundial.

2.2. CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS SF₆

En esta parte del capítulo II, se pretende dar a conocer aspectos técnicos del gas, para lo cual se describen las propiedades fundamentales que lo hacen buen dieléctrico y lo convierten en uno de los aislantes preferidos en instalaciones eléctricas de media y alta tensión.

Actualmente los estudios e investigaciones acerca del SF₆ se encuentran bastante desarrolladas en todos los países de gran nivel tecnológico.

Las propiedades notables de este gas, como medio dieléctrico y agente de extinción del arco son ahora muy conocidas, y sin el gas SF₆ las subestaciones blindadas no hubiesen conocido una expansión.

2.2.1. El gas Hexafluoruro de azufre (SF₆)

El gas hexafluoruro de azufre es incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable, es uno de los componentes químicos más estables, es un gas cargado altamente de iones negativos, posee un gran peso molecular, aparte de esto tiene una gran habilidad para atrapar electrones libres, y consecuentemente esto se ma

nifiesta muy favorablemente aumentando la rigidez dieléctrica del gas. A 20°C, y a presión atmosférica su densidad es cinco veces la del aire.

Su coeficiente de transmisión de calor, a presión atmosférica, es 1,6 veces mayor que el del aire y a una presión de 2 Kgr./cm², este coeficiente es aproximadamente 25 veces el del aire a presión atmosférica. Esta es una propiedad muy interesante, pues facilita una rápida disipación del calor y reduce de esta manera el aumento de temperatura del equipo.

El hexafluoruro de azufre es un gas halógeno cuya estructura molecular comprende un átomo de azufre central unido a seis átomos de fluor dispuestos en los vértices de un octaedro.

El hexafluoruro de azufre es una de las sustancias más inertes conocidas, no ataca ningún material estructural a temperaturas inferiores a 500 °C y permanece estable a temperaturas a las cuales el aceite se oxida y descompone. A la temperatura del arco eléctrico se descompone en fluoruros de azufre inferior, pero el grado de descomposición es muy pequeño debido a que la mayoría de

productos resultantes, se recombinan inmediatamente para formar de nuevo el hexafluoruro de azufre, con el resultado de que éste permanece intacto - después de sucesivas rupturas.

Las pequeñas cantidades de subproductos que puedan permanecer son absorbidos por alúmina activada, dispuesta a tal efecto. Durante el paso del arco, se producen fluoruros metálicos los cuales se depositan como un polvo blanco, pero debido a que poseen una gran rigidez dieléctrica no causan - perturbaciones desde el punto de vista eléctrico.

En consecuencia, se lo ha considerado como dieléctrico gaseoso porque reúne propiedades físicas, químicas y fisiológicas muy interesantes.

Entre las características principales del gas SF₆, se pueden citar:

2.2.1.1. COMPORTAMIENTO DIELECTRICO:

La resistencia dieléctrica del gas SF₆ a presión atmosférica, es más del doble de la del aire, o sea que corresponde más o menos a la capacidad aisladora del aceite.

La rigidez dieléctrica es un 30 % menor que la del aceite a presión atmosférica, pero al aumentar la presión la rigidez dieléctrica aumenta rápidamente, alcanza un valor igual al del aceite con una presión de 650 gr/cm^2 ó $1,25 \text{ Kgr/cm}^2$.

De esta manera se logra una reducción - apreciable del volumen de los equipos - que usan gas SF₆ como aislante.

La rigidez dieléctrica del SF₆ proviene ca su masa de gas elevada contenida en el volumen y, especialmente, al caracter muy electromagnético que le procura el fluor.

Un arco en hexafluoruro de azufre no produce ningún depósito de carbón como ocurre en el caso del aceite, como su densidad es cinco veces mayor que la del aire, la velocidad de difusión es extremadamente lenta. Una pequeña cantidad de aire no tiene ninguna influencia en la rigidez dieléctrica del hexafluoruro de azufre.

El reestablecimiento rápido de la rigidez dieléctrica entre los contactos permite - así al disyuntor el realizar:

- El corte a velocidades elevadas del reestablecimiento de la tensión.
- El corte de corrientes capacitivas, sin arco eléctrico.
- El cierre rápido puesto que el medio dieléctrico, al instante del segundo corte, es semejante a lo que era antes del primer corte.

2.2.1.2. PROPIEDADES EXTINTORAS:

El hexafluoruro de azufre es uno de los gases más electronegativos, es decir sus moléculas tienen una gran afinidad para los electrones libres, con los cuales se combinan para formar hexafluoruro de azufre (SF_6) cargado negativamente junto con iones de pentafluoruro de azufre (SF_5), formando de esta manera iones negativos pesados los cuales son ineficaces como conductores de corrientes.

te, de tal manera, que el arco eléctrico en el disyuntor se desioniza rápidamente.

Como las tensiones disruptivas (de perforación del aislamiento) en el hexafluoruro de azufre - son 24 veces las observadas en el aire, es posible cortar en hexafluoruro de azufre, corrientes 100 veces mayores que en aquellos que podrían ser cortados en el aire bajo condiciones idénticas.

Debido a su constante de tiempo que es 100 veces menor que la del aire, el SF₆ tiene mejores propiedades extintoras, en el orden de 10 veces mejor que las del aire a la misma presión. El bajo valor de la constante de tiempo se explica por la gran rapidez con que los electrones libres, en el arco, son capturados por las moléculas del gas. Esto explica por qué un disyuntor con SF₆ no es influenciado por las frecuencias propias de la red incluso las más elevadas. Debido a las notables propiedades inherentes a este gas, el proceso de ruptura en los disyuntores con SF₆ es completamente diferente al de los

equipos con aire comprimido. El uso del SF6 para la interrupción de arcos eléctricos - presenta algunas ventajas:

- Una constante de tiempo, de la columna del arco, muy pequeña .
- Alta rigidez dieléctrica y una rápida recuperación del poder aislante después de la extinción del arco.
- El circuito es cortado con una velocidad de aumento de la tensión de recuperación excepcionalmente alta.
- Muy alta capacidad de ruptura.

La firma WESTINGHOUSE, ha empleado el hexafluoruro de azufre desde 1.953, para una gama de seccionadores bajo carga de 15 a 161 KV., capaces de cortar corrientes de hasta 600 amperios, igualmente lo ha hecho la firma SIEMENS.

2.2.1.3. PROPIEDADES ADICIONALES :

El gas SF₆ es químicamente inactivo, es decir, no envejece, no tiene olor, no es venenoso, tiene una gran inercia térmica y química, por esta razón, su velocidad de flujo no necesita ser alta, como el caso de los disyuntores con soplado de aire y por último, tiene una baja descomposición por el arco.

A continuación mostramos algunas características principales del SF₆.

CARACTERISTICAS	UNIDAD	SF ₆
Peso específico a 1 Kg/cm ² y 15°C	gr/1	6,1
Presión de condensación a:		
-40°C	Kg/cm ²	3,4
0°C	Kg/cm ²	13,0
+10°C	Kg/cm ²	17,2
Coefficiente de transmisión de calor	W/m ² °C	15
Velocidad del sonido a 15°C	m/seg.	130
Constante dieléctrica	---	1,000191
Velocidad de propagación de onda	cm/seg.	2,995x10 ⁸
Densidad a 20°C y 1 bar de presión	gr/cm ³	6,14 x 10 ⁻³

2.3. ESTUDIO DEL CORTE DE LA DESCARGA EN SF₆

El arco eléctrico tiene su importancia en la técnica de las altas tensiones ya que proviene de dos efectos distintos: por un lado, casi todas las descargas en cualquier parte de las instalaciones degeneran en la formación de un arco, y en segundo lugar, el proceso de desconexión utilizado hasta hoy por los interruptores, conduce siempre a la interrupción de una corriente mayor o menor pero que origina inevitablemente un arco.

A continuación se hace referencia a los arcos producidos entre los elementos metálicos en una atmósfera gaseosa.

Durante la ruptura de un aparato de corte por el que circula una corriente, se comprueba la producción de una chispa o un arco entre las piezas en contacto, si la potencia cortada es pequeña se obtiene una chispa, es decir un destello o resplandor azulado extremadamente brillante que no daña las piezas en contacto.

Si la potencia alcanza cierta importancia se produce un arco, es decir una llama de color diferente al de la chispa, además, después de la ruptura, se observa que los contactos están desgastados en la zona en que se origina el arco.

Inv. No. _____

Se define el arco como el fenómeno de la descarga de un gas, caracterizado por una concentración de la columna positiva y una mancha catódica de gran efecto emisoro fotoeléctrico y termoiónico, además, la característica tensión corriente es decreciente, o sea que la resistencia eléctrica del arco es negativa.

El arco eléctrico está constituido por electrones y gas ionizado a temperaturas muy altas (2500 a 10.000°C), el arco es, por lo tanto, un conductor gaseoso al contrario que en los conductores metálicos ordinarios, la caída de potencial a través del arco varía en proporción inversa a la intensidad de la corriente.

El arco eléctrico al manifestarse como una columna gaseosa que está constituido por un flujo de sección dada, compuesto de electrones e iones que provocan una temperatura muy elevada, dicho flujo constituye el núcleo del arco, y está rodeado por una envoltura cuya naturaleza, a causa de la elevada temperatura puede ser muy diferente de la del medio inicial en el cual se desarrolló el arco.

El nacimiento de los electrones está determinado por un campo eléctrico, este campo está constituido de dos partes, una de ellas localizada en la vecindad inmediata de

los electrodos y otra parte sensiblemente proporcional a la longitud del arco.

Las altas densidades de corriente observadas, se las atribuye a la gran intensidad de campo que exista frente al electrodo (cátodo), capaz de equilibrar las fuerzas que tienden a mantener unidos los electrodos al cátodo, este fenómeno se denomina auto emisión electrónica, y debido a su influjo, la emisión térmica resulta enormemente amplificada.

El sumergir los contactos de ruptura de un disyuntor en aceite o en otro líquido aislante por ejemplo, no evita la formación del arco durante la separación de los contactos pero, en cambio, se considera que la energía absorbida para la ionización y descomposición del aceite en este caso, pueda utilizarse para enfriar energicamente la columna del arco y los contactos.

Para una misma separación de contactos, la tensión necesaria para que se establezca el arco es mucho mayor en SF₆ que en aceite y en aire, por lo tanto la tensión de extinción y sobre todo, la tensión de reencendido el arco en SF₆ son varias veces superior a las tensiones correspondientes en aceite y aire.

El arco producido al separarse los contactos, provoca en aceite una disociación en hidrógeno (70 %), metano (10 %), etileno (20 %) y carbón libre, estos gases están fuertemente ionizados, es decir, de sus átomos se han arrancado electrones.

Se debe tomar muy en cuenta la sobretensión que se origina en un disyuntor en el momento del corte, al pasar del estado de conducción y no conducción, esta sobretensión es el voltaje transiente de recuperación que tiene un valor de varios kilovoltios por microsegundo.

El hecho que la corriente a interrumpirse es alterna su intensidad es variable desde cero a su amplitud máxima, si se interrumpe el circuito cuando la intensidad de la corriente pasa por un valor máximo de cero, en este caso hay un menor almacenamiento de energía magnética y la interrupción dará lugar a una sobretensión limitada, también contribuyen a la reducción del sobrevoltaje, la resistencia del arco de apertura y la resistencia variable de los contactos.

Debido a estas sobretensiones se corre el peligro de una explosión del aparato interruptor, por esto es con

veniente reducir la energía desarrollada en el proceso de interrupción y de que el arco tenga una duración lo más corta posible.

Es fundamental que después de la apertura de los contactos se pueda recuperar inmediatamente la rigidez dieléctrica que debe existir entre el espacio de los contactos, para de esta manera evitar el reinicio del arco.

A continuación se expondrá lo que sucede en un disyuntor de SF₆ al momento del corte y tomando como ejemplo la gama de media tensión, en el caso de la alta tensión los problemas son los mismos obviamente considerando que la distancia entre los contactos aumenta para poder mantener tensiones superiores. En este disyuntor el accionamiento del contacto móvil y el pistón que comprime el gas es suficiente para la interrupción de la corriente y extinción del arco.

Para un mejor entendimiento, en el estudio del corte - del arco se debe considerar dos momentos distintos en el proceso de corte:

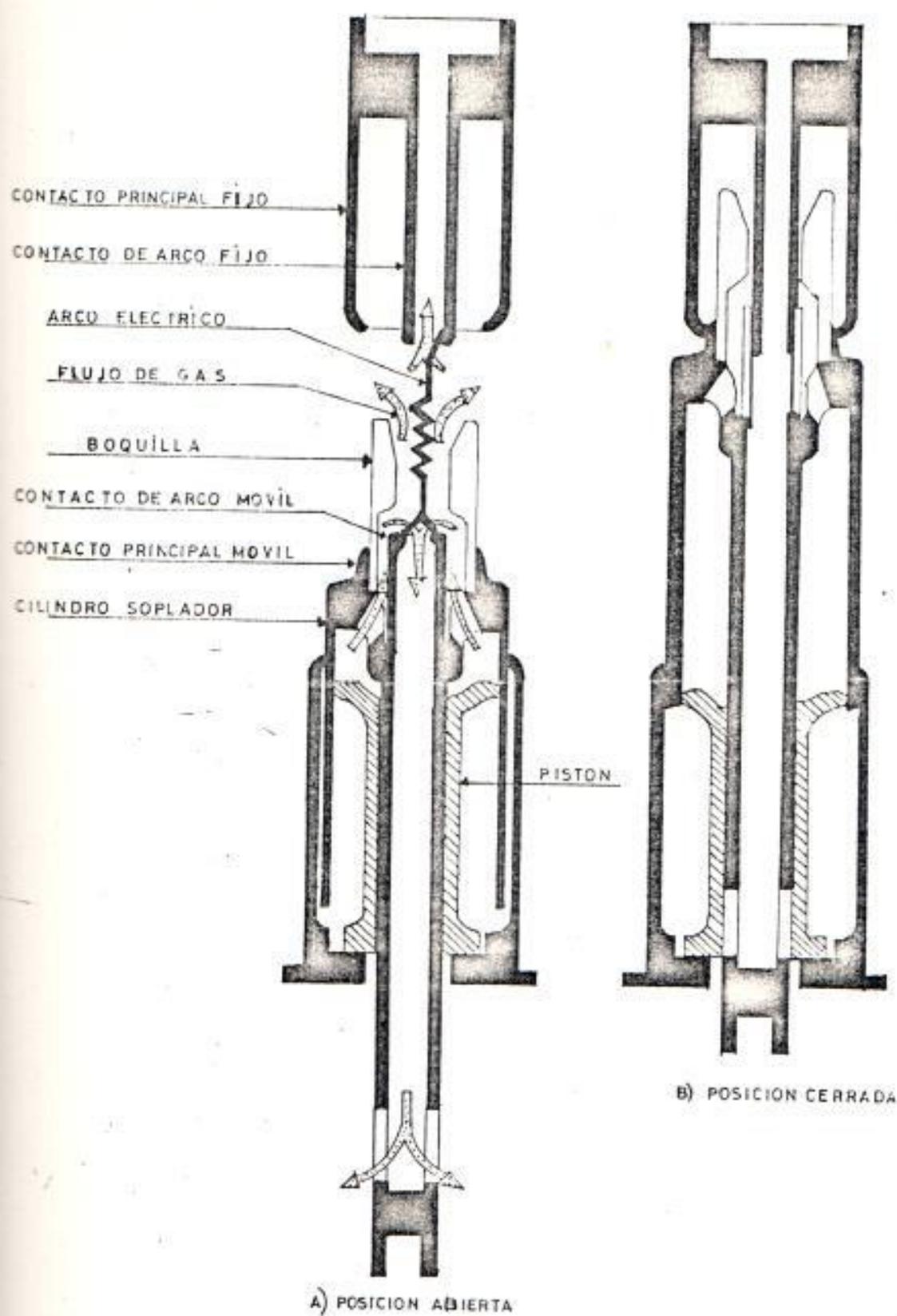
- El período del arco; y,
- El paso a cero de la corriente.

2.3.1. El período del arco

Durante el período del arco, es decir después de la separación de los contactos y antes de la aparición de un cero natural de corriente, el arco está confinado en una tobera.

La energía eléctrica traída por la red al arco es muy baja, pero contribuye a recalentar el plasma de acuerdo a las leyes de la termodinámica. Se sabe que el arco puede alojarse en el cuello de la boquilla sin obstruirla si la corriente no supera cierto valor que es función de la potencia de carga y de la geometría del sistema, si pasa de ese valor la boquilla puede obstruirse, pero esta obstrucción no debe durar demasiado tiempo porque se bloquearía el escape de gas por la boquilla, en otras palabras el contacto móvil es lo que se llama el efecto del tapón.

Si la obstrucción no se produce, o se produce durante un corto instante, el contacto móvil sigue su carrera después de un ligero frenazo y los gases frescos, almacenados atrás del pistón, entran en juego al momento del paso a cero de la corriente. Ver figura N° 2.1.



ESTRUCTURA DE LA CAMARA DE INTERRUPCION

FIGURA N° 2.1.

2.3.2. Paso a cero de la corriente

Durante el paso a cero de la corriente, la velocidad de recombinación del gas es muy grande a causa de la electronegatividad del átomo fluor esta propiedad se traduce por una velocidad de regeneración dieléctrica elevada.

Con un determinado flujo de gas, y sin aporte de gas exterior, se logran las condiciones favorables al restablecimiento de la tensión. El desgaste del gas es sumamente bajo y el medio restablece sus características iniciales muy rápidamente, cualidades que han sido confirmadas durante varias pruebas de corte en circuitos inductivos, dos cortes muy seguidos son posibles sin pérdida de rendimiento, por ejemplo en el caso de un reenganche muy rápido.

El corte de corriente capacitiva se efectúa en un aparato, sin re-alimentación ni re-encendido.

Un disyuntor a 24 KV, en prueba, ha mantenido su poder de corte nominal con una tensión transitoria de 20.000 Hz.

El espaciamiento de los contactos es poco importan

te y puede determinarse simplemente, la distancia necesaria a una resistencia eléctrica de 125 Kv., de choque es del orden de 30 mm. en el SF₆.

La distancia necesaria para cortar es del mismo orden o más bajo si suponemos que la separación de los contactos tuvo lugar justo después del paso a cero de la corriente, el primer intento de corte se verifica a 60° eléctricos después de la separación de los contactos, o sea 3,3 ms. a 50 Hz., este intento por lo general tiene éxito y las otras dos fases interrumpen la corriente cinco milisegundos más tarde.

Para un aparato que se abre a una velocidad promedia de 2,5 m/s y tomando en cuenta el esfuerzo devido a la aparición del tapón gaseoso, el espacia-miento entre contactos es del orden de 15 mm.

Si el corte se produce al paso de cero siguiente los tiempos de arco son de 6,6 ms., para la primera fase que corta y de 11,6 ms., para las otras, lo que corresponde a un espaciamiento del orden de 20 mm. no hay zona de corriente donde el tiempo de arco sea más largo. Esta propiedad proviene del hecho

de que los medios de soplado son los mismos, cualquiera que sea el valor de la corriente.

En el caso que una falla evolucione durante la apertura del disyuntor, es decir si el valor de la corriente varía, el corte se efectúa con el mismo éxito.

2.3.3. Resistencia eléctrica

Las cualidades de resistencia eléctrica provienen de un desgaste poco importante, en todas las técnicas de corte, vacío, aceite, gas el desgaste se produce en los contactos de arco y el medio des-ionizante.

En la capacidad total de corte, con la técnica SF6 y la del vacío, el deterioro del medio es despreciable, pero el de los contactos es inevitable, sin embargo, no es muy alto y siempre se puede prever un volumen de materia suficiente, pero puede limitarse a una buena resistencia a las corrientes de cortocircuito más altas.

La práctica enseña que hay que prever también una vida útil, larga con corrientes de valores inferiores.

Los tiempos de arcos cortos al corte de corrientes bajas, conducen a un desgaste poco importante. El número de cortes posibles no es el único criterio de resistencia eléctrica.

- El estado en el cual se encuentra el disyuntor después de un número importante de cortes, influye su estabilidad dieléctrica.
- Sabemos de sobra que no se construye un disyuntor para que permanezca indefinidamente abierto, pero debe mantener algún tiempo la tensión de servicio, y en cierta medida, las sobretensiones excepcionales.

Si las normas imponen la conservación de tensión después de un intento de corte, es porque las tensiones tradicionales no son perfectas desde este punto de vista.

Las críticas que se hacen a los disyuntores de aceite se deben a los residuos con carbono que hay en suspensión en el aceite, así como la humedad que resulta de la comunicación del aceite con el aire ambiental. Estos son factores perjudi

ciales cuando se mantiene el campo eléctrico después del corte.

La técnica del vacío significa un progreso considerable, pero el aspecto irregular, entre contactos muy cercanos, provoca una disminución de la estabilidad, la cual no desaparece únicamente después de algunas maniobras. La técnica SF₆ no conoce esta dificultad: el medio gaseoso no cambia, y las irregularidades entre los contactos de arco, por estar más espaciados que en el vacío no tiene gran influencia en la estabilidad dieléctrica, esta técnica incluye un número limitado de parámetros que permiten un buen dominio de aquellos, y consecuentemente, una buena previsión de los rendimientos.

Todo lo dicho pone en evidencia las cualidades fundamentales del SF₆ en el corte del arco eléctrico.

C A P I T U L O I I I

ESQUEMAS EXISTENTES DE SUBESTACIONES Y DISPOSICION DEL EQUIPO

Al iniciar el estudio de diseño de una subestación y luego de determinar su capacidad y el número de líneas que llegan y salen de ella el paso siguiente es determinar en base de la capacidad el número de transformadores a utilizarse para luego seleccionar el esquema más adecuado para la subestación.

En la selección del tipo más adecuado de subestación para una aplicación determinada, influyen muchos factores, entre estos se encuentran el nivel de tensión, la capacidad de carga, las consideraciones ambientales y además los criterios para el proyecto de la subestación pueden variar según los distintos sistemas.

Con el aumento continuo de los costos de los equipos, mano de obra, terreno y preparación del desplazamiento, hay que esforzarse al máximo para elegir criterios que

Lav. No. _____

representen la mejor composición para satisfacer los requisitos del sistema con el costo mínimo.

Al seleccionar un esquema de subestación y la disposición de los equipos hay que considerar diversos factores para satisfacer todos los requisitos del sistema, una subestación debe funcionar con regularidad, debe ser económica, segura y lo más sencilla posible. Debe estar concebida de modo que permita un alto nivel de continuidad en el servicio, además, debe prever su futura ampliación y permitir un funcionamiento flexible, por todo esto se debe tomar en cuenta:

- Factores técnicos y funcionales
- Factores económicos
- Disponibilidad del espacio

En este capítulo, se estudiará los esquemas de subestaciones que existen y la disposición del equipo, tanto para una subestación convencional como para una subestación blindada y aislada con SF₆. Los esquemas que existen son los mismos para ambos tipos de subestación, considerando que la disposición del equipo no es la misma.

Los esquemas de subestación existentes y los más conocidos son:

- a. Barra sencilla
- b. Barra simple seccionada
- c. Barra principal y barra de transferencia
- d. Barra circular (anillo)
- e. Disyuntor y medio
- f. Doble barra

3.1. SUBESTACIONES CONVENCIONALES

3.1.1. Esquema barra sencilla

Este esquema consiste de una barra principal que es energizada todo el tiempo y a la cual todos los circuitos son conectados. Este arreglo es el más simple de todos, pero el depender de una sola barra puede ocasionar paradas graves en el caso de un fallo en un disyuntor o en barra y esto lo convierte en el menos confiable.

En este esquema es preciso dejar sin tensión la subestación para la conservación o amplia

ción de la barra, aunque el sistema de relés de protección es relativamente sencillo, la disposición de barra única se considera que carece de flexibilidad y está expuesta a parada total.

VENTAJAS:

- Costos bajos
- Requiere de poco espacio
- Facilidad de expansión
- Operación sencilla
- Simplicidad para las conexiones y la aplicación de relés

DESVENTAJAS:

- El fallo de la barra o de cualquier disyuntor ocasiona la parada de toda la subestación.
- El mantenimiento de cualquier disyuntor implica interrumpir el servicio de esa llegada de circuito.
- El mantenimiento de la barra, requiere de la interrupción total del servicio de la subestación.

- Para ampliar la subestación se requiere poner fuera de servicio toda la subestación.

En casos de mantenimiento para evitar poner fuera de servicio la subestación se instalan seccionadores en derivación (bay-pass), con esto tenemos el inconveniente de que la subestación se queda sin protección.

En conclusión esta configuración es la más sencilla y económica de todas las configuraciones eléctricas. (Ver figuras N° 3.1 y N° 3.2).

3.1.2. Esquema de barra simple seccionada

Este arreglo es básicamente dos o más diagramas de barra sencilla, cada barra unida con un disyuntor de enlace, en nuestro sistema se utiliza en vez del disyuntor un interruptor de aire, por lo general este elemento funciona normalmente abierto, puede funcionar cerrado dependiendo de los requerimientos del sistema. En este arreglo una falla en la barra o en el disyuntor, causa la in

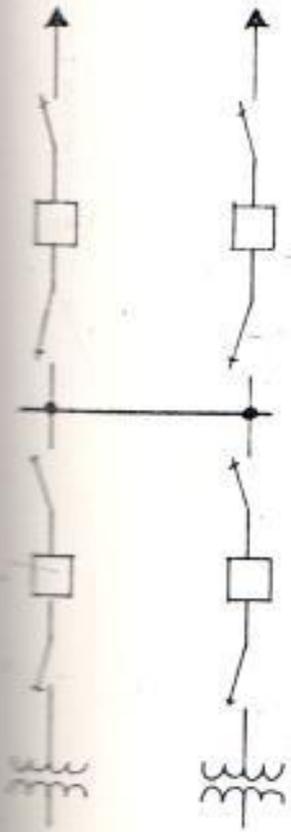
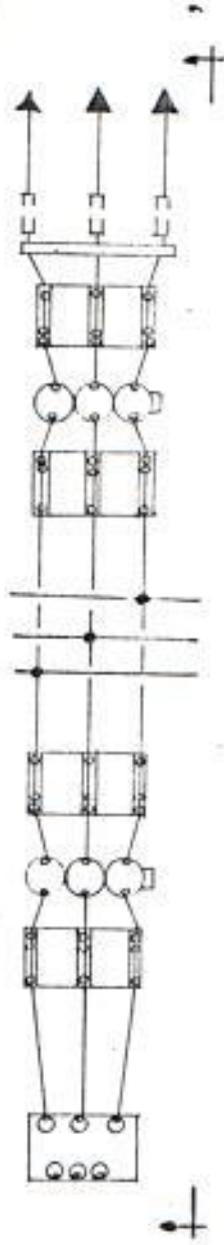
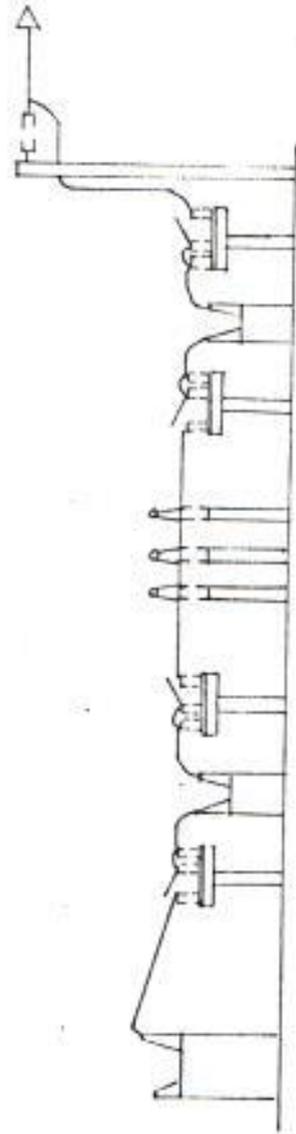


DIAGRAMA UNIFILAR



VISTA DE PLANTA - UNA POSICION



CORTE A A'

FIGURA 3.1 : ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

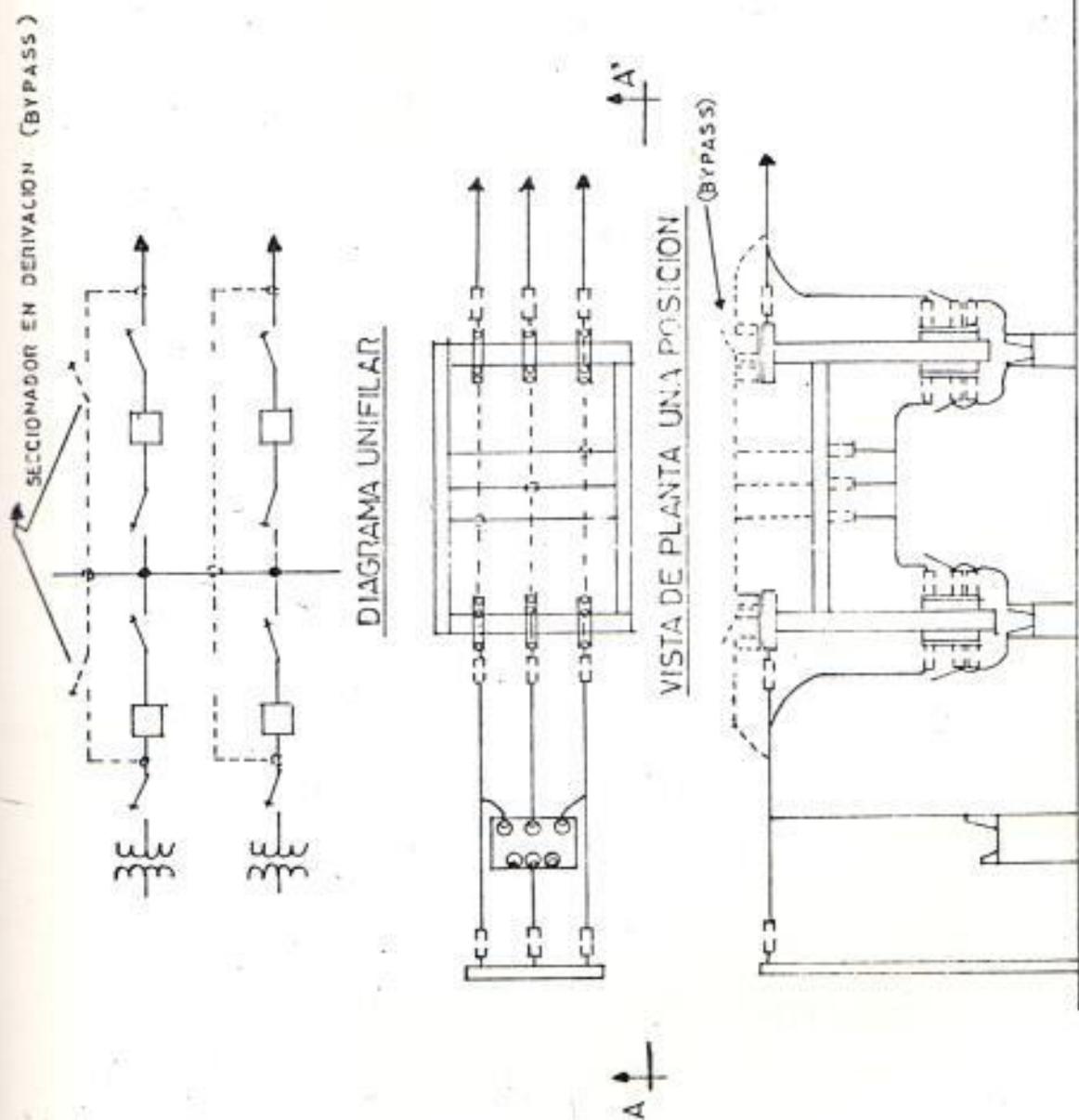


FIGURA 3.2 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

terrupción de la sección afectada y elimina la salida total de la subestación, usualmente la falla puede ser aislada fácilmente y rápidamente, debido a que este tipo de configuración es de mayor flexibilidad.

La disposición del equipo de esta subestación puede ser colocado de manera similar a los del esquema de barra sencilla. El disyuntor de enlace y sus interruptores de aislamiento (cuchillas monopolares) están localizadas en línea con la barra principal. (Ver figura N° 3.3).

VENTAJAS:

- Se obtiene mayor continuidad de servicio
- Flexibilidad en la operación.
- Se facilita el trabajo de mantenimiento, las secciones de las barras pueden ser aisladas, en caso de mantenimiento a la llegada o salida de los circuitos no es necesario desconectar toda la subestación.
- Mayor confiabilidad que el esquema de ba

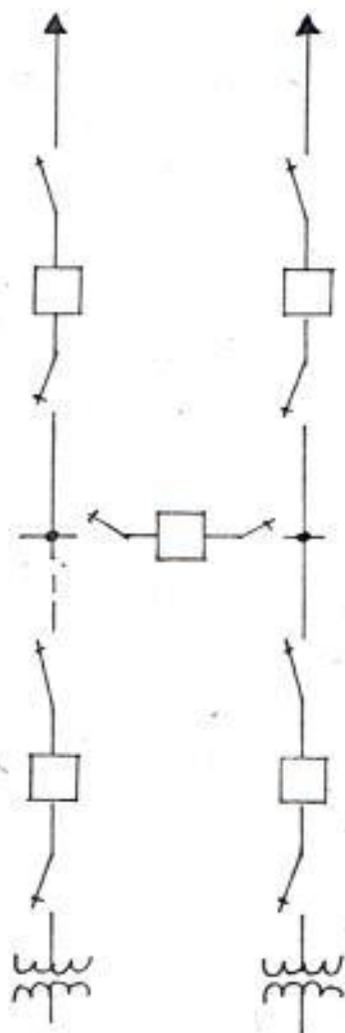


DIAGRAMA UNIFILAR

FIGURA 3.3 : ESQUEMA DE BARRA SIMPLE SECCIONADA

rra sencilla.

DESVENTAJAS:

- Aumento en el costo comparado con el esque
ma de barra sencilla.
- El daño en una sección puede obligar a una
reducción en el suministro de energía.
- En la práctica no se puede transferir un
circuito, de una a otra sección de barras.
- La protección resulta más compleja que pa
ra el esquema barra sencilla.
- El seccionamiento puede causar la interrup
ción del circuito energizado.

3.1.3. Esquema de barra principal y transferencia

Esta disposición de barra principal y trans-
ferencia consisten en añadir una barra de
transferencia al esquema de barra sencilla y
una de las cuales, la barra principal, está

normalmente energizada, todas las entradas y salidas de los circuitos están alimentados - desde la barra principal a través de sus disyuntores.

Cuando se retira de servicio un disyuntor - del circuito a efectos de mantenimiento, se utiliza el disyuntor de enlace de barras para mantener en tensión a ese circuito.

Si en algún momento se pone fuera de servicio la barra principal ya sea por mantenimiento, no queda ningún disyuntor para la protección de los circuitos de alimentación, Cuando falla uno de los disyuntores o la barra principal, la subestación puede quedar fuera de servicio.

El realizar seccionamiento con las barras - principal y de transferencia puede ocasionar errores del operador, daños y posibles paradas.

En cuanto al aumento del costo en la barra - de transferencia este es compensado por una

ventaja importante en el servicio, normalmente este esquema resulta más costoso que el esquema de una sola barra, esto debido a la implementación de un número mayor de seccionadores, una barra y un disyuntor adicional.

VENTAJAS:

- Costos iniciales y totales considerablemente bajos.
- Facilidad de ampliación.
- Si uno de los disyuntores requiere mantenimiento, puede reemplazarse por el disyuntor de transferencia y entrando en operación la barra de transferencia.
- Pequeñas áreas de tierra son requeridas.
- El esquema no es complejo para operación.

DESVENTAJAS:

- Requiere de un disyuntor adicional para

enlace con las barras.

- Una falla en la barra principal, interrumpe totalmente el servicio.
- No se puede ampliar la subestación, sin ponerla fuera de servicio.
- El esquema de protecciones resulta más complejo.
- Cuando se transfiere la carga de la barra principal a la de transferencia también se debe transferir, las protecciones de esa posición, al disyuntor de transferencia.

Este esquema generalmente se lo utiliza para subtransmisión y distribución, en transmisión también se lo utiliza, para subestaciones de interconexión. El costo de esta configuración es ligeramente mayor que el de la configuración barra simple, pero es mucho más flexible en su operación y brinda mayor seguridad. (Ver figura N° 3.4.).

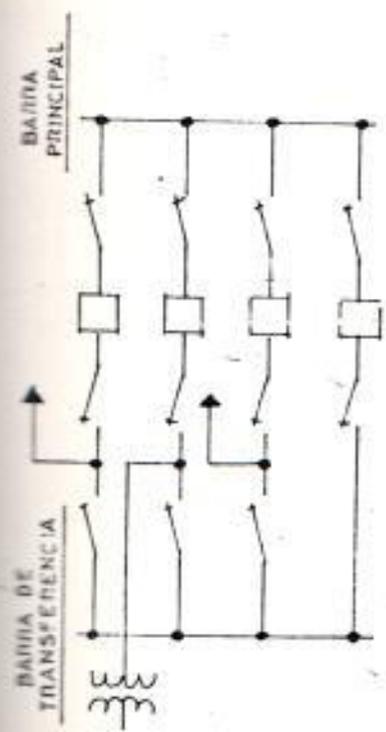
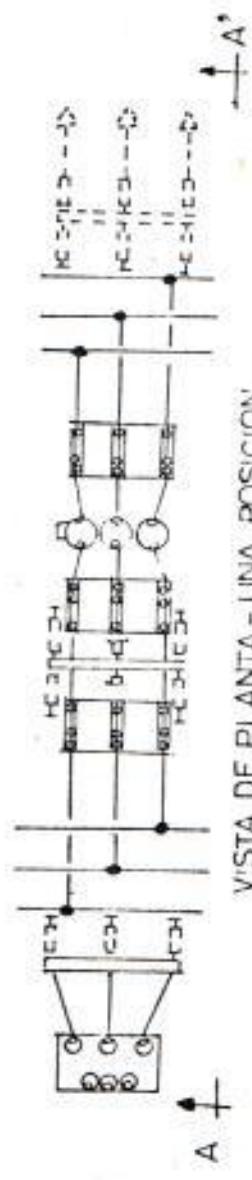
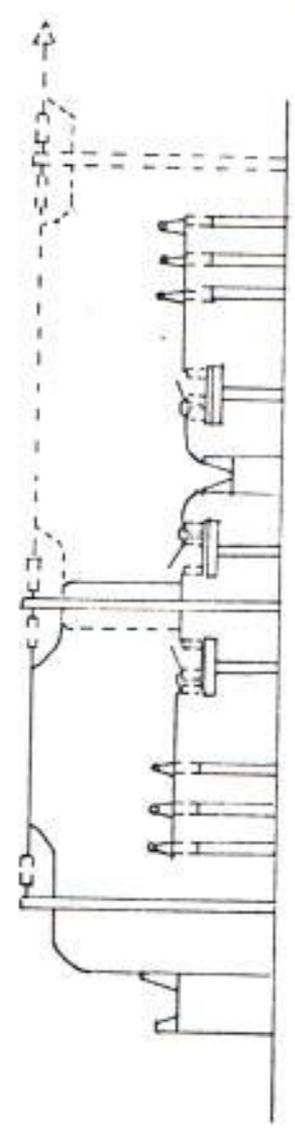


DIAGRAMA UNIFILAR



VISTA DE PLANTA - UNA POSICION



CORTE A-A'

FIGURA 34 : ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

3.1.4. Esquema de barra circular (anillo)

Este esquema de barra circular es una extensión del esquema de barra simple seccionada y se realiza por interconexión de dos principios y fin de las barras a través de otro disyuntor de seccionalización, obteniéndose un lazo cerrado o anillo con cada sección de barra separada por un disyuntor. Para máxima confiabilidad y flexibilidad operacional, cada sección de barra alimentará un solo circuito.

Durante el funcionamiento normal, todos los disyuntores están cerrados.

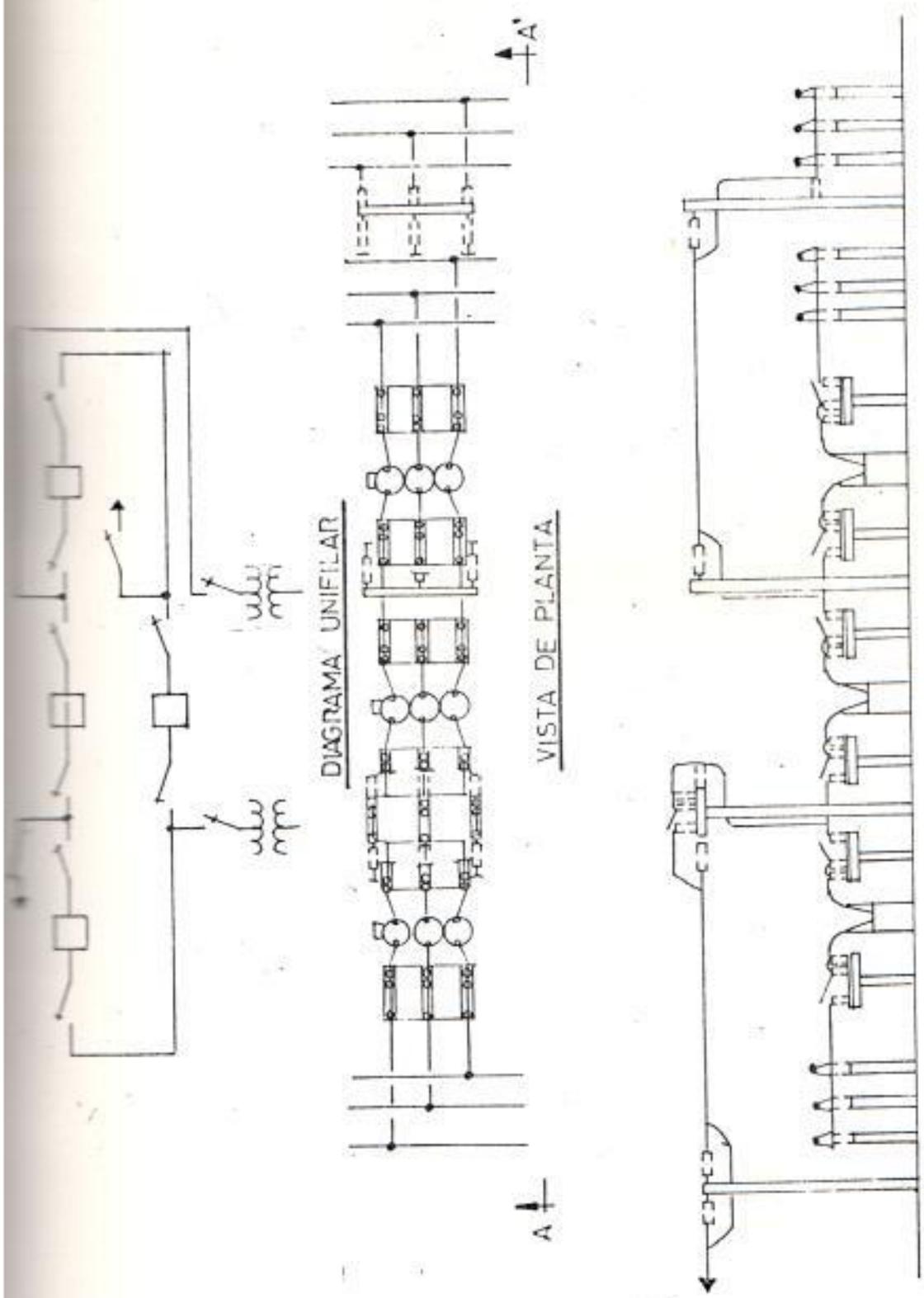
Cuando se presenta un fallo en un circuito, se disparan dos disyuntores y si uno de los disyuntores no funciona para aislar el fallo un circuito más se dispara por la acción de los relés de protección de fallo del disyuntor. Durante el mantenimiento de un disyuntor, el anillo queda interrumpido pero todas las líneas siguen en servicio.

Este esquema de barra permite las facilidades suficientes para las situaciones de mantenimiento individual de los disyuntores, además su costo no es tan elevado y permite mantener un servicio continuo, es seguro y flexible se lo considera adecuado para subestaciones importantes hasta un máximo de cinco circuitos. (Ver figura N° 3.5.).

VENTAJAS:

- Alto nivel de confiabilidad
- Permite realizar mantenimiento a los disyuntores muy fácilmente.
- Se puede retirar cualquier disyuntor en caso de mantenimiento sin interrumpir la carga.
- No hay barras principales.
- Existe doble alimentación a cada circuito.
- Este esquema puede ser convertido a otra configuración.
- Todo lo relacionado a conmutaciones se hacen con los disyuntores.

DESVENTAJAS:



CORTE A A'
FIGURA 35 : ESQUEMA EN AMILLO

- Si se produce una falla durante el período de mantenimiento de disyuntores, el anillo puede dividirse en dos secciones.
- Los circuitos deben tener sus fuentes de potencial para sus relés.
- Complejidad en las protecciones.
- Una desconexión simultánea de dos disyuntores, puede dejar fuera de servicio a más de una salida.

3.1.5. Esquema disyuntor y medio

La disposición de disyuntor y medio, se la llama a veces también de triple conexión, está compuesta de dos barras las mismas que están conectadas por una triple conexión - de tres disyuntores cada una colocados en serie.

Dós circuitos se conectan entre los disyuntores, de aquí el nombre de disyuntor y medio, esta disposición se repite a lo

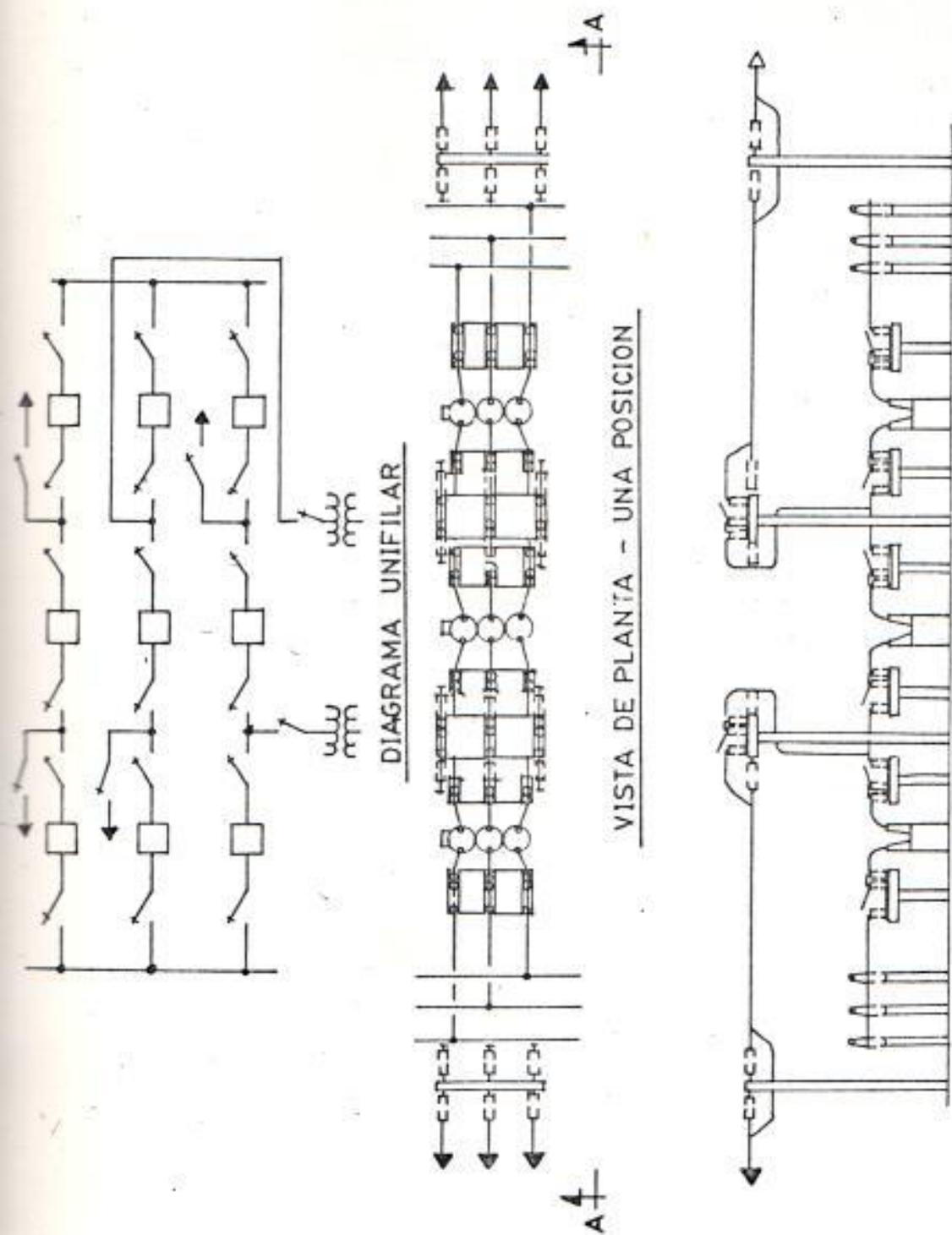
largo de las barras principales de manera que para cada circuito se emplea disyuntor y medio,

Durante la operación todos los disyuntores están cerrados y las barras con tensión. Para desconectar un circuito se debe abrir dos disyuntores, en el caso que falle el disyuntor de enlace se tiene que desconectar otro circuito, cualquier barra puede quedar fuera de servicio sin interrumpir el servicio.

Este esquema de subestación permite realizar un fácil mantenimiento de disyuntores, además cualquier disyuntor puede sacarse sin interrupción de servicio de cualquiera de los circuitos. Ver figura N° 3.6.

VENTAJAS:

- Permite realizar mantenimiento e inspección de las barras, disyuntores, sin que se produzca interrupción del servicio.



VISTA DE PLANTA - UNA POSICION

CORTE A-A

ESQUEMA DE DISYUNTOR Y MEDIO

FIGURA Nº 3.6

- Proporciona gran flexibilidad de funcionamiento.
- Alta confiabilidad.
- Se puede aislar cada barra para mantenimiento sin interrupción de servicio.
- Las conexiones se efectúan con los disyuntores.
- Gran regularidad de servicio.

DESVENTAJAS:

- Se requiere de un disyuntor y medio para cada circuito.
- Debido a la doble disponibilidad del disyuntor de enlace que responde a dos circuitos, la operación con los relés se complica.

3.1.6. Esquema de doble barra con doble disyuntor

Este esquema está constituido de dos barras

normalmente energizadas, las cuales están -
conectadas por dos disyuntores y entre ellos
un circuito que puede ser de carga o de ali-
mentación.

En este esquema cada disyuntor puede ser sa-
cado de servicio sin interrupciones de cual-
quiera de los circuitos. La disposición de
las barras debe ser tal que se evite el paso
de las fallas a ambas barras.

El emplear dos disyuntores, para cada circui-
to hace que esta instalación resulte costosa,
sin embargo, esto se justifica con el grado
de seguridad de servicio que es elevado. Ver
figura N° 3.7.

VENTAJAS:

- Alto grado de confiabilidad
- Cada circuito posee dos disyuntores.
- Permite la conexión de los disyuntores de
alimentación a cualquier barra.
- Se puede aislar cualquier barra para efec-
to de mantenimiento, sin interrupción de
servicio.

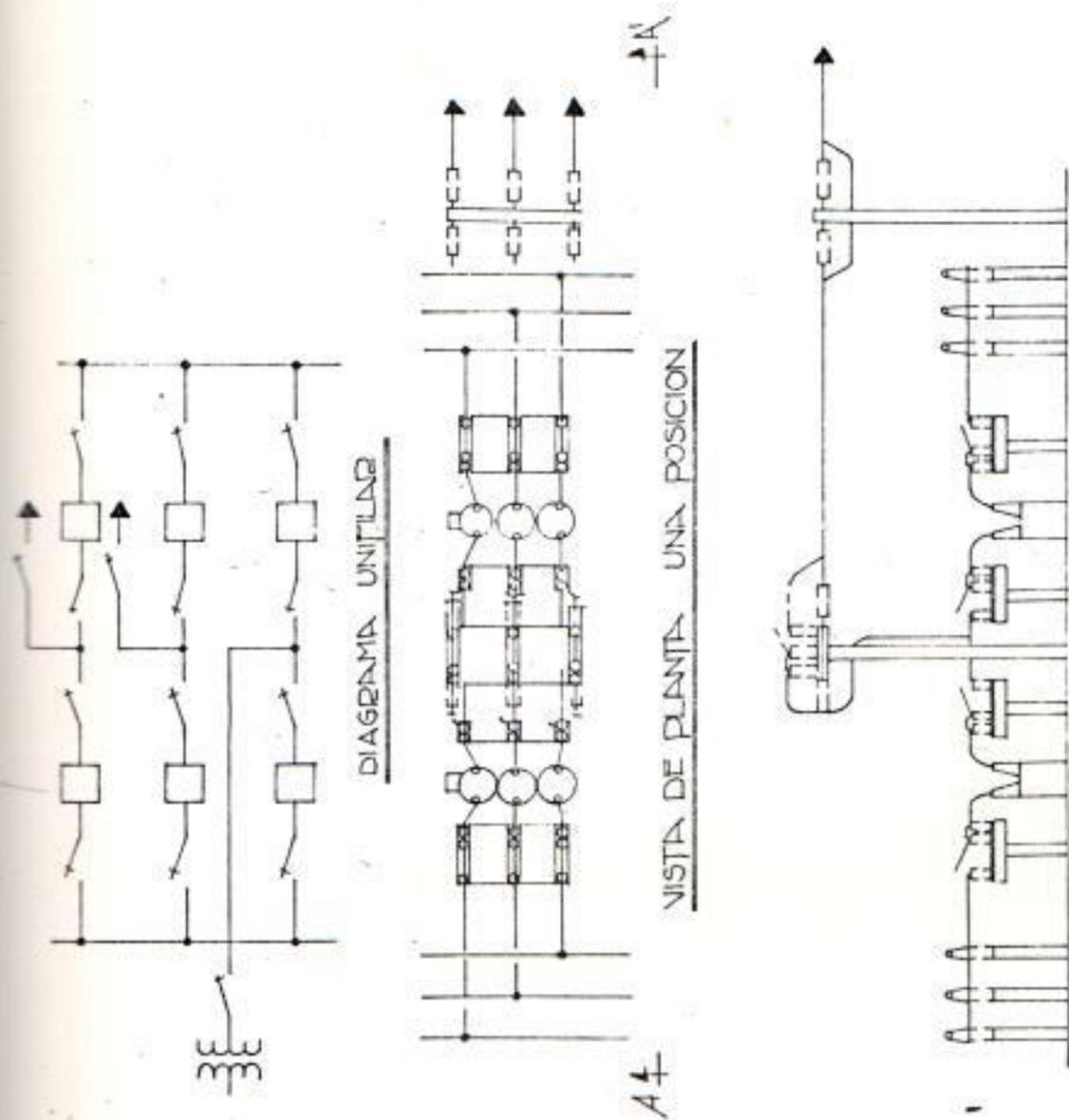


FIGURA 3.7 ESQUEMA DE DOBLE BARRA - DOBLE DISYUNTOR

- Permite aislar cualquier disyuntor en caso de mantenimiento.
- Las fallas que pueden producirse en las barras no interrumpen el servicio en los circuitos.
- En la interrupción de dos disyuntores - un sólo circuito se desconecta.

DESVENTAJAS:

- Costo demasiado elevado.
- Si los circuitos no están conectados a las dos barras, en caso de falla de un disyuntor quedan sin servicio la mitad de los circuitos.

3.2. SUBESTACION CON SF6

Es importante anotar que, lo dicho anteriormente para subestaciones convencionales, también sirve para subestaciones blindadas y aisladas con SF6, en todo lo que se refiere a ventajas y desventajas de los diferentes esquemas estudiados, ya que además los esquemas son los mismos para am bos tipos de subestaciones.

A continuación en cada tópico se agregará puntos adicionales de los esquemas existentes y disposición del equipo de estos esquemas.

3.2.1. Esquema de barra simple

En este esquema debido al encapsulamiento metálico que conforma todo el equipo, o cada parte de la instalación, este debe ser puesto a tierra en el sitio correspondiente, para así, tener la seguridad en caso de revisiones y mantenimiento, todo esto de acuerdo con las prescripciones de seguridad.

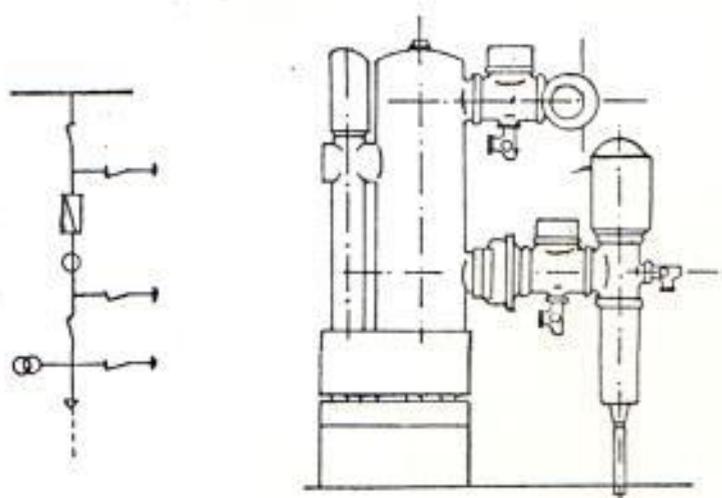
Esta configuración es empleada en estaciones pequeñas en donde las condiciones de operación son de poca demanda. La instalación es sencilla y de clara disposición, cada sección de la instalación, puede ser equipada con la protección convencional necesaria y correspondiente, es decir, los transformadores y barras con la protección diferencial, las salidas de líneas o las entradas de líneas con su respectiva protección de distancia.

En lo que respecta a equipo con SF6, un mismo esquema puede tener diferente blindaje, es decir, las barras pueden ser monofásicas o trifásicas o sea las siguientes disposiciones.

- a. Esquema de barra simple con blindaje trifásico, o de fase integrada, esto quiere decir que todo el equipo de barra trifásica está simplificado a un solo ducto encapsulado y aislado en SF6. Ver figura N° 3.8.
- b. Esquema de barra simple con blindaje monofásico o de fase aislada, como su nombre lo dice cada fase se encuentra colocada en ductos independientes encapsulados y aislados en SF6. Ver figura N°3.9.

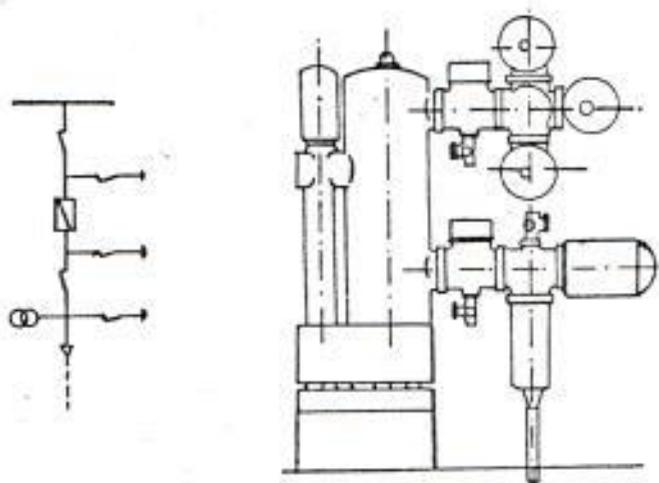
Las dos disposiciones anteriores son para cuando tanto las salidas como las entradas se realizan por medio de cables.

- c. Para el caso de una red con líneas aéreas, en lugar de cables los conductores pueden in



BARRA SIMPLE , BLINDAJE TRIFASICO

FIGURA N° 3.8



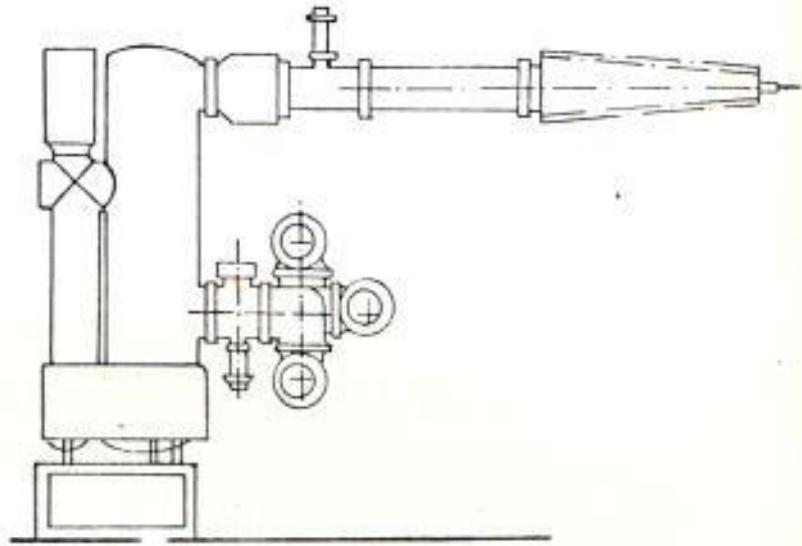
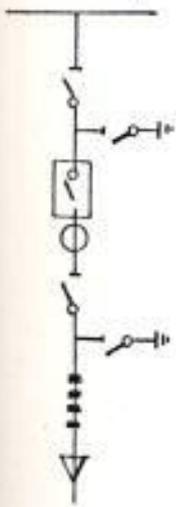
BARRA SIMPLE , BLINDAJE MONOFASICO

FIGURA N° 3.9

introducirse mediante dispositivos de pro
longación blindados monofásicos y mediante
pasamuros de interperie, en este ca
so es conveniente ubicar las barras en
la parte inferior, para de esta manera
ganar altura para los pasamuros. En lo
que respecta a la distancia que debe -
existir entre fases es muy reducida, y
es aquí donde está la justificación en
cuanto al espacio reducido que ocupa .
Ver figura N° 3.10.

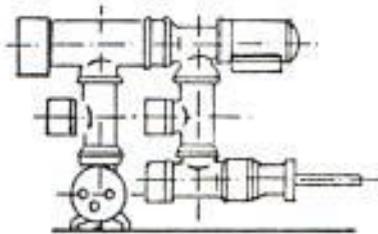
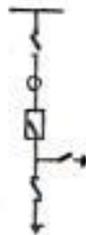
d. En este esquema se pueden tener otras -
disposiciones del equipo en cuanto al
disyuntor por ejemplo: cuando el disyuntor
va montado horizontalmente y las
barras trifásicas y los terminales de -
cable están situados en la parte infe
rior, es decir, una configuración horizontal
es la que se muestra en la figu
ra N° 3.11.

e. Cuando por razones del espacio reducido,
el disyuntor también puede montarse ver
ticalmente, pero se requiere de una es



BARRA SIMPLE, LLEGADA AEREA DE LINEA

FIGURA N° 3.10



BARRA SIMPLE, DISYUNTOR HORIZONTAL

FIGURA N° 3.11

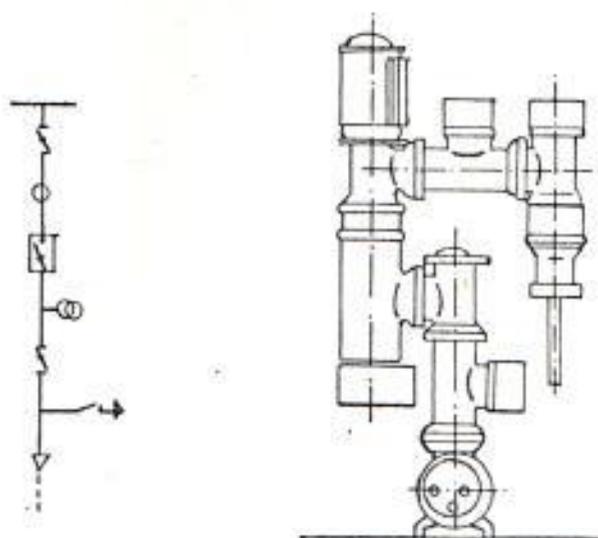
trúctura soporte para el disyuntor. Ver figura N^o 3.12.

3.2.2. Esquema de barra simple seccionada

Este esquema se lo puede realizar ya sea con un seccionador o con un disyuntor, cuando se tienen varios puntos de alimentación se suele usar un seccionador longitudinal, a continuación enunciamos la aplicación de cada caso.

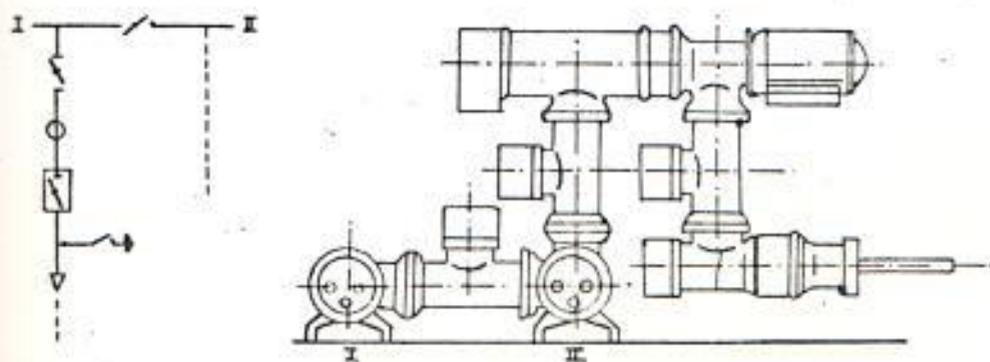
- a. El uso de un seccionador longitudinal requiere de poco espacio, cuando se desplaza ambas mitades de las barras, en la dirección y longitud, se obtiene la configuración de barras colectoras simples, con seccionador longitudinal. Ver figura N^o 3.13.

- b. Si se requiere realizar un acoplamiento longitudinal entre barras y disyuntor se usan dos seccionadores colocados verticalmente y conectados mediante un disyuntor en posición horizontal. Ver figura N^o 3.14.



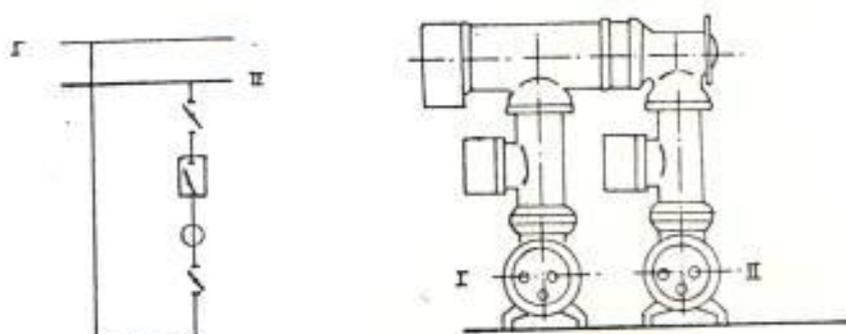
BARRA SIMPLE, DISYUNTOR VERTICAL

FIGURA N° 3.12



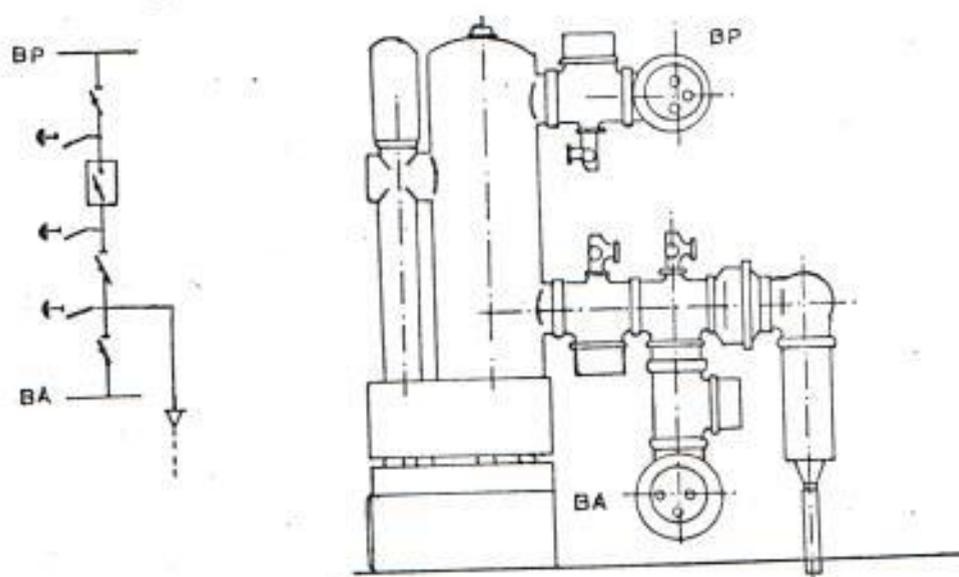
BARRA SIMPLE, SECCIONADA POR SECCIONADOR

FIGURA N° 3.13



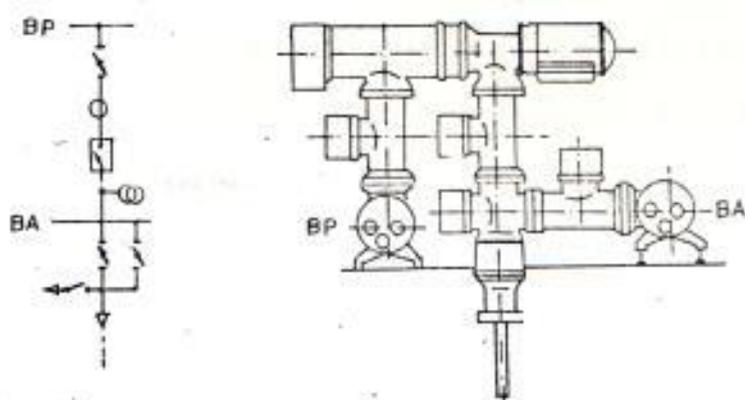
ACOPLAMIENTO LONGITUDINAL POR DISYUNTOR

FIGURA N° 3.14



BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

FIGURA N° 3.15



BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

FIGURA N° 3.16

3.2.3. Esquema de barra principal y transferencia

En este esquema se puede utilizar el esquema de barra sencilla de la sección 3.2.1., es decir incorporándole otra barra que estaría constituida por la barra de transferencia, para de esta manera formar el esquema completo de barra principal y transferencia.

Esto resulta factible y más fácil de hacer - utilizando el esquema de barra sencilla con blindaje trifásico, y además se ahorraría mayor cantidad de espacio. Ver figura N° 3.15.

Con esto se demuestra además que los sistemas con SF₆, constituyen una ventaja a la facilidad de ampliación. Si incluimos seccionadores en derivación obtenemos la configuración de la figura N° 3.16.

3.2.4. Esquema de barra tipo anillo

En cuanto a este esquema ya hemos mencionado sus ventajas y desventajas anteriormente, al tratar esta configuración como encapsulamiento

to aislado con SF6 es obvio que ocupa menos espacio, ya que el blindaje usado principalmente es trifásico.

La disposición del equipo con su respectivo diagrama unifilar se muestra en las figuras N° 3.17. y N° 3.18.

3.2.5. Esquema de disyuntor y medio

Todo lo concerniente a este esquema ya se lo ha tratado anteriormente en la sección 3.1.5. a continuación mostramos un diagrama unifilar y la disposición del equipo, en la técnica - con SF6. Ver figura N° 3.19.

3.2.6. Esquema de doble barra

Las ventajas operacionales de esta configuración, permite prestar un servicio muy continuo sin interrupciones, su estructura standar está constituida de disyuntores verticales, ya que esta disposición permite el ahorro de espacio.

El blindaje utilizado es el trifásico en la figura N° 3.20., se expone el diagrama unifilar y la disposición del equipo con SF6.

Una acotación muy importante con respecto a este esquema es que, debido a la seguridad de servicio que presta, se constituye en una configuración que no es precisamente barata.

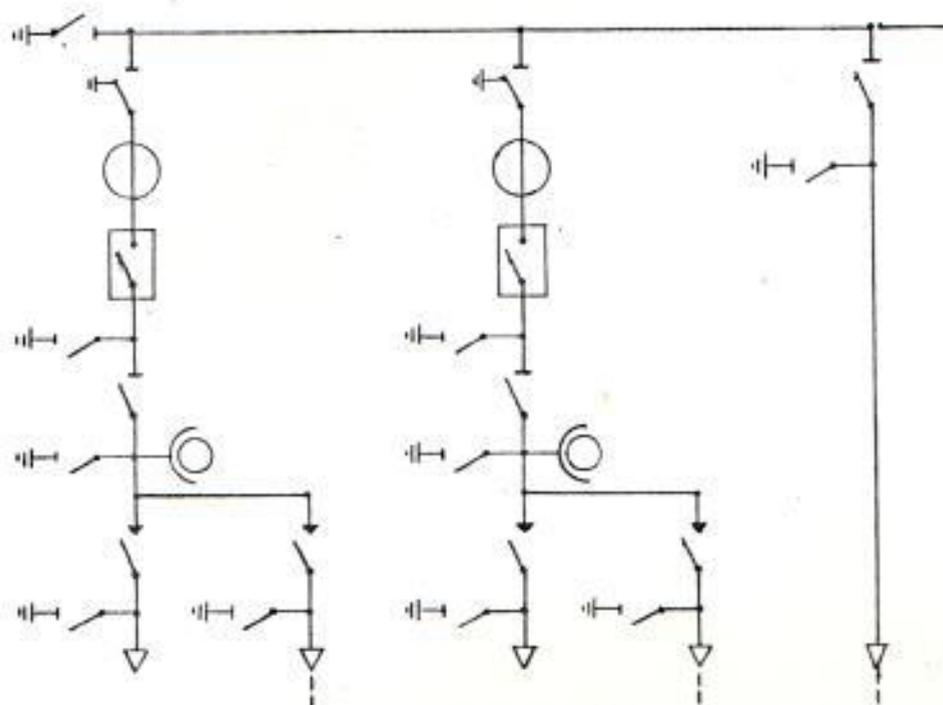
A continuación ponemos en consideración la normalización de las subestaciones eléctricas.

NORMAS EN VIGENCIA

Según los estudios realizados en la ESPOL, para la elaboración de una guía de diseño y normalización de subestaciones de distribución, se pudo determinar cual debe ser la configuración eléctrica de estas subestaciones, para esto fue necesario realizar un análisis técnico económico de varias alternativas de equipamiento, cuya alternati

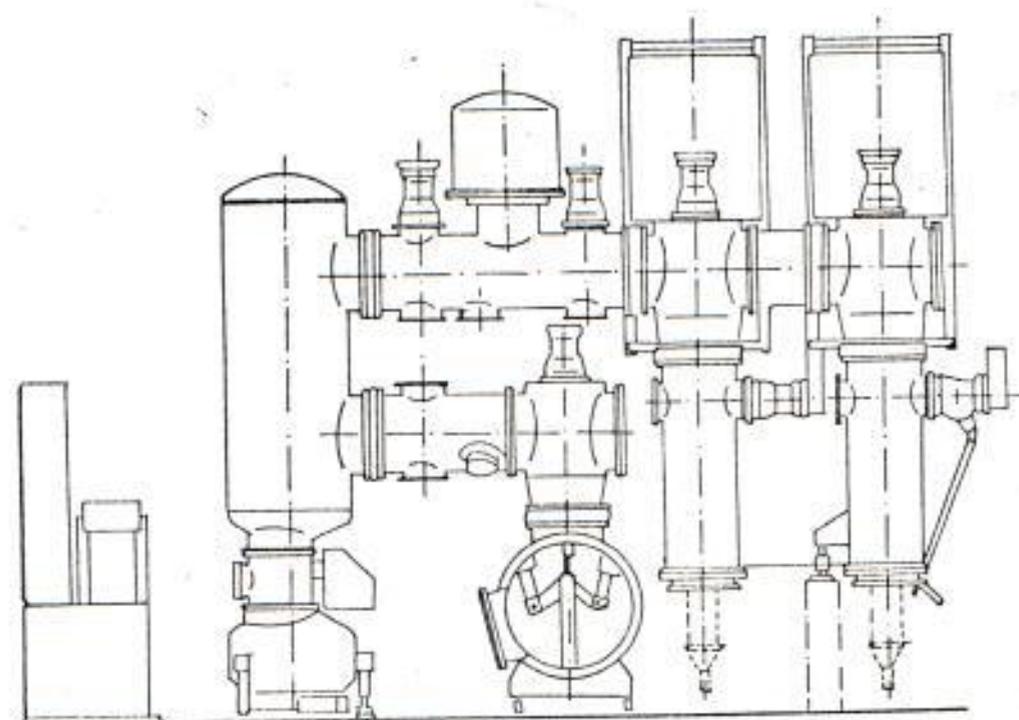
vas de equipamiento, cuya alternativa a es cogerse deberá satisfacer los requerimientos del sistema en cuanto a la confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio.

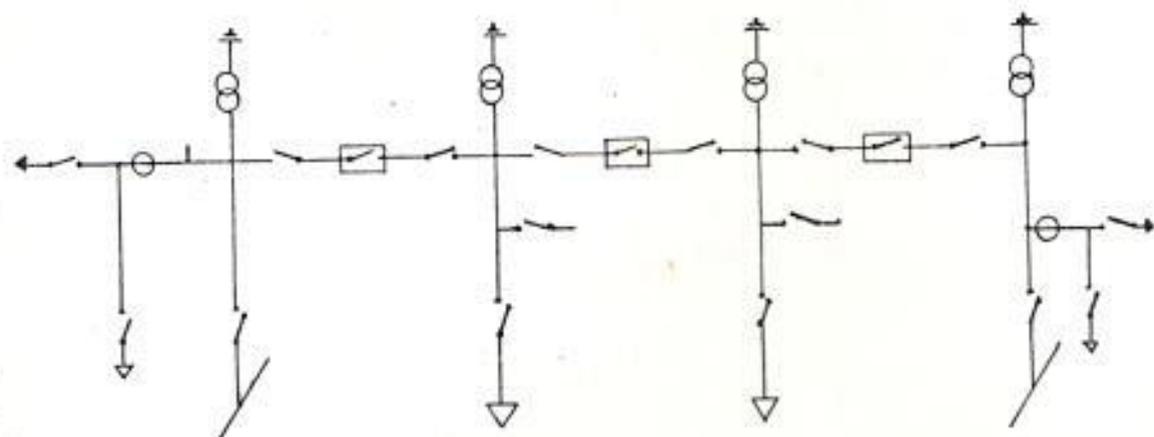
Luego de haber sido analizada toda la in formación, la ESPOL manifiesta que la al ternativa que cumple con todos estos reque rimientos técnicos del sistema y con el cr iterio de mínimo costo es la configuración de barra principal y barra de transfe rencia y aun más en la expansión del siste ma eléctrico de la ciudad de Guayaquil, se considera esta configuración en la planifi cación de las subestaciones de distribución.



ESQUEMA EN ANILLO

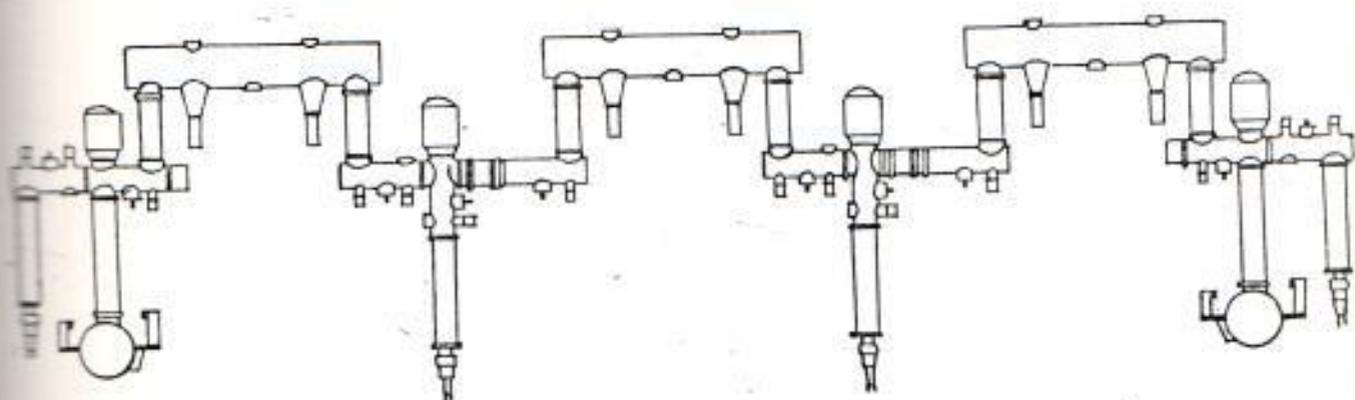
FIGURA N° 3.17

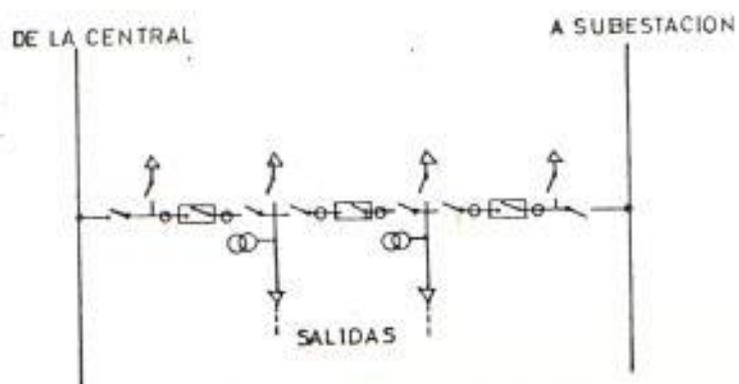




ESQUEMA EN ANILLO

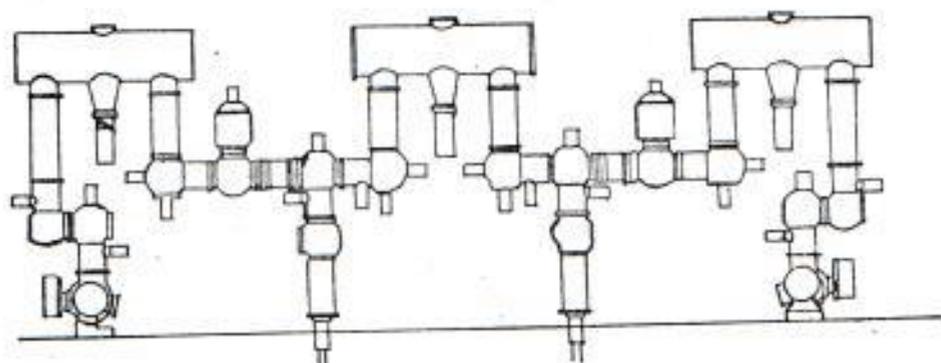
FIGURA N° 3.18

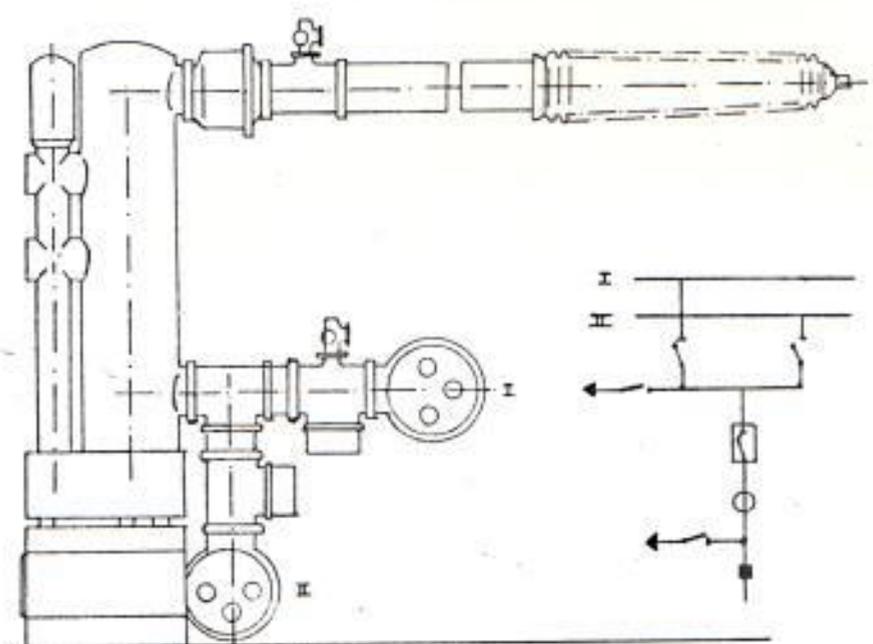




DISYUNTOR Y MEDIO

FIGURA N° 3.19





DOBLE BARRA - UN DISYUNTOR - FASE INTEGRADA

FIGURA N° 3.20

C A P I T U L O I V

DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACION - CONVENCIONAL

En el presente trabajo se toma como referencia los estudios realizados para la evaluación económica de las alternativas en el equipamiento de subestaciones de distribución realizados por la ESPOL, cuyo estudio determinó, que la subestación de distribución que normalmente se usa a nivel de 13.8KV, es la de barra principal y barra de transferencia.

Además en estas subestaciones de distribución se considera los siguientes equipos:

- a. Interruptor de desconexión (disyuntor) 69 Kv.
- b. Circuito interruptor 69 Kv.
- c. Seccionadores
- d. Transformador de poder
- e. Interruptor de aire (13.8 Kv).

- f. Transformador de protección y medición
- g. Reconectador (13.8 Kv).
- h. Capacitores
- i. Tableros de control, medición y protección.
- j. Sistemas de puesta a tierra
- k. Equipos para protección contra sobrevoltajes

4.1. CARACTERISTICAS

Como en el capítulo VI se hace un estudio técnico-económico comparativo de una subestación convencional con una encapsulada y aislada con SF6, por esta razón se hace una descripción general de los equipos que conforman una subestación convencional, no incluyendo al transformador de poder ya que este puede servir sin ningún inconveniente a cualquiera de los dos tipos de subestación, es decir tan sólo nos interesa para el estudio el esquema en sí de subestación.

4.1.1. Interruptor de desconexión o disyuntor

El interruptor es un aparato que sirve para cerrar o interrumpir un circuito eléctrico, entre contactos en condiciones de carga.

El interruptor opera por acción de los relés en condiciones de falla (sobrecarga, cortocircuito), también por acción manual del operador en condiciones normales (maniobra, mantenimiento) dependiendo de las circunstancias.

Al momento de la interrupción de la corriente se forma un arco entre los contactos, y dependiendo de la forma y el tiempo en que desaparece el camino ionizado que mantiene el arco, depende el tipo de construcción del interruptor.

Podemos clasificar los interruptores en tres grupos principales de acuerdo al procedimiento de extinción del arco:

- a. Los interruptores en los cuales se alarga el arco y se lo enfría mediante el aumento de su resistencia, hasta que el arco se extingá. El procedimiento consiste en utilizar la corriente que se va a interrumpir, con esta se crea un campo magnético que impulsa el arco contra un

laberinto de celdas de material cerámico, en el cual el arco se lo alarga y enfría hasta que se apague.

- b. Interruptores que aprovechan la energía despedida por el arco los de este tipo - corresponden a los que están sumergidos en aceite, los mismos que se aprovechan de la rigidez dieléctrica del aceite que es superior a la del aire a valor de la presión atmosférica. El arco producido, descompone el aceite, generando hidrógeno, él mismo que, se convierte en un medio refrigerante eliminando el arco, además este hidrógeno confinado en la cámara de explosión aumenta su presión y esto aumenta la rigidez dieléctrica del gas.
- c. Interruptores que utilizan una energía exterior para soplar y apagar el arco, los de este tipo corresponden a los interruptores neumáticos de aire o de hexafluoruro de azufre a presión. Si se comprime el aire a una presión de 15 Kg/cm^2

o el hexafluoruro de azufre, esta presión se puede usar para soplar el arco, debilitándolo poco a poco hasta interrumpirlo.

4.1.1.1. DISYUNTORES SUMERGIDOS EN ACEITE:

En estos disyuntores el corte se realiza en el interior de unos depósitos cerrados y llenos de aceite aislante, los conductores que están bajo tensión se introducen en la cuba o depósito por medio de aisladores de paso, es muy importante aislar todas las piezas que no sean de paso de la corriente, como son los elementos de accionamiento y paredes del depósito, todo el conjunto del disyuntor se debe poner a tierra.

En los disyuntores sumergidos en aceite se aplica el sistema de ruptura libre o simple de cámara de explosión.

Los de ruptura libre tan sólo se pueden utilizar para interrumpir circuitos con potencias de ruptura

hasta 400 MVA, en estos disyuntores la desionización del canal del arco se produce de manera aleatoria relacionada con la separación en tre contactos y la presión que so bre la bolsa de gases crea la masa de aceite y la sobrepresión que producen los gases en la ruptura.

Los disyuntores con cámara de ex plosión se usan preferentemente pa ra la interrupción de circuitos - con potencias de ruptura mayores a 400 MVA. En la cámara de explosión, el arco produce una gran cantidad de gas, pero debido a que el aceite no puede escapar por la pared de la cámara que rodea el punto de ruptura, por lo que se produce - fuertes torbellinos que lanzan el aceite a presión sobre el arco, con tribuyendo de esta manera a su rá pida extinción.

4.1.1.2. DISYUNTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE:

Este disyuntor está provisto de cámara de extinción, el efecto de extinción es elástico, o sea que se adapta a la intensidad de la corriente que se interrumpe, el mismo que aumenta para grandes intensidades y disminuyen para los que tienen menor amplitud, por lo tanto los sobrevoltajes que se producen cuando se interrumpen corrientes de débil intensidad no son de peligro.

El arco se desarrolla en los gases comprimidos que luego se refrigeran lo suficiente para desionizarlos e impedir de esta forma el reencendido del arco después del paso de la corriente por su valor nulo.

Estos gases comprimidos están producidos por el mismo arco y no por un compresor exterior. Antes de pasar la corriente por cero, se produce -

un alargamiento del arco y en este momento se impulsa el aceite fresco entre los contactos.

Cualquiera que sea la disposición que se utilice para extinguir el arco los disyuntores de pequeño volumen de aceite tienen una cualidad muy fundamental, que es la de ser autoreguladores, es decir, cuanto mayor es la corriente que se ha de cortar mayor es la cantidad de gases producida, y por lo tanto, más energía para acción extintora de los gases.

4.1.1.3. DISYUNTORES NEUMATICOS:

Estos disyuntores se aprovechan de la propiedad que tiene el aire a presión de extinguir el arco al expansionarse. La forma como se realiza el corte consiste en soplar una fuerte cantidad de aire al centro del arco por cuyo motivo este se desioniza, el aire utili-

zado está almacenado en un depósito independiente.

La extinción del arco por aire comprimido puede utilizarse para todas las tensiones y para todas las potencias de ruptura, y por otra parte presenta menos posibilidades de peligro de incendio que los disyuntores en aceite.

La extinción del arco se produce - gracias a la alta rigidez dieléctrica del aire comprimido suficientemente seco, y la gran velocidad de circulación de este aire por toberas apropiadas, en muchas veces por los propios contactos.

El arco producido entre los contactos calienta el aire que encuentra en la tobera, este aire al calentarse se debilita y se forma una contra presión que se opone al paso del aire soplado. Esta contra

presión es tanto menor cuanto mayor es la abertura de la tobera , y tanto mayor cuanto más elevada es la energía del arco, la corriente al pasar por su valor máximo , la contrapresión, debida al calentamiento del aire soplado, es también máxima y por lo tanto el aire de soplado es mínimo, e incluso el soplado puede llegar a anularse e incluso invertirse su sentido, si la contrapresión en la tobera se hace superior a la presión en el depósito de aire comprimido. Cuando la corriente pasa por cero el flujo de aire de soplado es máximo y por lo tanto el efecto extintor del flujo de aire también es máximo.

La capacidad de ruptura de un disyuntor neumático es mayor mientras mayor sea la presión del aire de soplado y cuanto mayor es la sección de la abertura de la tobera.

Al aire comprimido hay que quitarle la humedad antes de llegar al disyuntor, mediante compresión y además hay que eliminar restos de aceite del compresor de aire.

4.1.1.4. DISYUNTORES DE SOPLADO MAGNETICO:

En los disyuntores de soplado magnético, primeramente la corriente se la conduce hasta una bobina de pocas espiras de núcleo de hierro y luego el aparato de corte, que se encuentra en el campo magnético que produce la corriente en el núcleo de hierro.

Cuando se produce el arco eléctrico, éste se estira por la fuerza que ejerce el campo magnético sobre él, debido a esta acción el arco se alarga hasta romperse y extinguirse.

4.1.1.5. DISYUNTORES CON SF6 (Tipo convencional):

La firma Westinghouse, pionera de la técnica de corte de SF₆, después de muchos estudios a diferentes gases en cuanto a sus características extintoras, seleccionó el SF₆ ya que este es el único gas que posee las propiedades físicas, químicas y eléctricas favorables para la extinción de los arcos de los disyuntores.

En un disyuntor con SF₆, el arco se extingue por la disipación de calor radial en una cámara de soplado cilíndrica de un diámetro relativamente grande. El SF₆ se encuentra en esta cámara a la presión de 14 Kgr/cm²., antes que los contactos se separen, la acción producida no es tan rápida como la que tiene lugar en disyuntores neumáticos, inclusive pequeñas corrientes inductivas son cortadas.

Para la interrupción de corriente

en este tipo de disyuntor, existen dos métodos:

- Método de doble presión.
- Método de una sola presión o de pistón.

El interruptor que opera con el método de doble presión utiliza dos cámaras, inferior y superior, la cámara inferior es la más grande y el gas que está en la cámara se encuentra a una presión de 3,2 Kg/cm² mientras que el gas que se encuentra en la cámara superior se encuentra a 15 Kgr/cm².

Cuando la válvula de soplado se abre permite el paso del flujo de gas a alta presión hacia el arco, dirigiéndose ambos (gas y arco) hacia afuera de la boquilla y en dirección a la cámara inferior, al ocurrir esto la presión de la cámara superior decrece y en la infe.

rior se incrementa. Para recuperar la presión original, tan solo es su ficiente recomprimir el gas de la cámara inferior hacia la superior, el gas no se pierde durante la ope ración.

El interruptor que usa el método de una sola presión, tiene un pistón - el mismo que se encuentra en un ci lindro del disyuntor.

En el momento de la interrupción, el flujo de gas es generado por el mo vimiento del pistón, el mismo que guía el gas a través de la boquilla, la misma que se abre cuando se abren los contactos.

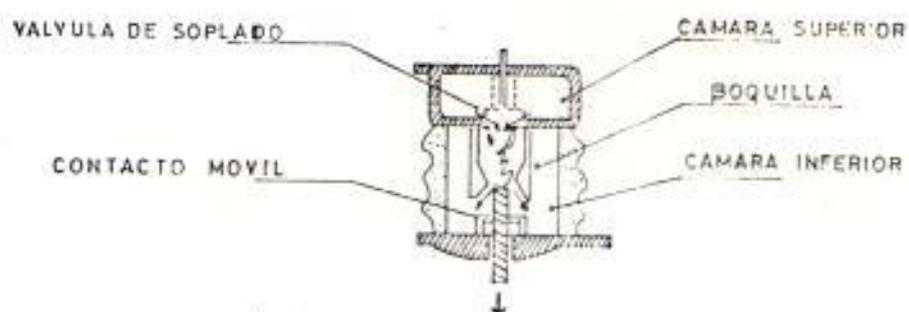
El pistón, la boquilla y el contacto móvil inferior simultáneamente - se mueven hacia abajo en el momento que se abren los contactos, y de es ta forma el gas necesariamente pasa por la boquilla dirigiéndose al ar

co, produciéndose de este modo la interrupción del arco.

Si comparamos los dos métodos de interrupción y por ende los dos interruptores el que usa una sola presión es más ventajoso ya que requiere de una simple construcción, posee un reducido peso y además desarrolla una alta presión del gas en el momento de la interrupción del arco, eliminando de esta manera los problemas asociados con las válvulas de soplado las cuales se pueden tapar o obstruir, también se elimina el uso de compresor de gas, calentadores, termostatos, controles para el motor del compresor y además se eliminan los riesgos de licuefacción del gas. Ver figuras N° 4.1 y N° 4.2.

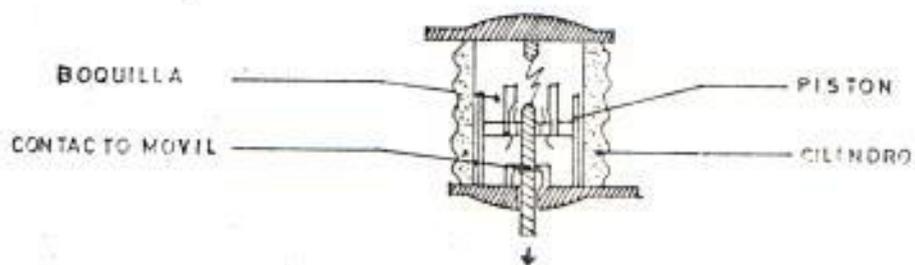
4.1.2. Circuito interruptor

El circuito interruptor es un elemento -



INTERRUPTOR TIPO DOS PRESIONES

FIGURA N° 4.1



INTERRUPTOR TIPO PISTON

FIGURA N° 4.2

conectado en serie generalmente con la carga que se va a proteger, para apertura y cierre de interrupción generalmente usado para operaciones de maniobra y protección de transformadores de poder, capacitores, líneas, etc., requiere de mínimo mantenimiento.

De acuerdo a la normalización de subestaciones en nuestro medio, el circuito interruptor de 69 Kv debe ser del tipo "apertura vertical", para montaje horizontal - la unidad de interrupción herméticamente sellada con gas SF6 e indicador de "posición de cerrado", 350 Kv BIL, 3 polos de apertura conjunta. La unidad de control tiene un elemento que previene el cierre de cuchillas en caso de estar abierto el elemento de interrupción.

El mecanismo que opera el circuito interruptor es de alta velocidad y tiene elementos características que son: provisión para bloqueo automático del mecanismo del

eje de operación, ventana que permite la inspección del desacoplamiento del mecanismo interior y el indicador de posición mecánica, posee cubierta a prueba de polvo, contador de operaciones y otros equipos auxiliares, tiene un interruptor auxiliar (acoplado al circuito interruptor) que puede operar normalmente.

4.1.3. Seccionadores

Los seccionadores llamados también desconectadores o separadores, son utilizados para aislar las diversas partes de un circuito, equipos especiales como son: transformadores, disyuntores, reconectadores, capacitores, etc. También se los utiliza para seccionar barras, para efectuar transferencias ensayos y puestas a tierra, sirven para dejar sin voltaje una parte determinada del circuito con el propósito de poder trabajar en ella sin peligro y con todas las garantías de seguridad.

En caso de mantenimiento a los disyuntores

o avería de estos, se los utiliza como seccionador en derivación y bay-pass.

El seccionador no es utilizado para interrumpir la corriente de carga, es decir que este trabaja con voltaje pero sin carga, por ejemplo los seccionadores utilizados en la entrada y salida de los disyuntores, estos antes de ser operados, primeramente se debe operar el disyuntor de manera que el seccionador no interrumpa la corriente de carga.

Los seccionadores solamente interrumpen intensidades de corriente muy pequeñas como son: pequeños valores de corrientes capacitiva de la parte del circuito que está en el vacío, interrumpen la corriente de los transformadores de voltaje y también la corriente de vacío de los transformadores de potencia pequeños.

Los seccionadores utilizados en las subestaciones son los siguientes:

a. Seccionadores operados por palanca:

Se usan para aislar reconectores, se desconectan con pertigas, tienen un nivel básico de aislamiento de 110 Kv. El montaje de estos seccionadores puede ser en posición vertical u horizontal.

b. Seccionadores operados por motor:

Son operados por un manubrio controlado por motor.

c. Seccionadores con accionamiento por aire comprimido:

Actualmente se lo está utilizando, aprovechando también el uso de los interruptores automáticos.

4.1.4. Interruptores de aire en 13.8 KV

Estos interruptores deben cumplir con algunas especificaciones como son: tripolar apertura en conjunto, montado horizontalmente, interruptor cobre-bronce con cuernos de arco, apertura vertical, con mecanismo manual, poseer un manubrio torcio-

nal que gire en un plano horizontal, también debe incluirse un mecanismo para controlar el desplazamiento de las cuchillas de los seccionadores. Además deben cumplir con las especificaciones y normas del ANSI C-37-30.

Número de polos	3
Voltaje nominal	13,8 KV
Voltaje máximo	15,5 KV
B I L	110 KV
Frecuencia	60 Hz.
Corriente nominal	600/1200 amp.
Corriente momentánea asimétrica	40 Kamp.
Espaciamiento entre polos	60 cms.

4.1.5. Transformadores de protección y medición

Estos transformadores forman parte del equipo de protección y medición, su función principal es bajar el voltaje y corriente a valores adecuados de voltaje y corriente que se utiliza para los relés y equipos de medida.

Los transformadores de protección y medición son:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de voltaje.

4.1.5.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE:

Los transformadores de corriente están diseñados de tal manera - que su devanado primario se conecte en serie con el circuito - cuya corriente se quiere medir o controlar, en cuanto a su devanado secundario este entrega a los instrumentos de medición y a los relés una corriente proporcional a la corriente de línea, llamándose esto la relación de corriente primario a secundaria, la misma que es inversamente proporcional a la relación de las vueltas del primario al secundario, usualmente este arreglo se lo hace - con el fin de producir 5 amperios en el lado del secundario cuando

el rango de corriente está fluyendo en el primario.

Los transformadores de corriente - se clasifican así:

- Tipo barra
- Tipo borne
- Doble secundario
- Multi-relación
- Tipo ventana
- Tipo devanado

Los rangos para especificar un transformador de corriente, es el voltaje nominal, los rangos de corriente y el nivel básico de aislamiento.

4.1.5.2. TRANSFORMADOR DE VOLTAJE:

Un transformador de voltaje o potencial es diseñado para conectar su enrollamiento primario en pa

Lee, No. _____

ralelo con el circuito cuyo voltaje se trata de medir o controlar, mientras que su devanado secundario entrega a los instrumentos de medida y relés su voltaje proporcional al de la línea.

Los transformadores de voltaje son de diferentes tipos:

- Tipo cascada
- Doble secundario
- Neutro a tierra
- Neutro aislado
- Un terminal de alta
- Dos terminales de alta.

Los rangos de los transformadores de potencial dependen de un voltaje nominal, el BIL, y las relaciones de voltaje marcadas.

4.1.6. Reconectores

Los reconectores fundamentalmente se los emplea en los sistemas de distribución a nivel de 13,8 KV, el propósito primordial es el de reducir a un mínimo la duración de los cortocircuitos que se producen en las redes de distribución, limitando en lo posible la magnitud de los daños producidos.

La influencia de las perturbaciones sobre el sistema serán menores mientras más rápido se desconecte y despeje la falla.

El reconector al censar una falla realiza hasta 4 operaciones de apertura y cierre dependiendo si la falla es permanente o no.

Cuando se produce una perturbación pasajera la reconexión es rápida, pero si esta es permanente, el disyuntor interrumpirá nuevamente el circuito, dejándolo fuera de servicio hasta solucionar el daño.

Los reconectores realizan operaciones de apertura y cierre automáticas, son elementos autocontrolados que sirven para interrumpir y reconectar automáticamente un - circuito de corriente alterna a través de una secuencia predeterminada de aperturas y cierres, seguidos de reposiciones o aperturas permanentes.

Los reconectores pueden ser:

- Reconectores monofásicos
- Reconectores trifásicos
- Reconector con control hidráulico
- Reconector con control electrónico.

4.1.7. Capacitores

El capacitor está formado por conductores y dieléctricos, sus características más - importantes es la de almacenar una gran - carga eléctrica en un volumen relativamente pequeño. Los conductores son de lámi

na metálica y el dieléctrico es una película de polipropileno y todo este conjunto se encuentra sumergido en aceite o en un fluido no inflamable.

Los capacitores poseen diferentes capacidades, los hay de 50, 100, 150 y 200 CKVAR, estos capacitores poseen una resistencia interna que les permite descargarse después de haber sido desenergizados. El propósito fundamental por el que se utilizan capacitores es para:

- a. Mejorar el factor de potencia de una línea o de un sistema.
- b. Regular el voltaje en una línea variando el factor de potencia de la energía suministrada a través de la línea.
- c. Aumentar la estabilidad de una línea regulando su tensión y factor de potencia.

Los capacitores pueden ser usados en serie o paralelo de acuerdo a las necesidades -

Inv. No. _____

del sistema.

El uso de capacitores en paralelo está más generalizado por las siguientes razones:

- a. Permite aumentar la capacidad térmica - de los equipos y línea.
- b. Reduce la generación de los KVAR.
- c. Reduce las pérdidas del sistema.
- d. Regula y mejora el voltaje.

4.1.8. Tableros de control, medición y protección

En lo que se refiere a los tableros o paneles, su montaje y selección depende principalmente de la potencia y del tipo de subestación y además de las condiciones ambientales locales.

Todo lo relacionado al conjunto de mando - de los equipos de una subestación (transformador de fuerza, disyuntor, seccionador, etc). los instrumentos de regulación, de medida ,

de registro, y en general todos los circuitos de bajo voltaje, van en los tableros - de control, medición y protección.

En los paneles normalmente se marcan muchas posiciones de operación como son:

- Posición de línea
- Posición del transformador
- Posición de transferencia o acoplamientos o seccionamiento de barras.

Se acostumbra usar por razones de seguridad un tablero de control medición y protección para cada posición.

Hay que mencionar un componente muy importanta de estos paneles que intervienen principalmente en la protección de líneas y otros equipos, este componente es el relé. El relé como ya se mencionó es un instrumento de protección de accionamiento automático, el cual envía una señal de orden para la correcta secuencia de operación de los equipos -

componentes de un sistema, y así evitar o disminuir daños de los equipos por fallas originadas en la operación del sistema.

En nuestros sistemas los relés más utilizados son:

Relés de distancia: Generalmente usados para protección de líneas.

Relés diferenciales: Empleados para la protección de barras, transformadores y generadores.

Relés de sobrecorriente: frecuentemente usados para protección de líneas, generadores y transformadores.

4.1.9. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra tiene un objetivo principal el de proteger a las personas contra diferencias de potencial peligrosas que se producen entre partes normalmente desenergizadas, en el momento que

se produce una falla a tierra, por lo tanto el sistema de puesta a tierra cumple - dos funciones importantes:

- Permite una operación adecuada del sistema eléctrico.
- Ofrece seguridad a las personas.

Durante condiciones de falla, el flujo de corriente a tierra genera gradientes de potencial en el interior y alrededor de una subestación. Por esta razón en el diseño de una malla a tierra se deben tomar todas las precauciones necesarias, ya que los gradientes de potencial en determinados puntos de una subestación pueden ser demasiados altos, y en determinadas condiciones, resultan peligrosas para una persona que camine en el sector.

En la actualidad el diseño de un sistema de puesta a tierra se rige por los requerimientos de seguridad a las personas, además un sistema de puesta a tierra que dá segu

ridad a las personas también permitirá una operación satisfactoria de los equipos eléctricos.

4.1.10. Equipo para protección contra sobrevoltaje

Las subestaciones deben ser protegidas contra sobrevoltajes de origen interno y externo, los de origen interno ocasionados por maniobras realizadas en el sistema y los de origen externo producidos por fenómenos atmosféricos.

La protección contra descargas atmosféricas directas se las hace mediante el empleo de:

- Cables de guardia
- Mástiles
- Varillas de extensión.

Las subestaciones se las protege de las ondas de descarga eléctrica, las cuales pueden entrar por medio de: descarga directa a la subestación o por vía de las líneas -

de subtransmisión conectadas. Los mástiles protectores y los hilos de guardia son utilizados para la protección contra las descargas directas, en cambio los pararrayos son utilizados para limitar la magnitud de las ondas de voltaje, las mismas que entran a la subestación por medio de las líneas de subtransmisión o de las redes de distribución.

Los elementos de protección ya mencionados permiten crear un adecuado apantallamiento del equipo a proteger, evitando que las descargas atmosféricas incidan directamente en ellas.

La protección contra ondas viajeras originadas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión y que llegan a las subestaciones, y también sobrevoltajes originados por maniobra, se la realiza empleando los pararrayos o llamados también descargadores.

4.1.10.1. PARARRAYOS:

Los pararrayos son equipos de pro

tección y que sirven para limitar las tensiones de impulso sobre los equipos eléctricos produciendo la descarga o derivación de la corriente de impulso a su vez evita el flujo de corriente subsiguiente a tierra, además son capaces de efectuar dichas funciones de forma repetitiva.

El pararrayo es un derivador automático de impulsos que actúa para descargar la línea de sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, maniobra u otras perturbaciones del sistema que de otra forma puede ocasionar descargas de contorno o una perforación del aislamiento.

Los pararrayos se proyectan para cortar las tensiones transitorias, descargar la energía transitoria, evitar las reflexiones peligrosas de tensión e

interrumpir el camino de derivación de la corriente de seguimiento a frecuencia industrial en una fracción del ciclo.

Los pararrayos deben tener baja resistencia de puesta a tierra, y para mejorar el efecto de la conexión a tierra, esta debe unirse con el sistema de tierra de la subestación que conecta todos los bastidores - de los aparatos de la subestación. La conexión del pararrayo a la línea se efectúa en el lado de entrada del mismo y lo más cerca al aparato a proteger, por ejemplo, - los transformadores pueden considerarse protegidos aunque tengan un nivel bajo de aislamiento.

Los pararrayos se clasifican en dos grupos:

- Pararrayos tipo expulsión
- Pararrayos tipo válvula.

Los pararrayos tipo expulsión es tán formados por elétrodos ubicados dentro de una cámara que permite confinar el arco y ponerlo en contacto con material envolvente desionizador del arco.

Este pararrayo es muy usado a nivel de 13,8 KV en el sistema Guayaquil.

El pararrayo tipo válvula está constituido por una resistencia no lineal que limita el voltaje a través de los terminales del pararrayo durante el flujo de corriente de descarga y además limita el flujo de corriente subsiguiente que pueda fluir al voltaje normal de frecuencia industrial. Estos pararrayos también se utilizan en las subestaciones del sistema Guayaquil en el lado de 69 KV.

C A P I T U L O V

DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA SUBESTACION CON SF6

El desarrollo de la Ingeniería Eléctrica ha sido tan grande el mismo que se ve reflejado en el área de subestaciones con la incorporación de subestaciones blindadas y aisladas con SF6.

Este tipo de subestaciones se emplean en casos difíciles, en los que la disponibilidad de espacio representa un problema si se emplean las disposiciones convencionales, también en subestaciones costeras, en las cuales pueden presentarse dificultades debido a la contaminación salina de los aisladores, en la actualidad se disponen de subestaciones con SF6 para niveles de tensión hasta 765 Kv.

Un ejemplo muy claro en cuanto a terreno ocupado por las subestaciones, es el de una subestación convencional tipo anillo de cinco disyuntores y de 230 KV la misma que no

malmente ocupa una superficie de 90 x 37 m., mientras - que una aislada con SF6 para una misma disposición que la anterior tan sólo ocupa un espacio no superior a 8 x 22 m., lo cual representa un veintisiete avo del espacio requerido por una subestación convencional. La reducción del volumen puede alcanzar hasta una sesentava parte - con respecto al tipo de subestación convencional.

La minisubestación de SF6 está compuesta de una serie de compartimientos separados, lo cual limita la pérdida de gas en el caso de una fuga, además cada compartimiento - posee vigilancia propia y se pueden disponer alarmas de sobrepresión y depresión. También se instalan discos de ruptura en cada compartimiento para reducir la sobrepresión en el caso de presiones extremas.

Los principales elementos de la subestación, completamente encerrados en la instalación de SF6 son los disyuntores, interruptores, seccionadores, interruptores de tierra, transformadores de corriente y potencial, barras colectoras, casquillos aisladoras de salida desde el SF6 - hasta la conexión con líneas aéreas, transformadores y otros equipos exteriores. Equipos tales como transformadores, condensadores en derivación, no se fabrican como parte del sistema aislado de SF6.

Conviene señalar que el SF6 se conoce, desde un punto de vista químico y físico, desde el año 1.900, aproximadamente. Pero alrededor del año 1.940, cuando se empezó a pensar en su posible aplicación como dieléctrico. En la década de los 60, aproximadamente 1.965, se construyen las primeras instalaciones eléctricas de maniobra empleando dicho gas.

La tecnología del SF6 es muy solicitada para equipos eléctricos de alta tensión y extra alta tensión. Actualmente se construyen en SF6 todos los equipos de una subestación, ya que de esta manera se llega a una franca disminución del área y volumen ocupados, permitiendo además una operación a elevados niveles de tensión y corriente sin que se creen problemas serios como altas inducciones, riesgos excesivos para el operador, etc.

"¿Qué es una subestación encapsulada en metal y aislada con SF6 ?"

Esta subestación es la realización según un esquema de terminado y de acuerdo a las necesidades de explotación de diversos aparatos eléctricos de maniobra (interruptores, seccionadores, transformadores de medida, etc.) inmersos en un ambiente de SF6 en estado gaseoso, cuyas

funciones son equivalentes a las cumplidas por los aparatos correspondientes en instalaciones convencionales.

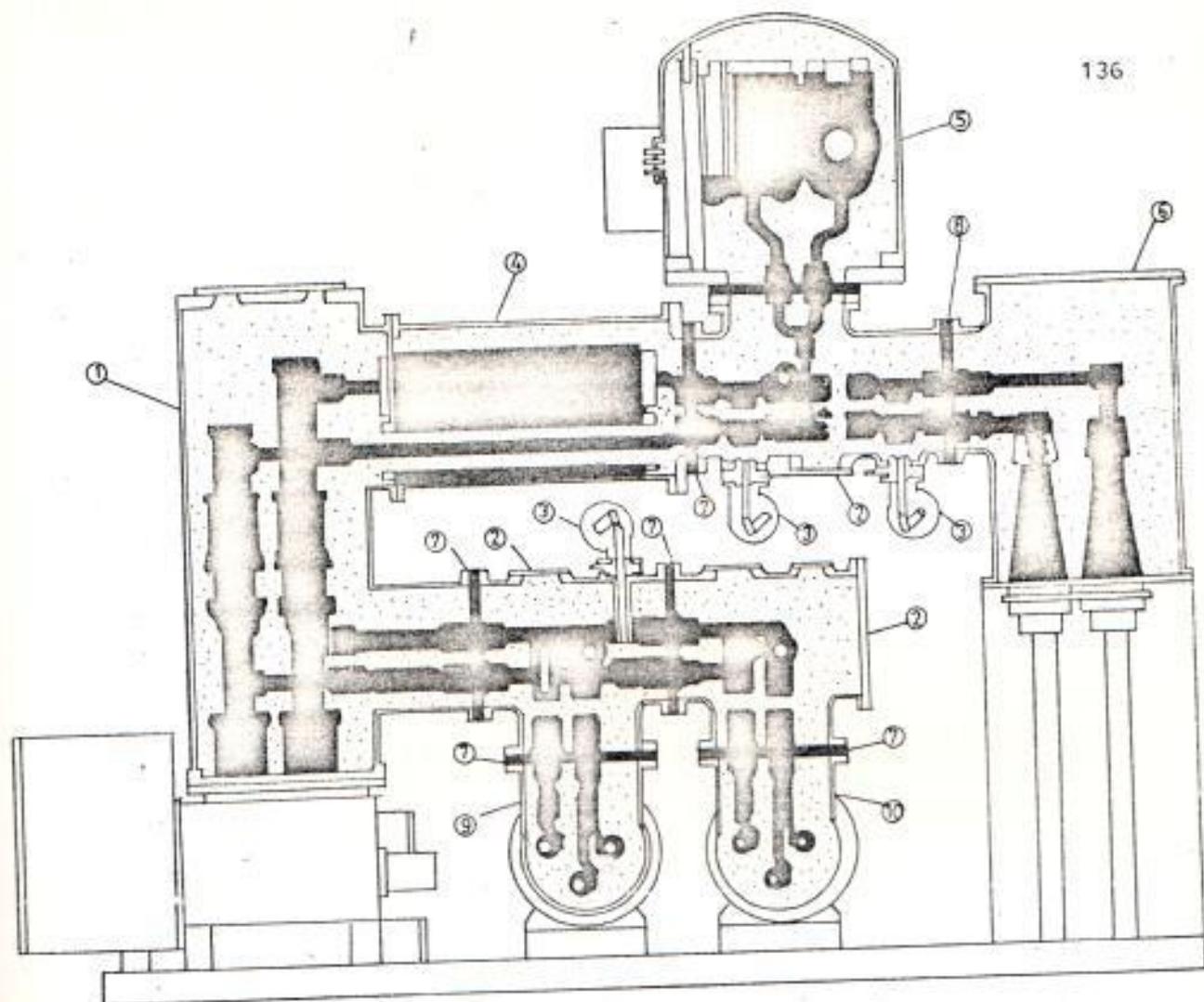
En este tipo de subestaciones, el encapsulamiento de los conductores eléctricos y de todos los elementos correspondientes es el problema fundamental en subestaciones aisladas por SF6 el mismo que se ha solucionado mediante el encapsulamiento monofásico (o monopolar) y el encapsulamiento trifásico (o tripolar).

En cada caso el conductor está suspendido mediante apoyos de material aislante que sirven de separadores herméticos entre secciones.

Las condiciones múltiples en las que puede emplearse subestaciones completamente aisladas y la necesidad de una fabricación económica, han exigido que la construcción de ellas sea mediante módulos. Un ejemplo de un módulo, es que se muestra en la figura N° 5.1.

Un módulo está constituido de los siguientes elementos:

- Interruptores
- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente



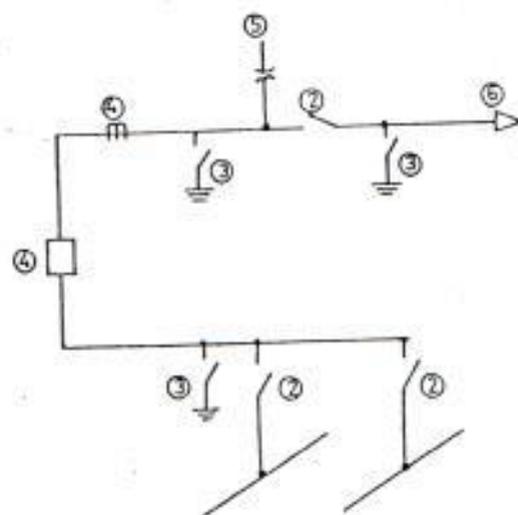
EXPLICACION

- ① DISYUNTOR
- ② SECCIONADOR
- ③ LLAVE DE PUESTA A TIERRA
- ④ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- ⑤ TRANSFORMADOR DE VOLTAJE
- ⑥ CAMARA DEL EXTREMO SELLADO DEL CABLE
- ⑦ BARRERA DE GAS
- ⑧ SOPORTE AISLANTE
- ⑨ BARRA PRINCIPAL
- ⑩ BARRA DE RESERVA

 PARTES ACTIVAS

 GAS SF₆

 ENVOLTURAS



MODULO DE LA SUBESTACION CON SF₆

FIGURA N° 5.1

- Desconectadores
- Desconectadores de puesta a tierra de trabajo
- Barras colectoras
- Bushing
- Salida de cables

Hoy en día estas subestaciones pueden ser instaladas en interiores de una construcción o en lugares exteriores a una construcción, pero en ambos casos el ahorro de espacio, de área y de volumen ocupado es considerable.

Es conveniente anotar que una sección modular debe cumplir las siguientes condiciones técnicas.

- Permitir la construcción de instalaciones a partir de pocos elementos modulares básicos.
- Permitir la ejecución de diversas disposiciones básicas de conmutación (esquemas de barras en subestaciones convencionales).
- Adaptarse a distintas condiciones de espacio en el lugar de la instalación.

- Permitir ampliaciones posteriores.
- Permitir flexibilidad de operaciones y mantenimiento.
- Permitir recambios sin desmontar partes importantes - del conjunto.
- La disposición de los equipos debe permitir fácilmente el acceso a ellos durante mantenimiento.
- Facilitar el control.

En lo que respecta a este capítulo, se toma como referencia el equipo modular de la figura N° 5.1., considerando que varios de estos módulos pueden ser usados dependiendo de la configuración de barras. Además el módulo tomado como referencia se utiliza para voltajes comprendidos entre 70 KV a 170 KV, según la compañía Brown Boveri.

Por lo general los fabricantes mantienen una misma disposición de los equipos de la subestación, para un determinado esquema de barras, variando solamente las distancias de acuerdo con el nivel de voltaje que se desee y además la construcción de sus componentes se someten a las normas en vigencia.

5.1. CARACTERISTICAS

Una subestación aislada con SF₆ llamada también GIS (Gas Insulated Substation), está compuesta de los siguientes equipos:

- Interruptores o disyuntores
- Seccionadores
- Llaves de puesta a tierra
- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial
- Pararrayos
- Barras colectoras
- Interconexión cables - subestación
- Acoplamiento con el transformador
- Sistema de gas
- Sistema de tubería de aire comprimido

Es muy importante anotar y mencionar que la mayor parte de los componentes en SF₆ realizan funciones iguales con respecto a los equipos de una subesta-

ción convencional, equipos como son: Interruptores , seccionadores, transformadores de corriente y potencial, y pararrayos, considerando que lo único que cambia es su construcción, todo esto lo veremos en este capítulo.

En lo referente a la protección contra descargas atmosféricas se utiliza el mismo equipo de protección que el usado para una subestación convencional como son: cables de guardia, mástiles o varillas de extensión y usándose para las ondas viajeras los pararrayos.

5.1.1. Interruptores o disyuntores

Los disyuntores usados en GIS son unidades - tipo tanque muerto con cámara de interrupción para cada una de las fases y además las tres fases contenidas en un sólo encapsulamiento - metálico común.

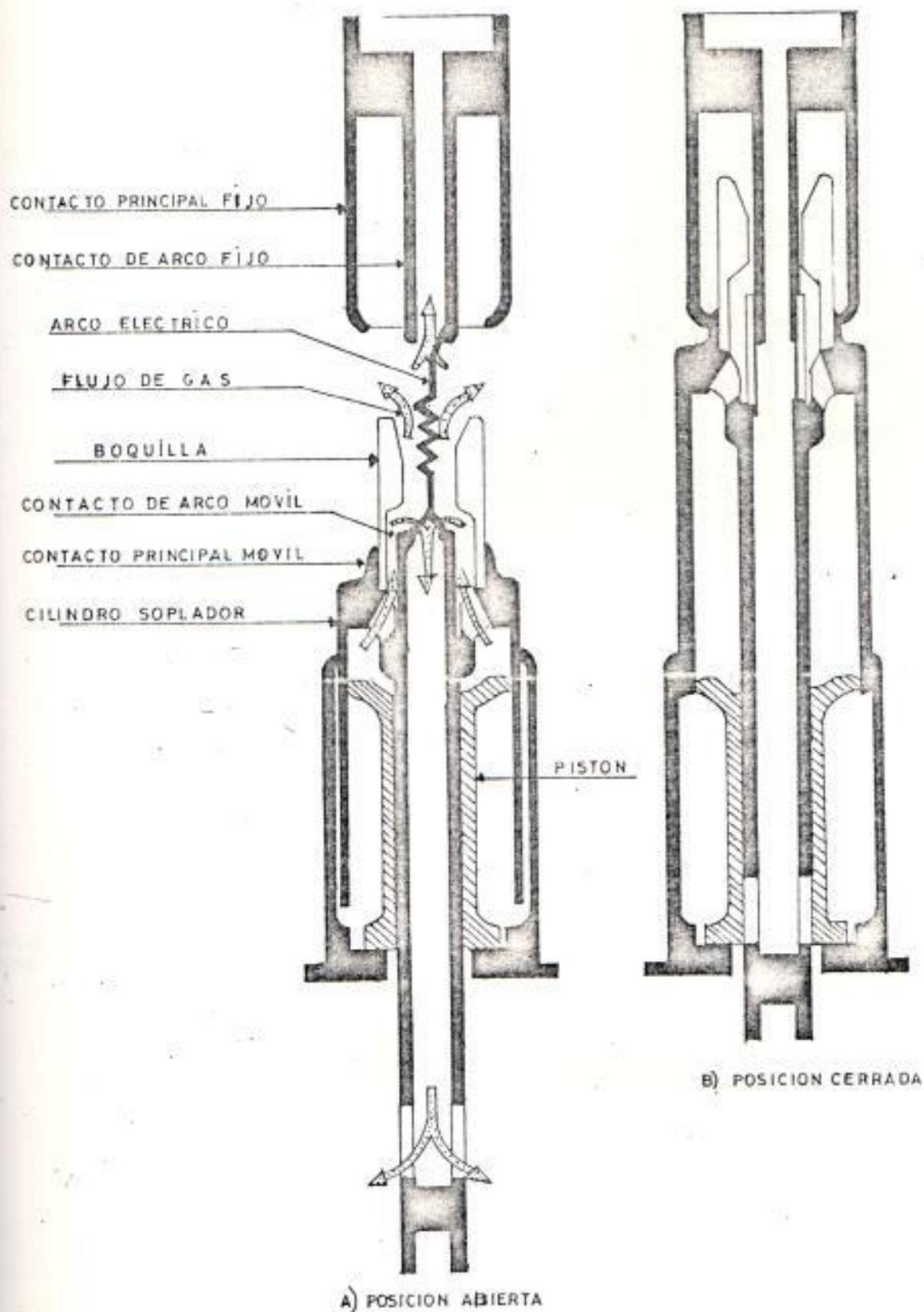
Las cámaras de interrupción para cada fase - son aisladas entre sí por material aislante - para eliminar la influencia del arco entre - las fases adyacentes. La interrupción es rea

lizada por medio de un mecanismo de manejo - que se encuentra a un lado del encapsulamiento, el cual mueve la varilla de accionamiento aisladora y el contacto móvil hacia abajo, el cilindro soplador está simultáneamente - comprimiendo el gas, el cual es expulsado a través de la boquilla y de esta forma extinguiendo el arco entre los contactos. Luego de esto el contacto móvil se desplaza hacia arriba hasta ponerse en contacto con el contacto fijo, la cámara de interrupción se muestra en la figura N° 5.2.

La fuerza de apertura es provista por la - energía almacenada en el resorte de aceleración o mecanismo neumático. En el cierre, los contactos son impulsados a la posición - de cierre por el resorte además no hay fuga de gas durante el cierre. El mecanismo de operación de este interruptor es neumático, este interruptor se muestra en la figura N° 5.3.

5.1.2. Seccionadores

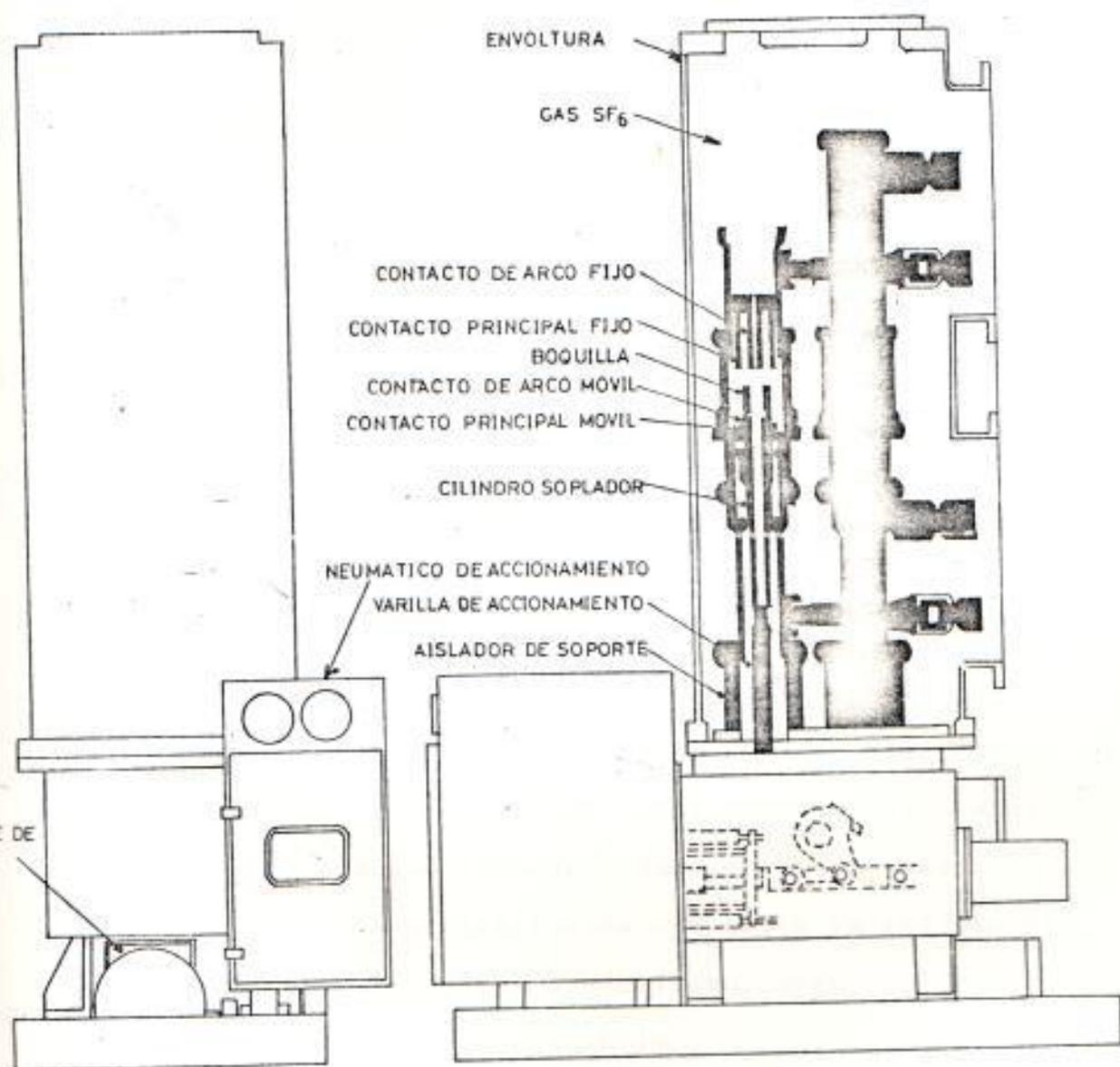
Desde la instalación de seccionadores en GIS



ESTRUCTURA DE LA CAMARA DE INTERRUPCION

FIGURA N° 5.2

Inv. No. _____



INTERRUPTOR AUTOMATICO

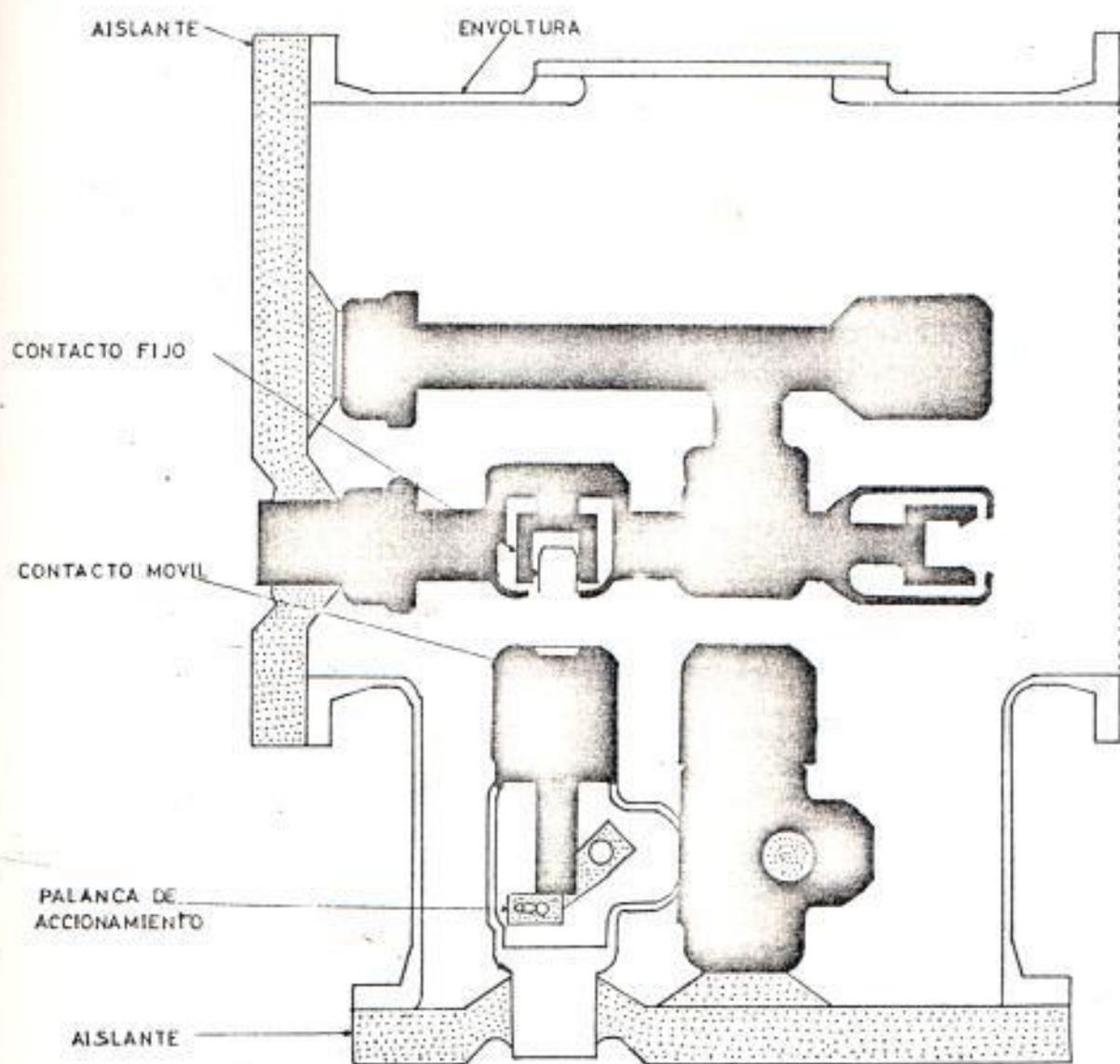
FIGURA N° 5.3

no resultan tan accesibles en la parte exterior por lo tanto deben tener una alta confiabilidad. Cuando los contactos móviles se desplazan en dirección axial, se denominan seccionadores tipo lineal.

Todos los seccionadores poseen contactos de pequeño tamaño, además tienen una protección para mejorar la distribución del campo eléctrico y tienen una alta rigidez dieléctrica.

Los contactos son operados por la rotación de la palanca de accionamiento que tiene igual propósito que la de los disyuntores, es decir, el movimiento del contacto móvil.

Del mismo modo que los tipos convencionales, estos seccionadores pueden ser equipados con varios mecanismos de operación ya sea manual, motor, resorte o neumático. Este tipo de seccionadores puede abrir y cerrar corrientes de carga de barras colectoras y corrientes de excitación de transformadores sin carga con un pequeño movimiento del contacto y con una velocidad de separación del contacto relativa



SECCIONADOR

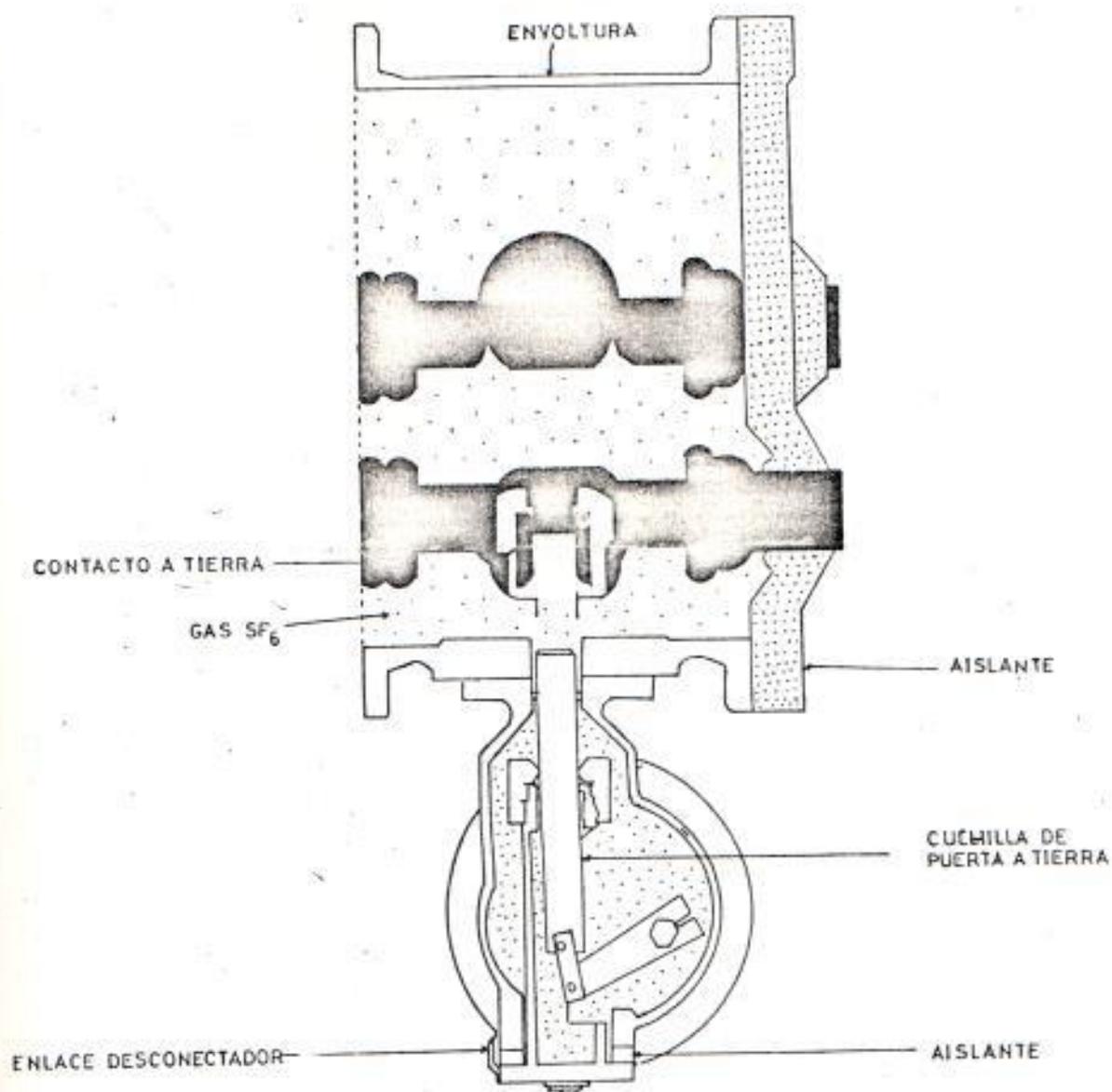
FIGURA N° 5.4

mente lenta, gracias a la excelente propiedad de extinción del arco y rigidez dieléctrica del gas SF₆, la figura N^o 5.4., muestra un seccionador.

5.1.3. Llaves de puesta a tierra

Debido a que los contactos de las llaves de puesta a tierra no pueden ser observados desde afuera del GIS, estas llaves son en clavadas con los seccionadores de tal manera que la inspección de las partes de los seccionadores pueda realizarse con toda confiabilidad y de forma segura. Aunque normalmente están sujetos a los seccionadores, las llaves de tierra pueden instalarse separadamente.

Llaves de puesta a tierra muy rápidas a prueba de fallas son usadas para las barras colectoras y entrada de cables, en donde se usan mecanismos de resorte operados por motor o neumático. La operación normal es generalmente adoptada para otras situaciones, aunque esto es posible aplicar en lugar de



LLAVE DE PUESTA A TIERRA

FIGURA N.º 5.5

mecanismos de resorte operador por motor o neumático.

La figura N° 5.5., muestra la construcción interna de una llave de puesta a tierra.

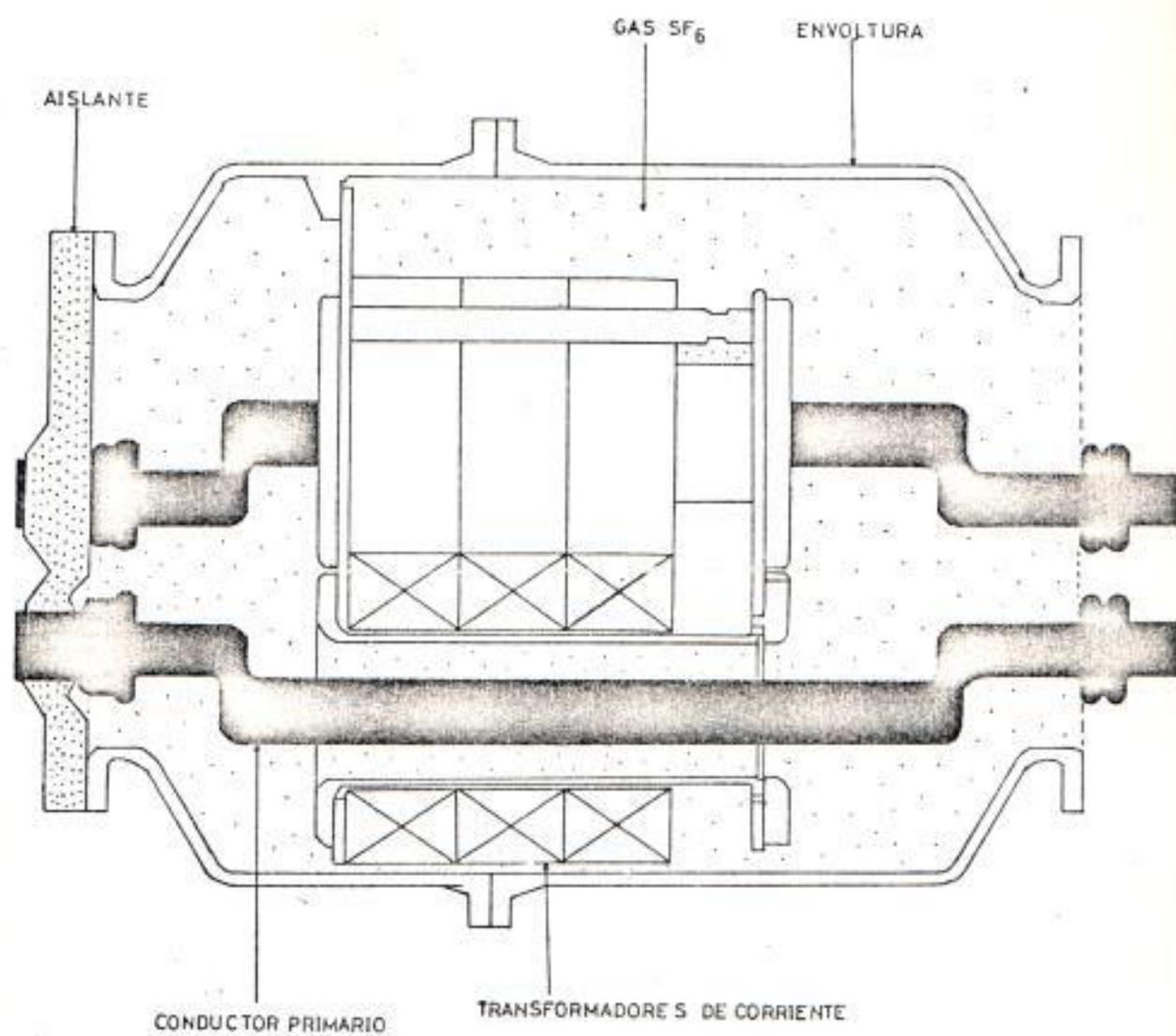
5.1.4. Transformador de corriente

El transformador de corriente es tipo núcleo anular, están montados dentro de un encapsulamiento trifásico común, estos transformadores son instalados en situaciones o también lugares prescritos por la protección del sistema. Su estructura tiene que ser diseñada de tal manera que sus polaridades puedan ser chequeadas y también el paso de corriente primaria desde las llaves de puesta a tierra.

La figura N° 5.6., muestra la construcción interna de un transformador de corriente.

5.1.5. Transformadores de potencial

Estos transformadores son compactos, de peso ligero y son de alambre bobinado, además se



TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

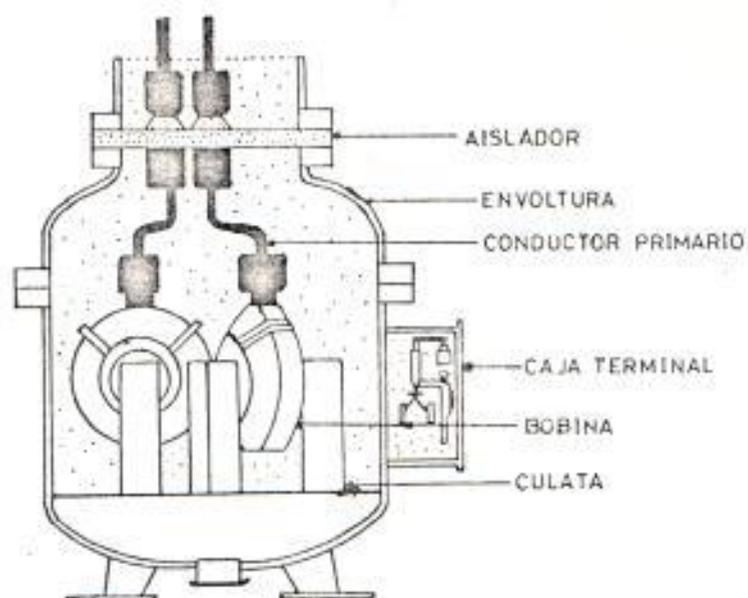
FIGURA N.º 5.6

ajustan a las necesidades y están convenientemente bien situados en subestaciones blindadas y aisladas con SF₆, un devanado trifásico es insertado en un contenedor y aislado con gas SF₆ desde el encapsulamiento, la figura N° 5.7., muestra su construcción interna.

Los transformadores de potencial son instalados en lugares donde exactamente se los necesite y aunque la presión del gas es verificada en común con la circuitería principal, es posible hacerlo también separadamente.

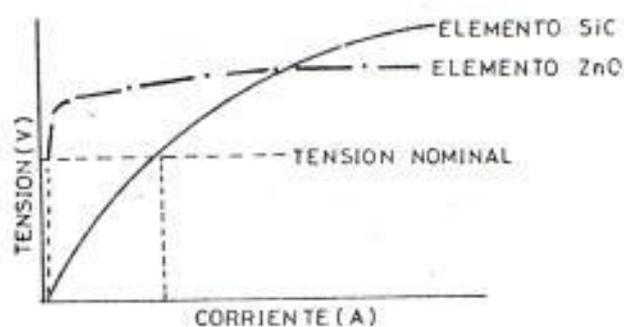
5.1.6. Pararrayos

Durante mucho tiempo los pararrayos convencionales han sido construídos utilizando el carburo de silicio (Si C), pero en éstos últimos años, se ha descubierto que las características de los pararrayos que se construyen con óxido de zing (ZnO), superan las características de los pararrayos de carburo de silicio, figura N° 5.8., aún más si el aislamiento es con gas SF₆, el pararrayo de óxido



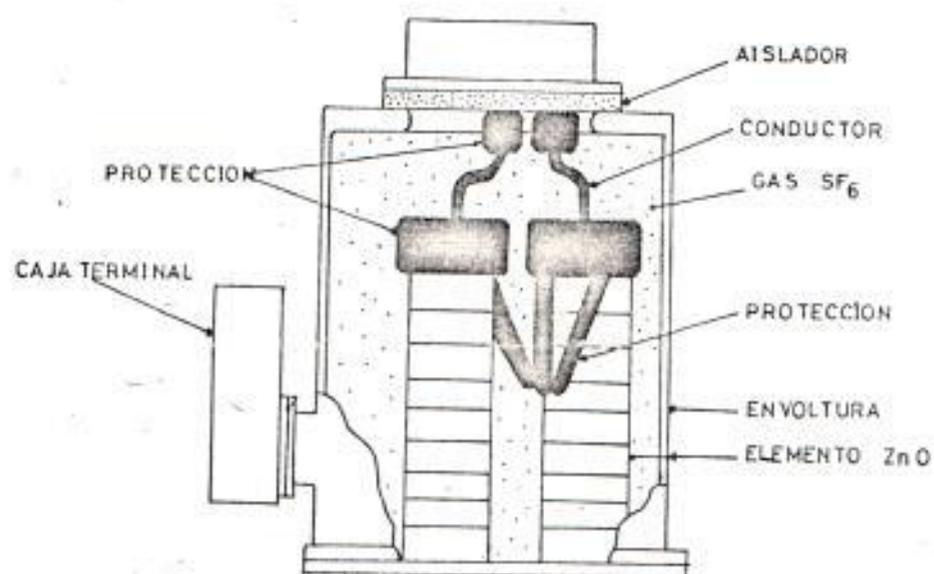
TRANSFORMADOR DE TENSION

FIGURA N° 5.7



COMPARACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS SiC Y ZnO

FIGURA N° 5.8



DESCARGADOR

FIGURA N° 5.9

de zing tiene una no linealidad en lo que respecta a los valores de voltaje y corriente, lo que permite una corriente de solamente 1 ma., en el rango de voltaje de la red.

En la figura N^o 5.9., se muestra la construcción de un pararrayo de óxido de zing. Un número de elementos de óxido de zing consistentes con el rango de voltaje son apilados o colocados dentro de un tubo aislado y con un resorte que provee la presión de contacto como el encapsulamiento está al mismo potencial de tierra, se producen capacitancias distribuidas entre el elemento y el encapsulamiento produciendo un deterioro de la distribución de potencial, pero esto es corregido por una protección en derivación. Este método elimina la necesidad de elementos derivados, simplificando la estructura y mejorando la confiabilidad.

5.1.7. Barras colectoras

La estructura de estas barras colectoras comprende tres conductores en un encapsulamiento

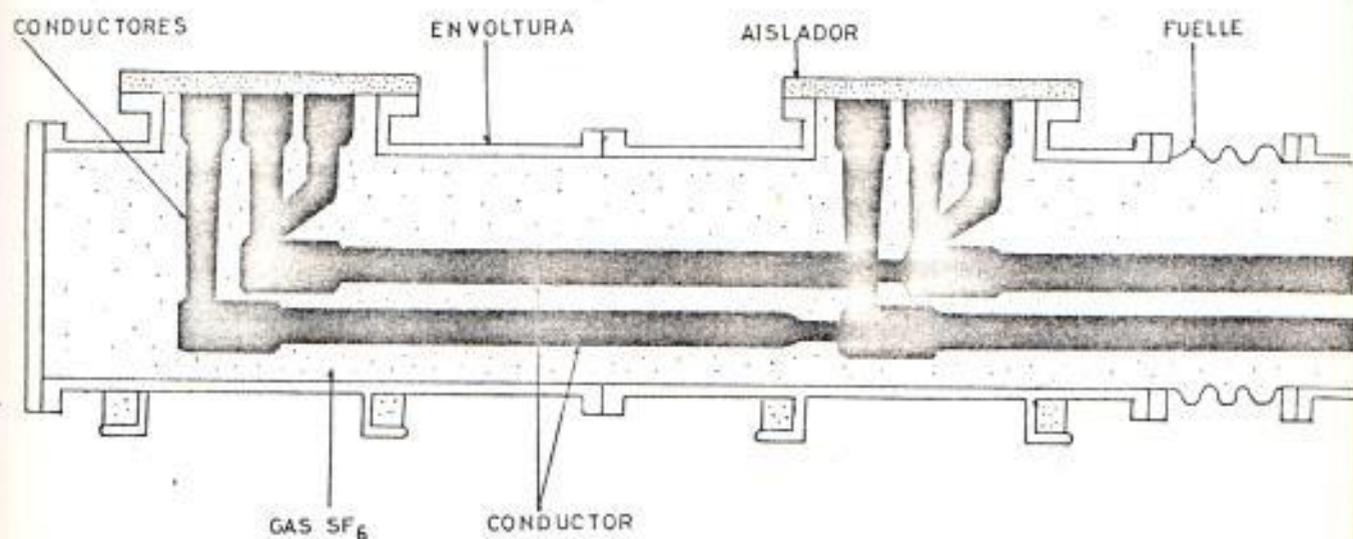
to metálico común, con aisladores de soporte para cada conductor asegurando solamente al conductor, este encapsulamiento se muestra - en las figuras N° 5.10 y N° 5.11.

Para comenzar la variación en tamaño causada por un cambio en temperatura y otros factores, se utilizan juntas flexibles y contactos cónicos en la conexión de las distintas partes de conductores, además se introducen fuelles de acero inoxidable entre los encapsulamientos, en lugares apropiados.

5.1.8. Interconexión cable - subestación

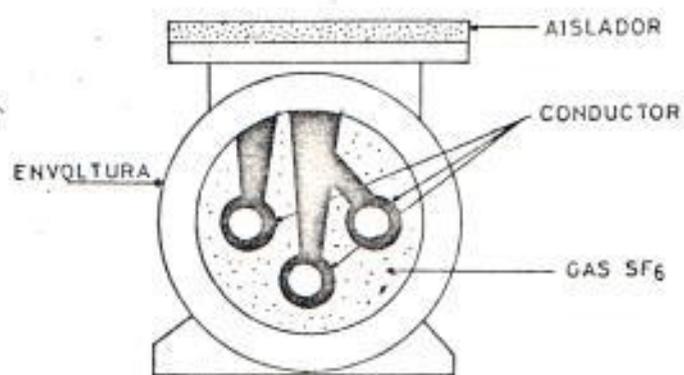
La figura N° 5.12., muestra la conexión en tre el cable de alimentación y la subestación blindada y aislada con SF6.

La cámara que permite realizar la interconec ción de tal manera que los cables y/o aisladores pasamuros de prueba, puedan conectarse y permitir las pruebas de resistencia a los cortocircuitos en el lugar de la instalación.



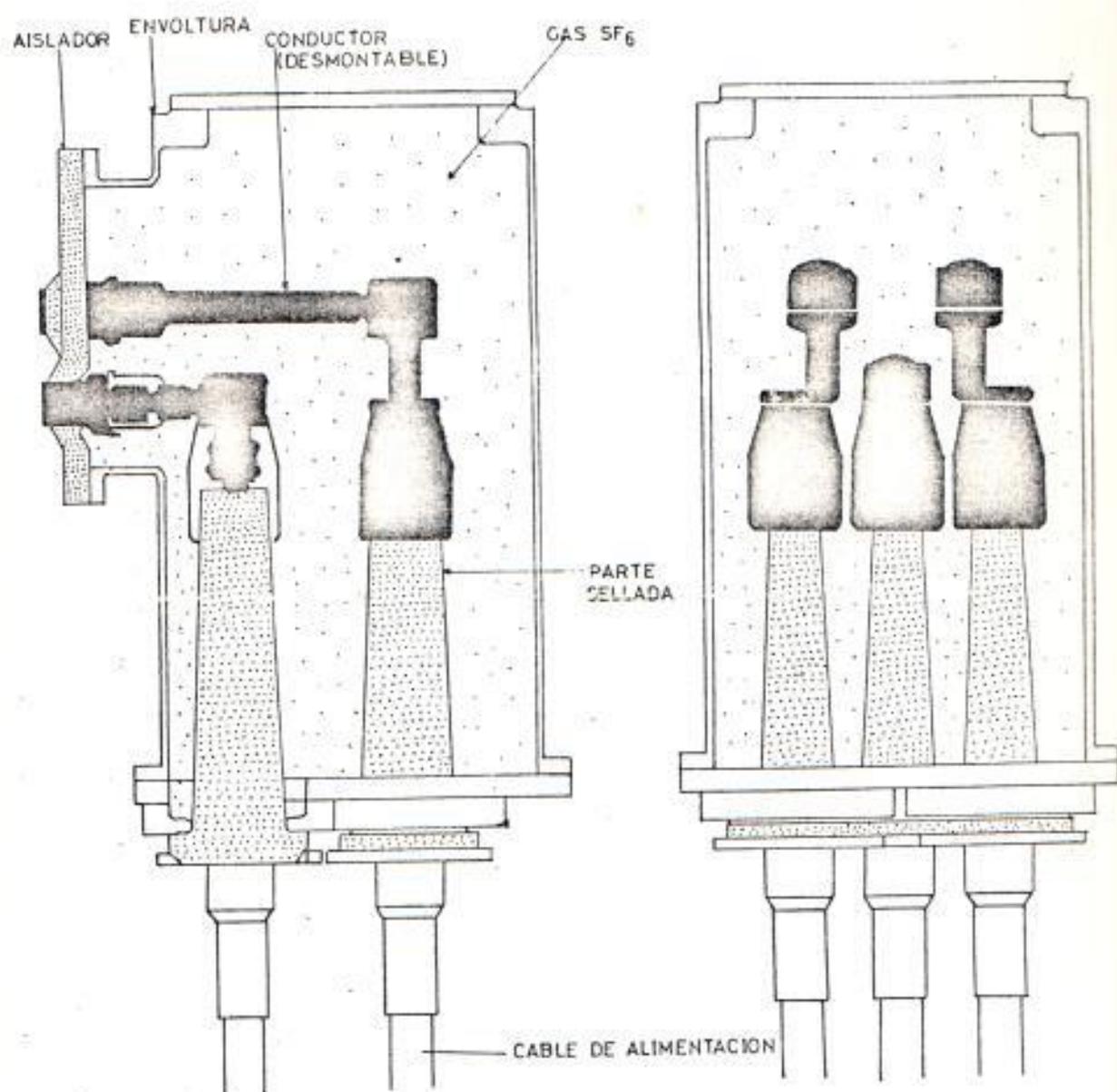
BARRA COLECTORA

FIGURA N.º 5.10



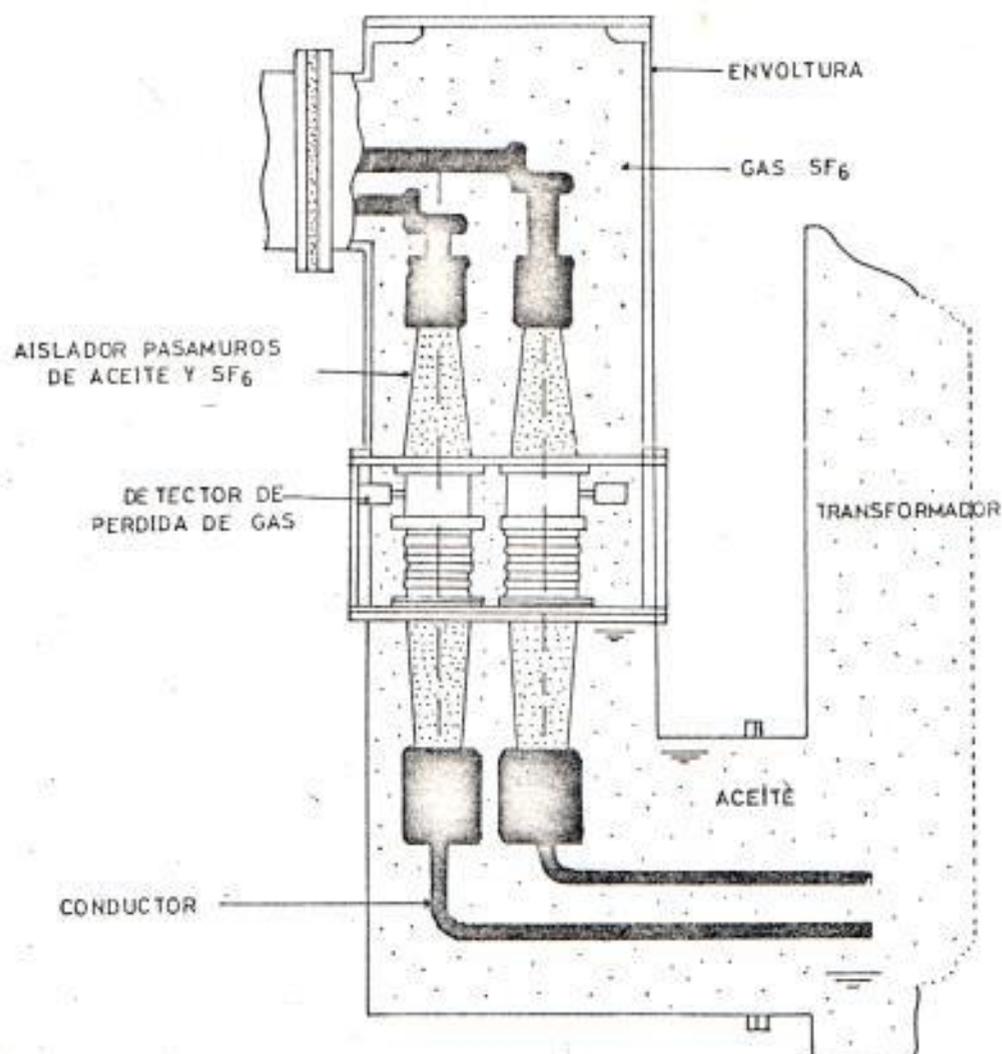
CORTE TRANSVERSAL DE UNA BARRA COLECTORA

FIGURA N.º 5.11



CAMARA DEL EXTREMO SELLADO DEL CABLE

FIGURA N° 5.12



CONEXION TRANSFORMADOR-GIS

FIGURA No. 5.13

La cámara que constituye la caja de terminales puede permitir el montaje, si así se re quiere, de una toma central para cables.

5.1.9. Acoplamiento con el transformador

La figura N° 5.13., muestra el acoplamiento entre el transformador y la subestación blin dada y aislada con SF6.

Un sistema de esta naturaleza reduce el es pacio de la subestación lográndose además - una estructura completamente sellada y un marcado mejoramiento de la protección con tra las condiciones ambientales.

La sección de acoplamiento con el transformador emplea, un aislador de aceite y SF6 , la construcción permite montar un detector de pérdidas en el aislador para evitar esca pes del gas SF6 al interior del compartimien to de aceite del transformador, sin embargo esto no es muy probable que ocurra.

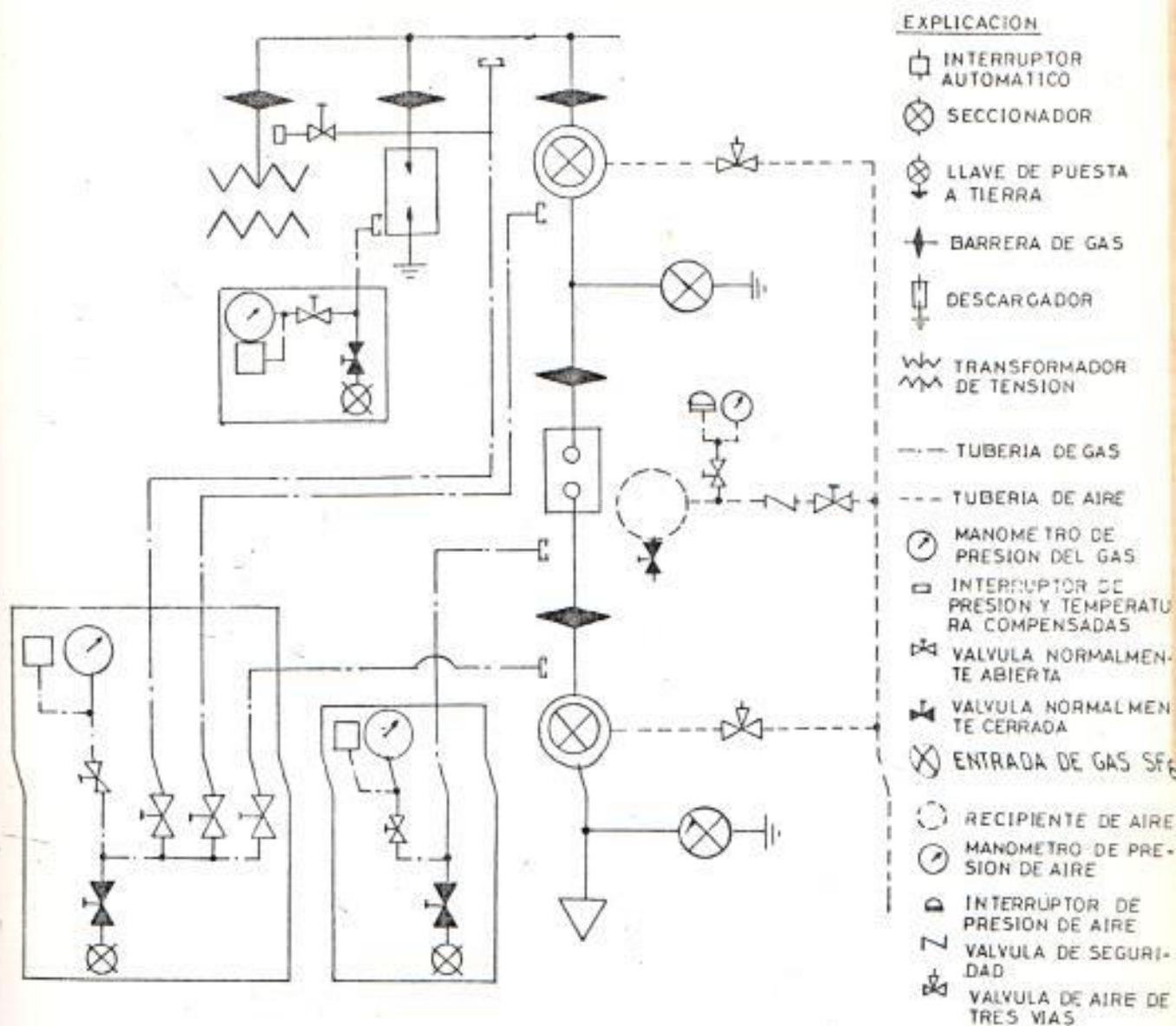
5.1.10. Sistema de gas

Equipo	Presión nominal	Presión Alarma	Presión Cierre
Interruptor	5	4,5	4,0
Otros compo nentes.....	4	3,0	--

En esta tabla se muestran las presiones : nominal, alarma y cierre del equipo. Las presiones del gas son verificadas por los interruptores de temperatura y presión, además medidores o manómetros de presión son instalados en cada una de las secciones del gas.

Cuando se detecta una densidad anormal del gas , el sistema de verificación alerta al personal por medio de alarmas audibles y visibles, indicando el mal funcionamiento.

En la figura N° 5.14., se muestra un ejemplo del sistema a gas de la subestación. Las secciones de gas son divididas por espaciadores aislantes para cada unidad del equipo, es así que los interruptores y pararrayos están provistos de manómetros de presión y temperatu-



SISTEMA DE TUBERIAS DE GAS Y AIRE

FIGURA N° 5.14

ra, y también orificios para el suministro de gas.

Para los seccionadores y barras colectoras, hay un sistema que realiza la verificación total y constante, además este sistema separa las secciones de gas para cada equipo, por medio de válvulas en cada sección que facilitan la inspección de la instalación.

5.1.11. Sistema de tubería de aire comprimido

Este mecanismo de control usa una presión de aire de 15 Kgr/cm², el cual constituye el equipo normalizado para la operación de interruptores, seccionador y llaves de puesta a tierra un ejemplo del sistema de aire aplicado se muestra en la figura N° 5.14. Para los interruptores, por lo general hay un recipiente especial de aire, con una capacidad suficiente para dos interrupciones, un manómetro de presión e interruptores que verifican la presión de aire automáticamente que funcionan en caso de existir pérdidas de presión. Los seccionadores tienen una válvula -

de tres vías para controlar las operaciones de cierre.

5.1.12. Los ductos metálicos

Los ductos metálicos tienen dimensiones que corresponden a la tensión nominal y a la geometría de los elementos que contienen.

Se ensamblan mediante bridas unidas por pernos, aunque también se prefiere a la soldadura por las siguientes razones:

- El trabajo de ensamble en la fábrica o en la obra es más breve.
- El desmontaje de los elementos, si lo requiere es muy fácil.
- Se evita el riesgo que penetren partículas metálicas.

Para minimizar la porosidad y reducir así - en todo lo posible el nivel de fugas en operación, la mayoría de los ductos se constru-

Inv. No. _____

yen a partir de chapas laminadas y no de fundición. Así es posible garantizar una proporción anual de pérdidas inferior al 1 % de la masa del gas, en la práctica, se comprueba que la cantidad de gas perdido es mínimo.

5.1.13. División en compartimientos

El objetivo de la división en compartimientos de los ductos es el siguiente:

- Evitar que se vacíe toda la subestación cuando se extiende una instalación o se completa una cámara o cuando se cambia un elemento. Los compartimientos que no quedan afectados pueden permanecer en tensión y presión, por ejemplo cuando se desmonta un disyuntor.

- Impedir la propagación a compartimientos adyacentes de defectos internos que podrían verificarse. Para esto, los compartimientos están separados por paredes aislantes al interior de los ductos y que también sirven de soportes para el conductor.

Estas paredes deben soportar una presión nominal por lo menos igual a la presión máxima de gas puesto que, durante un desmontaje, pueden ser sometidos a la presión máxima de SF₆ de un lado y la atmósfera del otro lado.

- Para evitar fuertes subidas de presión, por ejemplo, si la protección de la subestación no ha funcionado por causa de falla, cada compartimiento lleva una membrana de seguridad calibrada, con una tapa de protección. Esta membrana evita cualquier riesgo de explosión del compartimiento cualquiera que sean las condiciones.

5.1.14. Fallas y mantenimiento

El inicio de una falla es un aumento excesivo de la presión, lo que implica una ruptura del encapsulamiento si los elementos no disponen de la membrana de sobrepresión.

Otras fallas son originadas por las descargas internas (arcos) los que originan daños

considerables, por lo que deben ser evitados. Las fallas se las detecta mediante relés de protección y se las elimina mediante los interruptores de puesta a tierra o dejando fuera de servicio la parte afectada. Para localizar una falla se emplean sensores que detectan la variación de algún parámetro.

En lo referente al mantenimiento, los diseñadores han puesto especial atención en aspectos como larga vida y poco mantenimiento. Cada fabricante describe detalladamente la frecuencia y duración de los programas requeridos para una operación confiable de la subestación, destacándose labores de inspección y verificación, también labores de mantenimiento propiamente tal.

Se realizan inspecciones de humedad, presión y posición de los seccionadores, interruptores de puesta a tierra y en todos los elementos que tengan partes móviles.

Según Brow Boveri, sus interruptores requieren revisión luego de 10 operaciones a plena

carga y de 2000 operaciones en vacío, al igual que los seccionadores e interruptores de puesta a tierra.

Sirve de mucho indicar los pasos a seguir para una intervención en un elemento o sección de un módulo, los mismos que son los siguientes:

- Desenergizar, para tener elementos fuera de servicio.
- Aterrizar
- Evacuar el gas
- Abrir el encapsulamiento
- Efectuar el trabajo o recambio
- Limpiar cuidadosamente las partes comprometidas.
- Montar y cerrar el encapsulamiento.
- Finalmente inyectar el gas SF6.

5.1.15. Ventajas y desventajas de las subestaciones blindadas y aisladas con SF₆ frente a la subestación clásica

Las principales ventajas incluyen:

- La reducción dimensional que proporciona una mejor integración en el medio ambiente.
- La fácil adaptación a los varios esquemas eléctricos que permiten realizar una arquitectura compacta.
- Su utilización tanto al interior como a la interperie.
- El fácil montaje en la obra.
- Mayor seguridad y sencillez de explotación.

a. Reducción de espacio:

El ahorro de espacio de una subestación con SF₆, con respecto a una subestación convencional está alrededor del 80 %, o

lo que es lo mismo el área ocupada por una subestación con SF6 se encuentra en un 20 % de la ocupada por una subestación convencional.

Los valores indicados hacen resaltar la importante economía tanto financiera como de infraestructura, en el caso de subestaciones urbanas o de instalaciones en lugares donde la naturaleza del terreno no permite instalaciones clásicas. Resulta importante anotar que, el ahorro de espacio y el porcentaje del mismo depende del esquema y número de barras y en especial de la forma de conexión de líneas y transformadores, siendo menor cuando la conexión es con cables subterráneos y mayor cuando la conexión es con cables aéreos.

b. Arquitectura:

La concepción de una subestación blindada se basa en dos consideraciones:

atmosférica, humedad, borde del mar, contaminación química. En el caso de subestaciones a la interperie se requiere de una cubierta ligera durante el período de montaje del equipo blindado.

d. Sencillez del montaje en el sitio:

Los elementos que constituyen un módulo están reunidos sobre un bastidor el mismo que descansa sobre rieles que son de posicionamiento sencillo con respecto a la obra civil. Esto permite montar con rapidez los diferentes módulos constituidos por los equipos.

e. Seguridad y confiabilidad:

Al tener todas las partes vivas dentro de un encapsulamiento metálico y puesto a tierra, no hay el peligro de descargas eléctricas al personal.

Este encapsulamiento libera de variaciones atmosféricas como lluvia, humedad, contami

nación, etc., por lo cual la confiabilidad de estas subestaciones es mayor.

f. Costo:

De manera general puede decirse que esta es la desventaja principal de las subestaciones aisladas con SF₆, ya que el costo de los equipos respecto de los empleados en una subestación convencional son mayores.

Pero con el transcurso de los años se siguen usando más y más este tipo de subestaciones debido a sus características y además el número de fabricantes es considerable, lo cual producirá una disminución en el costo de los equipos que conforman estas subestaciones.

C A P I T U L O V I

EJEMPLO DE APLICACION EN AREA URBANA

El propósito fundamental de este capítulo es realizar un estudio técnico económico comparativo entre una subestación convencional y una subestación que utiliza equipos con SF₆, este estudio será de carácter demostrativo y siempre de acorde con la realidad.

6.1. INFORMACION BASICA

En el estudio de la planificación de la expansión del sistema eléctrico de Guayaquil realizado por la ESPOL, en cuanto a la selección de la configuración eléctrica más conveniente de las subestaciones de distribución y después de considerar factores como, análisis técnico - económico, número de entradas y salidas, confiabilidad, se determinó que el esquema de subestación más conveniente es el de barra principal y transferencia.

Para llegar a la determinación de este esquema de subestación fue necesario realizar un estudio técnico - económico de varias alternativas de equipamiento, considerando que estas deben satisfacer los requerimientos del sistema en cuanto a confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio. La alternativa escogida es aquella que representa la manera más efectiva de satisfacer los parámetros ya citados al menor costo posible.

Las configuraciones que fueron escogidas y que constituyen las alternativas son las siguientes:

- Barra simple
- Barra doble y simple disyuntor
- Barra principal y transferencia

El estudio técnico de estas configuraciones se basa en el análisis de las ventajas y desventajas que presenta cada alternativa (Capítulo III).

El análisis económico se basa en la obtención de los costos de inversión de cada alternativa, las cuales son mostradas a continuación:

ANALISIS DE COSTOS

CONFIGURACION ELECTRICA	RELACION DE COSTO
Barra simple	0.9973
Barra principal y trans ferencia.....	1
Barra doble y simple - disyuntor	1.1679

Analizando la información técnica y la de este cuadro se concluye que la alternativa que cumple con los requerimientos técnicos del sistema y con el criterio de mínimo costo es la configuración de barra principal y transferencia.

Consecuentemente en la expansión del sistema eléctrico de la ciudad de Guayaquil, se considera esta configuración en la planificación de las subestaciones de distribución.

El presente trabajo de tesis toma como referencia todo lo mencionado anteriormente, es decir que el esquema escogido para el estudio es barra principal y de transferencia. Este esquema se compara con otro cuyo equipamiento se lo realiza con equipos en SF6.

Esto quiere decir que no se usa un equipamiento totalmente encapsulado y aislado con SF₆, ya que a nivel de 13.8 KV normalmente no se justifica. A este nivel de tensión se utiliza otros equipos como son las celdas VHA para 17.5 KV., las mismas que hacen la función de interruptor y reconectador automático a la vez, también se pueden usar para seccionalización.

Por lo tanto estas celdas se emplean para el estudio técnico - económico que se realiza en el presente capítulo.

Es muy importante anotar que el equipamiento con estos equipos aislados con SF₆ resulta más caro que el equipamiento con equipos convencionales.

6.2. SUBESTACION CON EQUIPO CONVENCIONAL

En esta sección se procede a realizar la descripción de la configuración eléctrica que consta de una barra principal y una de transferencia, la misma que se considera como la más apropiada para las subestaciones de distribución de Guayaquil.

El esquema de interés es el que comprende las siguientes

tes posiciones:

4 posiciones de línea (alimentadoras)

1 entrada de transformador

1 posición de transferencia

En cuanto a la posición de transferencia, esta se puede realizar con cualquiera de las cuatro posiciones de alimentadoras, y como objeto de estudio sólo se considera una posición de transferencia.

En esta configuración el elemento de interrupción en el lado de 69 KV., tanto para fallas como para maniobras es el circuito interruptor. Para protección contra sobretensiones, el transformador lleva incorporado pararrayos tipo estación tanto en el lado de 69 KV como en el lado de 13.8 KV.

El transformador de poder alimenta a la barra principal de 13.8 KV a través de un interruptor de aire trifásico operado en grupo. De esta barra principal se alimenta a los interruptores de aire de los reconectores, a los transformadores de potencial(2).

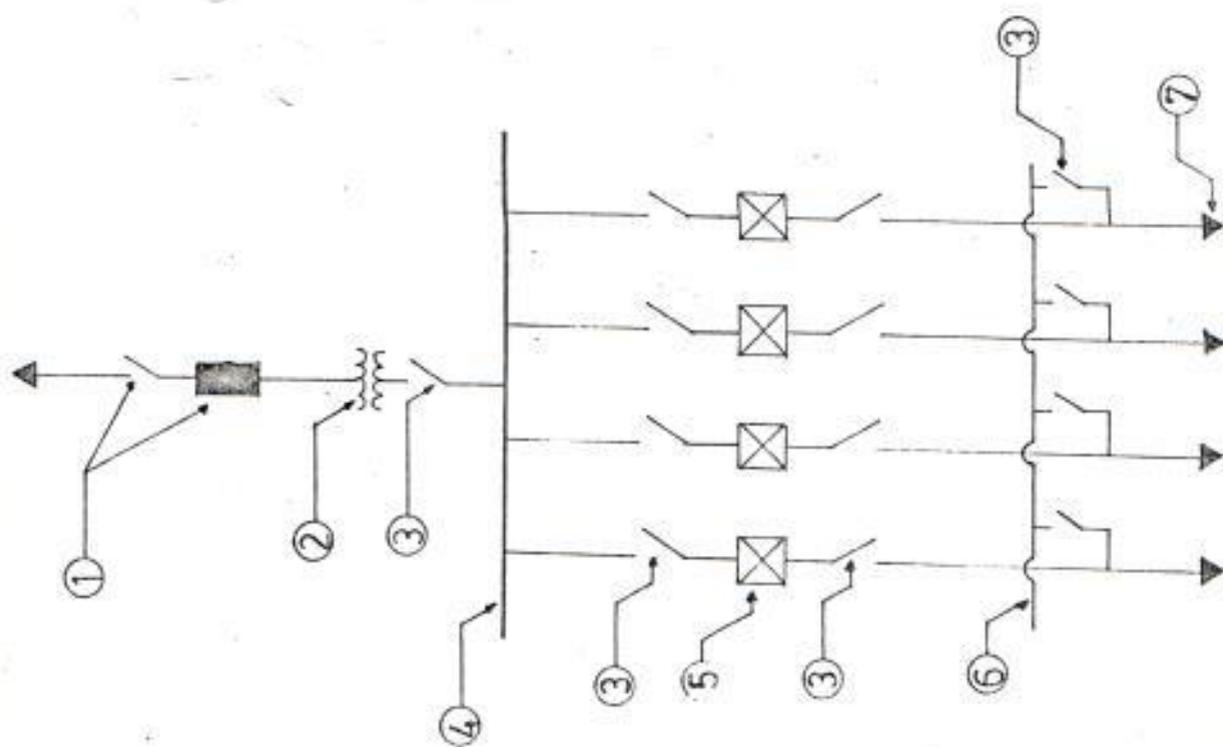
A la salida del lado de baja del transformador de poder se utiliza un banco de capacitores con control automático de reactivo de voltaje cuya señal de control la recibe de los transformadores de corriente del transformador de poder y de los transformadores de potencial ubicados en las barras de 13.8 KV.

En el lado de 13.8 KV se aplica la filosofía de barra principal y de transferencia con la finalidad de poder interconectar alimentadoras para efecto de mantenimiento o reemplazo de algún reconectador. De igual manera cada alimentadora tienen en la parte superior de la estructura, un interruptor de aire de iguales características a las mencionadas anteriormente, con la finalidad de interconectar las alimentadoras con la barra de transferencia.

En el lado de la carga del reconectador, van instalados 3 pararrayos de 10 KV tipo distribución, para protección de sobrevoltaje del reconectador.

Esta subestación tiene un cuarto de control en el cual albergará el equipo de control, medición, protección y banco de baterías con su respectivo cargador. Desde este cuarto se alimentará el circuito

BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

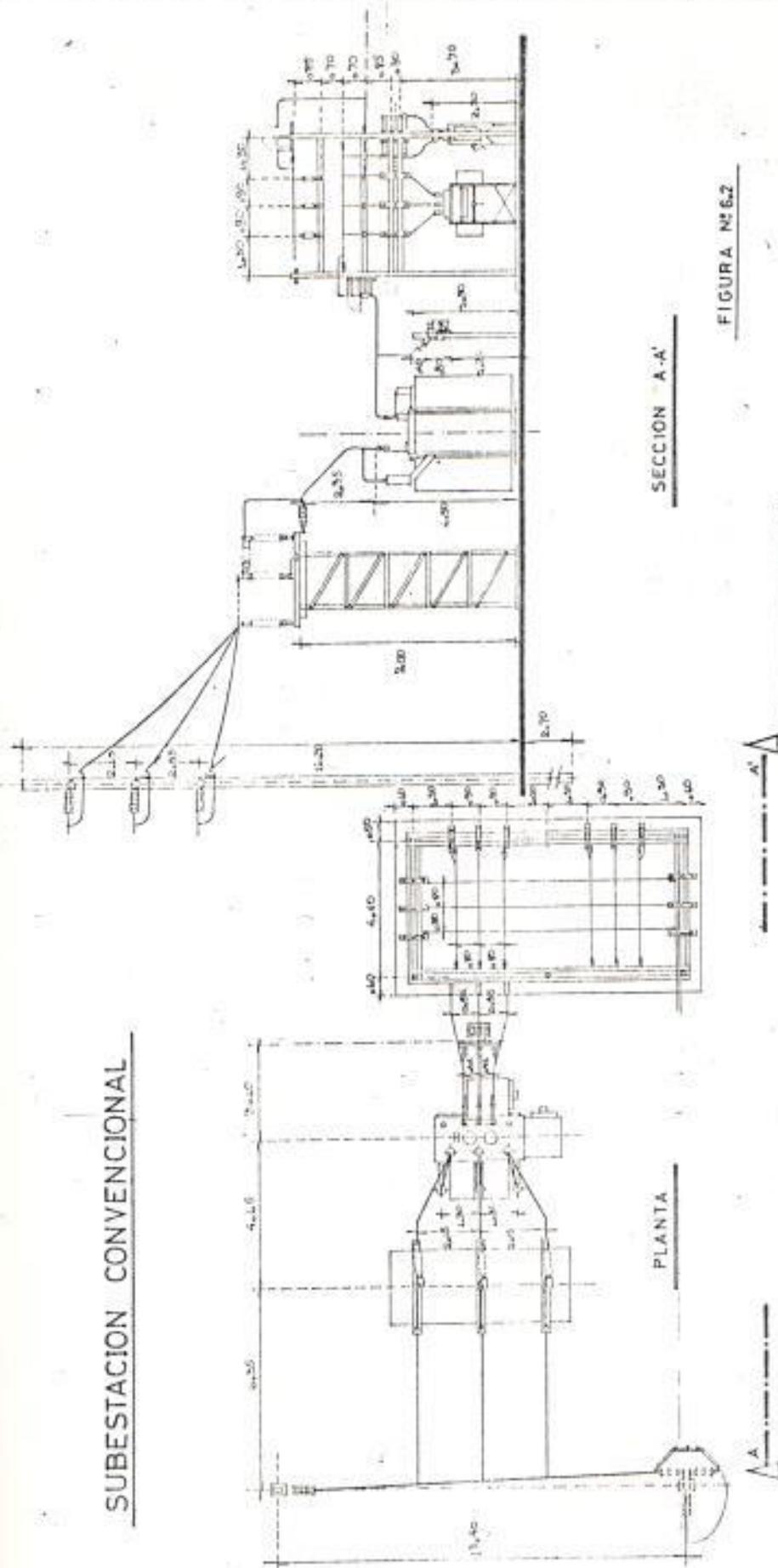


SIMBOLOGIA

- ① CIRCUITO INTERRUPTOR
- ② TRANSFORMADOR 69/138KV 3ϕ
- ③ INTERRUPTOR
- ④ BARRA PRINCIPAL
- ⑤ RECONECTOR
- ⑥ BARRA DE TRANSFERENCIA
- ⑦ ALIMENTADORA

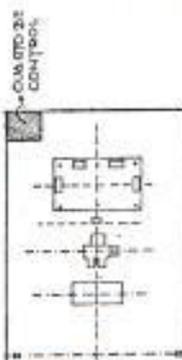
FIGURA 6:

SUBSTACION CONVENCIONAL



SECCION A-A'

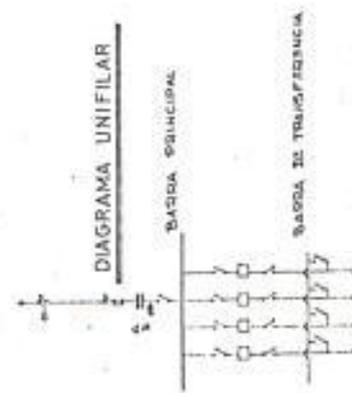
FIGURA Nº 6.2



UBICACION DEL EQUIPO

ESC 1:200

DIAGRAMA UNIFILAR



□	F. CONECTOR CON CONTROL ELECTRONICO.
⊕	INTERRUPTOR DE AIRE OPERADO POR MOTOR
⊕	INTERRUPTOR DE AIRE OPERADO MANUALMENTE
⊕	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO 67
⊕	CIRCUITO INTERRUPTOR

de control de los motores de los interruptores de aire automáticos, del panel de control del transformador de poder, el de disparo y cierre del circuito interruptor y el de los reconectores.

En esta configuración se alimenta a 69 KV al circuito interruptor de aquí llegan las líneas al transformador de poder. A la salida de este se encuentra un banco de capacitores y antes de llegar a la barra principal hay un interruptor de aire de 13.8 KV.

En la estructura de 13.8 KV existen cuatro niveles de barra siendo los 2 inferiores la barra principal y los niveles superiores la barra de transferencia. El diagrama unifilar de las figuras N° 6.1 y N° 6.2. se refieren a una subestación tipo convencional y que está a la interperie.

6.2.1. Características y especificaciones de los equipos componentes

6.2.1.1. CIRCUITO INTERRUPTOR:

Este circuito interruptor es de apertura vertical, para montaje horizontal, la unidad de interrupción es hermeti-

camente sellada con gas SF6 y tiene indicador de posición de cerrado, 350 KV BIL, 3 polos de apertura conjunta operado por motor. Tiene provisión para poner a tierra las líneas (3 fases), la unidad de control posee un elemento para prevenir el cierre de las cuchillas estando abierto el elemento de interrupción.

El mecanismo operador del circuito - interruptor es de alta velocidad y tiene los siguientes elementos característicos:

Provisión para bloqueo automático - del mecanismo del eje de operación - ventana de observación para la inspección del desacoplamiento del mecanismo interior y el indicador de posición mecánica y lámparas indicado-ras de posición, freno autoajustable, cubierta a prueba de polvo y equipo con calentador, interruptores de desconexión y fusibles para la fuente -

de control, contador de operaciones, lámparas y tomacorriente, interruptor auxiliar y provisión para operación manual.

VALORES NOMINALES

- Número de polos	3
- Voltaje nominal	69 Kv
- Voltaje máximo de diseño	72.5 KV
- Frecuencia	60 Hz
- Corriente nominal continua..	1200 Amp.
- Corriente momentánea de corta duración...	61 K amp.
- Corriente momentánea de tres segundos....	40 K amp.

6.2.1.2. INTERRUPTORES DE AIRE (13.8 KV):

Los interruptores de aire tienen las siguientes especificaciones:

- Número de polos	3
- Frecuencia	60 Hz.
- Voltaje nominal	13.8KV.

- Voltaje máximo de operación..... 15.5 KV.
- Corriente nominal para operación - continua..... 1200 Amp.
- Corriente momentánea asimétrica.. 40 K amp.
- Espaciamiento en tre polos 91.4 cm.
- Voltaje para el control del motor 48 Vcd
- BIL 110 KV
- Operación Manual o automática en grupo.
- Montado horizontal mente.
- Interruptor de cobre - bronce con cuernos de arco.
- Apertura vertical con mecanismo ma nual con manubrio torsional.

Para los interruptores automáticos con motor se especifica "operado automáticamente con motor y voltaje de control de CD".

Para ser utilizados como interruptores de aire principalmente del lado de 13.8 KV del transformador de poder y para los reconectores de las alimentadoras se utilizarán de 600Amp. nominales y 40 K amp. momentáneos - asimétricos.

6.2.1.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL:

Los transformadores de potencial cumplen con las siguientes especificaciones:

- Tipo	1 terminal de alto voltaje.
- Voltaje nominal del sistema	13.8 KV.
- BIL	110 KV
- Relación	70:1
- Precisión	0.3
- Capacidad	1500 VA
- Clase de aislamiento	15 H
- Voltaje de <u>dise</u> ño...	8400/14500

Ver. No. _____

- Frecuencia 60 Hz
- Voltaje en el lado del secundario.. 120 V

6.2.1.4. RECONECTADORES AUTOMÁTICOS:

Los reconectores son de operación simultánea para las tres fases con un nivel de aislamiento de 110 KV.

Tiene tres transformadores de corriente de relación múltiple para medición en el lado de la carga y tres transformadores de corriente en el lado de la fuente para protección.

La operación del reconector será orientada para un control electrónico situado junto a él y conectado por medio de un cable de control múltiple. La secuencia de operación del reconector será controlada por un control electrónico montado lo más próximo a él. Los ajustes y tiempos de coordinación y caracte-

rísticas de operación deben ser realizadas por medio de componentes de estado sólido enchufables en receptáculos en el panel de control del reconectador. Este control deberá tener capacidad de detectar a través de los TC de protección del reconectador las corrientes de falla, seleccionar el tiempo de operación, tiempo de disparo, funciones de reconexión y bloqueo definitivo, su circuito de control será energizado por CD.

Los intervalos de recierre estarán determinados por relés térmicos con tiempo fijo de retardo del tipo enchufable. El número de operaciones para el bloqueo definitivo estará determinado por la posición del relé de bloqueo.

La reposición de los circuitos se efectuará en un tiempo (programado por medio de un dispositivo de estado sólido tipo inyectable), después del

Último recierre correcto sin que exista valores de corriente de falla.

Cada reconectador deberá estar montado sobre una estructura metálica capaz de ofrecer soporte adecuado tanto vertical como horizontal. El cierre se lo efectúa por medio de una bobina solenoide de alto voltaje de línea a línea, operado a través de un solenoide de alto voltaje de línea a línea, operado a través de un solenoide rotación de CD. El cierre por medio del solenoide carga el mecanismo de disparo preparándose para el siguiente disparo, el disparo se lo efectúa por medio de un solenoide energizado por voltaje DC de control de una fuente externa.

Los reconectadores automáticos tienen las siguientes especificaciones técnicas:

- Número de polos	3
- Voltaje nominal	14.4 KV
- Voltaje máximo	15.5 KV
- Frecuencia	60 Hz
- Corriente nominal	560 Amp.
- Corriente de interrupción trifásica Asimétrica a 14.4 KV.	10K Amp. - 16K A
- Duración de la apertura	2.7 ciclos
- Control	Electrónico
- Bobina de disparo	paralelo
- Cierre	solenoides 13.8

6.2.1.5. PARARRAYOS (lado de 13.8 KV):

Los pararrayos tienen las siguientes especificaciones e irán montados a la salida de las alimentadoras.

- Voltaje	10 KV
- Clase	Distribución
- Voltaje nominal	7967V
- Tipo	exterior
- Sistema	Aterrizado sólidamente.

Estos serán unidades monofásicas para montar sobre soportes. Los pararrayos para el lado de 60 KV tienen las especificaciones correspondientes a su nivel de voltaje.

6.2.1.6. BANCO DE CAPACITORES:

Cada banco está formado por unidades monofásicas. Los capacitores a instalarse deberán ser diseñados para soportar voltajes equivalentes al 110% del voltaje nominal sin sufrir daño alguno.

Debido a la alta frecuencia de operación y a la baja pérdida de energía de los capacitores, estos pueden permanecer cargados tiempo después de haber sido desenergizados, por lo tanto, es importante que sean provistos de resistencias de descarga con características tales que reduzcan el voltaje terminal hasta 50 voltios o menos en un período de 5 minutos luego de su desconexión.

Unidades individuales.

les a) voltaje	790 V
b) KVAR	300 KVAR (X6)
- Conexión	Estrella aterrizada
- BIL	95 KV

6.2.1.7. TABLEROS DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION:

Los tableros se diseñan para instalación interior en el cuarto de control de las subestaciones.

Cada panel está constituido de manera que forme un cubículo completamente cerrado, con excepción del fondo. Será construido con láminas de acero para paneles no menores que el espesor N° 11 de la calibración U.S.

Una barra de cobre de puesta a tierra se suministrará a lo largo de la parte posterior del conjunto de paneles. La barra de puesta a tierra se empernará a los soportes de cada panel de tal manera que se tenga un buen con-

tacto eléctrico con el panel, las barras de puesta a tierra que conectarán entre sí al final de los paneles. La puesta a tierra de los secundarios de los transformadores de potencial y de corriente, se hará únicamente en los tableros.

6.2.1.8. INSTRUMENTOS Y MEDIDORES:

Los amperímetros, voltímetros, vatímetros y varímetros serán para montaje vertical semiempotrado, con conexiones en la parte posterior, serán cuadrados de aproximadamente 10 cm. de lado y tendrán escalas de 250.

Todos los instrumentos serán de la clase de precisión del 1 %, los vatíhorímetros y varíhorímetros deberán ser trifásicos 3 conductores, 2 elementos, 2.5 Amp, 120 Vol., 60 Hz para uso con TP y TC y equipados con un dispositivo para prevenir registros negativos y un generador de

pulsos, los pulsos serán generados electrónicamente por medio de fotocélulas, circuitos resonantes, etc., los vatiorímetros y varhorímetros serán tipo extraíble con facilidad para realizar pruebas en funcionamiento.

La precisión de los instrumentos es tarán de acuerdo con las normas aplicables U.S.A.

6.2.1.9. RELES DE PROTECCION Y AUXILIARES:

Todos los relés tienen los ajustes necesarios para obtener la operación requerida, y de acuerdo a lo que se suministre regularmente para los tipos de relés especificados. Todos los mecanismos de ajustes usados para calibrar los relés serán fácilmente accesibles.

Todas las bobinas de los relés operados con corriente continua se -

alambrarán al terminal negativo de la barra alimentadora de potencia. Los relés de protección tendrán contactos separados para disparo y para alarma, siempre que sean disponibles en relés de modelo normalizado. Cuando únicamente un contacto está normalizado se suministrará un relé auxiliar de alta velocidad que tenga por lo menos dos contactos.

Los relés de protección tendrán tarjetas de indicación visibles desde el exterior de la caja, las tarjetas serán operadas eléctricamente y provistas con taps de 0.2 y 2.0 amperios, a menos que sea permitida una operación mecánica de las tarjetas para un relé particular.

1. Relés de sobrecorriente:

Todas las bobinas de los relés de sobrecorriente tendrán por lo menos los siguientes valores nominales de corta duración:

RANGO DE CORRIENTE PERMANENTE DE OPE- RACION EN AMPERIOS.	VALOR NOMINAL PARA UN SEGUNDO EN AMPE- RIOS
0.5 a 2.0	50
1.5 a 6.0	140
4 a 16	250

Los relés de sobrecorriente temporizados serán del tipo de disco de inducción, con características de tiempo inverso. Estos relés para fase - tierra tendrán una característica de tiempo muy inversa.

La calibración de los relés temporizados se hará por medio de un dial con marcas de 0.5 hasta 10. Los relés de sobrecorriente temporizados tendrán un elemento de disparo instantáneo únicamente cuando así sea especificado.

2. Relés de baja frecuencia:

Estos relés serán de estado sólido con contactos y bobinas para 48 Vdc,

recibirán señal a partir de uno - de los transformadores de potencial 120 V línea a tierra. Tendrán mecanismo para ajustar la frecuencia y el número de ciclos de retardo.

3. Relés de bloqueo:

Serán del tipo electromecánico con bobinas de 48 Vdc, una vez operados, su reposición será manual. El tipo de operación será de un ciclo, además tendrá una tarjeta indicadora de haber operado.

6.3. ESTUDIO ECONOMICO

Para realizar este estudio se ha realizado un estudio económico por posición en el cual se ha considerado los costos de equipos y materiales.

En el presente estudio sólo se considera los costos - FOB de los equipos. Otros costos, o costos adicionales que pueden ser tomados como porcentaje del costo FOB y que son: Flete marítimo, nacionalización y transporte interno, supervisión y montaje, equipo auxiliar,

impuestos y seguros, ingeniería y administración, no están contemplados en el presente estudio, ya que no se tiene información exacta en lo referente a cuanto se debe tomar para cada rubro como porcentaje del costo FOB, además estos porcentajes están expuestos a muchas variaciones ya sea por efectos inflacionarios.

A continuación se muestran los costos indicados anteriormente, para la subestación convencional, sistema de barra principal y transferencia, correspondiente al diagrama unifilar de la figura N° 6.2.

ESTUDIO ECONOMICO SUBESTACION CONVENCIONAL

DESCRIPCION	POSICION DE LINEA		POSIC. DEL TRANSFORMADOR		POSIC. DE TRANSFERENCIA				
	CANT.	US. UNIT.	TOTAL	CANT.	US. UNIT.	TOTAL	CANT.	US. UNIT.	TOTAL
Interruptor de aire	3	7300	21900	3	7300	7300	3	7300	21900
Circuito interruptor				1	20000	20000			
Reconectador 3 ϕ	1	14000	14000				1	14000	14000
Pararrayos (60 KV)				3	2000	6000			
Transf. de corriente	6	700	4200				6	700	4200
Transf. de potencial	2	500	1000				2	500	1000
Pararrayos (10KV)	3	100	300	3	100	300	3	100	300
Tablero de control	1	7700	7700				1	7700	7700
Blanco de capacitores (1.8 MVAR)				1	6200	6200			

US. 49100

us. 39800

US. 49100

P (L/T) = US. 49100

P (XT) = US. 39800

P (BY) = US. 49100

6.4. SUBESTACION CON EQUIPO EN SF6

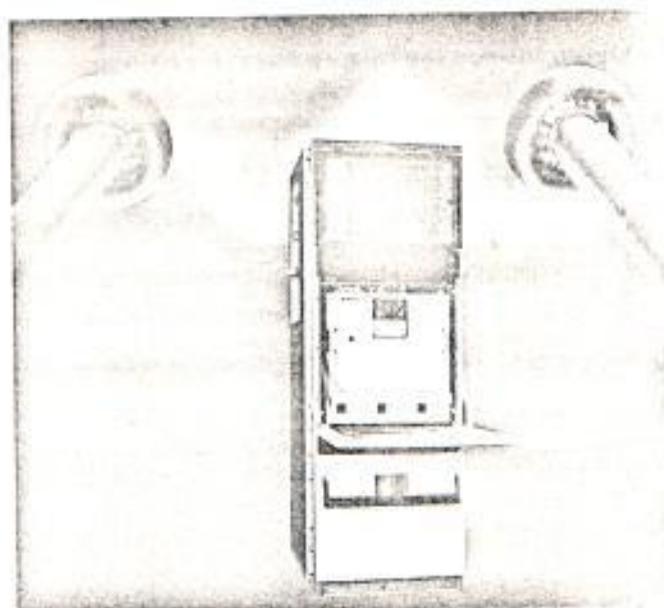
En esta sección se expone el diseño de una subestación con equipos con SF6. Para realizar el diseño mencionado, se toma como referencia el esquema de subestación que estamos tratando, el de barra principal y de transferencia, cuyos equipos convencionales serán reemplazados por equipos con SF6.

6.4.1. Descripción y especificaciones técnicas

6.4.1.1. GENERALIDADES:

Esta subestación será equipada con celdas VHA para 17.5 KV conocidas también como los Safesix. Estas celdas o Safesix reemplazará a los interruptores de aire y a los reconectores, y pueden ser utilizadas sólo para instalación interior, es decir que todo el equipamiento debe estar en una caseta cubierta para protección del mismo. Ver figura N° 6.1.a.

La configuración física de cada safesix permite que pueda instalarse de manera



CELDA VNA PARA 17.5 kv fig. # 6.1a



AHORRO DE ESPACIO fig. # 6.2a

ordenada una a continuación de otra, lo que permite un ahorro considerable de espacio, y además tratándose de una subestación urbana mejora la estética del medio. Ver figura N^o 6.2. a.

Estas celdas conocidas como Safesix son las que normalmente se usan para el nivel de 13.8 KV. El safesix, reduce completamente los riesgos de accidente ya que existe una buena participación entre el interruptor, barra y compartimiento de cables, la inspección visual de barras y contactos puede llevarse a cabo sin riesgo y además se eliminan los contactos con las partes vivas. Ver figura N^o 6.3.

El Safesix soporta los esfuerzos, posee la suficiente fuerza para resistir la enorme fuerza desarrollada durante una falla, su encapsulamiento

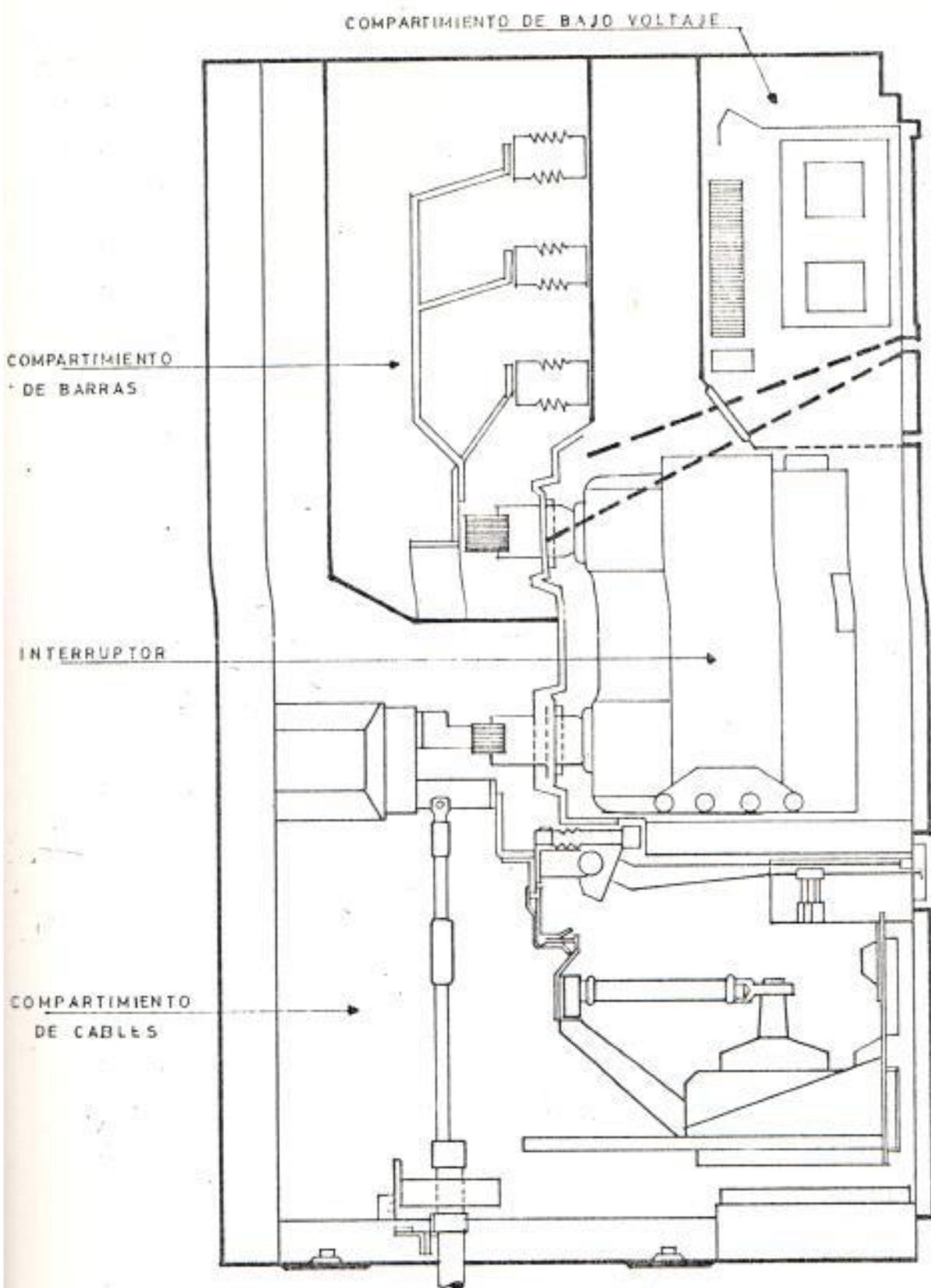
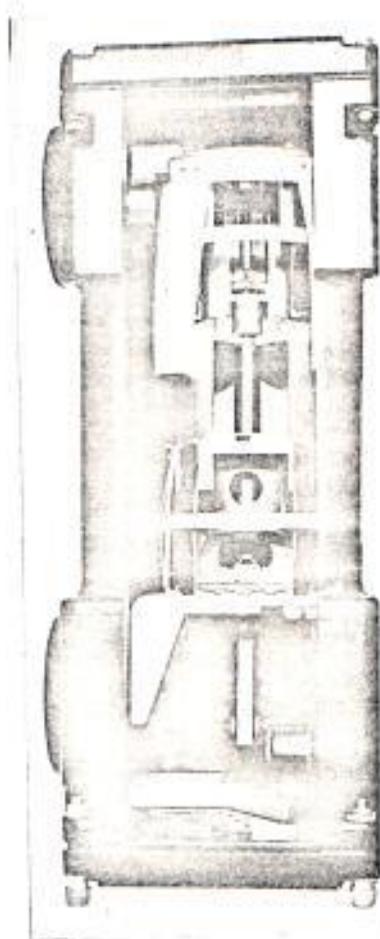


FIGURA N:6,3

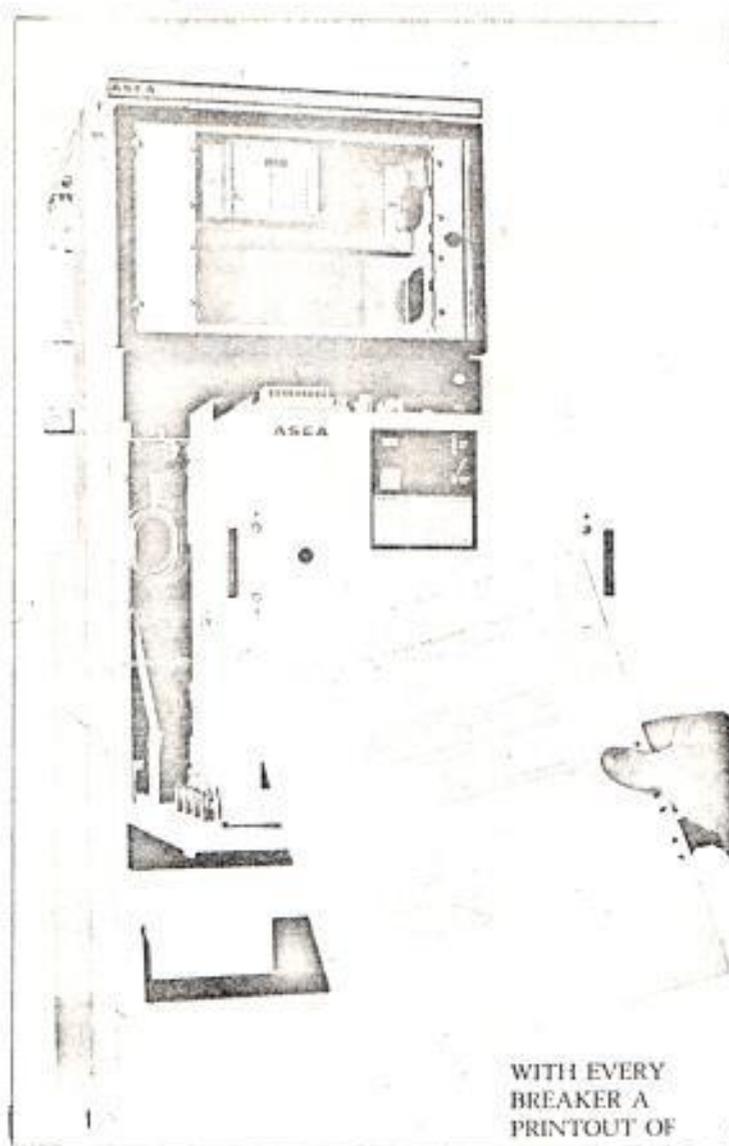
to exterior es extremadamente resistente, cada compartimiento de alto voltaje tiene canales aliviadores de presión, además la partición es adecuada lo cual da una buena protección contra el calor y la presión generada por el arco eléctrico, el daño es limitado dentro del compartimiento donde ocurre la apertura del arco. - Ver figura N° 6.4.

El Safesix es sometido a varias pruebas como son:

- Prueba de alto voltaje para circuitos principales.
- Prueba de alto voltaje para circuitos auxiliares.
- Temperaturas elevadas, prueba de corriente pico.
- Pruebas mecánicas, pruebas de fabricación, interrupción de apertura de arco.



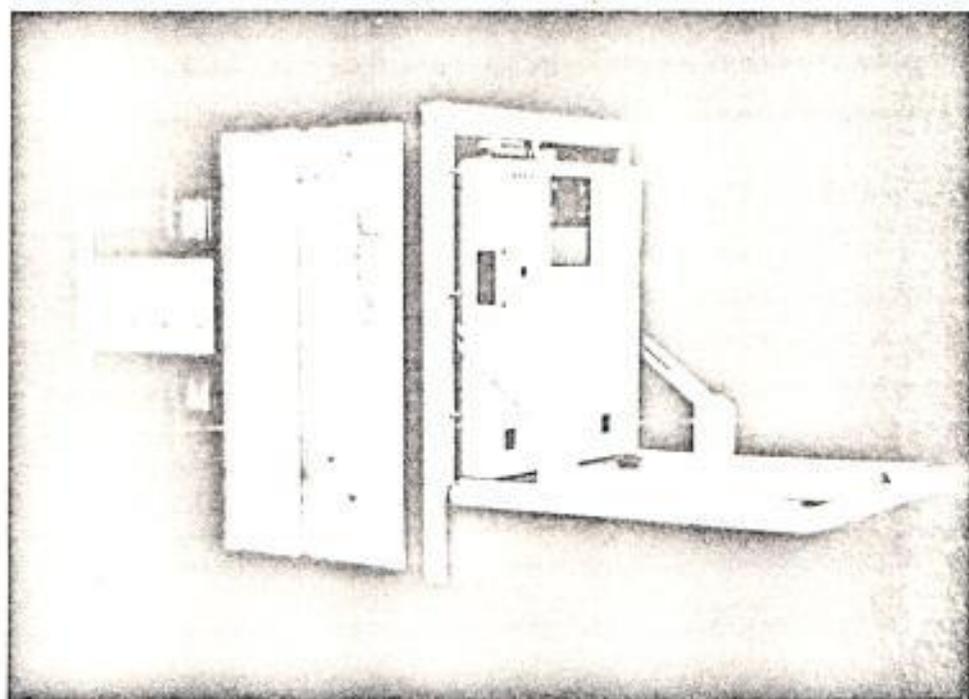
Estructura del Interruptor
fig. 6.4



WITH EVERY
BREAKER A
PRINTOUT OF

VISTA DEL COMPARTIMIENTO CENTRAL DEL SAFESIX

fig. # 65



Vista del Interruptor Extraible
fig. 6.6

El compartimiento de barras:

Como podemos ver en la figura N° 6.3. las barras están contenidas en su propio compartimiento a lo largo del interruptor, el incremento de volumen minimiza los esfuerzos sobre el material en el momento de una apertura de arco y permite que el arco pase a uno de los extremos del interruptor con lo cual se reduce el riesgo de incendio en la barra.

Compartimiento de cables:

Este compartimiento ocupa cerca de la mitad del volumen del cubículo, hay espacio para más de 6 cables paralelos por fase, tres transformadores de corriente como también transformadores de voltaje regulables con fusibles en el primario si así lo requiere.

En el Safesix la inspección visual puede ser hecha por medio de una ventana en la parte inferior del

cubículo, durante la instalación es te puede ser fácilmente asegurado - por cuatro pernos en el fondo del compartimiento de cables.

Compartimiento de bajo voltaje:

Este compartimiento del Safesix per mite alojar todo el equipo de relés y equipo de medición. La posición - del nivel visual hace que el control y ajuste de relés y otros equipos - sea extremadamente fácil. Una venta na en el fondo de este compartimiento permite un control visual del in terruptor de los contactos primarios del lado de barras. El compartimiento central está constituido integramente por el interruptor, que está constituido por tres botellas encap suladas y aisladas con SF₆, que son tipo extraíble. Ver figuras N° 6.5 y N° 6.6.

La celda o Safesix tipo VHA 17.5 KV

viene equipada con lo siguiente:

- 1 interruptor trifásico con SF6, 18 K Amp., de interrupción, extraíble con mecanismo de operación a resortes, los que pueden ser cargados manual o automáticamente.

- 1 set de tres transformadores de corriente IHBF.

- 1 relé estático RACID de sobre corriente de tiempo inverso con curvas programables, para fallas en fases y/o tierra.

- 1 set de herramientas.

- Manivela para cargar los resortes del interruptor manualmente.

- Manivela para extraer o colocar el interruptor en operación.

DIMENSIONES DEL SAFESIX

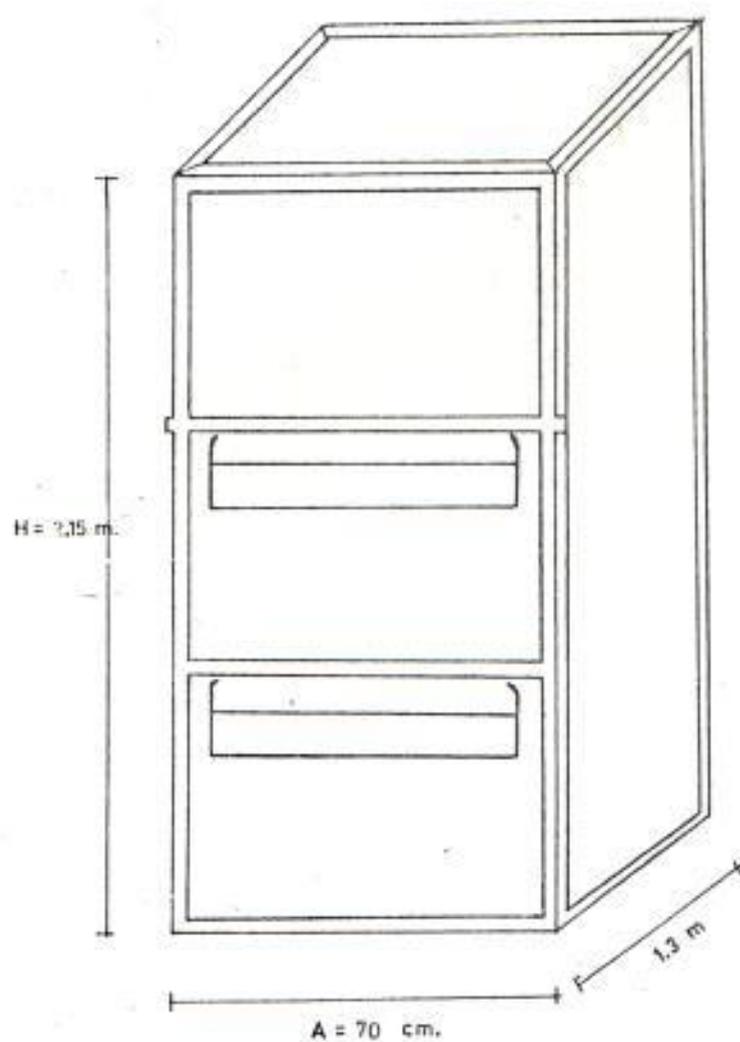


FIGURA N° 6.7

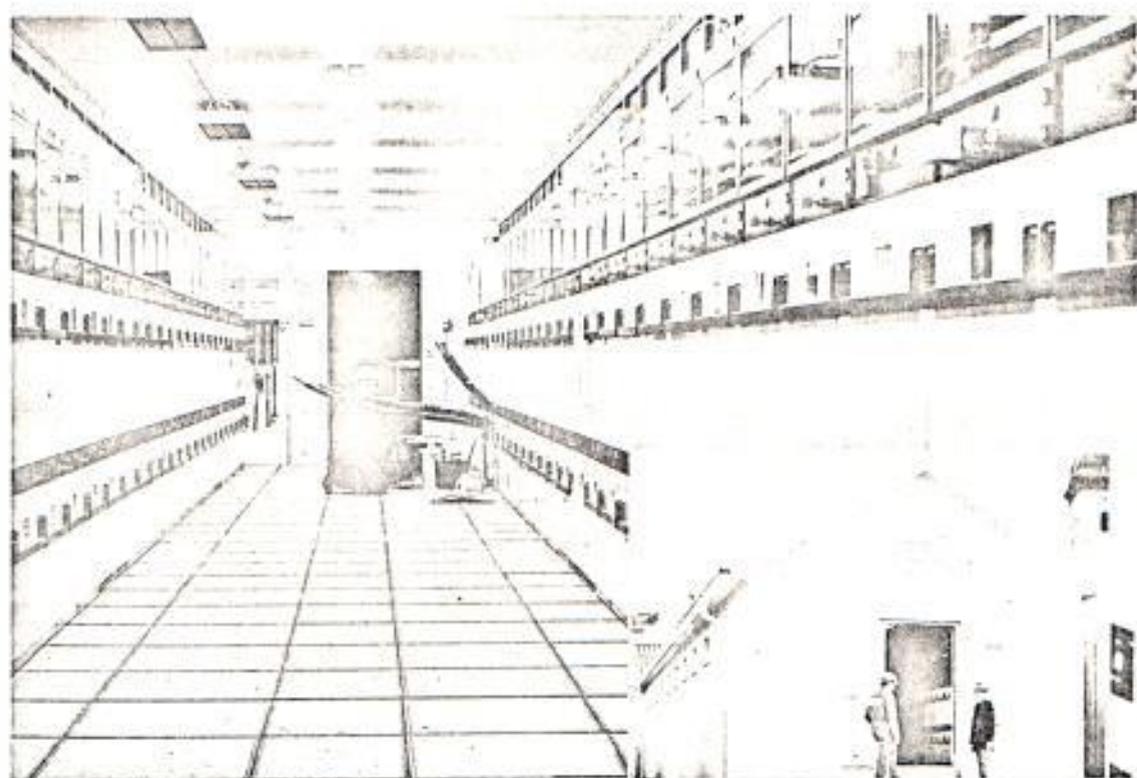
- 1 set de pernos para fijación de la celda.

- 1 amperímetro escala 0 - 30 Amp. - con selector incluido.

En la figura N^o 6.7., podemos apreciar las medidas de la celda correspondiente a la altura, ancho y fondo de la misma. La altura mínima del cuarto de interruptores debe ser de 2.65 m., ver figura N^o 6.8.

VALORES NOMINALES DEL SAFESIX

- Voltaje nominal	13.8 KV
- Voltaje máximo de operación...	17.5 KV
- Frecuencia nominal	60 Hz
- Corriente de regimen continuo.....	800-L250Amp.
- Corriente de corta - duración (3 seg.)	62.5KAmp.pico
- Nivel de aislamiento	95 KV pico



VISTA DE UNA SALA DE INTERRUPTORES fig. # 6.8

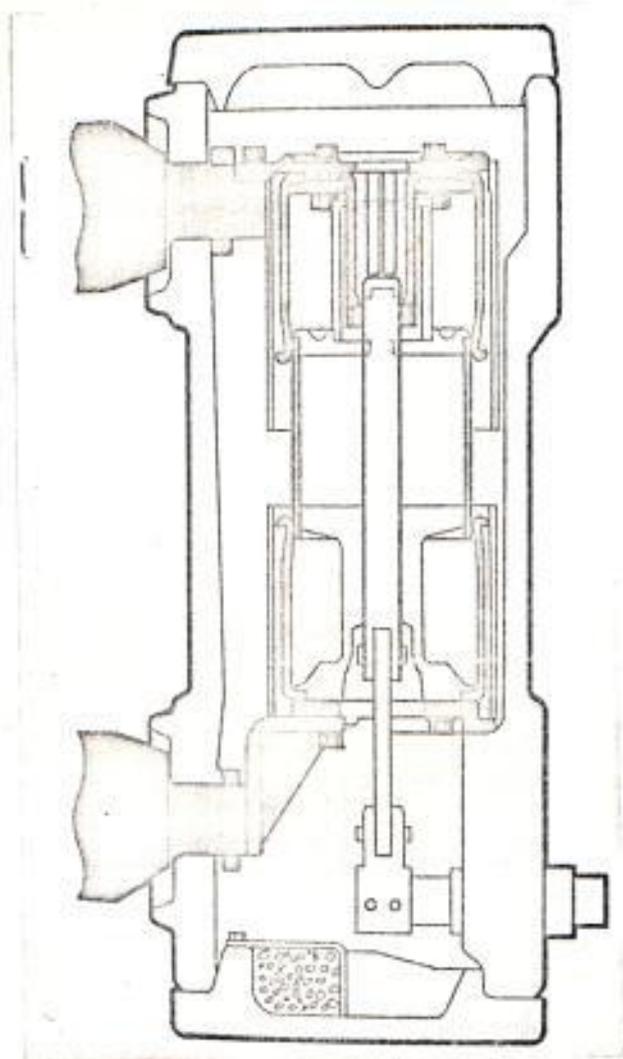
- Nivel de aislamiento	
a 60 Hz	38 KV
- Presión del gas a 20°C	
Presión nominal	2.5 bar
Presión de alarma	2 bar
- Pérdida de gas SF6	1% anual

6.4.1.2. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO:

Este interruptor es del tipo soplador, tiene gran habilidad para manejar al tas corrientes, la misma que no se ve afectada por el número de operaciones de interrupción.

La presión de trabajo de los polos del interruptor es de 2.5 Bar y la energía requerida en la interrupción es solamente de 450 Nm. Cuando el interruptor está en la posición de cerrado permite el paso de corriente a los contactos y al cilindro. Ver figura N° 6.9.

Cuando el interruptor empieza su apertura el gas SF6 es comprimido entre el descenso del cilindro y el pistón fijo.



INTERRUPTOR EN POSICION DE CERRADO

fig. nº 6.9

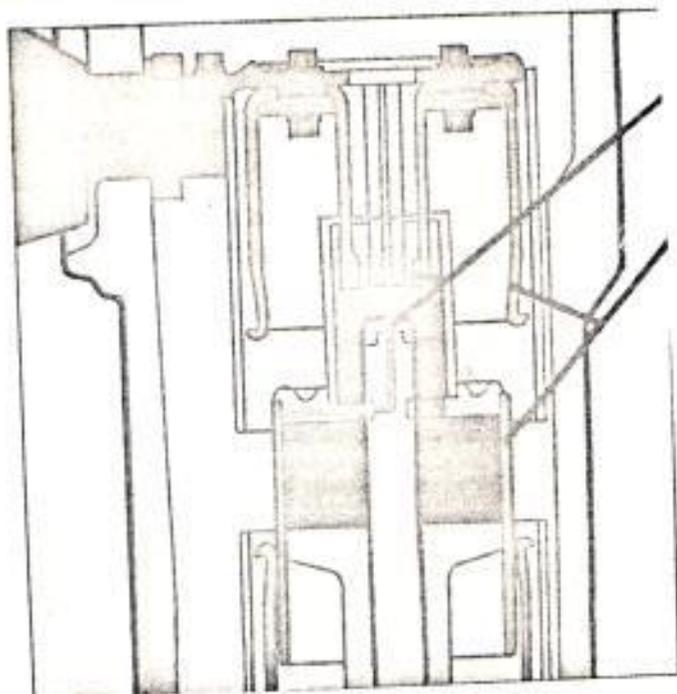
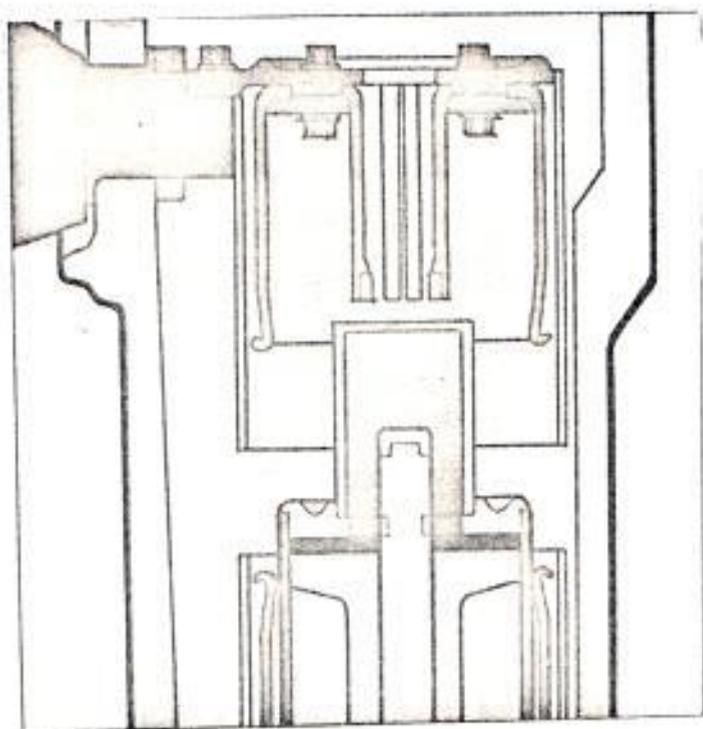


fig. 6.10 (1)



INTERRUPTOR EN OPERACION DE DESCONEXION

fig. 6.10 (2)

Durante la operación de desconexión el arco es alargado entre los contactos de arco y el gas comprimido es soplado a lo largo del arco extinguiéndolo de tal manera que la interrupción toma lugar en el punto cero de la corriente. Ver figura N^o 6.10.

En corrientes muy altas el arco desarrolla una gran cantidad de energía, que inclusive llega a bloquear el soplido de gas. Con esta obstrucción el arco detiene el flujo de gas a través de la abertura de la boquilla y la presión en el cilindro llega a ser mucho más alta de lo normal.

Este aumento de presión contribuye a su vez a dar un soplido más potente del gas necesario para la extinción del arco. Este interruptor puede interrumpir toda corriente fuera de hacer esfuerzo alguno protegiendo de esta manera otros equipos de los efectos de sobrevoltaje.

Este interruptor requiere de mínimo mantenimiento, el gas SF₆ no decae y no requiere reemplazo, por lo tanto el incendio de contactos y boquillas es así limitado.

VALORES NOMINALES:

- Voltaje nominal	13.8 KV
- Rango de corriente	800-1250 Amp.
- Presión del gas en el polo del interruptor a 20°C	2.5 Bar
- Presión de alarma	2 Bar
- Tiempo de cierre a voltaje nominal	65 ms.
- Velocidad de cierre	2m/s.
- Velocidad de apertura	3.6-4.3m/s
- Tiempo de apertura a voltaje nominal	36 ms
- Distancia entre contactos	82 mm.

6.4.1.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE IHBF:

Estos transformadores pueden ser montados en la posición deseada, el núcleo y devanados son montados totalmente en

resina epóxica. Las superficies de estos transformadores son pulidas, y a su vez son adaptados y diseñados para instalación en interruptores, los núcleos de estos transformadores son manufacturados de material de alto grado magnético. Los diferentes tamaños de núcleos pueden ser seleccionados dependiendo de la exactitud deseada.

VALORES NOMINALES:

- Voltaje nominal	13.8 KV
- Voltaje de diseño	12-24 KV
- Frecuencia	60 Hz
- Rango de corriente del primario	10-2000 Amp.
- Número de núcleos	1,2 o 3.
- Voltaje de impulso pico	50 KV.
- Prueba en seco a 50 Hz (1 minuto)	34 KV rms
- Fuerza máxima permisible en el primario	3750 N.

6.4.1.4. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL:

Los transformadores de potencial son del tipo aislamiento seco, con aislamiento de resina epóxica. Todos los devanados son embebidos en resina - con lo cual tienen excelentes propiedades de aislamiento, alta resistencia de impacto y tenacidad.

El aislamiento de resina de los transformadores los protege de la humedad, de los esfuerzos mecánicos, y daños por arqueo. Estos transformadores - permiten ser ubicados en lugar más conveniente ya que ocupan un espacio relativamente pequeño, por lo tanto son útiles en lugares donde se dispone de poco espacio.

La fuerza máxima permitida sobre el terminal primario del transformador de potencial es de 1000 N. El transformador usado en los Safesix es del tipo EHAA, el mismo que es una

unidad monofásica diseñado para co
nexión entre líneas.

VALORES NOMINALES:

- Voltaje del primario 3.3-11 KV
- Voltaje del secundario 110 V.
- Frecuencia 60 Hz.

6.4.1.5. EQUIPO DE PROTECCION:

El relé utilizado en el equipo de protecciones es el RACID. Este relé es normalmente usado como protección primaria o respaldo en sistemas de distribución.

El RACID es un relé muy flexible , con rangos de corriente y retardo bien marcados, esto hace posible - que en la actualidad se encuentre a disposición como un relé de sobrecorriente universal. Este relé de sobrecorriente se usa como protección de otros relés o también como alarma.

También tiene añadido una unidad ins

tantánea para protección contra fallas, se lo puede usar para coordinación con fusibles, en este caso un retardo de tiempo es usado. Normalmente también hace la función de protección contra fallas a tierra en sistemas radiales de baja impedancia.

El RACID consiste de una unidad suministradora de energía, circuitos de entrada, microprocesador, y 3 ó 4 transformadores de entrada todos contenidos en un contenedor de aluminio, un aterrizamiento interno proporciona al sistema una protección efectiva contra interferencia externa.

ESPECIFICACIONES TECNICAS:

I : corriente real

Is : corriente calibrada

Rango de frecuencia 50-60 Hz

<u>-Tiempo de operación en ms.</u>	<u>Funcionam.</u>	<u>Instantáneo</u>
I = 1.3 Is	40	45
I = 3 Is	35	40
I = 10 Is	30	35

-Relación de reseteo > 95 %

-Tiempo definido de retardo

Función instantánea de 0.01) 0.1 - 1.2 seg.

Límite de error 20ms en I= 2 Is

-Función de retardo 0.1-1.2 seg. ó 1-12seg.

-Tiempo de reseteo en ms 60

-Tiempo de recuperación en ms <45

-Tiempo de margen de impulso en ms <65

6.4.1.6. OTROS EQUIPOS:

Para la subestación con equipos con SF6, otros equipos tales como tableros de control y medición, circuito interruptor pueden ser los mismos - equipos utilizados en la subestación tipo convencional, los mismos que ya han sido descritos anteriormente. El uso de ciertos equipos en ambas sub

T A B L A N º 1
TIPO DE AVERIAS EN ESQUEMAS CON VARIAS BARRAS

TIPO DE AVERIA	PROB. OCURRENCIA AVERIA		NUMERO ANUAL AVERIAS		DURACION C/ AVERIA		TIEMPO TOTAL INTERRUPCION	
	DENOM.	VALOR (AVE./AÑO)	DENOM.	V A L O R	DENOM.	VALOR (H)	DENOM.	VALOR (HORAS)
EN BARRA PRINCIPAL	p 1	0.02	G 1	$p_1 \times b p \times \frac{P_1}{P_T} \times M$	t 1	120	H 1	$G_1 \times t_1$
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	*p 2	0.02	G 2	$p_2 \times b t \times m \times M \times \frac{P_1}{P_T}$	t 2	48	H 2	$G_2 \times t_2$
	**p 2	0.0004	G' 2	$p' 2 \times b t \times m' \times m \times \frac{P_1}{P_T}$	t' 2	120	H' 2	$G' 2 \times t' 2$
TOTAL			G 2 T	$G_2 + G' 2$			H 2 T	$H_2 + H' 2$
EN UNA POSICION DE INTERRUPCION	p 3	0.07	G 3	$p_3 \times M \times \frac{P_1}{P_T}$	t 3	0.5	H 3	$G_3 \times t_3$
SIMULTANEAS EN POSICIONES DE INTERRUPCION	*p 4	0.0004	G 4	$p_4 \times N \times \frac{P_1}{P_T}$	t 4	48	H 4	$G_4 \times t_4 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5 G_4$
	**p' 4	0.0002	G' 4	$p' 4 \times N' \times \frac{P_1}{P_T}$	t' 4	360	H' 4	$G' 4 \times t' 4 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5 G' 4$
TOTAL			G 4 T	$G_4 + G' 4$			H 4 T	$H_4 + H' 4$
SIMULTANEAS EN BARRAS	p 5	0.0003	G 5	$p_5 \times b t \times \frac{P_1}{P_T} \times M$	t 5	120	H 5	$G_5 \times t_5$
T O T A L :			K T	$G_1 + G_2 T + G_3 + G_4 T + G_5$			H T	$H_1 + H_2 T + H_3 + H_4 T + H_5$

N = M(M-1)

N' = M-1

* Mantenimiento posición de interrup.

** Reparación posición de interrup.

22

22

P 1 = Pot. Asociada a la barra
P 2 = Pot. Asociada a una posición

PT = Pot. Total S/E

bt = N² de barras de transferencia

bp = N² de barras principales

$m = \frac{48}{8760} = 0.0055$

M = # de Pos. de Interrupción.

m' = $360/8760 = 0.041$

estaciones se lo puede hacer porque, como lo hemos dicho anteriormente es ta subestación no es totalmente en capsulada. En la figura N° 6.11., se muestran algunas celdas las mismas - que pueden ser usadas para seccionamiento.

6.5. ESTUDIO ECONOMICO

Para el estudio económico de la subestación con equi pos con SF6 se considera lo expuesto en la sección 6. 3., es decir que el estudio se lo realizará por posi ción tomando en cuenta el costo de los equipos.

El cuadro que mostramos a continuación nos indica el costo de las posiciones de la subestación que tiene equipos con SF6, correspondientes al diagrama unifilar del esquema de subestación que estamos tratando, y que es el de barra principal y transferencia.

6.6. COMPARACION TECNICA

La comparación técnica se la hace tomando como refe rencia toda la información proporcionada por la ta

ESTUDIO ECONOMICO SUBESTACION CON SF6

DESCRIPCION	POSIC. DE LINEA		POSIC. DEL TRANSFORMADOR		POSIC. DE TRANSFERENCIA				
	CANT.	US.UNIT.	TOTAL	CANT.	US.UNIT.	TOTAL	CANT.	US.UNIT.	TOTAL
Circuito interruptor (SF6)	1	23000	23000	1	23000	23000			
Cubículo seccionador	1	16500	16500						
Safesix	2	16500	33000				2	16500	33000
Transf. de corriente	6	1100	6600				6	1100	6600
Transf. de potencial	2	800	1600				2	800	1600
Pararrayos (10 KV)	3	100	300				3	100	300
Barras y equipos de conexión	1	7000	7000				1	7000	7000
Banco de capacitores(1800KVAR)				1	6200	6200			
Pararrayos (60 KV)				3	2000	6000			
Tablero de control y medición 1		9700	9700				1	9700	9700

US. 56200

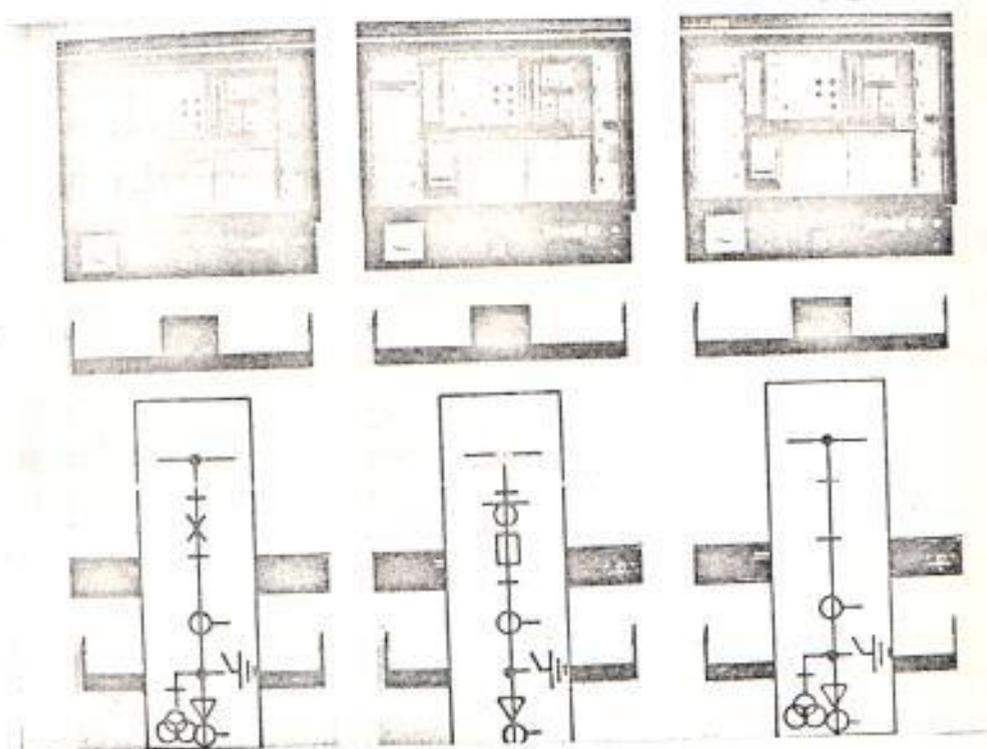
US. 52000

US. 56200

P(L/T) = US. 56200

P(XT) = US. 52000

P(BY) = US. 56200



CELDA PARA SECCIONAMIENTO

fig. № 6.11.

bla N^o 1, y mediante esto se puede determinar el grado de confiabilidad de los diferentes esquemas de barras, para subestaciones convencionales. De esta tabla vamos a obtener el número anual de averías y el tiempo total de interrupción al que está sometido un esquema de varias barras.

Como en el presente estudio se ha escogido el esquema de barra principal y transferencia, entonces se evalúa la confiabilidad del mismo tanto para subestación convencional, como para la subestación con equipos con SF₆, para esto se ha tomado en consideración lo siguiente:

1. La probabilidad de ocurrencia de una avería o falla en una subestación con SF₆, se considera la décima parte de la probabilidad de avería o falla de una subestación convencional. Esto porque las fallas de origen externo se eliminan notablemente debido al blindaje de los equipos componentes y la ubicación conveniente de los descargadores o pararrayos, en lo que respecta a las fallas de origen interno, como en cualquier otro equipo no se eliminan por completo.

Se ha comprobado según estadísticas existentes -

en otros países que el 90 % de las fallas o averías, son de origen externo.

2. En lo referente al tiempo de duración de cada avería en las subestaciones con SF6 se considera el doble del tiempo de duración de cada avería que en una subestación convencional. Esto se debe a que los equipos que estamos empleando para subestación con SF6, son equipos compactos, por lo tanto si existe una avería toma mucho más tiempo solucionar los desperfectos ya que en el caso de un interruptor hay que abrir el blindaje metálico lo cual toma más tiempo.

Los cuadros N° 1 y N° 2, que están a continuación muestran los resultados obtenidos para el número anual de averías y el tiempo total de interrupción, el cuadro número 3 muestra los resultados para compararlos.

CUADRO N° 1

SUBESTACION CONVENCIONAL BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

P1 = 1 M = 4 m = 0.0055

P2 = 1/4 bt= 1 m' = 0.041

Pt = 1 bp= 1

Averías/año (Kt)Horas de interrupción/año(Ht)

G1 = 0.08

H1 = 9.6

G2 = 0.00044

H2 = 0.02

G2' = 0.0000656

H2' = 0.007872

G2t = 0.0005056

H2t = 0.02787

G3 = 0.28

H3 = 0.14

G4 = 0.0048

H4 = 0.06

G4' = 0.0006

H4' = 0.0543

G4t = 0.0054

H4t = 0.1143

G5 = 0.0012

H5 = 0.144

Kt = 0.367

Ht = 10.035

CUADRO N° 2

SUBESTACION CON SF6 BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

 $P(\text{SF6}) = 1/10 P(\text{Conv}).$ $t(\text{SF6}) = 2 t(\text{Conv}).$ # averías/año (Kt)Horas de interrupción/año (Ht)

G1 = 0.008

H1 = 1.92

G2 = 0.000044

H2 = 0.004224

G2' = 0.00000656

H2' = 0.00156

G2t = 0.00005056

H2t = 0.005784

G3 = 0.028

H3 = 0.028

G4 = 0.00048

H4 = 0.012

G4' = 0.00006

H4' = 0.01086

G4t = 0.00054

H4t = 0.02286

G5 = 0.00012

H5 = 0.0288

Kt = 0.0367

Ht = 2

CUADRO N° 3

	<u>Averías/año</u>	<u>Horas de interrupción /año</u>
Convencional	Kt = 0.367	Ht = 10.025
SF6	Kt = 0.0367	Ht = 2

En el cuadro N° 3, se puede ver que la confiabilidad de las subestaciones con SF6 es mayor a la confiabilidad de la subestación convencional y ambas con esquema de Barra principal y transferencia.

6.7. COMPARACION ECONOMICA

Para realizar esta comparación económica se ha calculado los costos anuales por interrupción de servicio y el costo anual por recuperación del capital.

El costo anual por interrupción de servicio por potencia de la subestación se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$C.A.I. = K.Cpi.PT + H.Cei.PT$$

$$C.A.I. = PT(K.Cpi + H.Cei)$$

$$\frac{C.A.I.}{PT} = K.Cpi + H.Cei \quad 6.7.1.$$

De donde:

C.A.I. = Costo anual por interrupciones U.S.

K = # averías/año

Cpi = costo por potencia interrumpida US/Kw

H = horas de interrupción/año

Cei = costo por energía interrumpida US/KWh

PT = potencia total de la subestación

El costo anual por recuperación del capital (C.A.R.C) se calcula de la siguiente fórmula:

$$C.A.R.C. = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} \quad 6.7.2.$$

i = interes

n = vida útil de la subestación

Procedimiento realizado:

1. Una vez calculado el N° de averías/año y el tiempo de interrupciones/año, se calcula el costo anual por interrupción por potencia de la subestación, según la expresión 6.7.1. Como la vida útil de la subestación es 30 años, todo lo traemos a valor presente por medio de la siguiente fórmula:

$$FVP = \frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n \cdot i}$$

$$n = 30$$

FVP (C.A.I) = Factor de valor presente del CAI

Para el cálculo se ha considerado 3 tasas de actualización, las mismas que usó la ESPOL para el estudio de la expansión del sistema eléctrico de Guayaquil.

$$i = 8\% \quad FVP(CAI) = 11.258$$

$$i = 10\% \quad FVP(CAI) = 9.427$$

$$i = 12\% \quad FVP(CAI) = 8.055$$

2. Del paso 1, obtenemos C.A.I./PT, pero para tener C.A.I. multiplicamos por la potencia de la subestación. La subestación tiene un transformador de 18/24 MVA y considerando que trabaja a un factor de potencia de 0.85 la subestación tiene una potencia de 15.3 MW.

Para el Cpi y Cei se escogen valores entre US 1 y US 3 por KW y KWh. No se ha tomado valores exactos porque estos dependen de muchos factores que no son motivo de estudio de esta tesis.

A continuación en los cuadros N° 4, 5, y 6 podemos ver el C.A.I./PT cuando el Cpi y Ceí toman diferentes valores. Para el presente estudio escogemos los valores cuando Cpi = 2 US/KW y Ceí = 1 US/KWh' - se pudo haber tomado también cuando el Cpi = 1 US /KW y Ceí = 1 US/KWh pero como objeto de estudio es me jo r que exista una diferencia en ambos costos.

3. Tomamos el costo de las diferentes posiciones y con esto se obtiene el C.A.R.C., para una vida útil de la subestación de 30 años por medio de la expresión 6.7.2., considerando las siguientes tasas de interés:

Factores de C.A.R.C.

i = 8%	F(C.A.R.C) = 0.088
i = 10%	F(C.A.R.C) = 0.1061
i = 12%	F(C.A.R.C) = 0.1241

El costo anual por recuperación del capital será: El producto de la inversión de cada posición por el factor C.A.R.C.

4. Sumando los valores de los pasos 2 y 3, obtenemos el resultado:

Total costos = C.A.I. + C.A.R.C.

Los cuadros N^o 7, 8 y 9 muestran los resultados de los pasos anteriores, el cuadro N^o 9, muestra los resultados finales para compararlos.

CUADRO N° 4

COSTO ANUAL DE INTERRUPCIONES US/KW

C.P.I. US/KW)	C.E.I. (US/KWh)	CONVENCIONAL		SF6	
		C.A.I. PT	i= 8% i=10% i=12%	C.A.I.	i= 8% i= 10% i= 12%
1	1	10.4	117	2.04	23
			98		19
			84		16
1	1.5	15.4	174	3.04	34
			145		28
			124		24
1	2	20.4	231	4.04	46
			192		38
					33
1	2.5	25.4	287	5.04	57
			239		47
			205		41
1	3	30.4	344	6.04	68
			286		57
			245		48

CUADRO Nº 5

COSTO ANUAL DE INTERRUPCIONES US/KW

C.P.I. (US/KW)	C.E.I. (US/KWh)	CONVENCIONAL		SF6	
		C.A.I. PT	i= 8% i= 10% i= 12%	C.A.I. PT	i= 8% i= 10% i= 12%
2	1	10.7	122	2.07	23
			101		19
			86		17
2	1.5	15.8	178	3.07	35
			148		29
			126		25
2	2	20.7	235	4.07	46
			195		38
			166		33
2	2.5	25.8	292	5.07	57
			242		48
			206		41
2	3	30.8	348	6.07	69
			289		57
			246		49

CUADRO N° 6

COSTO ANUAL DE INTERRUPCIONES US/KW

C.P.I. (US/KW)	C.E.I. (US/KW _h)	CONVENCIONAL		SF6
		C.A.I. PT	i= 8% i= 10% i= 12%	C.A.I. PT
3	1	11.1	126	24
			105	20
			89	17
3	1.5	16.1	182	35
			152	29
			129	25
3	2	21.1	239	46
			199	39
			169	33
3	2.5	26.1	296	58
			246	48
			209	41
3	3	30.1	340	69
			283	57
			241	49

CUADRO N° 7

SUBESTACION CONVENCIONAL

C.A.I.

Para $C_{pi} = 2\text{US}/\text{KW}$ y $C_{ei} = 1\text{US}/\text{KWh}$, con $\text{Cos } \phi = 0.85$ y 18 MVA que son 15.3 MW potencia de la subestación.

Es importante anotar que con estos valores de costos de potencia y energía interrumpida, se obtienen los costos anuales por interrupción más bajos.

$$i = 8\% \quad \text{C.A.I.} = 122 \times 15300 = \text{US } 1'866.600$$

$$i = 10\% \quad \text{C.A.I.} = 101 \times 15300 = \text{US } 1'545.300$$

$$i = 12\% \quad \text{C.A.I.} = 86 \times 15300 = \text{US } 1'315.800$$

COSTOS POR POSICION:

$$\text{Costo P(L/T)} = \text{US. } 49.100$$

$$\text{Costo P(XT)} = \text{US. } 39.800$$

$$\text{Costo P(BY)} = \text{US. } 49.100$$

INVERSION TOTAL:

$$4 \times \text{P(L/T)} = 4 \times 49.100 = \text{US. } 196.400$$

$$1 \times \text{P(XT)} = 1 \times 39.800 = \text{US. } 29.800$$

$$\text{Total : US. } 236.200$$

C.A.R.C.

C.A.R.C. = inversión x F(C.A.R.C)

i = 8% C.A.R.C = US. 20785

i = 10% C.A.R.C = US. 25061

i = 12% C.A.R.C = US. 29312

COSTO TOTAL:

C.T. = C.A.I. + C.A.R.C.

U.S. x 10³

1866.6 + 20.785 = 1887

C.T. = 1545.3 + 25.061 = 1570

1315.8 + 29.312 = 1345

CUADRO N° 8
SUBESTACION CON SF6

C.A.I.

Cpi = 2 US /KW

Cei = 1 US /KWh

18MVA con $\text{Cos}\beta=0.85$ y 15.3 MW

$i = 8\%$ C.A.I. = $23 \times 15300 =$ US. 351900

$i = 10\%$ C.A.I. = $19 \times 15300 =$ US. 290700

$i = 12\%$ C.A.I. = $17 \times 15300 =$ US. 260100

COSTOS POR POSICION:

Costo P(L/T) = US. 56200

Costo P(XT) = US. 52000

Costo P(BY) = US. 56200

INVERSION TOTAL:

$4 \times P(L/T) = 4 \times 56200 =$ US. 224800

$1 \times P(L/t) = 1 \times 52000 =$ US. 52000

TOTAL: US.276800

C.A.R.C.

C.A.R.C. = inversión \times F(C.A.R.C)

$i = 8\%$ C.A.R.C = 24358

$i = 10\%$ C.A.R.C = 29368

$i = 12\%$ C.A.R.C = 34351

COSTO TOTAL:

C.T. = C.A.I. + C.A.R.C

		US. x 10 ³
	351.9 + 24.358 =	376
C.T =	290.7 + 29.368 =	320
	260.1 + 34.351 =	294

CUADRO N° 9

COMPARACION DE LOS COSTOS TOTALES (US.x10³)

	8%	10%	12%
CONVENCIONAL	1887	1570	1345
SF6	376	320	294

De acuerdo a los datos obtenidos en el Cuadro N° 9, se concluye que la sumatoria del costo anual de interrupciones y costo anual por recuperación del capital para la subestación con SF6 es menor que para subestación convencional, cuando el costo de la potencia interrumpida Cpi es de 2 US/KW y el de energía interrumpida Cei es de 1 US./KWh.

A continuación se muestran algunos gráficos que dan una idea más clara de los resultados obtenidos anteriormente.

1. La figura N^o 6.12., muestra el costo relativo por posición para equipamiento convencional y con SF₆, como porcentaje del costo de una posición de línea convencional.
2. La figura N^o 6.13., muestra los valores de los costos anuales por interrupción de servicio para distintas tasas de interés y diferentes costos de potencia y energía, obviamente el costo anual por interrupción de servicio es mayor para subestaciones convencionales, ya que en estas hay mayor cantidad de horas de interrupción y por lo tanto mayor número de horas de energía no servida, que hacen, que los costos anuales por interrupción aumenten más.
3. En la figura N^o 6.14., si observamos individualmente cada curva podemos apreciar que la inversión total en la subestación convencional se ve más afectada por el costo del terreno por metro cuadrado, que en la subestación con SF₆, en la misma que el costo de terreno no causa mayor efecto en la inversión final de esta.

Esto se debe a que la subestación convencional ocupa mayor área que la subestación con SF₆.

FIG. 6.12 COSTO RELATIVO POR POSICION
EQUIPO CONVENCIONAL Y SF6

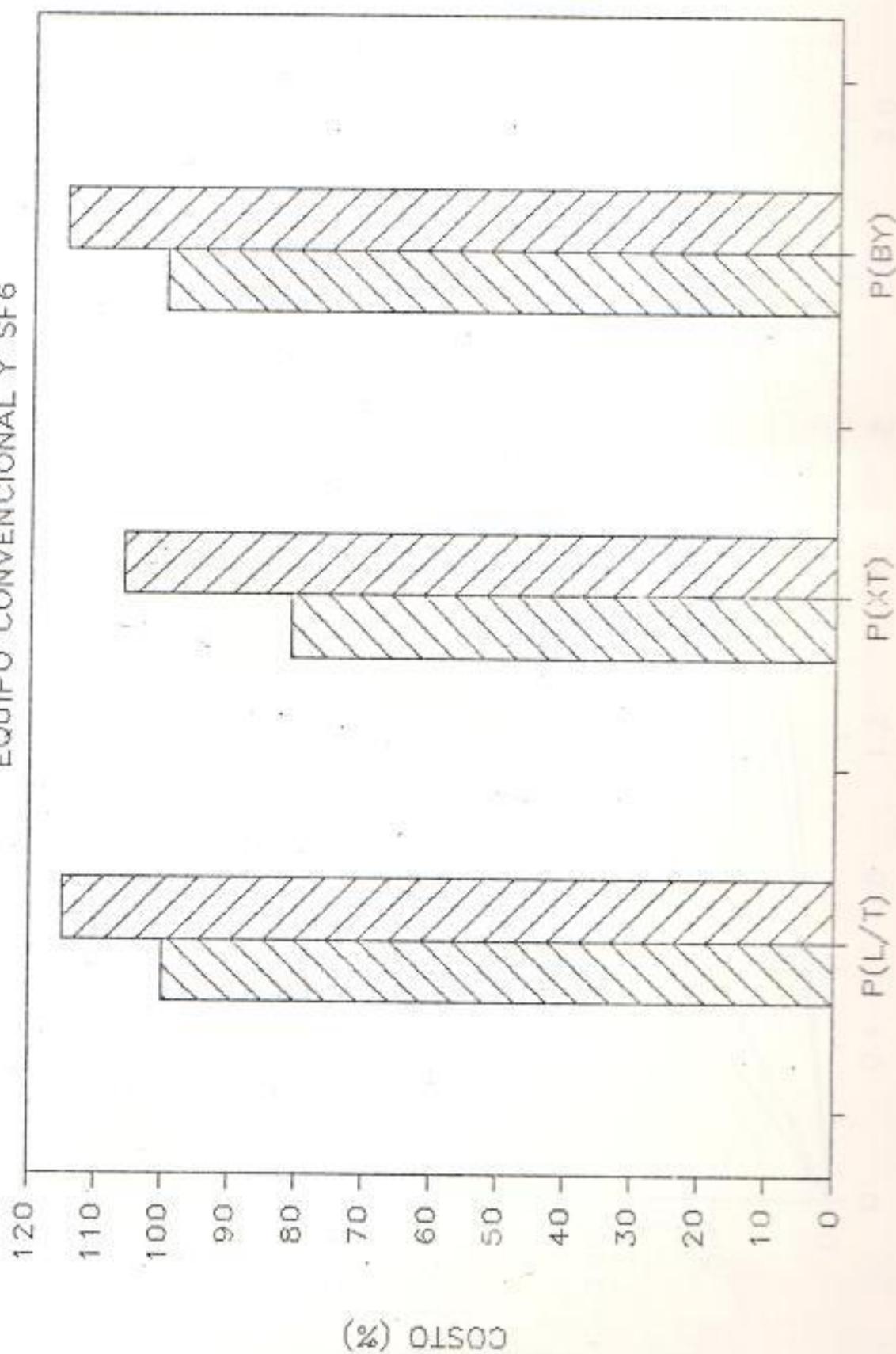
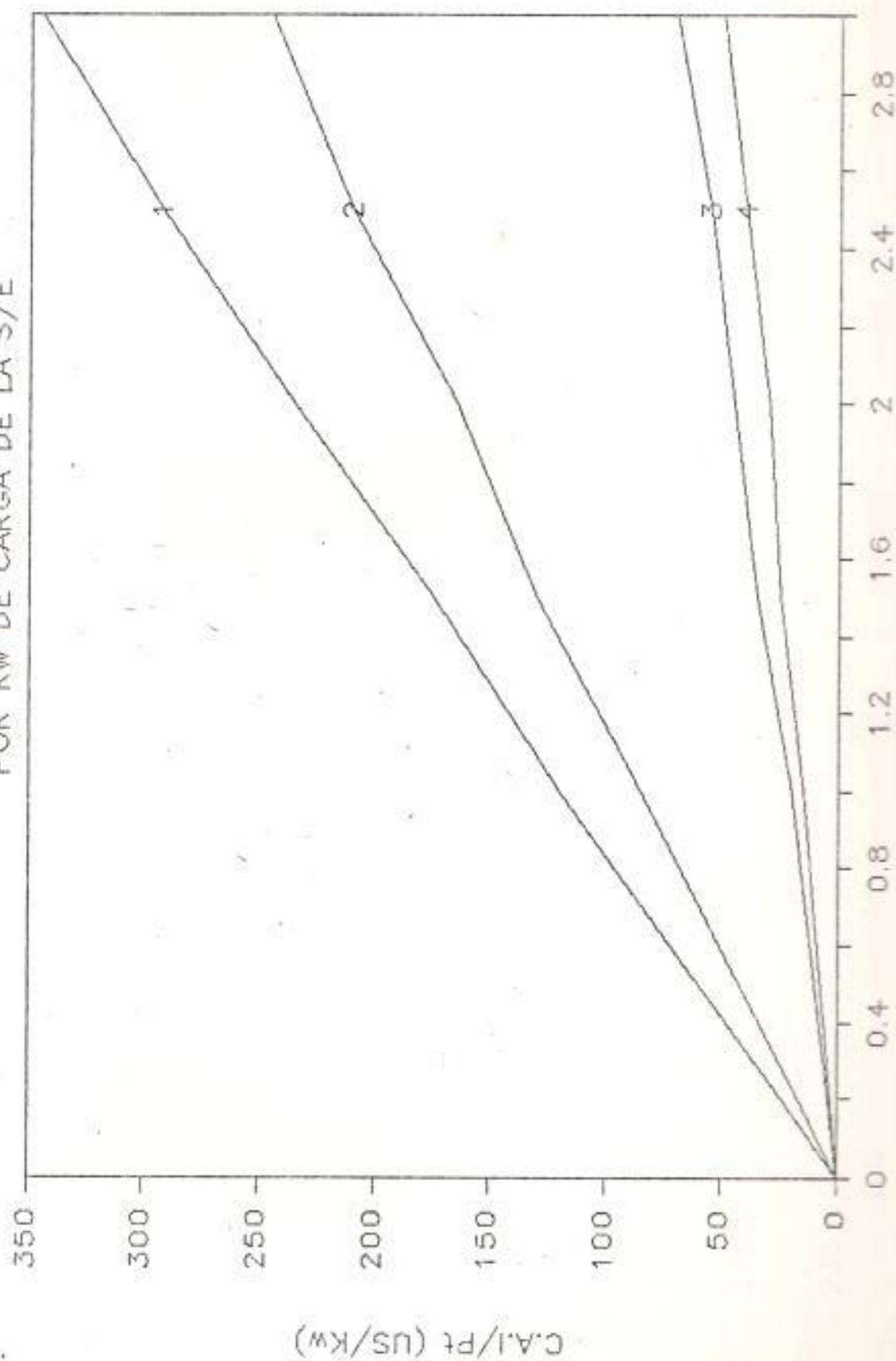


FIG 6.13 COSTO ANUAL DE INTERRUPCION
 POR KW DE CARGA DE LA S/E



— C1=8% — C2=12% — Cei (US/Kwh) — SF63=8% — SF64=12%

FIG. 6.14 INVERSION VS COSTOS

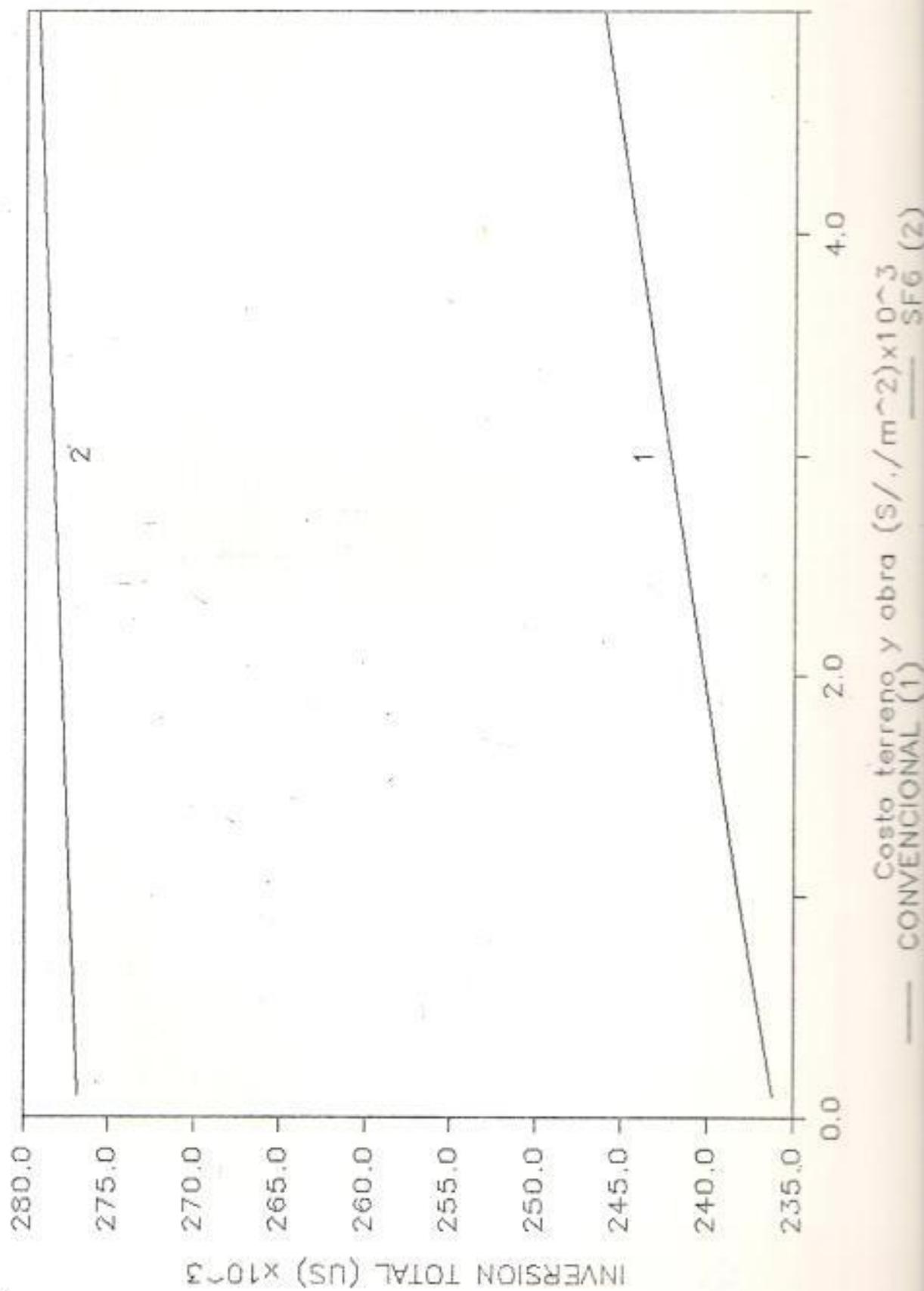


TABLA N° 2
TIPOS DE AVERIAS EN ESQUEMAS CON UNA SOLA BARRA

TIPO DE AVERIA	PROBAB. OCURREN- CIA AVERIA		NUMERO ANUAL DE AVERIAS		DURACION CADA AVERIA		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
	DENOM.	($\frac{AV}{AÑO}$)	DENOM.	V A L O R	DENOM.	VALOR (H)	DENOM.	VALOR (HORAS)
En la barra	P ₁	0.02	G ₁	$P_1 \times b \times \frac{P_1}{P_T}$	t ₁	120	H ₁	G ₁ x t ₁
EN POSICIO- NES DE IN- TERRUPCION.	GRAVE	P ₃₁	G ₃₁	$P_{31} \times M \times \frac{P_1}{P_T}$	t ₃₁	360	H ₃₁	$G_{31} \times t_{31} \times \frac{P_2}{P_1}$
	LEVE	P ₃₂	G ₃₂	$P_{32} \times M \times \frac{P_1}{P_T}$	t ₃₂	24	H ₃₂	$G_{32} \times t_{32} \times \frac{P_2}{P_1}$
TOTAL			G ₃	G ₃₁ + G ₃₂			H ₃	H ₃₁ + H ₃₂ + 0.5 G ₃
SIMULTANEA EN BARRAS	P ₅	0.0003	G ₅	$P_{5} \times b \times \frac{P_1}{P_T}$	t ₅	120	H ₅	G ₅ x t ₅
T O T A L			K _T	G ₁ + G ₃ + G ₅			H _T	H ₁ + H ₃ + H ₅

b = número de barras

M = número de posiciones de interrupción

P₁ = potencia asociada a la barra

P₂ = potencia asociada a la posición de interrupción

P_T = potencia total de la subestación

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

El presente trabajo de tesis ha permitido obtener las siguientes conclusiones:

1. En una subestación convencional tipo urbano el área ocupada está en el orden de los 400 m² para el esquema de barra principal y transferencia con un transformador. Para este mismo esquema, y tipo de subestación, una subestación aislada con SF₆ ocupa una área que está en el orden de los 100 m². Es decir que el área ocupada por la subestación aislada con SF₆ constituye el 25 % del área ocupada por una subestación convencional. Este porcentaje es aceptable si consideramos que la subestación no es totalmente encapsulada en relación al porcentaje mencionado en la sección 5.1.15.
2. El equipamiento con SF₆ resulta más conveniente económicamente ya que una subestación convencional ocupa demasiado espacio lo cual influye en el costo total de la in

versión sobre todo cuando el costo por terreno y obras civiles son elevados, aún es más conveniente considerando la incidencia económica del mejor grado de confiabilidad de la subestación con SF6.

3. La confiabilidad de la subestación aislada con SF6 es 5 veces mayor respecto de la subestación convencional para un mismo esquema el de barra principal y de transferencia en 13.8 KV.
4. Tomando en consideración el costo anual de interrupciones y el costo anual por recuperación del capital, el equipamiento de las subestaciones aisladas con SF6 es más económico que el convencional para el esquema de barra principal y de transferencia en 13.8 KV, inclusive el equipamiento convencional resulta 500 % más caro.
5. El costo por interrupciones de servicio constituye un rubro muy importante dentro de la selección del tipo de equipamiento, dependiendo del costo emitido por energía no servida.

RECOMENDACIONES

Una alternativa para el esquema de barra principal y de transferencia puede ser el esquema de barra sencilla seccionada cuyo diagrama unifilar se muestra a continuación. Ver figura N° 6.15.

Estudio de confiabilidad

Realizando el mismo procedimiento usado en la sección N° 6.6.y considerando que:

$$b = 1; n = 4; P_1 = 1; P_2 = 1/4; P_T = 1,$$

tomando además la información de la tabla N° 2, obtenemos los resultados siguientes:

$$K_T = 0.03 \frac{\text{averías}}{\text{año}} \quad H_T = 2,2 \frac{\text{Horas inte.}}{\text{año}}$$

Con estos resultados que son muy parecidos a los obtenidos para la subestación con SF6 esquema barra principal y de transferencia y siguiendo el mismo procedimiento de la sección 6.7. se obtienen los costos anuales por obtenciones de servicio y costos por recuperación del capital que obviamente serán muy si milares.

RECOMENDACIONES

Una alternativa para el esquema de barra principal y de transferencia puede ser el esquema de barra sencilla seccionada cuyo diagrama unifilar se muestra a continuación. Ver figura N° 6.15.

Estudio de confiabilidad

Realizando el mismo procedimiento usado en la sección N° 6.6. y considerando que:

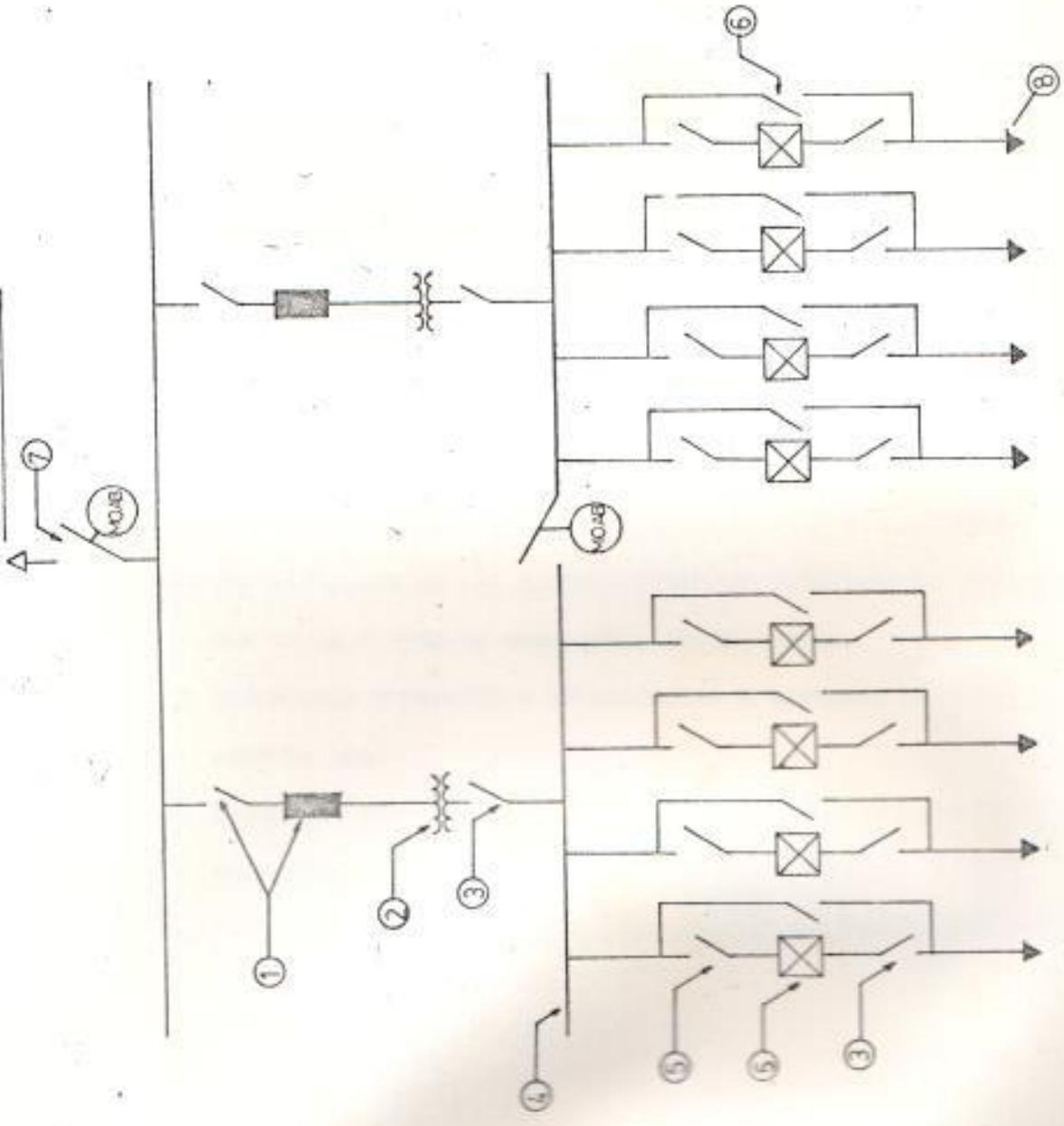
$$b = 1; n = 4; P_1 = 1; P_2 = 1/4; P_T = 1,$$

tomando además la información de la tabla N° 2, obtenemos los resultados siguientes:

$$K_T = 0.03 \frac{\text{áverías}}{\text{año}} \quad H_T = 2.2 \frac{\text{Horas inte.}}{\text{año}}$$

Con estos resultados que son muy parecidos a los obtenidos para la subestación con SP6 esquema barra principal y de transferencia y siguiendo el mismo procedimiento de la sección 6.7. se obtienen los costos anuales por obtenciones de servicio y costos por recuperación del capital que obviamente serán muy similares.

BARRA SIMPLE



SIMBOLOGIA

- ① CIRCUITO INTERRUPTOR
- ② TRANSFORMADOR 69/13.8 KV
- ③ INTERRUPTOR
- ④ BARRA PRINCIPAL
- ⑤ RECONECTADOR
- ⑥ INTERRUPTOR DE BYPASS
- ⑦ INTERRUPTOR MOTORIZADO
- ⑧ ALIMENTADORA

FIGURA # 6.15.

BIBLIOGRAFIA

1. TECHNICAL PAPERS ON MITSUBISHI SF₆ GAS INSULATED SUBSTATION
2. COLOQUIO ECUATORIANO - FRANCES SOBRE GIS (ESPOL)
3. IV CONGRESO CHILENO DE INGENIERIA ELECTRICA (SUBESTACIONES - AISLADAS CON SF₆) ESPOL.
4. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES (INECEL)
5. I.E.E.E.
6. BROWN BOVERI; (SUBESTACIONES CON SF₆).
7. TECNICAS DE ALTO VOLTAJE (ALSTON)
8. TECNICA DE ALTOS VOLTAJES (ENRIQUEZ HARPER)
9. DISEÑO DE SUBESTACIONES; MANUAL DEL INGENIERO ELECTRICO
10. APUNTES DE LA MATERIA DISTRIBUCION
11. ESTUDIO DE EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO DE GUAYAQUIL (ESPOL)
12. NORMALIZACION DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION PARA ZONAS URBANAS DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL; TESIS, ESPOL.
13. INGENIERIA ECONOMICA Y APLICACIONES A SISTEMAS DE POTENCIA; DR. - STEPHEN SEBO.
14. CRITERIOS PARA LA SELECCION DE INTERRUPTORES DE ALTA TENSION DE CORRIENTE ALTERNA; TESIS. ESPOL.
15. SISTEMA GUAYAQUIL, ESTUDIO DE SU EXPANSION EN EL PERIODO 1981 - 1986. TESIS, ESPOL.