

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**ELEMENTOS Y ESQUEMAS PARA SUBESTACIONES DE  
DISTRIBUCIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JESI CAROLINA, HINOSTROZA AQUINO**

**PROMOCIÓN  
2001 - I**

**LIMA – PERÚ  
2008**

**ELEMENTOS Y ESQUEMAS PARA SUBESTACIONES DE  
DISTRIBUCIÓN**

A mis padres Jorge y Delia, por sus enseñanzas, amor y esfuerzo invaluable, y a mis hermanos: Lourdes, Alexandra, Christian y Patricia, por su cariño y constante apoyo.

## SUMARIO

El crecimiento de las actividades industriales y comerciales dentro de nuestro país durante los últimos años, ha incrementado notablemente el requerimiento de energía eléctrica por parte de estos sectores, es necesario que los profesionales relacionados con el tema estén preparados técnicamente para afrontar estos cambios. Considerando la importante función que cumplen las subestaciones de distribución dentro del proceso de generación-consumo de la energía eléctrica, se presenta el siguiente informe.

El objetivo del presente trabajo es proporcionar información actualizada sobre las subestaciones de distribución, su definición y función dentro del proceso de generación-consumo de la energía eléctrica, su clasificación, identificando los criterios de selección y aplicación de cada tipo, los elementos que las componen y sus esquemas.

A continuación se da un resumen de los tópicos cubiertos en el presente informe:

- Capítulo I : Introducción: Antecedentes.
  - Capítulo II : Subestaciones de Distribución: Definición, función y clasificación.
  - Capítulo III : Elementos Básicos de las Subestaciones de Distribución.
  - Capítulo IV : Subestación de Distribución Convencional: Elementos y esquemas.
  - Capítulo V : Subestación de Distribución Aérea: Elementos y esquemas.
  - Capítulo VI : Subestación de Distribución Compacta: Elementos y esquemas.
- Conclusiones.
- Anexos y Bibliografía.

## ÍNDICE

PRÓLOGO.....	1
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b>	
1.1 Antecedentes.....	2
1.1.1 Subestación Eléctrica.....	3
1.1.2 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas.....	3
a) De acuerdo a su función.....	3
b) De acuerdo a su operación.....	3
c) De acuerdo a la configuración de sus elementos.....	4
d) De acuerdo a su construcción.....	4
<b>CAPÍTULO II: SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN</b>	
2.1 Definición y Función.....	5
2.2 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas de Distribución.....	6
2.2.1 De acuerdo a su instalación.....	6
a) Subestaciones de distribución tipo convencional.....	6
b) Subestaciones de distribución tipo aérea.....	6
c) Subestaciones de distribución tipo compacta.....	7
2.2.2 De acuerdo a la ubicación de los centro de consumo.....	7
2.3 Generalidades.....	7
2.3.1 Sistema de Distribución.....	7
2.3.2 Sistema de Utilización en Media Tensión.....	9
2.3.3 Normativa.....	10
a) Para sistemas de distribución.....	10
b) Para sistemas de utilización en media tensión.....	10

### CAPÍTULO III: ELEMENTOS BÁSICOS DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

3.1	Barras ó Buses Conductores.....	12
3.1.1	Barra de Cobre.....	12
3.1.2	Barra de Aluminio.....	12
3.2	Seccionador.....	12
3.2.1	Función.....	13
	a) De Paso.....	13
	b) De Prueba.....	13
	c) De Puesta a Tierra.....	13
3.3	Interruptor Automático.....	13
3.3.1	Proceso de Corte.....	14
	a) Interruptores de gran volumen de aceite.....	14
	b) Interruptores de pequeño volumen de aceite.....	14
	c) Interruptores neumáticos.....	14
	d) Interruptores en vacío.....	14
	e) Interruptores en hexafluoruro de azufre.....	15
3.4	Transformador de Potencia.....	15
3.4.1	Tipo de transformadores.....	16
	a) Transformadores Sumergidos.....	16
	b) Transformadores Secos.....	17
3.4.2	Selección del Transformador.....	17
3.5	Transformadores para Instrumentos.....	19
3.5.1	Transformador de Tensión.....	19
3.5.2	Transformador de Corriente.....	19
3.6	Relés de Protección.....	19
3.7	Pararrayos.....	20

### CAPÍTULO IV: SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CONVENCIONAL

4.1	Introducción.....	21
4.2	Selección y aplicación de la subestación convencional.....	25
4.3	Esquemas Eléctricos.....	27
4.3.1	De la subestación convencional de superficie de 5x7,50m <sup>2</sup> y subterránea de 5x9,50 m <sup>2</sup> (con 6 celdas de 10 kv y 2 celdas de transformador).....	27
4.3.2	De la subestación convencional de superficie de 5x4m <sup>2</sup> y subterránea de 5x6 m <sup>2</sup> (con 4 celdas de 10 kv y 1 celdas de transformador).....	30

**CAPÍTULO V: SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN AÉREA**

5.1	Introducción.....	32
5.2	Selección y aplicación de la subestación aérea.....	33
5.3	Esquemas Eléctricos.....	34
5.3.1	Esquema eléctrico de la SAB de 50, 100, 160 y 250 kVA.....	34
5.3.2	Esquema eléctrico de la SAB de 400 y 630 kVA.....	35
5.3.3	Esquema eléctrico de la SAM de 2x25 KVA.....	36
5.3.4	Esquema eléctrico de la SAM de 3x25 KVA.....	37

**CAPÍTULO VI: SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN COMPACTA**

6.1	Introducción.....	38
6.2	Selección y aplicación de la subestación compacta.....	41
6.3	Esquemas Eléctricos.....	42
6.3.1	De la subestación compacta bóveda (SCB) de 50, 100, 160 y 250 KVA, con alimentación subterránea desde lateral.....	42
6.3.2	De la subestación compacta pedestal (SCP) de 100, 160, 250, 400 y 630 KVA, con alimentación subterránea desde lateral.....	46

<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>49</b>
--------------------------	-----------

**ANEXOS**

<b>ANEXO A: CONCEPTOS BÁSICOS.....</b>	<b>51</b>
--	-----------

<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>53</b>
--------------------------	-----------

## PRÓLOGO

El presente informe tiene como objetivo dar una herramienta, con información actualizada, para los profesionales interesados en el tema de las Subestaciones de Distribución.

Para lograr el propósito del informe, en primer lugar se hace un análisis general del tema, para luego introducimos a subestaciones de distribución específicas, cubriendo el siguiente alcance:

El trabajo realiza en primer término el análisis de las subestaciones de distribución en general, su definición, función y elementos básicos que las componen. Así mismo, se da la clasificación de las subestaciones de distribución, haciendo énfasis en los criterios de selección y aplicación de cada tipo.

En segundo lugar, se hace un análisis de las subestaciones de distribución: convencionales, aéreas y compactas, sus características, elementos particulares, y esquemas de conexión. Tanto, para las subestaciones de distribución estandarizadas que utilizan las empresas concesionarias, Luz del Sur y Edelnor, como para las subestaciones de distribución particulares que forman parte del sistema de utilización en media tensión.



# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1.- Antecedentes

La energía eléctrica es una de las formas de energía mas utilizada en el mundo. Hoy en día, debido al avance tecnológico, contar con energía eléctrica nos asegura una mejor calidad de vida.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras pueden ser: térmicas, hidroeléctricas, nucleares, eólicas, solares, mareomotrices y otros. La mayor parte de la energía que utilizamos en nuestro país proviene de las centrales térmicas e hidroeléctricas; Aunque, por los problemas ambientales que enfrentamos en los últimos años, se viene impulsando el uso de energías no convencionales como La energía solar y eólica.

Las centrales de generación en su mayoría se encuentran alejados de los centros de consumo, en estos casos el transporte de la energía eléctrica esta a cargo de las líneas de transmisión, en nuestro país se cuenta con un sistema interconectado nacional (SINAC).

Por razones técnicas (aislamiento, enfriamiento, otros), los voltajes de generación en las centrales generadoras son relativamente bajos en relación con los voltajes de transmisión, cuanto más alto es el voltaje en la línea de transmisión menor es la corriente y menores son las pérdidas, ya que éstas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias estos voltajes de generación resultarían antieconómicos. Los encargados de elevar los voltajes de generación (Ejemplo: 13.8Kv) a los de transmisión (Ejemplo: 110Kv) son las subestaciones eléctricas; También, las subestaciones eléctricas son las encargadas de reducir los voltajes de transmisión a valores adecuados, para la utilización de la energía eléctrica en instalaciones industriales, comerciales y residenciales.

De lo anterior, se puede entender la importante labor que cumplen las subestaciones eléctricas en el proceso de generación-consumo de la energía eléctrica.

De acuerdo a la norma peruana DGE (1), la definición y clasificación que se tiene de las subestaciones eléctricas es la siguiente:

#### **1.1.1.- Subestación Eléctrica:**

Parte de la red eléctrica, concentrada en un lugar dado, que incluye principalmente los terminales de los dispositivos de control y maniobra y las celdas de las líneas de transmisión o distribución y que también podría incluir transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control (por ejemplo, dispositivos de protección). De acuerdo a la naturaleza de la red dentro de la cual se encuentra incluida la subestación, podría ser calificada por un prefijo.

#### **1.1.2.- Clasificación de las Subestaciones Eléctricas:**

Se tiene los siguientes tipos:

a) De acuerdo a su función:

- Subestación de seccionamiento; subestación de maniobra
- Subestación de transformación
- Subestación elevadora (de tensión)
- Subestación reductora (de tensión)
- Subestación Intermedia de transformación
- Subestación final de transformación
- Subestación de distribución
- Subestación de tracción
- Subestación convertidora
- Subestación convertidora de frecuencia

b) De acuerdo a su operación:

- Subestación con personal de operación
- Subestación sin personal de operación
- Subestación con personal de turno permanente
- Subestación asistida
- Subestación tele-controlada
- Subestación central de operación
- Subestación satélite

- c) De acuerdo a la configuración de sus elementos:
- Subestación con un juego de barras
  - Subestación con dos juegos de barras
  - Subestación con tres juegos de barras
  - Subestación con un juego de barras en anillo con seccionadores
  - Subestación con un juego de barras en anillo con interruptores automáticos
  - Subestación con un juego de barras en anillo con cuatro aparatos de corte
  - Subestación con un juego de barras en anillo con tres aparatos de corte, con paso directo
  - Subestación con un juego de barras en anillo con cuatro aparatos de corte y seccionadores de seccionamiento de barras
  - Subestación con esquema con dos interruptores por salida
  - Subestación con esquema con un interruptor y medio por salida

- d) De acuerdo a su construcción:
- Subestación tipo intemperie
  - Subestación tipo interior
  - Subestación tipo blindado

Por otro lado, debido a la variedad de subestaciones eléctrica que existen, es difícil hacer una clasificación precisa de ellas, por lo que en los textos especializados se encontrara una variedad de criterios de clasificación.

## **CAPÍTULO II**

### **SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

#### **2.1.- Definición y Función**

Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que la recibe de una red de distribución primaria y la entrega a una red de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público, a otra red de distribución primaria o a usuarios alimentados a tensiones de distribución primaria o secundaria. Comprenden generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente edificaciones para albergarlas (1).

Las empresas de distribución de dependiendo de su zona de concesión son las encargadas de distribuir la energía eléctrica, para lo cual hacen uso de las subestaciones de distribución ya que son estas las encargadas de transformar los niveles de tensión de transmisión o subtransmisión a niveles de suministro.

Para atender los requerimientos de energía eléctrica, dentro de su zona de concesión, los concesionarios instalan subestaciones de distribución estandarizadas, donde ellos lo consideran necesarias. En el caso de que el requerimiento de energía sea en media tensión, el concesionario; Además, de fijar un punto de entrega del suministro en media tensión, revisará y supervisará el diseño y construcción de la subestación de distribución particular del usuario.

Las subestaciones eléctricas a pesar de su elevado costo son convenientes al usuario, cuando su potencia contratada es considerable, debido a que las cuotas de consumo, medidas en media tensión son mucho mas económicas que cuando la energía es suministrado por la empresa concesionaria en baja tensión, por lo cual, el gasto inicial se compensa en poco tiempo quedando un ahorro permanente al propietario.

De lo anterior, se entiende que la importancia de las subestaciones de distribución dentro del sistema de distribución de la energía eléctrica, es tan igual como el hecho de contar con energía eléctrica; Además, a pesar de que en algunos lugares, donde la energía

eléctrica es vital (por ejemplo: hospitales y bancos) cuentan con grupos electrógenos que brinda energía de respaldo, no es así el caso de la mayoría de usuarios, por lo que para asegurar continuidad en el servicio de la energía eléctrica, los concesionarios cuentan con programas de mantenimiento rigurosos, que aseguran el buen funcionamiento de las subestación y sus elementos.

## 2.2.- Clasificación de las Subestaciones Eléctricas de Distribución:

Se tiene los siguientes tipos:

### 2.2.1.- De acuerdo a su instalación

- a) **Subestaciones de distribución tipo convencional:** Es la subestación de distribución instalada en una caseta, en la que se ha previsto pasadizos y espacios de trabajo. Por su ubicación pueden ser de 2 tipos: de superficie (en caseta a nivel del piso) y subterránea (en sótano de edificios). (Ver Fig. 2.1)



Fig. 2.1 Subestación tipo convencional de superficie.

- b) **Subestaciones de distribución tipo aérea:** Es la subestación de distribución cuyo equipamiento es del tipo exterior y está instalado sobre el nivel del piso. Si la subestación aérea está soportada en un poste es tipo monoposte. Si la subestación aérea está soportada por 2 postes unidos entre sí por una plataforma en la que se asienta el transformador es tipo biposte. (Ver Fig. 2.2)

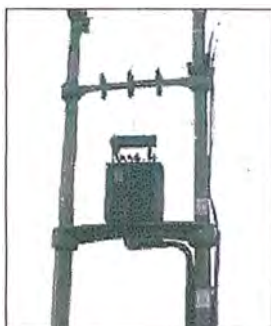


Fig. 2.2 Subestación tipo aérea biposte.

- c) **Subestaciones de distribución tipo compacta:** Es la subestación de distribución cuyo equipamiento es del tipo exterior y tiene un transformador denominado transformador compacto, porque tiene los dispositivos de protección y maniobra incorporados dentro del tanque de aceite dieléctrico. La subestación compacta Por su ubicación pueden ser de 2 tipos: bóveda y pedestal. (Ver Fig. 2.3)

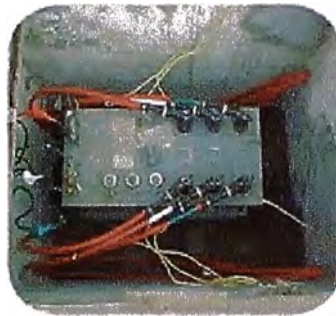


Fig. 2.3 Subestación tipo compacta en bóveda.

### 2.2.2.- De acuerdo a la ubicación de los centro de consumo

Estas pueden ser:

Subestaciones de distribución urbanas.

Subestaciones de distribución rurales.

### 2.3.- Generalidades

Para comprender mejor el entorno que determina el diseño, construcción y funcionamiento de las subestaciones de distribución se tiene los siguientes conceptos y alcances:

#### 2.3.1.- Sistema de Distribución:

Es el conjunto de instalaciones eléctricas comprendidas desde un sistema de generación o transformación a media tensión, hasta los puntos de entrega de los usuarios de media o baja tensión, inclusive las unidades de alumbrado público. Comprende los siguientes:

Subsistema de Distribución Primaria: son las redes y subestaciones cuyas tensiones de servicio son mayores de 1 KV y menores de 30KV.

Subsistema de Distribución Secundaria: son las redes de servicio público cuyas tensiones de servicio son iguales o menores de 1 KV.

Instalaciones de Alumbrado Público: son las redes y unidades de alumbrado destinadas al alumbrado público de las vías, plazas y parques.

De acuerdo a las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en:

Sistemas de Distribución Industriales: Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en media tensión.

Sistemas de Distribución Comerciales: Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

Sistemas de Distribución Urbanas: Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña.

Sistemas de distribución rural: Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kWh consumido. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

Por otro lado, De acuerdo a su construcción los sistemas de distribución se pueden clasificar en:

Sistemas de distribución aéreos: Estos sistemas por su construcción se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización está muy generalizada. La configuración mas sencilla para los sistemas aéreos es del tipo arbolar, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de la línea. Cuando se requiere una mayor flexibilidad y continuidad del servicio es posible utilizar configuraciones más elaboradas. En servicios importantes tales como: Hospitales, edificios públicos y otros se instalan dos

circuitos aéreos, los cuales pueden pertenecer a la misma subestación de distribución, o a diferentes subestaciones.

Sistemas de distribución subterráneos: Estos sistemas se construyen en zonas urbanas con alta densidad de carga y fuertes tendencias de crecimiento, debido a la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al paisaje, Este aumento en la confiabilidad y en la estética involucra un incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de sistema.

Sistemas de distribución Mixtos: Este sistema es muy parecido al sistema aéreo, siendo diferente únicamente en que los cables desnudos sufren una transición a cables aislados. Dicha transición se realiza en la parte alta del poste y el cable aislado es alojado en el interior de ductos para bajar del poste hacia un registro o pozo y conectarse con el servicio requerido. Este tipo de sistema tiene la ventaja de eliminar una gran cantidad de conductores, favoreciendo la estética del conjunto, disminuyendo notablemente el número de fallas en el sistema de distribución y por ende aumentando la confiabilidad del mismo.

El conocimiento de las características eléctricas de un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad son quizá los requisitos más esenciales para diseñar, construir y operar en forma óptima un sistema de esta naturaleza. Los principales datos del sistema eléctricos son la tensión nominal, la frecuencia nominal y su comportamiento en caso de cortocircuito.

Los sistemas de distribución, deben proyectarse de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación.

### **2.3.2.- Sistema de Utilización en Media Tensión:**

Es aquel constituido por el conjunto de instalaciones eléctricas de Media Tensión, comprendida desde el punto de entrega hasta los bornes de Baja Tensión del transformador, destinado a suministrar energía eléctrica a un predio. Estas instalaciones pueden estar ubicadas en la vía pública o en propiedad privada, excepto la subestación, que siempre deberá instalarse en la propiedad del Interesado. Se entiende que quedan fuera de este concepto las electrificaciones para usos de vivienda y centros poblados.



### 2.3.3.- Normativa:

Los proyectos de sistemas de distribución y sistemas de utilización en media tensión deberá cumplir con las exigencias técnicas de los dispositivos vigentes relacionados con el ámbito de la Distribución, los más relevantes son:

a) Para sistemas de distribución:

- Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y su Reglamento.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- Código Nacional de Electricidad - Suministro
- Normas DGE “Terminología en Electricidad” y “Símbolos Gráficos en Electricidad”.
- Reglamento Nacional de Edificaciones
- Ley de Protección del Medio Ambiente y Protección del Patrimonio Cultural de la Nación (según corresponda)
- Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú (SLUMP).
- Calificación eléctrica
- Plano de lotización en escala adecuada y documento de aprobación emitido por la Municipalidad Provincial o Distrital (según corresponda).
- Condiciones técnicas indicadas en el documento de punto de diseño emitido por el Concesionario.
- Lista de Equipos y Materiales Técnicamente Aceptables del Concesionario respectivo.
- Normas técnicas de las instalaciones del Concesionario.
- Disposiciones municipales (según corresponda).
- Norma Técnica DGE de Alumbrado de Vías Públicas.
- Para los proyectos de Instalaciones de Alumbrado de Vías Públicas deberán tener en cuenta la Norma DGE 016-T-2/1996 o la que la reemplace.

b) Para sistemas de utilización en media tensión:

- Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y su Reglamento.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- Código Nacional de Electricidad - Suministro
- Normas DGE “Terminología en Electricidad” y “Símbolos Gráficos en Electricidad”.
- Reglamento Nacional de Edificaciones

Ley de Protección del Medio Ambiente y Protección del Patrimonio Cultural de la Nación (según corresponda)

Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú (SLUMP).

Condiciones técnicas indicadas en el documento del punto de diseño.

## **CAPÍTULO III**

### **ELEMENTOS BÁSICOS DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

Los elementos básicos de las subestaciones de distribución son:

#### **3.1.- Barras ó Buses Conductores**

Son barras que sirve de medio de transporte de la energía eléctrica, a una determinada tensión, ya sea en lado primario y/o secundario de la subestación, se encuentran soportadas por aisladores y estas pueden ser de cobre o de aluminio.

##### **3.1.1.- Barra de Cobre:**

Este bus es una combinación de materiales de cobre, plata y otros, siendo un porcentaje mayor de cobre, por lo que, es este el que define su característica de conducción, además, de costo barato.

##### **3.1.2- Barra de Aluminio:**

Este bus es una combinación de materiales de aluminio, plata y otros, siendo un porcentaje mayor de aluminio, permitiéndole mejores característica de conducción que las de cobre; Sin embargo, son menos utilizadas por sus costos elevados.

Los parámetros que las definen son: La sección de la barra (determinada por la corriente máxima admisible y el esfuerzo electrodinámico) y la intensidad de corto circuito.

#### **3.2.- Seccionador**

Es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico de otro, esto con el propósito de dar seguridad en trabajos de inspección y mantenimiento dentro del circuito aislado, además, cuenta con mecanismos de enclavamiento, para evitar operaciones incorrectas. (Ver fig. 3.1)

Por lo general se operan sin carga, pues no están previstos para extinguir el arco eléctrico que se forma al separa dos contactos con carga; sin embargo, con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos limites. En ningún caso responde a condiciones de falla.

Dependiendo de su modo de accionamiento, pueden ser: de cuchilla giratoria, de cuchillas deslizantes, de columnas giratorias y de pantógrafo.

En subestaciones eléctricas modernas su accionamiento se efectúa a distancia a través de motores, también, pueden ser de accionamiento manual en grupo o individual.

### 3.2.1.- Función:

Las funciones de los seccionadores dentro de la subestación de distribución son:

- a) **De Paso:** Destinados a operar sin carga, aislando el circuito que pertenece al consumidor del circuito de la Compañía Suministradora. Estás se suministran con aisladores acanalados de porcelana o resina y van colocados después de los Medidores de la Compañía Suministradora de Energía.
- b) **De Prueba:** Están destinados a operar con carga, y estos van perpendiculares a los de paso.
- c) **De Puesta a Tierra:** Estos seccionadores sirven para aterrizar las barras conductoras como protección para dar mantenimiento preventivo, drenando las corrientes parásitas que se quedan en el bus.

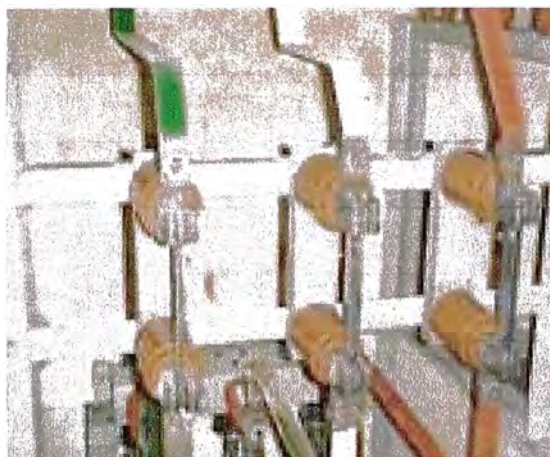


Fig. 3.1 Seccionadores unipolares en 10 kV, tipo interior.

### 3.3.- Interruptor Automático

Es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la

señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico, donde está conectado. Existen diferentes formas de energizar los circuitos de control. Para obtener una mayor confiabilidad, estos circuitos se conectan a bancos de baterías. Este tipo de energización, sí bien aumenta los índices de confiabilidad, también aumenta el costo y los requerimientos de mantención exigidos por las baterías.

### 3.3.1.- Proceso de Corte:

Cuando un interruptor abre un circuito con carga o por despejar una falla es inevitable la formación de un arco eléctrico entre los contactos abiertos, una de las formas de extinguir el arco, es aumentando la resistencia dieléctrica del espacio entre contactos, hasta lograr el restablecimiento de la tensión.

Según el medio de extinción los interruptores se clasifican en:

- a) **Interruptores de gran volumen de aceite:** Dispositivo donde todas sus partes se encuentran dentro de una cápsula con aceite, esto es para evitar el arco eléctrico. Tiene como ventajas su construcción sencilla, alta capacidad de ruptura y su operación manual o automática. Por otro lado, tiene como desventaja la posibilidad de incendio o explosión, necesidad de inspección periódica de la calidad y cantidad de aceite en su estanque, necesita una gran cantidad de aceite mineral de alto costo, no pueden usarse en interiores, son grandes y pesados.
- b) **Interruptores de pequeño volumen de aceite:** Dispositivo donde todas sus partes se encuentran dentro de una cápsula con aceite, esto es para evitar el arco eléctrico. Tiene como ventajas su menor cantidad de aceite, tamaño y peso con respecto a los de gran volumen de aceite, su menor costo y su operación manual o automática. Por otro lado, tiene como desventaja la posibilidad de incendio o explosión, necesidad de inspección periódica de la calidad y cantidad de aceite en su estanque, no pueden usarse con reconexión automática, mayor daños en los contactos. (Ver fig. 3.2)
- c) **Interruptores neumáticos:** Dispositivo usado principalmente en alta tensión. Tiene como ventajas su operación muy rápida, alta capacidad de ruptura, menor daño a los contactos, menor peso, pueden usarse con reconexión automática, y no presenta riesgo de incendio o explosión. Por otro lado, tiene como desventaja su mayor costo e instalación y construcción compleja
- d) **Interruptores en vacío:** Dispositivo donde todas sus partes se encuentran dentro de una cápsula en vacío, debido a la alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío ofrece un excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco eléctrico. Tiene como ventajas su rápido tiempo de operación, rápido restablecimiento de la

tensión en sus contacto, no requiere mantenimiento, mayor tiempo de vida. Por otro lado, tiene como desventaja su capacidad de ruptura limitada, y dificultad para mantener su condición de vacío.

- e) **Interruptores en hexafluoruro de azufre:** Dispositivo donde todas sus partes se encuentran dentro de una cápsula con SF<sub>6</sub>, debido a la alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío ofrece un excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco eléctrico. Tiene como ventajas su rápido tiempo de operación, rápido restablecimiento de la tensión en sus contacto, su menor tamaño (50% menor a los tradicionales), no requiere mantenimiento, mayor tiempo de vida. Por otro lado, tiene como desventaja su mayor costo inicial.

El continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia ha forzado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Es por estas razones que se han estado desarrollando con bastante éxito interruptores en vacío y en hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).



Fig. 3.2 Interruptor automático en 10 kV, tipo interior y tipo "pequeño volumen de aceite".

### 3.4.- Transformador de Potencia

Maquina estática que trabaja en base al principio de inducción electromagnética, aislada eléctricamente y eslabonada magnéticamente.

En las subestaciones eléctricas de distribución se utilizan transformadores de potencia trifásicos (Ver Fig. 3.3), monofásicos (Ver Fig. 3.4), banco de transformadores monofásico y auto-transformadores. Se usan transformadores monofásicos en bancos trifásicos principalmente en circuitos de muy alto voltaje y en circuitos donde se requiera



continuidad en el servicio, debido a que normalmente se dispone de cuatro transformadores monofásicos, tres en operación y uno de reserva.



Fig. 3.3 Transformador de distribución monofásico



Fig. 3.4 Transformador de distribución trifásico

#### 3.4.1.- Tipo de transformadores:

De acuerdo a su forma constructiva, los transformadores de potencia pueden ser: transformadores sumergidos y secos.

- a) **Transformadores Sumergidos:** El circuito magnético y los devanados están sumergidos en un líquido dieléctrico que garantiza el aislamiento y la evacuación de las pérdidas caloríficas del transformador. Este líquido se dilata en función de la carga y de la temperatura ambiente. Existen cuatro tipos de transformadores sumergidos: respirantes, de colchón de gas, con conservador y de llenado integral, actualmente sólo se instalan los últimos.

Transformadores respirantes: Un volumen de aire entre la superficie del aceite y la tapa permite la dilatación del líquido sin riesgo de rebalse. El

transformador "respira", pero la humedad del aire se mezcla con el aceite y la rigidez dieléctrica se degrada.

- Transformadores de colchón de gas: La cuba es estanca y la variación de volumen del dieléctrico se compensa con un colchón de gas neutro.
  - Transformadores de llenado integral: La cuba está totalmente llena de líquido dieléctrico y herméticamente cerrado. No hay ningún riesgo de oxidación del aceite.
  - Transformadores con conservador: Para reducir las anteriores inconvenientes, un depósito de expansión limita el contacto aire/aceite y absorbe la sobrepresión. No obstante, el dieléctrico sigue oxidándose y cargándose de agua. La adición de un desecador limita este fenómeno, pero exige un mantenimiento periódico. La sobrepresión debida a la dilatación del líquido es absorbida por los pliegues de la cuba.
- b) **Transformadores Secos**: El circuito magnético está aislado (o recubierto) con un material aislante seco de varios componentes. La refrigeración se consigue por medio del aire ambiente, sin líquido intermedio. Este tipo de transformador tiene la ventaja de no presentar ningún riesgo de fuga o contaminación. En contrapartida requiere precauciones de instalación y mantenimiento (local ventilado, eliminación del polvo). Los devanados suelen ir provistos de sondas de detección que vigilan las temperaturas internas y permite la desconexión de la carga y de la alimentación si surge un problema térmico. Los transformadores secos son más seguros que los transformadores en aceites, pero su costo es mucho mayor.

#### 3.4.2.- Selección del Transformador:

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose tener especial cuidado en considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda y el factor de coincidencia.

El número de fases del transformador es función del número de fases de la alimentación primaria y del número de fases de los elementos que componen la carga. En muchas ocasiones la política de selección del número de fases de los transformadores de distribución que decida emplear una compañía, señala el número de fases que deben tener los motores que se conecten en el lado secundario de los transformadores, dictando así una política de desarrollo de fabricación de motores en una cierta zona de un país o en un país entero.

La magnitud del porcentaje de impedancia de un transformador afecta la regulación de la tensión y el valor de las corrientes de corto circuito que fluyen por los devanados ante



fallas en los alimentadores secundarios. A menores valores de impedancia mayores valores de regulación y de corriente de corto circuito; es por ello que el valor del porcentaje de impedancia se debe seleccionar tratando de encontrar un punto económico de estos dos factores, debiéndose tomar en cuenta que la calidad de tensión que se entrega a los usuarios se puede variar con los cambiadores de derivación de que normalmente se provee a un transformador.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés cuando se trata de seleccionar un transformador para un sistema de distribución de energía eléctrica. Las opciones que se le presentan al ingeniero que diseñara dicho sistema, son en forma general entre seleccionar transformadores con neutro flotante o con neutro aterrizado. El transformador con neutro flotante es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico cuatro hilos. Al utilizar transformadores conectados en delta en el lado primario se disminuye el riesgo de introducir corrientes armónicas (magnitud sinusoidal de frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental de la corriente o de la tensión) de orden impar (especialmente en tercer orden) a los alimentadores primarios y se incrementa el riesgo de tener sobretensiones por fenómenos de ferorresonancia (efecto producido en el núcleo cuando la fuerza electromotriz tiene una frecuencia muy próxima a las oscilaciones libres que se producen en el mismo) en el transformador. Estas sobretensiones se vuelven especialmente críticas en sistemas subterráneos de distribución.

Al seleccionar transformadores conectados en estrella con neutro aterrizados, se introducen corrientes armónicas de orden impar en los circuitos primarios y se disminuye grandemente la posibilidad de que se presenten sobretensiones por fenómenos de ferorresonancia.

Por lo que se refiere a las conexiones en el lado secundario de los transformadores trifásicos, normalmente son estrella con neutro aterrizado y cuatro hilos de salida. Esto permite tener dos niveles de tensión para alimentar cargas de fuerza y alumbrado, detectar las corrientes de falla de fase a tierra, equilibrar las tensiones al neutro ante cargas desbalanceadas y como una medida de seguridad al interconectarse con el tanque del transformador. Las conexiones con neutro aislado en los devanados de baja tensión de los transformadores trifásicos no es muy favorecida por las sobretensiones que se presentan al tener dos fallas en dos fases diferentes en el circuito de baja tensión. En los transformadores monofásicos la conexión que presenta más utilización es la de tres hilos, dos de fase y un neutro en el centro del devanado.

### **3.5.- Transformadores para Instrumentos**

Estos transformadores proporcionan aislamiento a los equipos de protección y medición, alimentándolos con magnitudes proporcionales a aquellas que circulan en el circuito de potencia, pero lo suficientemente reducidas en magnitud para que los equipos de medición y protección sean fabricados pequeños y no costosos.

#### **3.5.1.- Transformador de Tensión:**

Es el transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición como los voltímetros, frecuencímetros, wattmetros, wathhorímetros, etc., así como a los aparatos de protección como los relevadores; en el cual la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria y desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero. • Las terminales del devanado primario del transformador de tensión se conectan a las dos líneas del sistema donde se necesita medir el alta tensión y los instrumentos de medición se conectan en paralelo a las terminales del secundario. Su función es brindar una imagen proporcional en magnitud con el mismo ángulo de tensión existente en el circuito de potencia conectado. Existen 2 tipos: inductivo y capacitivo.

#### **3.5.2.- Transformador de Corriente:**

Es el transformador diseñado para suministrar la corriente adecuada a los instrumentos de medición como los amperímetros, wattmetros y wathhorímetros, así como a los aparatos de protección como los relevadores; en el cual la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero. El devanado primario del transformador de corriente se conecta en serie con el circuito donde circula la corriente que se desea medir, mientras que los aparatos de medición se conectan en serie a su devanado secundario.

La otra función principal del transformador de medición es proporcionar un aislamiento seguro entre la línea de alta tensión y los instrumentos conectados al secundario y que están al alcance de los técnicos. La clase de aislamiento debe estar en función de la máxima tensión de la línea donde está instalado el transformador; está asociada al nivel básico de aislamiento al impulso e indica la capacidad del transformador de resistir sobre tensiones de duración muy breve, como las provocadas por descargas atmosféricas o transitorias de conexión. Así mismo se asocia a una prueba de tensión aplicada al primario durante un minuto a 60 Hz.

### **3.6.- Relés de Protección**

Los relés de protección son usados para la protección selectiva de alimentadores, y barras dentro de las subestaciones de distribución de energía eléctrica

Su función es captar señales de falla de los dispositivos que protegen y dar ordenes de apertura /cierre a los interruptores automáticos.

Algunas de las magnitudes que monitorean son: Tensión, corrientes, frecuencia, potencia, impedancia, presión, temperatura (relé térmico, relé buchholz)

### 3.7.- Pararrayos

Los pararrayos que se emplean en la protección de las instalaciones y subestaciones son de tipo autovalvular, que tienen la función de limitar las frecuentes apariciones de sobretensiones (Ver Fig. 3.5).

En una envoltura de porcelana herméticamente cerrada se encuentran montadas las partes activas del pararrayos, entre las que figuran la resistencia que trabaja en función de la tensión y el explosor de extinción, compuesto de electrodos tipo tobera. El pararrayos está lleno de nitrógeno, evitándose así fenómenos de corrosión y de envejecimiento.

La resistencia dependiente de la tensión tiene la propiedad de que, al pasar por ella intensidades de cualquier magnitud, varía automáticamente su resistencia, de tal modo que la caída de tensión (es decir, la tensión residual de la onda ambulante que sigue circulando) tenga valores admisibles determinados.

Como su valor de resistencia es relativamente elevado en el campo de la tensión de servicio, la intensidad de corriente posterior se limita tanto que es interrumpida con toda seguridad por el explosor de la operación.

Para representar la capacidad aislante de una parte de la instalación, se miden las tensiones de descarga utilizando ondas de diferente amplitud. De la unión de estos puntos resulta la característica de impulso. Las sobretensiones que se presentan en el servicio y precisamente las atmosféricas, sobrepasan muy frecuentemente esta curva. El pararrayo limita todas las sobretensiones hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.



Fig. 3.5 Juegos de pararrayos.

## CAPÍTULO IV

### SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CONVENCIONAL

#### 4.1.- Introducción

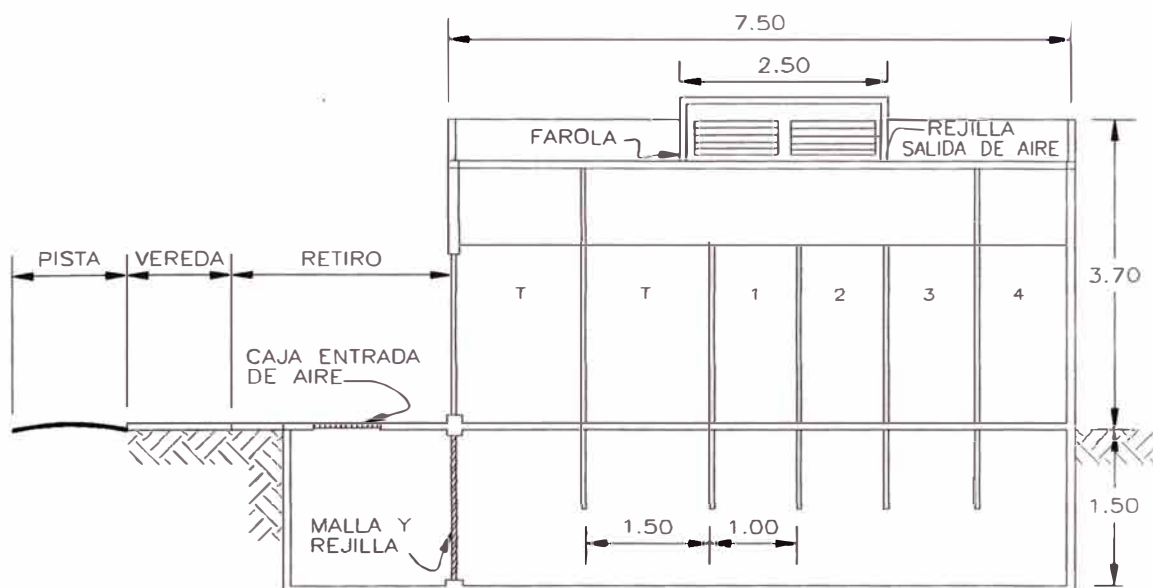
La subestación de distribución tipo convencional para un cliente particular tiene el tamaño y el equipamiento de acuerdo a su necesidad, que no necesariamente coincide con la necesidad de las empresas de distribución.

La subestación de distribución tipo convencional, para empresas de distribución, puede ser de dos tipos: de superficie en caseta y subterránea en sótano de edificios.

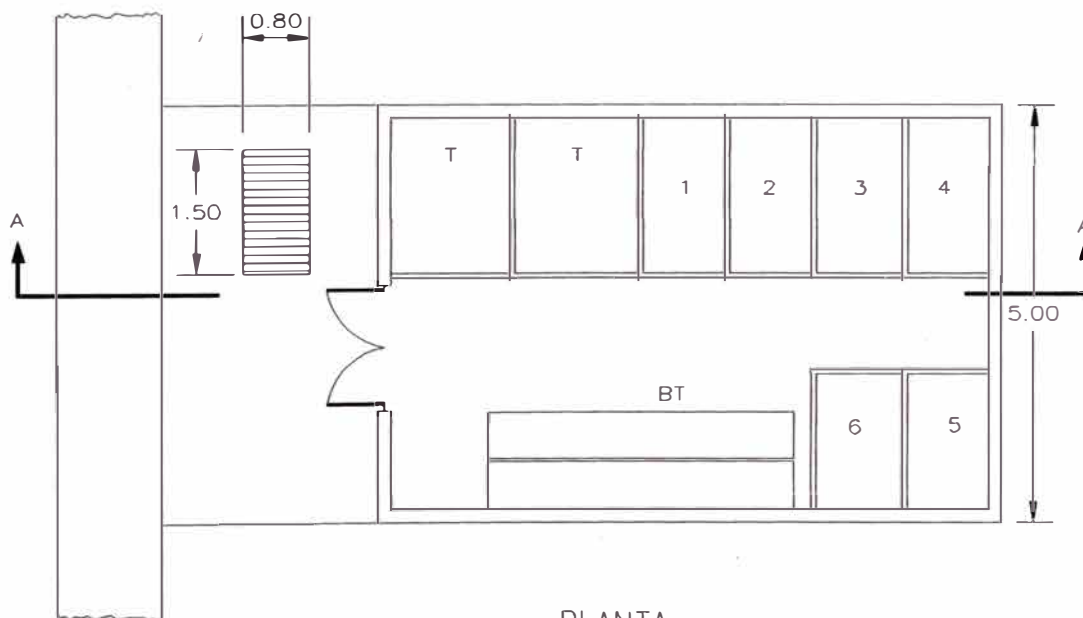
La subestación convencional de superficie (SE) pueden a su vez ser de dos tamaños: la SE de 5 x 7,50 m<sup>2</sup> (con 2 celdas de transformación y 6 celdas de 10kV, Ver Fig. 4.1) y la SE de 5 x 4m<sup>2</sup> (con 1 celda de transformador y 4 celdas de 10kV, Ver Fig. 4.2).

La subestación convencional subterránea (SS) pueden a su vez ser de dos tamaños: la SS de 5 x 9,50m<sup>2</sup> (con 2 celdas de transformador y 6 celdas de 10kV, Ver Fig. 4.3) y la SS de 5 x 6m<sup>2</sup> (con 1 celda de transformador y 4 celdas de 10kV, Ver Fig. 4.4).

En nuestro medio el equipamiento de la subestación convencional de 10/0,23kV está normalizado por Edelnor y Luz del Sur con 1 ó 2 transformadores trifásicos de distribución tipo convencional de las siguientes potencias nominales (según normas IEC 76 e Itintec 370.002): 50, 100, 160, 250, 400, 630, 2x400 ó 2x630 kVA. También se están instalando en zonas urbanas y urbano-marginales las subestaciones convencionales de 22,9/0,22 kV pero todavía no se ha normalizado su equipamiento debido a que son de uso reciente en estas zonas.



CORTE A-A



PLANTA

Fig. 4.1 Subestación convencional de superficie (SE) de  $5 \times 7,50 \text{ m}^2$  para alimentadores troncales (2 celdas de transformador y 6 celdas de MT).

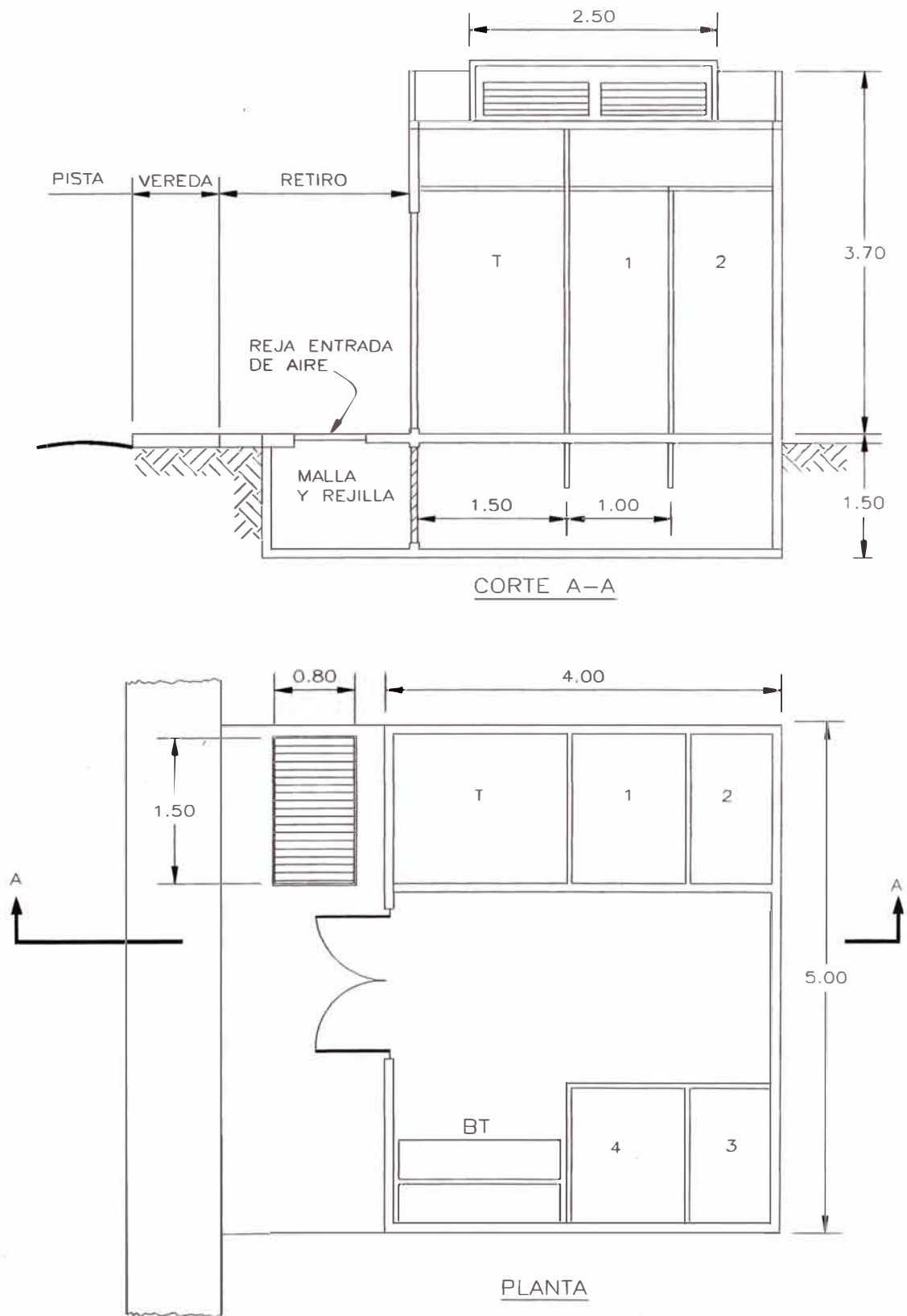
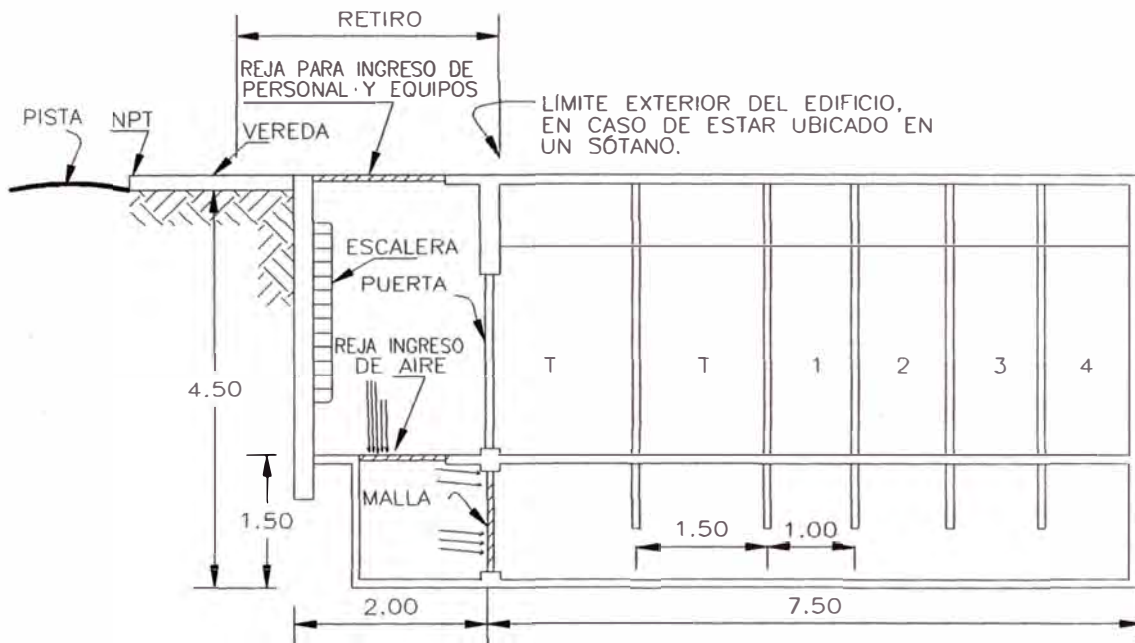
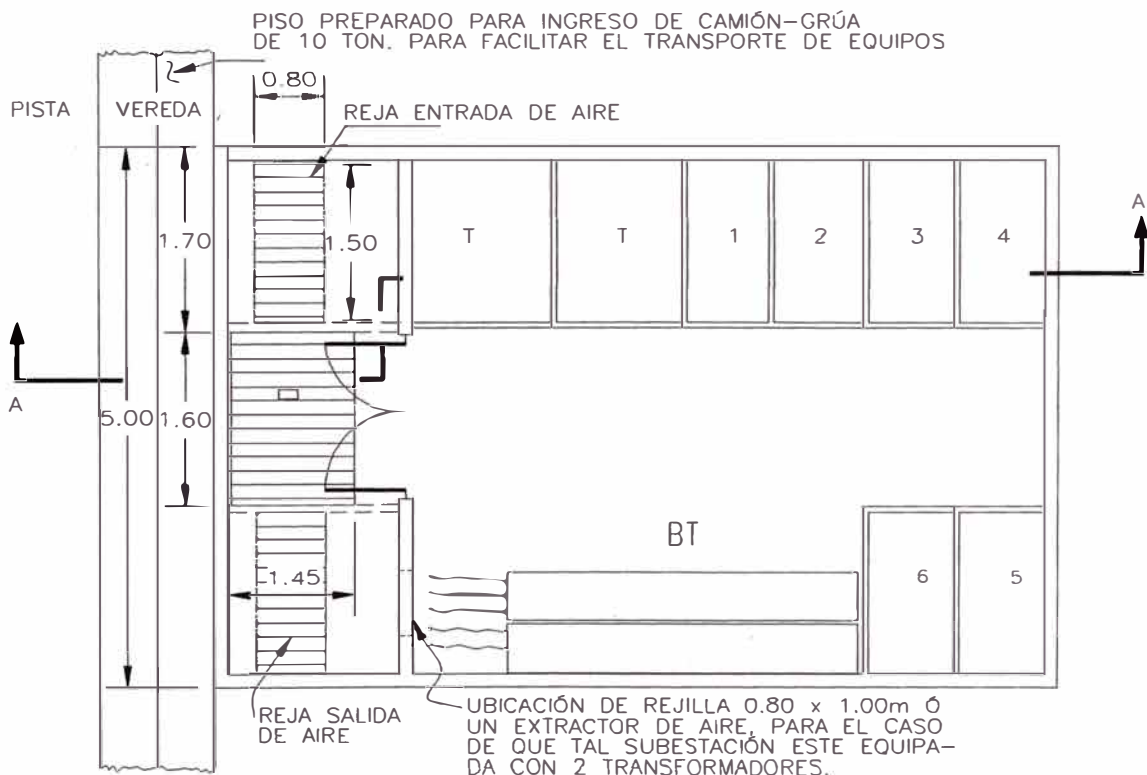


Fig. 4.2 Subestación convencional de superficie (SE) de 5 x 4 m<sup>2</sup> para alimentadores laterales o troncales (con una celda de transformador y 4 celdas de MT).



CORTE A-A



PLANTA

Fig. 4.3 Subestación convencional subterránea (SS) de 5 x 9,50 m<sup>2</sup> para alimentadores troncales (Con 2 celdas de transformador y 6 celdas de MT).



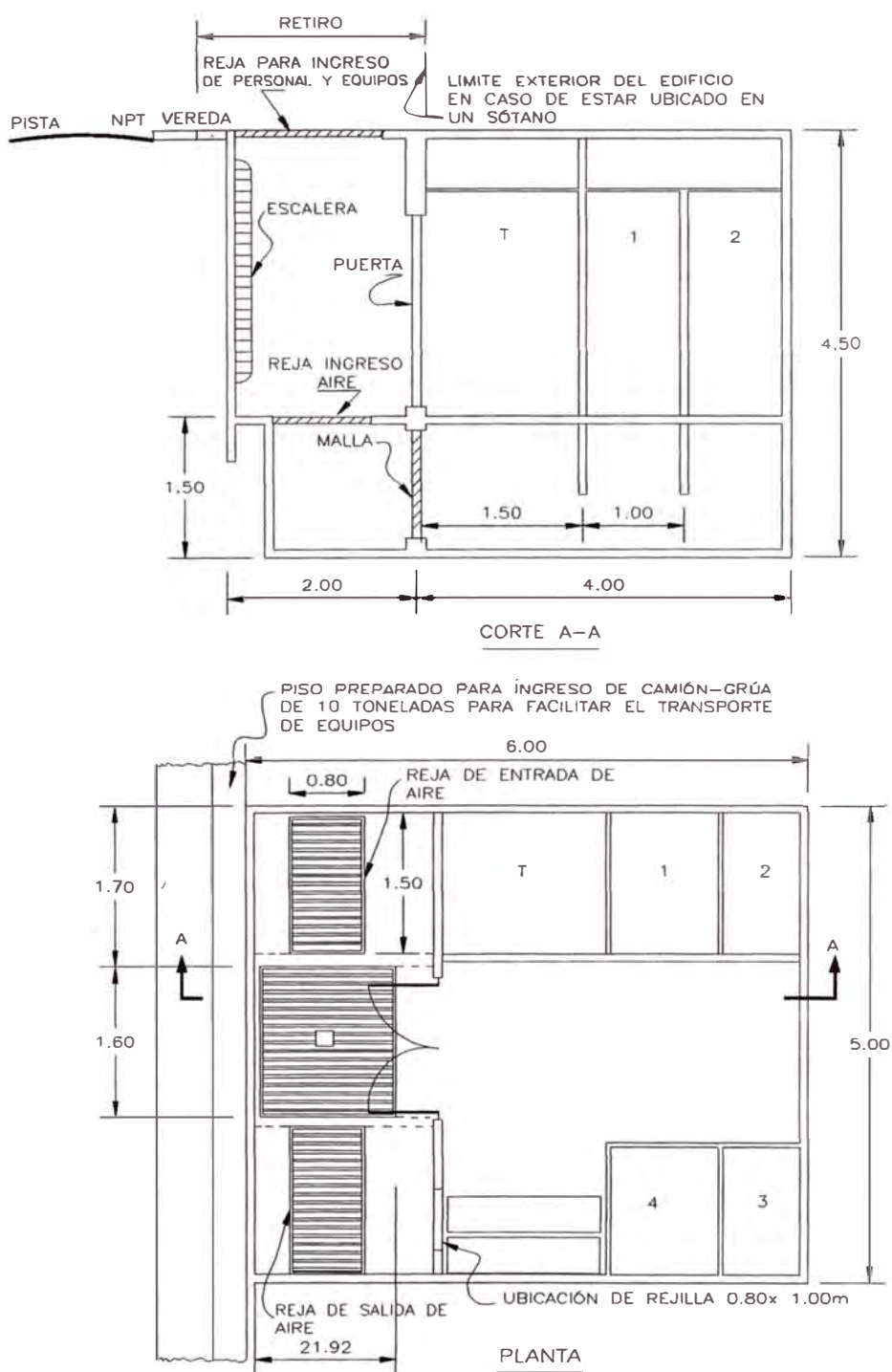


Fig. 4.4 Subestación convencional subterránea (SS) de 5 x 6 m<sup>2</sup> para alimentadores laterales o troncales (con una celda de transformador y 4 celdas de MT).

#### 4.2.- Selección y aplicación de la subestación convencional

- La subestación convencional de superficie de 5x7,50 m<sup>2</sup> o subterránea de 5x9,50 m<sup>2</sup> (con 2 celdas de transformación y 6 celdas de 10 kV) está prevista para aplicarse en el recorrido de alimentadores troncales subterráneos o aéreos (en este



caso la llegada y la salida a las celdas de la subestación es subterránea) como puesto de derivación de laterales (PDL) y transformación (disponiendo para este último de 2 celdas con transformador de 50, 100, 160, 250, 400, 630, 2x400 ó 2x630 kVA), y además 2 celdas de medición para 2 clientes en 10 kV.

- La subestación convencional de superficie de 5x4 m<sup>2</sup> o subterránea de 5x6 m<sup>2</sup> (con 1 celda de transformador y 4 celdas de 10 kV) está prevista para aplicarse en el recorrido de alimentadores laterales subterráneos o aéreos (en este caso la llegada y salida a las celdas de la subestación es subterránea) para transformación (disponiéndose de 1 celda con transformador de 50, 100, 160, 250, 400 ó 630 kVA) y medición de hasta 2 clientes en 10 kV. Esta subestación también puede aplicarse en el recorrido de alimentadores troncales subterráneos o aéreos como puesto de derivación de laterales (PDL) y transformación, siempre que la posibilidad de alimentar clientes en 10 kV sea nula, de lo contrario, se considerará la subestación convencional más. También se puede aplicar esta subestación en el recorrido de alimentadores troncales subterráneos o aéreos para atender exclusivamente redes de distribución secundaria (en 220 V) y clientes en 10 kV, siendo esta aplicación en casos muy especiales.
- Una subestación convencional subterránea se instalará siempre y cuando no se pueda instalar una subestación convencional de superficie.
- Una subestación convencional subterránea puede estar ubicada en sótanos de edificios o parques. Este último caso debe evitarse en lo posible, sin embargo, en casos muy especiales de zonas residenciales de primera o segunda categoría puede darse pero se deben tomar las medidas de seguridad convenientes y necesarias como éstas:

Las rejillas de ingreso se instalarán en las veredas periféricas, para facilitar el acceso hasta ellas.

El nivel de las rejillas con relación a la vereda será de + 10 ó 15 cm.

El piso que está directamente debajo de las rejillas tendrá un sumidero para favorecer el drenaje en caso de posibles inundaciones.

Las paredes y el techo serán reforzados para evitar filtraciones a través de ellos.

- Las potencias nominales del transformador de la subestación convencional de 100 y de 160 kVA, son las recomendadas por los estudios sobre el dimensionamiento óptimo de las subestaciones convencionales para cargas de zonas residenciales y pueblos jóvenes. Para cargas concentradas como edificios, electrobombas, industriales o comerciales, es posible la utilización de potencias nominales de 250, 400 ó 630 kVA.

- Las cargas contratadas mayores de 50 kW es preferible económicamente alimentarlas en media tensión (10 kV), pero las cargas contratadas en baja tensión (220 V) pueden alimentarse sin limitaciones técnicas por lo menos hasta 225 kW.
- Si la carga contratada del cliente de 10 kV es de 50 a 500 kW, el equipamiento de la celda considera además del sistema de medición, un seccionador fusible de potencia tripolar de 12 kV tipo interior con fusibles limitadores de corriente de 12 kV y 40 A para protección y maniobra del alimentador del cliente. Esta magnitud de carga puede alimentarse desde una subestación convencional ubicada en el recorrido de un alimentador troncal o lateral.
- Si la carga contratada del cliente de 10 kV es de 500,1 a 2 500 kW, el equipamiento de la celda considera además del sistema de medición, un interruptor automático tripolar de 12 kV tipo interior con relés primarios de sobrecorriente y tiempo definido tipo HB (temporizados en 0 segundos) para protección y maniobra del alimentador del cliente. Esta magnitud de carga es excesiva para ser alimentada por un alimentador lateral, por lo que debe alimentarse desde una subestación convencional ubicada en el recorrido de un alimentador troncal.
- Si la carga contratada del cliente de 10 kV es mayor de 2 500 kW, por ser de magnitud excesiva para ser alimentada por un alimentador troncal, no es alimentada desde celda alguna de subestación convencional, sino desde la celda de subestación de transmisión cercana en el mismo u otro nivel superior de tensión.
- Los componentes de media tensión de la subestación convencional de 10/0,23 kV normalizada por Edelnor y Luz del Sur, están diseñados para que ésta pueda instalarse en el recorrido de un alimentador troncal o lateral donde el nivel de cortocircuito en 10 kV sea de hasta 500 MVA (30 kA simétricos eficaces en caso del cortocircuito trifásico franco, sin resistencia de falla, por ser ésta la condición de falla más exigente en un sistema con neutro aislado como el de 10 kV).

### **4.3.- Esquemas Eléctricos**

#### **4.3.1.- De la subestación convencional de superficie de 5x7,50m<sup>2</sup> y subterránea de 5x9,50 m<sup>2</sup> (con 6 celdas de 10 kv y 2 celdas de transformador)**

- En el esquema eléctrico (Fig. 4.5) se aprecia que de las barras de 10 kV alimentadas por el troncal de llegada, se alimentan 2 celdas de reserva para clientes de 10 kV, 2 celdas para laterales si la SE o SS es un puesto de derivación de laterales (PDL), 1 celda para el troncal de salida y 2 celdas para transformadores convencionales de potencia (distribución).

- El equipamiento de cada una de las 2 celdas de laterales incluye un seccionador fusible de potencia tripolar de 12 kV, 400 A, 16 kA, tipo interior, equipado con 3 fusibles limitadores de corriente de 12 kV, 100 ó 125 A; 31,5 kA, tipo interior (que ordenan la apertura simultánea de las 3 fases del seccionador fusible cuando actúa el indicador de fusión de uno o más fusibles), para protección del lateral subterráneo o aéreo contra cortocircuitos.
- El equipamiento de la celda del troncal de llegada incluye 3 seccionadores unipolares simples de 12 kV, 350 A, tipo interior, para operación sin carga con pértiga aislada simple.
- El equipamiento de la celda del troncal de salida incluye un interruptor automático de potencia tripolar tipo mínimo volumen de aceite (vacío o SF6) de 12 kV, 400 A, 250 ó 500 MVA de potencia de ruptura simétrica, tipo interior, equipado en 2 de sus 3 polos con relés primarios de máxima corriente y tiempo definido tipo HB de 12 kV; 300 A; 37,5 kA, tipo interior, temporizados en 0,0; 0,4; 0,8 ó 1,2 segundos para dar selectividad a la protección del troncal de salida aéreo o subterráneo contra cortocircuitos, tramo por tramo.
- El equipamiento de cada una de las celdas del transformador de distribución incluye un transformador trifásico tipo convencional de 10/0,23 kV para uso exterior e interior, 3 fusibles seccionadores unipolares simples de 12 kV, 200 A, tipo interior (para operación sin carga con pértiga aislada simple) cada uno con su fusible limitador de corriente de 12 kV, 30 kA, tipo interior, clase E-ANSI (para protección del transformador contra cortocircuitos) y un interruptor termomagnético tripolar de baja tensión tipo caja moldeada para protección del transformador contra sobrecargas.
- En la Fig. 4.5 (esquema eléctrico de la SE de 5x7,50m<sup>2</sup> y SS de 5x9,50m<sup>2</sup>) se aprecia que hay un máximo de 6 salidas trifásicas por cada uno de los 2 tableros de distribución secundaria, uno por cada transformador, obteniéndose un máximo de hasta 12 salidas de distribución secundaria con fusibles seccionadores de potencia tripolares de baja tensión tipo vertical.

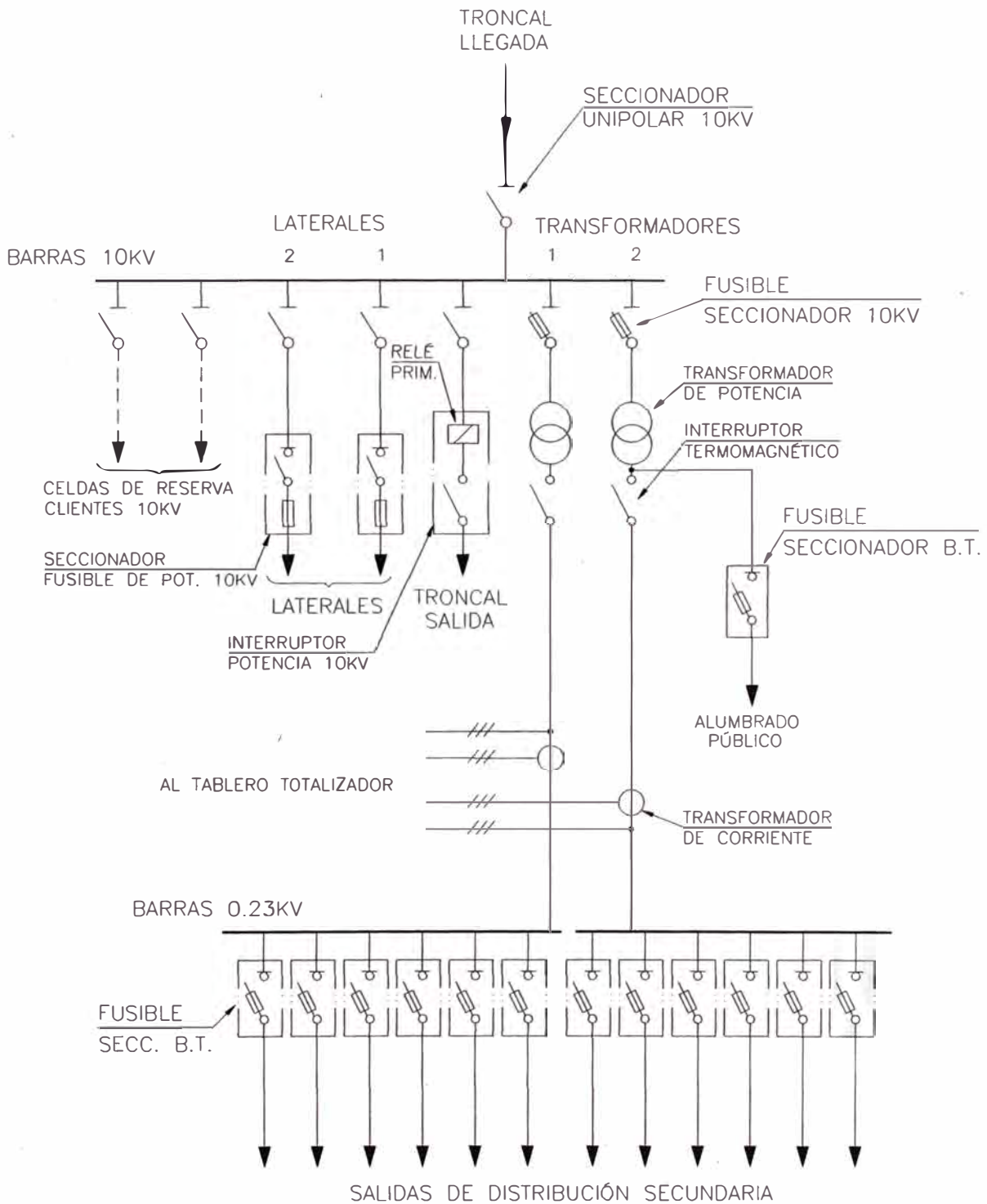


Fig. 4.5 Esquema eléctrico de la SE de 5 x 7,50 m<sup>2</sup> y SS de 5 x 9,50 m<sup>2</sup>.

#### **4.3.2.- De la subestación convencional de superficie de 5x4m<sup>2</sup> y subterránea de 5x6 m<sup>2</sup> (con 4 celdas de 10 kv y 1 celdas de transformador)**

- En el esquema eléctrico (Fig. 4.6) se aprecia que de las barras de 10 kV alimentadas por el lateral o troncal de llegada, se alimentan 2 celdas para clientes de 10 kV o para laterales si la SE o SS es un puesto de derivación de laterales (PDL), 1 celda para el lateral o troncal de salida y 1 celda para transformador convencional de potencia (distribución).
- Si la SE o SS es un PDL la celda de llegada y salida es para alimentador troncal, y el equipamiento de cada celda de lateral incluye un seccionador fusible de potencia tripolar de 12 kV, 400 A, 16 kA, tipo interior, equipado con 3 fusibles limitadores de corriente de 12 kV; 100 ó 125 A; 31,5 kA, tipo interior (que ordenan la apertura simultánea de las 3 fases del seccionador fusible cuando actúa el indicador de fusión de uno o más fusibles), para protección del lateral subterráneo o aéreo contra cortocircuitos.
- El equipamiento de la celda del lateral o troncal de llegada incluye 3 seccionadores unipolares simples de 12 kV, 350 A, tipo interior, para operación sin carga con pértiga aislada simple.
- El equipamiento de cada celda de cliente de 10 kV depende de la carga contratada y de la ubicación de la SE o SS. Si la SE o SS está ubicada en el recorrido de alimentador lateral o troncal y si la carga contratada en 10 kV es de 50 a 500 kW (500 kW es la máxima carga contratada como para ser alimentada desde un lateral), la celda de cliente incluye un seccionador fusible de potencia tripolar de 12 kV, 400 A, 16 kA, tipo interior (con 3 fusibles limitadores de corriente de 12 kV; 40 A; 31,5 kA, tipo interior), y equipo de medición. Si la SE o SS está ubicada en el recorrido de alimentador troncal y si la carga contratada en 10 kV es de 500,1 a 2 500 kW (2 500 kW es la máxima carga contratada como para ser alimentada desde un troncal), la celda de cliente incluye un interruptor automático de potencia tripolar tipo mínimo volumen de aceite (vacío o SF6) de 12 kV, 400 A, 250 ó 500 MVA de potencia de ruptura simétrica, tipo interior, equipado en 2 de sus 3 polos con relés primarios de máxima corriente y tiempo definido tipo HB de 12 kV; 300 A; 37,5 kA; tipo interior, temporizados en 0,0 segundos para protección del alimentador del cliente y equipo de medición.
- El equipamiento de la celda de salida depende de la ubicación de la SE o SS. Si la SE o SS está ubicada en el recorrido de alimentador lateral, la celda de salida incluye un seccionador de potencia tripolar de 12 kV, 400 A, 16 kA, tipo interior (sin fusibles y sin equipo de medición). Si la SE o SS está ubicada en el recorrido de

alimentador troncal, la celda de salida incluye un interruptor automático de potencia tripolar tipo mínimo volumen de aceite (vacío o SF6) de 12 kV, 400 A, 250 ó 500 MVA de potencia de ruptura simétrica, tipo interior, equipado en 2 de sus 3 polos con relés primarios de máxima corriente y tiempo definido tipo HB de 12 kV; 300 A; 37,5 kA; tipo interior; temporizados en 0,0; 0,4; 0,8 ó 1,2 segundos para dar selectividad a la protección del troncal de salida aéreo o subterráneo contra cortocircuitos, tramo por tramo.

- El equipamiento de la celda del transformador de distribución incluye un transformador trifásico tipo convencional de 10/0,23 kV para uso exterior e interior (de 50, 100, 160, 250, 400 ó 630 kVA), 3 fusibles seccionadores unipolares simples de 12 kV, 200 A, tipo interior (para operación sin carga con pértiga aislada simple) cada uno con su fusible limitador de corriente de 12 kV, 30 kA, tipo interior, clase E-ANSI (para protección del transformador contra cortocircuitos), y un interruptor termomagnético tripolar de baja tensión tipo caja moldeada para protección del transformador contra sobrecargas.

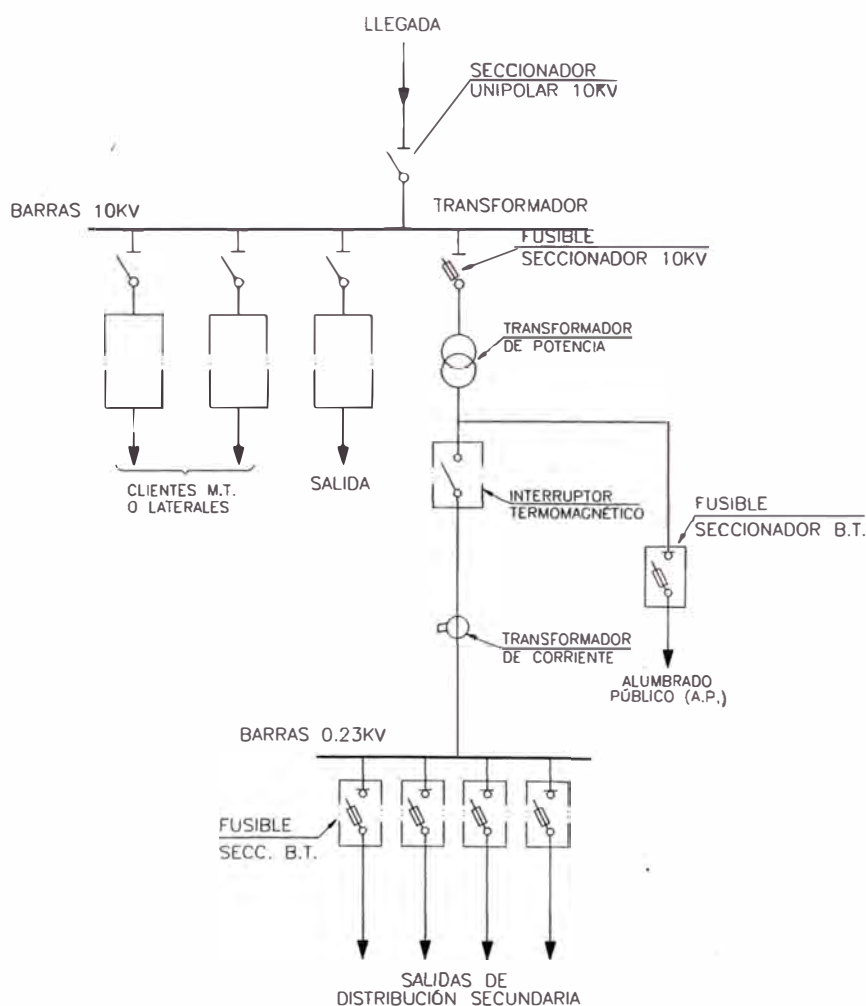


Fig. 4.6 Esquema eléctrico de la SE de 5 x 4 m<sup>2</sup> y SS de 5 x 6 m<sup>2</sup>.



## CAPÍTULO V

### SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN AÉREA

#### 5.1.- Introducción

La subestación de distribución tipo aérea tiene su equipamiento del tipo exterior (a la intemperie o aéreo) y está instalada sobre el nivel del piso en uno o dos soportes. Dependiendo de la cantidad de soportes, la subestación aérea puede ser de dos tipos: monoposte (cuando está soportada en un poste, generalmente de concreto armado pre-tensado) y biposte (cuando está soportada en dos postes, generalmente de concreto armado pre-tensado, unidos entre sí por una plataforma del mismo material que soporta el peso del transformador).

La subestación de distribución aérea tipo monoposte (SAM) o biposte (SAB). En la SAB se instala un transformador trifásico tipo convencional de 50 a 630 kVA. En la SAM se instalan 2 ó 3 transformadores monofásicos de 25 kVA en conexión trifásica o un transformador trifásico convencional de hasta 100 kVA si su peso lo permite.

En la instalación de subestaciones aéreas, se debe de conservar las distancias mínimas de seguridad a los límites de edificaciones. (Ver Fig. 5.1 y Fig. 5.2)

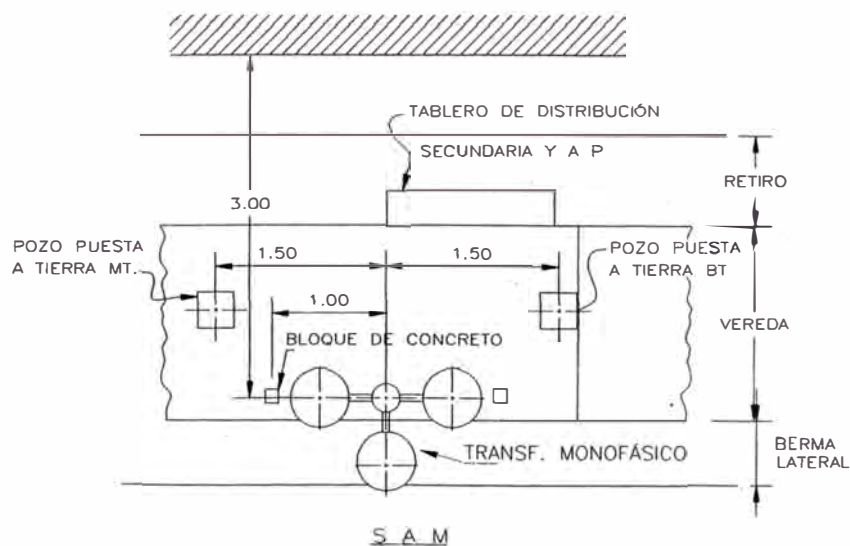


Fig. 5.1 Distancias de seguridad de las SAMs a los límites de edificaciones

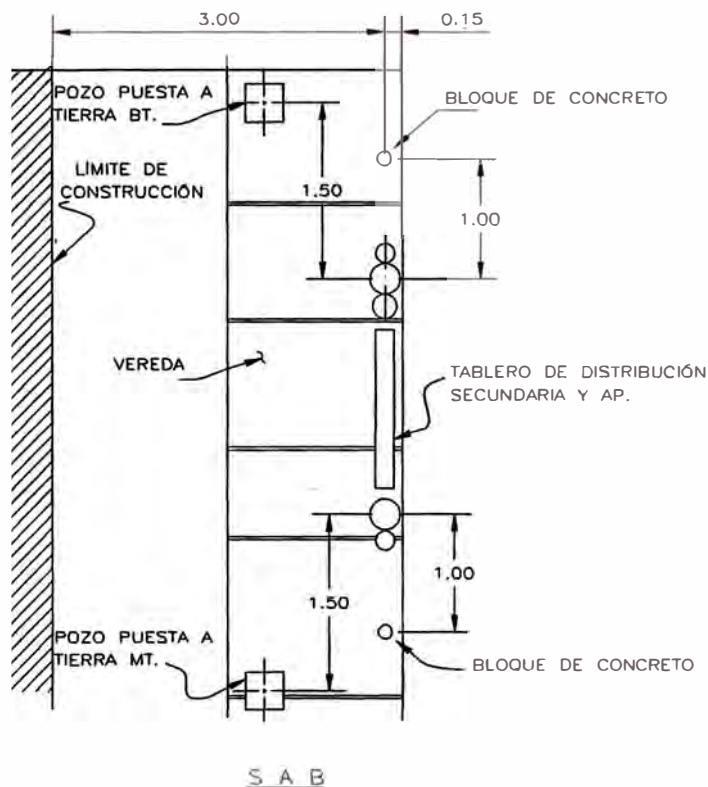


Fig. 5.2 Distancias de seguridad de las SABs a los límites de edificaciones

## 5.2.- Selección y aplicación de la subestación aérea

La SAM o SAB está destinada a ubicarse en el recorrido o derivación del alimentador lateral aéreo o subterráneo que sale de la SE o SS, llamada también PDL (puesto de derivación de laterales).

En sectores residenciales, pueblos jóvenes, residenciales-comerciales y comerciales debe aplicarse la SAB, preferentemente de 100 ó 160 kVA. También es posible la aplicación de las SABs de 250, 400 ó 630 kVA para cargas concentradas. Es posible la utilización de las SAMs de 2x25 ó 3x25 kVA en pueblos jóvenes y centros poblados donde los alimentadores laterales sean aéreos y con bajas densidades de carga, y que se permita el acceso vehicular para el montaje y mantenimiento de las SAMs.

En sectores industriales debe aplicarse la SAB, preferentemente de 100, 160, 250, 400 ó 630 kVA, de acuerdo a las necesidades particulares de la zona.

Los proyectos deben considerar SABs de hasta 400 kVA (dejando 630 kVA como reserva para mantenimiento por crecimiento vegetativo o no proyectado de las cargas en el radio de acción de las SABs).

La SAM tiene una potencia nominal trifásica de 75 kVA (3x25 kVA) ó 43 kVA (86% de 2x25 kVA) cuando está equipada con 3 ó 2 transformadores monofásicos de 25 kVA.



- La SAM de 3x25 kVA debe proyectarse para estar ubicada al costado de caminos o vías de acceso por los que pueda ingresar un vehículo utilitario con brazo hidráulico y canastilla en su extremo superior, desde la cuál se operarán los cut outs con pértiga aislada.
- La SAM de 2x25 kVA excepcionalmente puede proyectarse en ubicación que carezca de vías directas de acceso vehicular, y en este caso la operación de los cut outs se realizará con escalera portátil y pértiga aislada.

### 5.3.- Esquemas Eléctricos

#### 5.3.1.- Esquema eléctrico de la SAB de 50, 100, 160 y 250 kVA: (Ver Fig. 5.3)

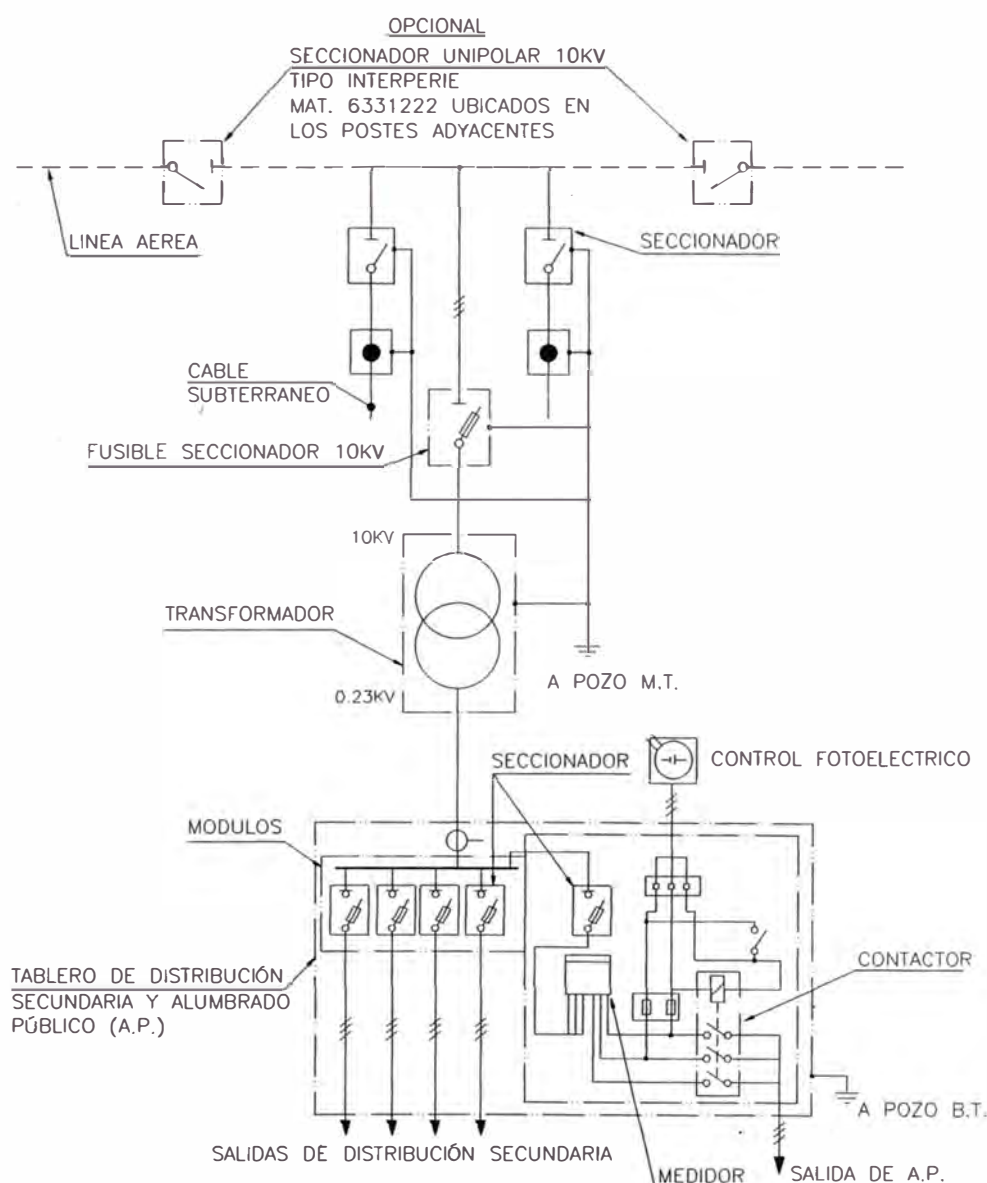


Fig. 5.3 Esquema eléctrico de la SAB de 50, 100, 160 y 250 kVA

### 5.3.2.- Esquema eléctrico de la SAB de 400 y 630 kVA: (Ver Fig. 5.4)

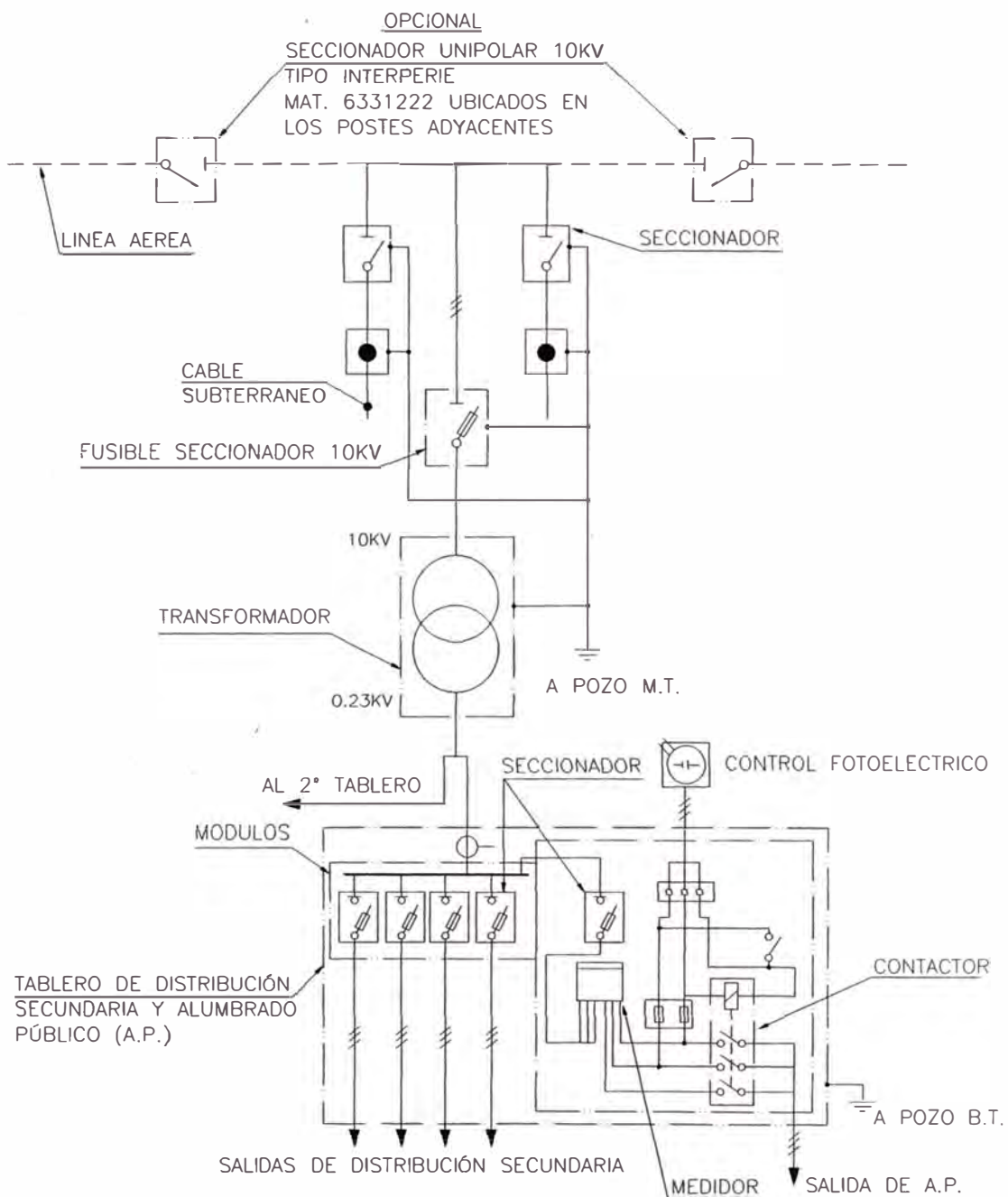


Fig. 5.4 Esquema eléctrico de la SAB de 400 y 630 kVA

### 5.3.3.- Esquema eléctrico de la SAM de 2x25 kVA: (Ver Fig. 5.5)

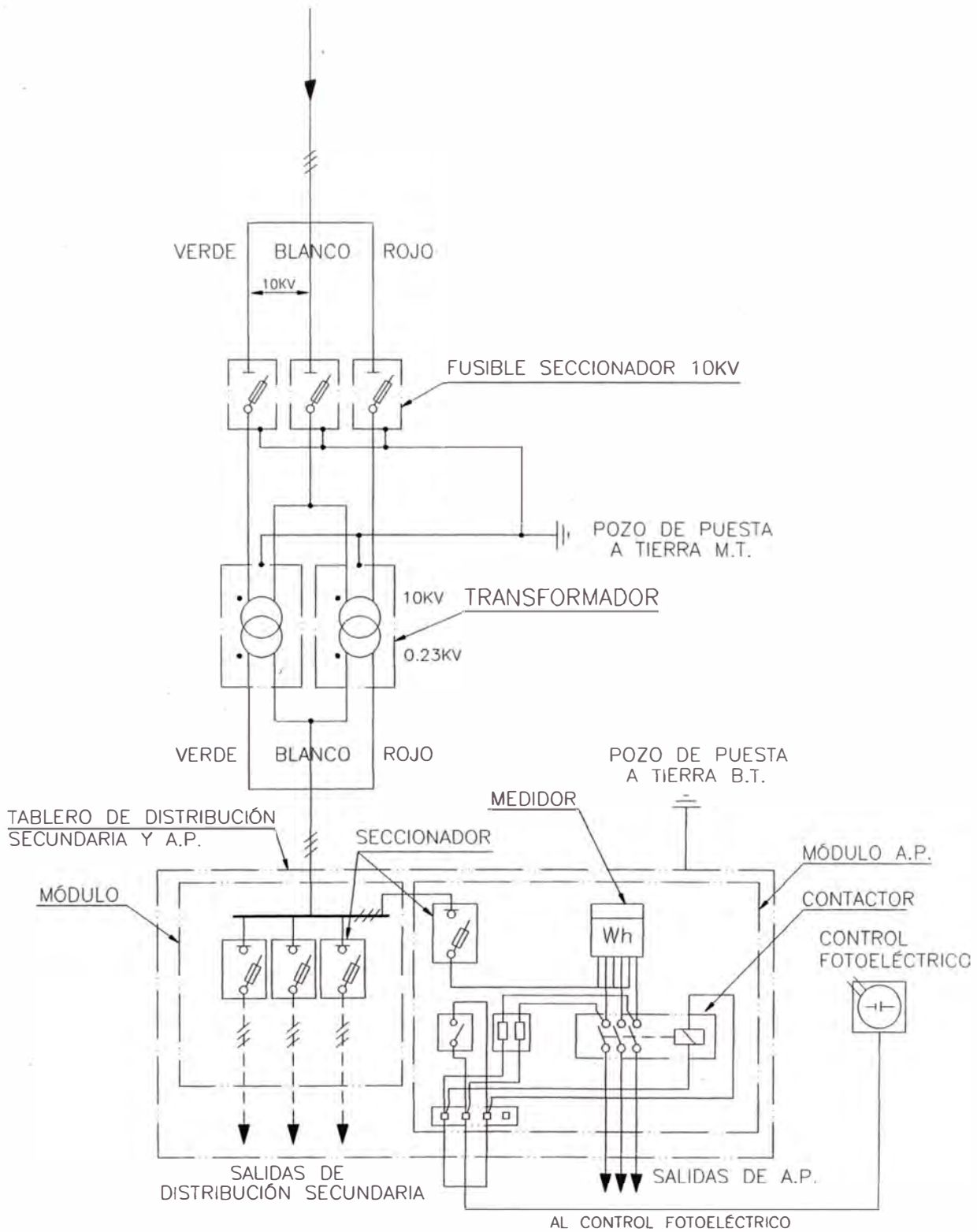


Fig. 5.5 Esquema eléctrico de la SAM de 2x25 kVA

### 5.3.4.- Esquema eléctrico de la SAM de 3x25 kVA: (Ver Fig. 5.6)

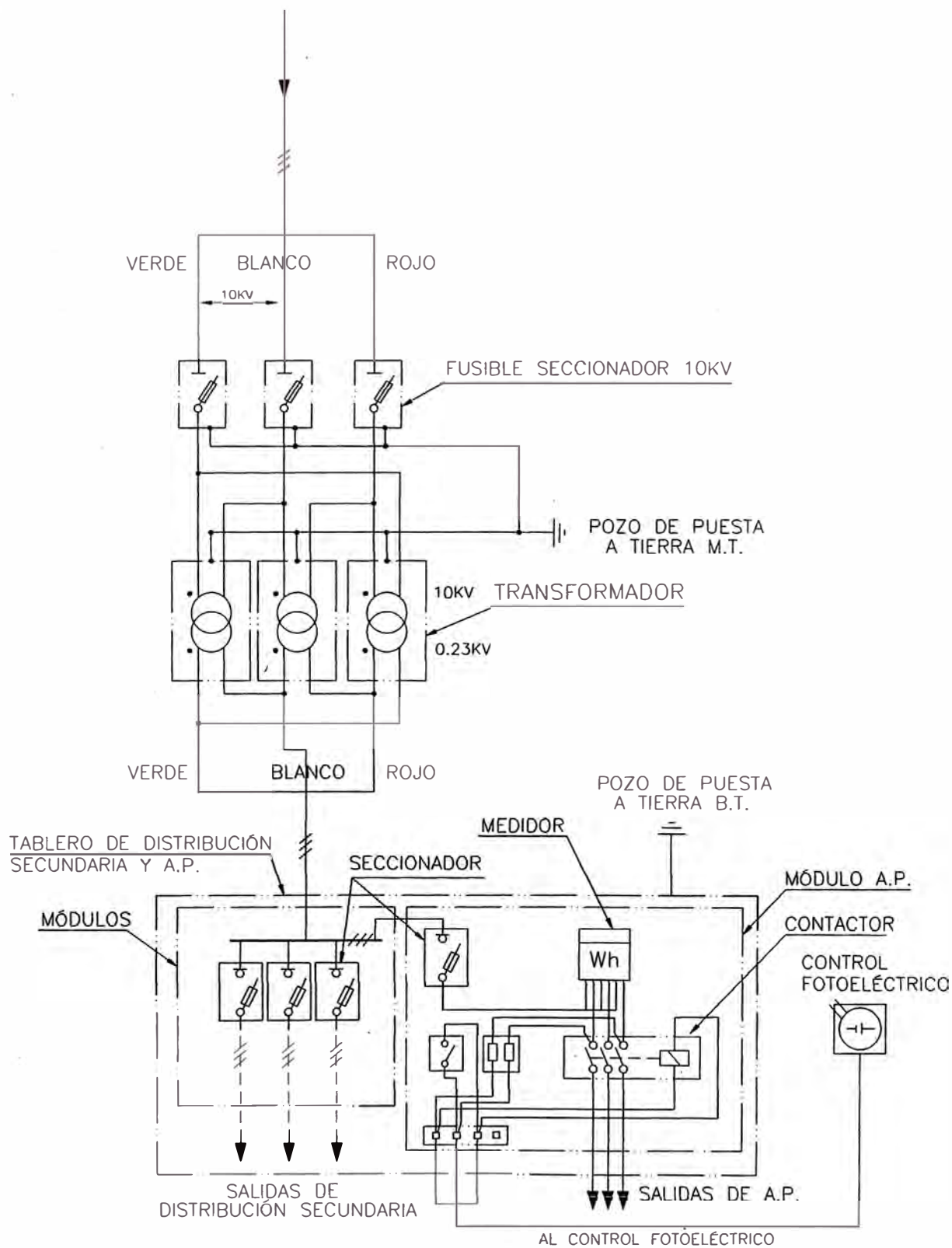


Fig. 5.6 Esquema eléctrico de la SAM de 3x25 kVA

## **CAPÍTULO VI**

### **SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN COMPACTA**

#### **6.1.- Introducción**

La subestación de distribución tipo compacta se ubica en el recorrido de alimentadores laterales subterráneos de 10 kV y su equipamiento es del tipo exterior (a la intemperie).

La subestación compacta puede ser de 2 tipos, dependiendo del lugar de su instalación: subestación compacta bóveda (SCB), si el transformador trifásico tipo compacto (con los dispositivos de protección y maniobra incorporados) está instalado en una bóveda de concreto subterránea bajo la vereda de la vía pública (Ver Fig. 6.1), y subestación compacta pedestal (SCP), si el transformador trifásico tipo compacto (con los dispositivos de protección y maniobra incorporados) está instalado sobre una base de concreto al ras de la superficie del piso (Ver Fig. 6.2), en un área libre de terreno de 3 x 3m<sup>2</sup> con acceso vehicular directo desde la vía pública.

La subestación compacta normalizada por Edelnor y Luz del Sur es la de 10/0,22 kV, considerando transformador trifásico tipo compacto de la siguiente potencia nominal de acuerdo a normas Itintec 370.002 y CEI 76: 50; 100; 160 ó 250 kVA (para SCB) y 100; 160; 250; 400 ó 630 kVA (para SCP).

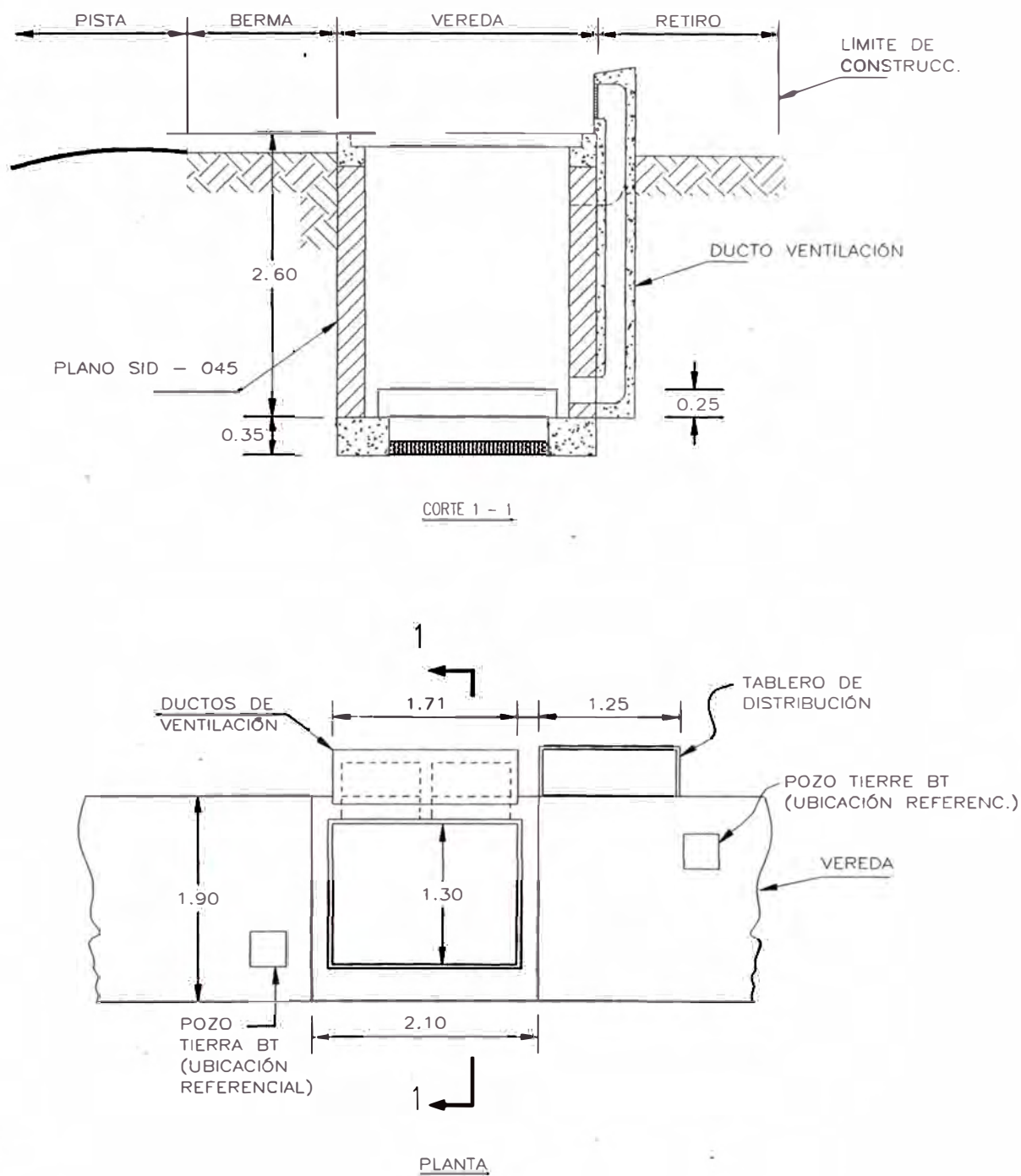


Fig. 6.1 Esquema de instalación de la subestación compacta Bóveda (SCB).

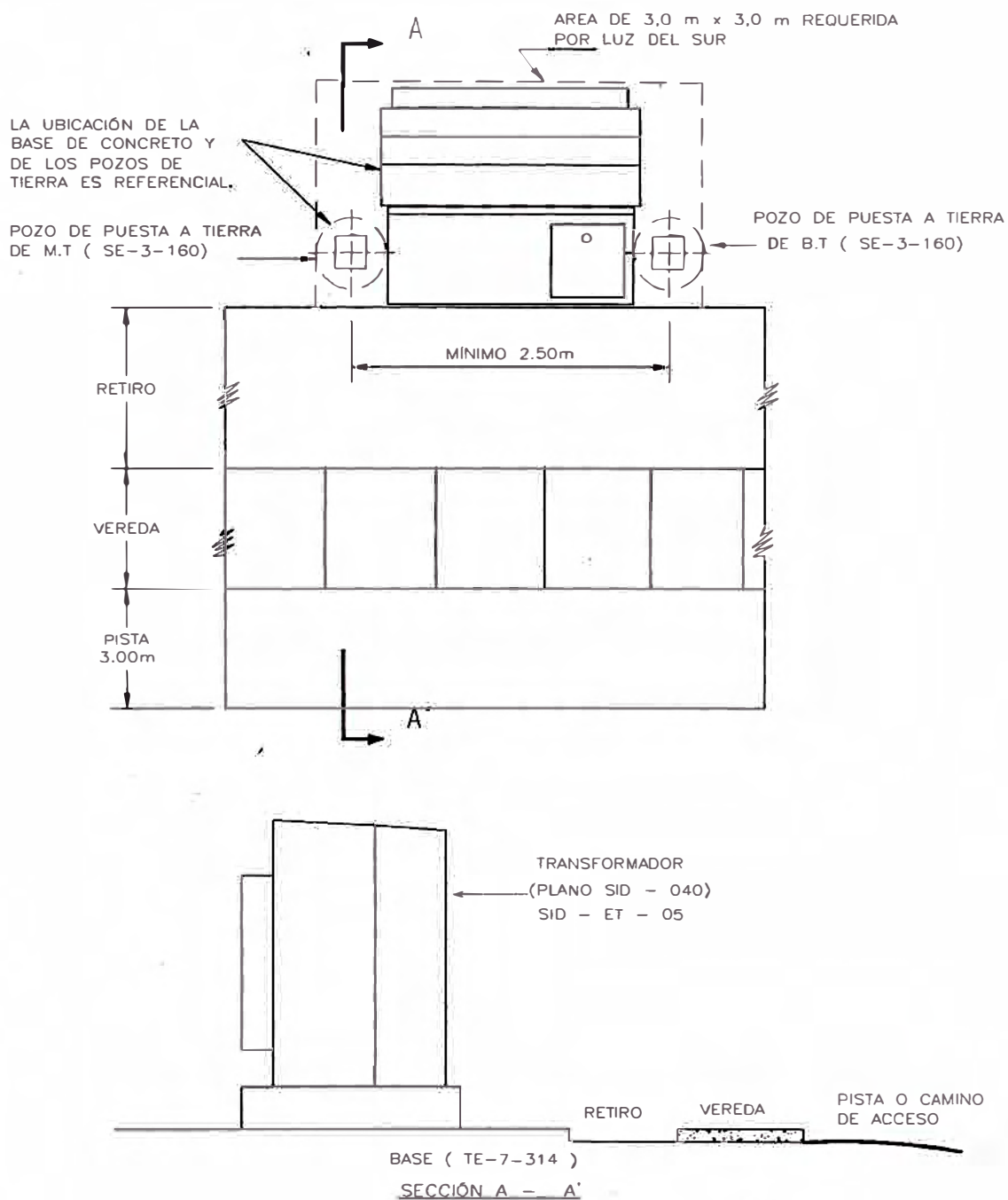


Fig. 6.2 Esquema de instalación de la subestación compacta pedestal (SCP).



## 6.2.- Selección y aplicación de la subestación compacta

- La subestación compacta bóveda y pedestal está destinada a ubicarse en el recorrido del alimentador lateral subterráneo de 10 kV que sale de la SE o SS, llamada también PDL (puesto de derivación de laterales).
- Es condición indispensable que al inicio del alimentador lateral (en la celda de la SE o SS) se instale como protección fusibles limitadores de corriente tipo interior, de media tensión (12 kV), de 100 ó 125 A y de alto poder de ruptura (31,5 kA eficaces simétricos), porque en caso contrario (de usarse relés o fusibles no limitadores de corriente) la aplicación de la subestación compacta bóveda y pedestal estaría limitada a ubicarse sólo en alimentadores laterales de 10 kV donde el nivel de cortocircuito trifásico franco proyectado a mediano plazo (dentro de 10 años más) sea de 123 MVA (7,1 kA en 10 kV) o menos, porque los conectores de codo (para los cables de 10 kV tipo N2XSY) de la subestación compacta no están diseñados normalmente para soportar más de 7,1 kA eficaces simétricos de cortocircuito (según normas ANSI).
- En sectores residenciales (de 1ra., 2da. y 3ra. categoría), residenciales-comerciales y comerciales debe aplicarse la SCP o SCB, preferentemente la SCP de 100 ó 160 kVA, que son las potencias nominales recomendadas por los estudios sobre el dimensionamiento óptimo de subestaciones compactas en zonas residenciales. También es posible la aplicación de las SCPs de 250, 400 ó 630 kVA para cargas concentradas.
- En sectores industriales debe aplicarse la SCP como tercera opción después de la subestación convencional de superficie (SE) y la subestación aérea biposte (SAB), preferentemente de 100, 160, 250, 400 ó 630 kVA, de acuerdo a las necesidades particulares de la zona.
- En zonas de alta densidad de carga, como son las zonas de edificios de uso comercial-residencial, se deberá aplicar la SCB porque ahí las limitaciones de espacio son frecuentes.
- La SCB no se debe instalar en zonas residenciales de edificios multifamiliares ni en urbanizaciones de 3ra. categoría, tampoco en pueblos jóvenes ni en zonas industriales, por los problemas de mantenimiento que se presentan en dichas zonas.
- Los proyectos deben considerar SCPs de hasta 400 kVA (dejando 630 kVA como reserva para mantenimiento por crecimiento vegetativo o no proyectado de las cargas en el radio de acción de las SCPs).



- Los proyectos deben considerar SCBs de hasta 160 kVA (dejando 250 kVA como reserva para mantenimiento por crecimiento vegetativo o no proyectado de las cargas en el radio de acción de las SCBs).
- Un aspecto que debe tenerse en cuenta para la aplicación de las SCBs y SCPs es que se permita el acceso vehicular para su montaje y mantenimiento desde la vía pública.
- Los pozos de puesta a tierra de BT y MT deben instalarse a una distancia mínima de 1,50 m a partir de la pared externa de la base de concreto de la SCP y tendrán entre ellos una separación de 2,50 m como mínimo. Estos pozos podrán instalarse en la zona de retiro o en la vereda, de acuerdo a la disponibilidad del terreno, tal como se aprecia en la Fig. 6.2
- Los pozos de puesta a tierra de BT y MT deben instalarse a una distancia mínima de 1,50 m a partir de la pared externa de la bóveda de concreto de la SCB y tendrán entre ellos una separación de 2,50 m como mínimo. Estos pozos podrán instalarse en la zona de retiro o en la vereda, de acuerdo a la disponibilidad del terreno, tal como se aprecia en la Fig. 6.1

### **6.3.- Esquemas Eléctricos**

#### **6.3.1.- De la subestación compacta bóveda (SCB) de 50, 100, 160 y 250 KVA, con alimentación subterránea desde lateral**

- El esquema eléctrico de la SCB de 50, 100, 160 y 250 kVA, con alimentación subterránea desde lateral, se indica en la Fig. 6.3.
- En el esquema eléctrico de la Fig. 6.3 se aprecia que las envolturas o carcazas metálicas no conductoras de los seis terminales de los cables subterráneos unipolares de 10 kV (llamados conectores de codo), de los 2 empalmes asimétricos de media tensión (que opcionalmente se emplean para conectar 1 cable tripolar tipo NKY de MT y de 3x35 mm<sup>2</sup> con 3 cables unipolares tipo N2XSY de MT y de 35 mm<sup>2</sup>, cuando el alimentador lateral no es cable tipo N2XSY de MT y de 3-1x35 mm<sup>2</sup>) y el tanque o cuba del transformador trifásico compacto tipo bóveda de 10/0,23 kV, se conectan a un pozo de puesta a tierra de media tensión (10 kV). También se aprecia que la caja metálica del tablero de distribución secundaria (DS) y alumbrado público (AP) se conecta a un pozo de puesta a tierra de baja tensión (220 V) y este pozo de BT está separado del pozo de MT por 2,5 m como mínimo.
- Asimismo, en el esquema eléctrico de la Fig. 6.3 se aprecia que dentro de la cuba o tanque del transformador compacto tipo bóveda están los dispositivos de protección y maniobra en MT, constituidos por un seccionador de potencia tripolar de MT y de

200 A sumergido en aceite, 3 portafusibles herméticos de MT y de 200A sumergidos en aceite y 3 fusibles limitadores de corriente de MT, tipo interior, 15 kV, 30 kA de capacidad de interrupción, clase C-ANSI (para protección del transformador compacto contra cortocircuitos). También se observa que hay indicador de falla en cada una de las 3 fases (verde-blanco-rojo o r-st o u-v-w) del alimentador lateral de salida de la SCB.

- En el esquema eléctrico de la Fig. 6.3 se observa que el tablero de distribución secundaria (DS) y alumbrado público (AP) es uno solo y está formado por 2 módulos independientes (uno de DS y otro de AP). El módulo de DS tiene hasta 4 salidas de alimentadores en 220V y el módulo de AP tiene una salida de alimentador en 220V.
- En el interior de la caja metálica que alberga los 2 módulos se instala un transformador de medida de BT sin barra pasante tipo toroidal de 10VA, clase 1, para totalizar la corriente en 220V que llega desde los bornes del transformador trifásico compacto tipo bóveda hasta el tablero de DS y AP mediante cables unipolares de comunicación de BT tipo NYY.
- En la Tabla 6.1 se indican las secciones normalizadas del cable de comunicación (cable unipolar de BT tipo NYY en terna trifásica), asimismo, la relación de transformación del transformador de corriente (TC) para medida de BT (clase 1, 10 VA, tipo toroidal sin barra pasante), seleccionadas por Edelnor y Luz del Sur en función a la potencia nominal del transformador trifásico compacto tipo bóveda de 10/0,23 kV.
- El módulo de DS tiene hasta 4 salidas de DS en 220 V que pueden ser: salidas horizontales de 100 ó 250 A (para SCB de 50, 100 y 160 kVA) y salidas verticales de 400 ó 630 A (para SCB de 250 kVA). Las salidas horizontales o verticales del módulo de DS son protegidas contra cortocircuitos por fusibles limitadores de corriente de BT tipo NH, curva gL (protección de campo total para líneas y cables) alojados en fusible seccionador de potencia tripolar tipo horizontal (de 100 ó 250 A) o vertical (de 400 ó 630 A).
- En la tabla 6.2 se indica el número de salidas de DS con fusible seccionador de potencia tripolar tipo horizontal (de 100 ó 250 A) o vertical (de 400 ó 630 A), de cada módulo de DS para SCB de 50, 100, 160 y 250 kVA.

Tabla 6.1 Sección del cable de comunicación de BT y relación de transformación del TC para medida de BT, en función a la potencia nominal del transformador trifásico compacto tipo bóveda de 10/0,23 Kv.

Potencia nominal del transformador compacto bóveda	Sección del cable de comunicación de BT tipo NYY	Relación de transformación del TC para medida de BT
50 kVA	3 - 1x70 mm <sup>2</sup>	200 / 5 A
100 kVA	3 - 1x120 mm <sup>2</sup>	300 / 5 A
160 kVA	2(3 - 1x120) mm <sup>2</sup>	500 / 5 A
250 kVA	2(3 - 1x185) mm <sup>2</sup>	750 / 5 A

Tabla 6.2 Número de salidas horizontales (de 100 ó 250 A) o verticales (de 400 ó 630A) del módulo de DS para SCB de 50, 100, 160 y 250 kVA.

Potencia nominal de la SCB	Número de salidas del módulo de DS	Máxima sección del cable tipo NYY por salida de DS
50, 100 y 160 kVA	2 (1 de 100 A y 1 de 250 A)	3-1x70 mm <sup>2</sup> por salida de 100 A 3-1x120 mm <sup>2</sup> por salida de 250 A
	2 (de 100 A)	
	3 (1 de 100 A y 2 de 250 A)	
	3 (2 de 100 A y 1 de 250 A)	
	3 (de 100 A)	
250 kVA	3 (de 250 A)	2(3-1x120 mm <sup>2</sup> ) por salida de 400 A 2(3-1x185 mm <sup>2</sup> ) por salida de 630 A
	4 (de 100 A)	
	2 (de 630 A)	
	3 (de 400 A)	
	4 (de 400 A)	

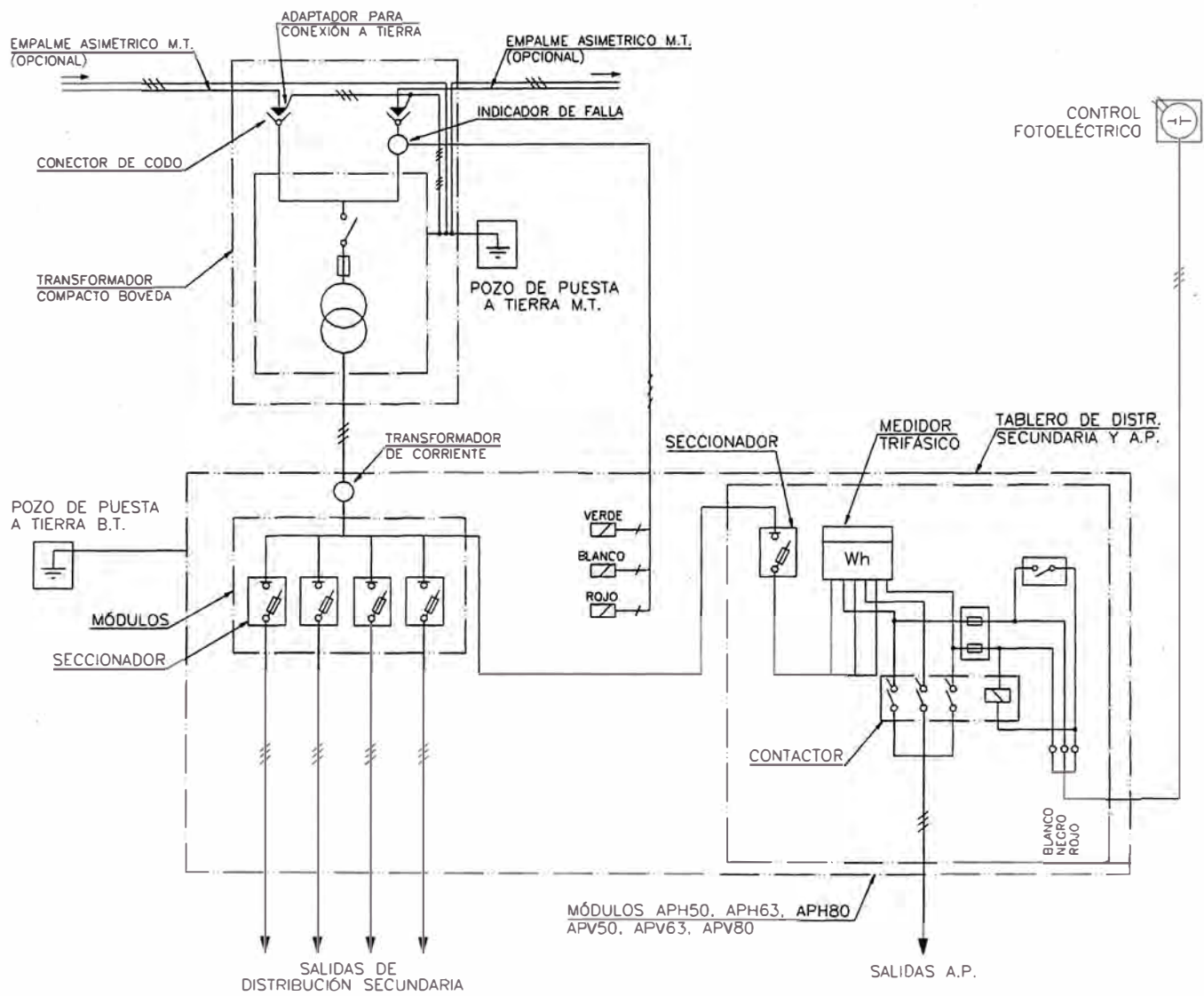


Fig. 6.3 Esquema eléctrico de la subestación compacta bóveda (SCB) de 50, 100, 160 y 250 kVA, con alimentación subterránea desde lateral.

### **6.3.2.- De la subestación compacta pedestal (SCP) de 100, 160, 250, 400 y 630 KVA, con alimentación subterránea desde lateral**

- El esquema eléctrico de la SCP de 100, 160, 250, 400 y 630 kVA, con alimentación subterránea desde lateral, se indica en la Fig. 6.4.
- En el esquema eléctrico de la Fig. 6.4 se aprecia que las envolturas o carcazas metálicas no conductoras de los 6 terminales de los cables subterráneos unipolares de 10 kV (llamados conectores de codo) y el tanque o cuba del transformador trifásico compacto tipo pedestal de 10/0,23 kV, se conectan a un pozo de puesta a tierra de media tensión (10 kV). También se aprecia que las pantallas metálicas (de plomo) de los cables tripolares de BT tipo NKY que salen del módulo de distribución secundaria (DS) se conectan a un pozo de puesta a tierra de baja tensión (220 V) y este pozo de BT está separado del pozo de MT por 2,5 m como mínimo.
- Asimismo, en el esquema eléctrico de la Fig. 6.4 se aprecia que dentro de la cuba o tanque del transformador compacto tipo pedestal están los dispositivos de protección y maniobra en MT, constituidos por un seccionador de potencia tripolar de MT y de 200A sumergido en aceite, 3 portafusibles herméticos de MT y de 200A sumergidos en aceite y 3 fusibles limitadores de corriente de MT, tipo interior, 15kV, 30kA de capacidad de interrupción, clase C-ANSI (para protección del transformador compacto contra cortocircuitos). También se observa que hay indicador de falla en cada una de las 3 fases (verde-blanco-rojo o r-st o u-v-w) del alimentador lateral de salida de la SCP.
- En el esquema eléctrico de la Fig. 6.4 se observa que el tablero de distribución secundaria (DS) y alumbrado público (AP) está formado por 2 módulos independientes (uno de DS y otro de AP). El módulo de DS tiene hasta 4 salidas de alimentadores en 220V y el módulo de AP tiene 1 salida de alimentador en 220V.
- En uno de los bornes de BT del transformador trifásico compacto tipo pedestal se instala un transformador de medida de BT sin barra pasante tipo toroidal de 10VA, clase 1, para totalizar la corriente en 220V que sale del transformador trifásico compacto tipo pedestal para alimentar los 2 módulos (de DS y AP).
- En la Tabla 6.3 se indica la relación de transformación del transformador de corriente (TC) para medida de BT (clase 1, 10 VA, tipo toroidal sin barra pasante), seleccionada por Edelnor y Luz del Sur en función a la potencia nominal del transformador trifásico compacto tipo pedestal de 10/0,23 kV.
- El módulo de DS tiene hasta 4 salidas de DS en 220 V que pueden ser: salidas horizontales de 100 ó 250 A (para SCP de 100 y 160 kVA) y salidas verticales de 400 ó 630 A (para SCP de 250, 400 y 630 kVA). Las salidas horizontales o



verticales del módulo de DS son protegidas contra cortocircuitos por fusibles limitadores de corriente de BT tipo NH, curva gL (protección de campo total para líneas y cables) alojados en fusible seccionador de potencia tripolar tipo horizontal (de 100 ó 250 A) o vertical (de 400 ó 630 A).

- En la tabla 6.4 se indica el número de salidas de DS con fusible seccionador de potencia tripolar tipo horizontal (de 100 ó 250 A) o vertical (de 400 ó 630 A), de cada módulo de DS para SCP de 100, 160, 250, 400 y 630 kVA.

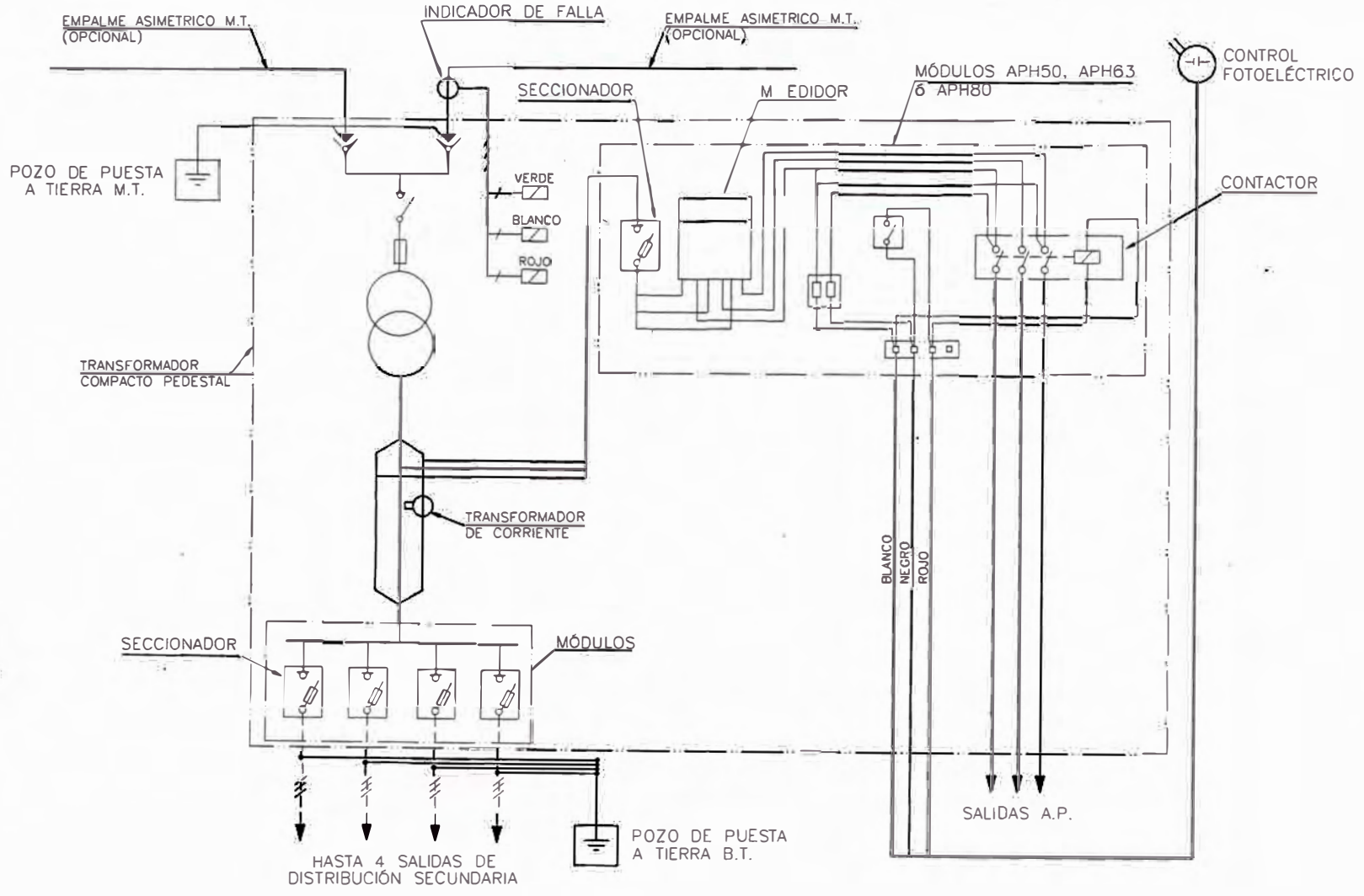
Tabla 6.3 Relación de transformación del TC para medida de BT, en función a la potencia nominal del transformador trifásico compacto tipo pedestal de 10/0,23 kV.

Potencia nominal del transformador compacto pedestal	Relación de transformación del TC para medida de BT
100 kVA	300 / 5 A
160 kVA	500 / 5 A
250 kVA	750 / 5 A
400 kVA	1 000 / 5 A
630 kVA	2 000 / 5 A

Tabla 6.4 Número de salidas horizontales (de 100 ó 250 A) o verticales (de 400 ó 630 A) del módulo de DS para SCP de 100, 160, 250, 400 y 630 kVA.

Potencia nominal de la SCP	Número de salidas del módulo de DS	Máxima sección del cable tipo NYY por salida de DS
100 y 160 kVA	2 (1 de 100 A y 1 de 250 A) 2 (de 100 A) 3 (1 de 100 A y 2 de 250 A) 3 (2 de 100 A y 1 de 250 A) 3 (de 100 A) 3 (de 250 A) 4 (de 100 A)	3-1x70 mm <sup>2</sup> por salida de 100 A 3-1x120 mm <sup>2</sup> por salida de 250 A
250, 400 y 630 kVA	1 (de 400 A) 1 (de 630 A) 2 (de 400 A) 2 (de 630 A) 3 (de 400 A) 3 (de 630 A) 4 (de 400 A) 4 (de 630 A) 4 (2 de 400 A y 2 de 630 A)	2(3-1x120 mm <sup>2</sup> ) por salida de 400 A 2(3-1x185 mm <sup>2</sup> ) por salida de 630 A

Fig. 6.4 Esquema eléctrico de la subestación compacta pedestal (SCP) de 100, 160, 250, 400 y 630 KVA, con alimentación subterránea desde lateral.



## CONCLUSIONES

- 1.- Las subestaciones de distribución son importantes para el transporte, distribución y utilización de la energía eléctrica, por tanto, es necesario conocer los tipos que existe de ellas, así como los elementos que la conforman, para asegurar una adecuada elección.
- 2.- Para elegir las dimensiones adecuadas de los elementos de la subestación de distribución es importante hacer un análisis de cargas de los requerimientos del usuario, considerando factores de crecimiento futuros, esto dependiendo del tipo de usuario.
- 3.- En la mayoría de casos los elementos de la subestación, tales como: transformadores e interruptores, técnicamente más seguros y eficientes son también los mas caros, por lo que aparentemente esto seria una desventaja; Pero, es importante hacer un análisis de costos considerando no sólo el costo inicial si no también el costo de operación y mantenimiento de estos equipo, en mucho de los casos resultarán más económicos que los de costo inicial barato.
- 4.- Las empresas concesionarias (Luz del Sur y Edelnor) se encuentran en proceso de cambio del sistema de conexión de sus redes, de un sistema delta a un sistema en estrella, por tanto, los sistemas de utilización de los clientes particulares deben ser diseñados considerando el futuro cambio de 10KV a 22,9KV.



## **ANEXOS**

## ANEXO A

### CONCEPTOS BÁSICOS

1. Accesorio: Elemento de una instalación o un equipo eléctrico, necesario para su normal funcionamiento.
2. Área de Responsabilidad: Área en la cual una empresa ejerce todas las actividades referentes al Servicio Público de Electricidad.
3. Demanda Máxima: Es la potencia expresada en kW por suministro, determinado en el proyecto aprobado que el usuario puede utilizar en condiciones normales una vez formalizado el proceso de electrificación y puesta en servicio de la respectiva conexión.
4. Demanda Máxima Contratada: Es la potencia que el usuario puede utilizar en adición a la máxima demanda mencionada en la definición anterior, por la que ha abonado los derechos correspondientes.
5. Calificación Eléctrica: Carga eléctrica mínima que requiere una habilitación de tierra para ser dotada de servicio público de electricidad.
6. Concesionario de Distribución de Energía Eléctrica: Es la persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que desarrolla actividades de distribución de energía eléctrica en una zona de concesión establecida por el Ministerio de Energía y Minas, cuya demanda supere los 500 kW. En el texto de esta norma se le denomina Concesionario.
7. Conexiones de Media Tensión: Conjunto de dispositivos e instalaciones efectuadas a tensiones mayores a 1 kV y menores de 30 kV, comprende: los dispositivos de maniobra y dispositivos de protección, el sistema de medición y elementos complementarios, la estructura de soporte o compartimiento que alberga los equipos, las barras y accesorios para la conexión eléctrica correspondiente.
8. Conexiones de Baja Tensión: Conjunto de dispositivos e instalaciones efectuadas a tensiones hasta 1 kV, comprende: la acometida y sus accesorios de conexión, instalación y fijación según corresponda, los dispositivos de maniobra y protección, la caja o cajas de conexión y el equipo de medición y accesorios complementarios.
9. Punto de Diseño: Es el lugar asignado por el Concesionario a partir del cual se debe iniciar el proyecto del Sistema de Distribución o Sistema de Utilización en Media Tensión.

10. Punto de Entrega: Para los suministros en media o baja tensión, se considera como punto de entrega el empalme de las instalaciones de propiedad del usuario y las instalaciones del Concesionario
11. Suministro Eléctrico (suministro): Abastecimiento regular de energía eléctrica del Concesionario al usuario dentro del régimen establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
12. Usuario: Persona natural o jurídica que ocupa un predio y está en capacidad de hacer uso legal del suministro eléctrico correspondiente; es el responsable de cumplir con las obligaciones técnicas y económicas que se derivan de la utilización de la electricidad.
13. Zona de Concesión: Zona geográfica delimitada por un polígono, cuyos vértices están expresados en coordenadas UTM pertenecientes a un datum horizontal wgs84 o psad56, dentro del cual el Concesionario está obligado a prestar servicio público de electricidad y a todos aquellos que con sus propias líneas lleguen a esta zona.
14. Zona Urbana: Son las poblaciones cuyas instalaciones eléctricas pertenecen a los sistemas eléctricos catalogados como Sectores Típicos de Distribución 1 y 2.
15. Zona Urbano-Rural: Son las poblaciones cuyas instalaciones eléctricas pertenecen a los sistemas eléctricos catalogados como Sectores Típicos de Distribución 3.
16. Zona Rural: Son las poblaciones cuyas instalaciones eléctricas pertenecen a los sistemas eléctricos catalogados como Sectores Típicos de Distribución 4.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Norma DGE – Terminología en Electricidad, Parte I: Generación, Transmisión, Distribución, Utilización y Tarifación de la Electricidad, Sección 6: Subestaciones.  
MINEM – DGE 2002, Vigente.
- 2.- Código Nacional de Electricidad – Utilización.  
MINEM – DGE 2006, Vigente.
- 3.- Normas de Distribución de Edelnor (Normas Internas).  
Edelnor – Vigentes.
- 4.- Normas de Distribución de Luz del Sur (Normas Internas).  
Luz del Sur – Vigentes.
- 5.- Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento.  
MINEM – DGE 2007, Vigente.
- 6.- Gaudencio Zoppetti Júdez, “Estaciones transformadoras y de Distribución”  
Editorial Gustavo Gili S.A – 1994.
- 7.- G. Enríquez Harper, “Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”  
LIMUSA – 2002.
- 8.- Donald G. Fink & H. Wayne Beaty, “Standard Handbook for Electrical Engineers”  
Editorial McGraw Hill – 1996.

9.- Jose Garcia Trasancos, "Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión"  
Editorial PARANINFO – 2004.

10.-José Luís Sanz Serrano & José Carlos Toledano Gasca, "Técnicas y Procesos en  
Las Instalaciones Eléctricas de Media y Baja Tensión"  
Editorial PARANINFO – 2005.