

**ESTADO DEL ARTE DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE MEDIA  
TENSIÓN**

**ALEJANDRO JAVIER BERRIO CASTELLANOS  
JOSE GUILLERMO RIAÑO RODRIGUEZ**

**MONOGRAFÍA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR  
FAULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

**2007**

**ESTADO DEL ARTE DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE MEDIA  
TENSIÓN**

**ALEJANDRO JAVIER BERRIO CASTELLANOS  
JOSE GUILLERMO RIAÑO RODRIGUEZ**

Monografía presentada como requisito para optar el título de ingeniero  
electricista.

Director:

**ENRIQUE VANEGAS CASADIEGO**  
**Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**  
**CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

**2007**

**Cartagena de Indias, Diciembre 17 de 2007.**

Nosotros, Alejandro Javier Berrio Castellanos identificado con cedula de ciudadanía N° 92.231.823 de Tolú – Sucre y José Guillermo Riaño Rodríguez identificado con cedula de ciudadanía N° 73.232.576 de san Juan Nepomuceno Autorizamos a la UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR para hacer uso de nuestro trabajo de grado titulado **ESTADO DEL ARTE DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE MEDIA TENSIÓN** y publicarlo en el catalogo online de la biblioteca de dicha institución.

Atentamente,

Alejandro Javier Berrio Castellanos  
CC. 92.231.823 de Tolú

José Guillermo Riaño Rodríguez  
CC. 73.232.576 de San Juan

**Cartagena de Indias, Diciembre 17 de 2007.**

**Señores**

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Comité Evaluador de Proyectos

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Ciudad

De la manera más cordial nos dirigimos a ustedes para poner a su consideración, estudio y aprobación nuestro trabajo final titulado **ESTADO DEL ARTE DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE MEDIA TENSIÓN**, el cual presentamos para optar el título de ingeniero electricista.

Esperamos que este proyecto sea de su total agrado,

Alejandro Javier Berrio Castellanos

CC. 92.231.823 de Tolú

José Guillermo Riaño Rodríguez

CC. 73.232.576 de San Juan

**Cartagena de Indias, Diciembre 17 de 2007.**

**Señores**

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
Comité Evaluador de Proyectos

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Ciudad

Estimados señores

Por la presente me permito informar a ustedes que la monografía que lleva por título ***ESTADO DEL ARTE DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE MEDIA TENSIÓN***, la cual fue realizada por los estudiantes Alejandro Javier Berrio Castellanos y José Guillermo Riaño Rodríguez, se ha desarrollado de acuerdo con los objetivos establecidos. Como director de la misma considero que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Agradeciendo su atención prestada,

Enrique Vanegas Casadiego  
Ingeniero Electricista

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

## *AGRADECIMIENTOS*

*A DIOS POR DARME LA OPORTUNIDAD DE TENER ESTA VIDA, A MIS PADRES Y FAMILIARES QUE SIEMPRE ESTUVIERON EN LOS BUENOS Y MALOS MOMENTOS, Y A MIS HERMANOS QUE SON EL MOTOR DE MI VIDA.*

*ALEJANDRO JAVIER BERRIO CASTELLANOS*

## *AGRADECIMIENTOS*

*A DIOS POR DARME LA OPORTUNIDAD DE TOMAR ESTA PROFESIÓN Y ESPECIALMENTE A MIS PADRES Y DEMÁS FAMILIARES QUE SON LA MOTIVACIÓN PARA SEGUIR CRECIENDO PERSONAL Y PROFESIONALMENTE.*

*JOSE GUILLERMO RIAÑO RODRIGUEZ*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>TERMINOLOGIA.....</b>	<b>2</b>
<b>1. GENERALIDADES EN SUBESTACIONES.....</b>	<b>3</b>
1.1 Generación.....	3
1.2 Transmisión .....	3
1.3 Subtransmisión .....	4
1.4 Distribución.....	4
<b>2. SUBESTACIONES EN EL SISTEMA DE POTENCIA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Definición de Subestación.....	6
2.2 Características de operación de una subestación.....	6
2.3 Clasificación de las subestaciones.....	7
2.3.1 Según su función dentro del sistema de potencia.....	7
2.3.2 Según el tipo de Operación.....	8
2.3.3 Según su forma constructiva.....	8
2.3.4 Según el tipo de equipo.....	9
<b>3. CONFIGURACIONES DE S/E DE MEDIA TENSION.....</b>	<b>9</b>
3.1 Barra simple.....	9
3.2 Barra simple con acoplamiento.....	10
3.3 Doble barra.....	12
3.4 Doble barra con acoplamiento.....	13
<b>4. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS SUBESTACIONES.....</b>	<b>13</b>
4.1 Equipos de patio.....	14
4.2 Equipos de tablero.....	15

<b>5. DEFINICION DE CENTRO DE TRANSFORMACION DE TENSION.....</b>	<b>15</b>
5.1 DEFINICION DE LOS NIVELES DE TENSION.....	16
5.2 CLASIFICACION DE LOS CT.....	16
5.2.1 <i>Aparamenta que compone un CT.....</i>	16
5.2.2 <i>Clasificación según su emplazamiento.....</i>	18
5.2.3 <i>Clasificación según tipo interior.....</i>	18
5.2.4 <i>Clasificación según tipo intemperie.....</i>	19
5.2.5 <i>Clasificación según su alimentación.....</i>	19
5.2.6 <i>Clasificación según su acometida.....</i>	20
5.2.7 <i>Clasificación según su propiedad.....</i>	21
5.3 <i>ventaja del funcionamiento en MT configuración anillo.....</i>	21
5.4 <i>CT más comunes.....</i>	24
5.5 <i>Otros CTs.....</i>	26
<b>6. SECCIONAMIENTO Y PROTECCIONES.....</b>	<b>28</b>
6.1 SECCIONADOR.....	28
6.1.1 <i>Fusible.....</i>	29
6.1.2 <i>Seccionador Fusible de expulsión CUT – OUT.....</i>	29
6.1.3 <i>Seccionador de Puesta a Tierra.....</i>	30
6.2 INTERRUPTOR.....	31
6.2.1 <i>Interruptor automático o disyuntor.....</i>	31
<b>7. CELDAS DE MEDIA TENSION.....</b>	<b>32</b>
7.1 <i>celdas tipo mampostería o tipo obra.....</i>	32
7.2 <i>celdas en envoltente metálica.....</i>	33
7.3 <i>celdas con aislamiento de aire.....</i>	34
7.4 <i>celdas con aislamiento en <math>sf_6</math>.....</i>	36
7.5 <b>OTROS ASPECTOS CONSTRUCTIVOS.....</b>	37
7.6 <b>CARACTERIZACION DE UNA CELDA DE MT.....</b>	38
<b>8. CT TIPO POSTE.....</b>	<b>40</b>
8.1 <b>CARACTERISTICAS ASOCIADAS A TRANSFORMADORES MONOFASICOS.....</b>	<b>41</b>

8.2 CARACTERISTICAS ASOCIADAS A TRANSFORMADORES TRIFASICOS.....	42
8.3 CLASIFICACION DE TRASFORMADORES SEGÚN SUS ELEMENTOS.....	43
8.3.1 TRANFORMADOR AUTOPROTEGIDO.....	43
8.3.2 TRANSFORMADOR CONVENCIONAL.....	45
8.4 CONEXIÓN MT DE TIPO POSTE.....	46
8.5 INSTALACION DE PUESTA A TIERRA.....	50
8.5.1 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	51
<b>9. CT TIPO PAD – MOUNTED.....</b>	<b>52</b>
9.1 TENSIONES NOMINALES DE MT Y NIVEL DE AISLAMIENTO.....	53
9.1.1 TIPOS Y POTENCIAS DE LOS TRANSFORMADORES.....	53
9.2 DISPOCISION DE LA INSTALACIÓN.....	58
<b>10. EVOLUCION DE LOS CT.....</b>	<b>68</b>
<b>11. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS CTs SEGÚN EL TIPO DE TRANSFORMADOR ASOCIADO.....</b>	<b>71</b>
<b>12. SEGURIDAD EN SUBESTACIONES DE MT SEGÚN RETIE.....</b>	<b>74</b>
<b>13. CONCLUSIONES.....</b>	<b>77</b>
<b>14. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>79</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figuras</b>		<b>Pág.</b>
Fig. 1	Modelo de sistema de potencia colombiano	4
Fig. 2	Subestación tipo barra simple	10
Fig. 3	Subestación tipo barra simple con acoplamiento	11
Fig. 4	Subestación tipo doble barra	12
Fig. 5	Subestación tipo doble barra con acoplamiento	13
Fig. 6	Modelo Centro de transformación de media tensión	15
Fig. 7	Composición de un centro de transformación	16
Fig. 8	Centro de transformación según su emplazamiento	18
Fig. 9	Centro de transformación tipo interperie	19
Fig. 10	Centro de transformación según su alimentación	19
Fig. 11	Centro de transformación según su acometida	20
Fig. 12	Centro de transformación en anillo	21
Fig. 13	Ej. Maniobra en media tensión	22
Fig. 14	Centros de transformación de MT mas comunes	25
Fig. 15	Celdas convencionales en MT	26
Fig. 16	Celdas blindadas prefabricadas	27
Fig. 17	Centro de transformación tipo compacto	27
Fig. 18	Centro de transformación prefabricado tipo hormigón	27
Fig. 19	Seccionador	28
Fig. 20	Seccionador Fusible	29
Fig. 21	Seccionador Tipo Fusible de expulsión	29
Fig. 22	Seccionador de puesta a tierra	30
Fig. 23	Interruptor convencional	31
Fig. 24	Celda tipo mampostería	32
Fig. 25	Salida de una celda en BT	33
Fig. 26	Interior Celdas metálicas	34
Fig. 27	Interruptor enchufable - Grupo Interruptor Seccionador	39
Fig. 28	Transformadores monofásicos y trifásicos	40
Fig. 29	Transformadores Autoprottegidos	43
Fig. 30	Conexiones en MT de un transformador	46
Fig. 31	Puente amovible	47
Fig. 32	Conector amovible para estribo	47
Fig. 33	Desglose de un Seccionador fusible CUT - OUT	48
Fig. 34	Conexión DPS	49
Fig. 35	Conexión en BT de transformadores	49

Fig. 36	Terminales para BT	50
Fig. 37	Vista de CT tipo Pad Mounted	52
Fig. 38	Distancias mínimas de seguridad en edificios	60
Fig. 39	Evolución de los centros de transformación de MT	68
Fig. 40	Parque eólico con C.T. Prefabricado	70

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla</b>		<b>Pág.</b>
1	Características eléctricas de transformadores monofásicos	41
2	Características eléctricas de transformadores trifásicos	42
3	Tensión de servicio-Nivel de aislamiento para el material del CT	53
4	Grosos mínimos para resistencia al fuego	63

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de producción que se encuentran en los diferentes tipos de zonas industriales colombianas, hacen de la media y baja tensión la alternativa más clara para poner en marcha sus equipos y traer al consumidor final un producto que pueda satisfacer las necesidades que este exige. Esto hace necesario que se constituyan diferentes niveles de tensión en el sistema eléctrico colombiano, lo cual trae consigo la creación del concepto de *centros de transformación de media tensión*.

Los llamados centros de transformación de media tensión, son los encargados de llevar los niveles de tensión que se encuentran en el sistema de transmisión nacional a niveles de tensión más adecuados para la distribución de la energía en el sistema nacional, regional o local, bajo criterios de confiabilidad, seguridad y economía, como lo es, el caso colombiano.

Sin embargo, la gran expansión que está teniendo el mercado de la distribución eléctrica en Colombia, está dando lugar, por parte de las grandes multinacionales, a la aparición de nuevas soluciones, lo que empuja a todas las empresas del sector a una política de innovación y desarrollo, esto nos motivó a la realización de este trabajo, en el que se pretende mostrar la evolución y el campo que han venido ganando los centros de transformación de media tensión en el ámbito de la ingeniería eléctrica, y lo importante que es tener conocimiento acerca de ellos en los distintos sistemas de distribución. Cabe anotar que a lo largo de este trabajo se hará énfasis en los centros de transformación tipo POSTE y tipo PAD MOUNTED aplicados a la normativa del operador de red de la costa caribe colombiana ELECTRICARIBE ELECTROCOSTA S.A.

## TERMINOLOGÍA

**ANSI:** American National Standards Institute

**AT:** Baja Tensión.

**BT:** Baja Tensión

**CA:** Corriente alterna.

**CC:** Corriente continúa.

**CT:** Centro de Transformación.

**CS:** Centro de Seccionamiento.

**COS:** Centro de Operación del Sistema.

**MT:** Media Tensión.

**DMS:** (DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS)

**IEC:** The International Electrotechnical Commission

**STN:** Sistema de transmisión Nacional.

**SIN:** Sistema interconectado Nacional.

**SDL:** Sistema de distribución Local.

**SAD:** Sistema Automatizado de distribución.

**SDA:** Sistema Digital para Automatización de Subestaciones.

**SCADA:** Supervisory Control And Data Acquisition - Término que describe el conjunto de funciones de Adquisición de Datos y Control Supervisor.

**S/E:** Subestación.

**UCP:** Unidades de Control de Posición

**Bornes o Bornas:** Cada uno de los botones de metal en que suelen terminar ciertas máquinas y aparatos eléctricos, y a los cuales se unen los hilos conductores.

**Pértiga:** Vara larga aislada utilizada para desconexión de circuitos bajo carga.

**Aparamenta:** Conjunto de aparatos utilizados en la maniobra, protección, medida, regulación y control de las instalaciones eléctricas.

**Apoyos:** Dispositivos donde reposan los elementos de los equipos eléctricos asociados a la instalación.

## **1. GENERALIDADES EN SUBESTACIONES**

Antes de hacer referencia a todas las generalidades que comprenden una subestación, tenemos que conocer lo que concierne a la generación, transmisión y distribución de la energía, en otras palabras como esta conformado el sistema de potencia colombiano.

### **1.1 GENERACIÓN**

Este comprende el como se genera la energía eléctrica en Colombia. Esta generación puede hacerse de diversas formas tales como, tipo hidráulica, tipo térmica, tipo eólica, tipo nuclear, etc. En Colombia los tipos de generación utilizados en la actualidad son el tipo hidráulica, tipo térmica y tipo eólica.

Dentro de este campo se debe de tener en cuenta los generadores, transformadores de elevación y demás instalaciones.

La generación se realiza por lo general a tensiones entre seis mil ochocientos voltios (6.8 KV.) y diez y seis mil voltios (16 KV.), en Colombia por lo general se genera entre 13.2 KV y 13.8 KV.

### **1.2 TRANSMISIÓN**

Comprende todos los elementos que se necesitan para transmitir la potencia, desde los puntos de generación hasta los centros de carga; a una tensión superior o igual a doscientos treinta mil voltios (230 KV.). Comprende las subestaciones, líneas de transmisión, transformadores, etc. Se debe de tener presente que se debe de involucrar los diferentes sistemas de interconexión. En el caso del STN se manejan niveles de transmisión de potencia de 220 KV y 500 KV.

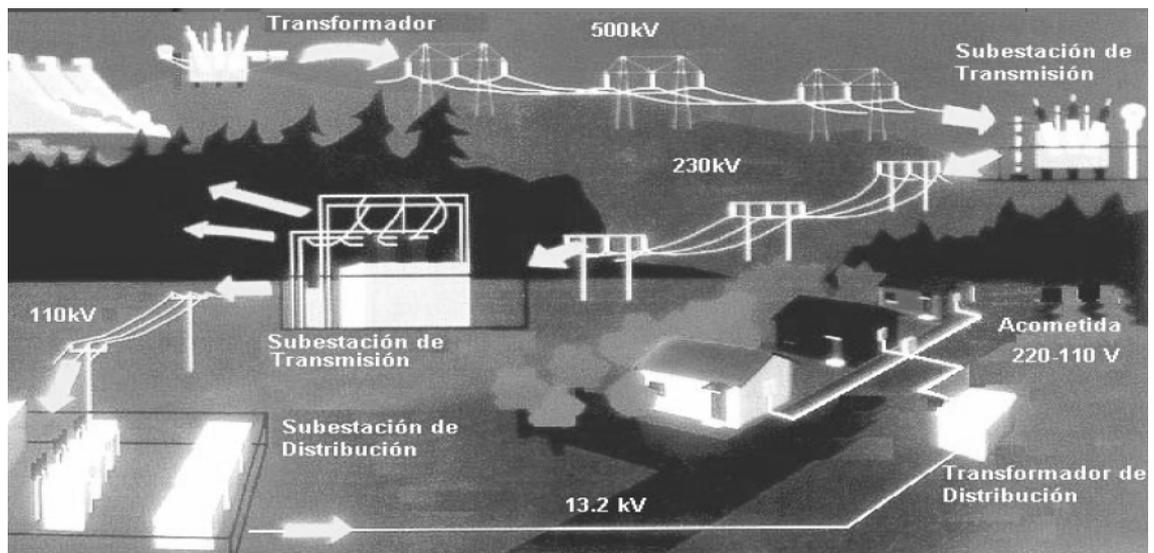
### 1.3 SUBTRANSMISIÓN

Es la transmisión que se realiza a una tensión de ciento quince mil voltios (115 KV.). Involucra subestaciones, líneas de transmisión, transformadores, etc.

### 1.4 DISTRIBUCIÓN

Es la que se realiza a una tensión inferior de ciento quince mil voltios ( $< 115$  KV.) Comprende subestaciones de reducción, transformadores, líneas, etc. A nivel de la industria, por lo general, se utiliza tensiones de sesenta y seis mil voltios (66 KV.), cuarenta y cuatro mil voltios (44 kV.) A nivel comercial y residencial se utiliza tensiones de trece mil doscientos voltios (13.2 kV.), siete mil seiscientos voltios (7.6 kV.), cuatrocientos cuarenta voltios (440 V), doscientos veinte voltios (220 V) y ciento veinte y siete voltios (127 V.).

En la distribución es donde se encuentran los centros de transformación de media tensión, haciendo claridad que la media tensión en el caso Colombiano comprende los niveles tensión nominal entre fases superior a 1KV y menor a 57.5 KV.



**Fig. 1 Modelo del Sistema de Potencia Colombiano**

Fuente: ISA, *introducción al marco jurídico y Regulatorio de la operación y administración del mercado*, 2005.

## 2. SUBESTACIONES EN EL SISTEMA DE POTENCIA

Debido a que la tensión de generación es relativamente baja y la ubicación de donde se genera por lo general se encuentra alejada de los centros de consumo, el transporte de energía a estos niveles es demasiado costoso. Para que el costo del transporte sea razonable es necesario elevar el nivel de tensión, ya que esto trae consigo reducción de las pérdidas en el sistema; pero esto depende de:

- La potencia que se va a transmitir.
- La longitud de la línea.
- Las pérdidas que se presentan en el sistema.
- Y otras muchas más, como las restricciones que el sistema mismo posee.

En nuestro medio, estos niveles suelen ser de 115, 230 y 500 KV. Esta operación se realiza en un lugar conocido como estación de transformación primaria o Subestación Primaria. Una vez hecha la conducción por las líneas de transmisión que puede ser de 115, 230 ó 500 kV, en los centros de consumo se procede a su distribución; requiriendo así de las **subestaciones de distribución**, que reducen la tensión a niveles de 44, 13.2 kV. Algunas veces se enlazan sistemas por medio de subestaciones de interconexión. Finalmente se reduce la tensión a un valor adecuado para los centros de consumo 440/220/127V, esto se hace en unos lugares o **centros de transformación de media tensión**, cuyo elemento principal es el transformador de distribución.

## **2.1 DEFINICIÓN DE SUBESTACIÓN**

Es un punto dentro del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de que las pérdidas sean menores y realizar una distribución más óptima.

Además es el centro donde se recibe y reporta la energía que se produce en las centrales de generación, maniobrando y operando su destino final a los diferentes lugares de consumo, a la vez que realiza un ajuste a la calidad de la misma.

## **2.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN**

Las subestaciones deben de ofrecer las siguientes características:

1. Flexibilidad: Capacidad que tiene una subestación para adaptarse ante una o varias contingencias en el sistema, bien sea por:

- Mantenimiento.
- Cambios en el sistema.
- Fallas.

2. Confiabilidad: Probabilidad que posee una subestación de funcionar aun cuando uno de sus elementos se encuentre fuera de servicio.

3. Seguridad: Propiedad de la subestación para dar continuidad del servicio sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia del sistema, especialmente interruptores. La seguridad implica confiabilidad.

4. Modularidad: Facilidad de cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran.

Según lo anteriormente dicho se puede realizar una clasificación de las subestaciones teniendo en cuenta lo que se posee en nuestro medio.

## 2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

### 2.3.1 FUNCIÓN DENTRO DEL SISTEMA DE POTENCIA

#### De Generación:

Estación primaria de la energía producida por las centrales de generación. Su principal objetivo es elevar los niveles de tensión para reducir la corriente y lograr así economía en la transmisión de potencia.

#### De Transmisión:

Interconectan los diferentes líneas de transmisión de 115, 230 ó 500 KV. Algunas veces las de 115 ó 230 kV alimentan barrajes de 34.5 y / ó 13.2 KV.

#### De Subtransmisión:

Interconectan líneas de transmisión de 44 ó 34.5 kV, para ser transportada a cargas no muy elevadas y a distancias moderadas.

#### De Distribución:

Reduce la tensión a niveles de distribución de 13.2 kV. Se envía a centros de carga industrial o residencial, donde se encuentran **centros de transformación de media tensión**; que son los encargados de reducirla a 440, 220 ó 120 V. Para alimentar los usuarios.

### **2.3.2 SEGÚN EL TIPO DE OPERACIÓN**

#### **De Transformación:**

Donde se transforma la tensión a valores adecuados para su transporte. Puede ser elevadora, donde la tensión de salida es mayor que la de entrada o reductora, en donde la tensión de salida es menor que la de entrada. Para este fin utilizan transformadores.

#### **De maniobra:**

Es donde se unen algunas líneas de transmisión con otras, con el fin de ofrecer una mayor confiabilidad y continuidad al servicio. El nivel de tensión es uno.

### **2.3.3 SEGÚN SU FORMA CONSTRUCTIVA**

#### ***Por Montaje:***

##### **Subestación Interiores:**

Donde sus elementos se instalan en el interior de edificios.

##### **Subestaciones Exteriores o a la intemperie:**

Sus elementos se instalan en el exterior, en condiciones ambientales.

### **2.3.4 SEGÚN EL TIPO DE EQUIPO**

#### **Subestación Convencional:**

Es del tipo exterior, la instalación de sus equipos es abierta sin que nada la proteja. El aislamiento es el medio ambiente.

#### **Subestación encapsulada:**

Las partes vivas o energizadas se encuentran confinadas por un medio metálico y su aislamiento es un gas.

#### **Subestación Móvil:**

Su conjunto de equipos está instalado en un remolque. Su principal objetivo es la de ser utilizada para emergencias, en cualquier punto del sistema.

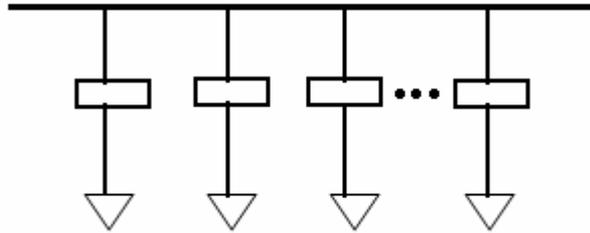
## **3. CONFIGURACIONES DE SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN**

### **3.1 BARRA SIMPLE**

En esta configuración todas las llegadas o salidas se conectan por intermedio de un equipo de mando a una única barra. Es un esquema como su nombre lo indica "simple", pero muy severo. En el caso de hacer algún mantenimiento en las barras, se debe sacar de servicio todas las derivaciones. Es aconsejable en barras con no más 3 derivaciones.

Requiere de un interruptor y dos seccionadores para cada salida, es el más económico y su operación es también la más sencilla. Se utiliza en subestaciones de media tensión, así como en plantas generadoras que no forman parte fundamental del suministro de energía al sistema.

## Circuito básico



**Fig. 2 Subestación tipo barra simple**

Fuente: Riaño, José y Berrio, Alejandro, *configuraciones subestaciones de media tensión*.

### **Entre las ventajas que brinda este esquema se encuentran:**

- Facilidad de instalación operación y mantenimiento.
- Reducción de inversión, empleando poco espacio, equipo y estructuras.
- Su sistema de control y protección es muy simple.

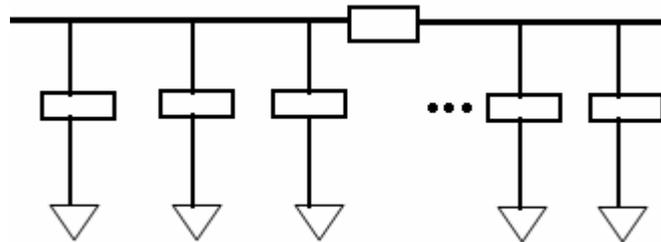
### **Algunas desventajas son:**

- Falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, ya que con cualquier avería en las barras se interrumpe totalmente el suministro de energía.
- El mantenimiento en cualquier interruptor o seccionador ocasiona la salida del circuito correspondiente.
- La ampliación de la subestación conlleva siempre, el ponerla fuera de servicio totalmente.

### **3.2 BARRA SIMPLE CON ACOPLAMIENTO.**

Presenta la misma configuración básica que el barraje simple, un interruptor y dos seccionadores por salida, pero dividiendo el barraje principal con seccionadores o interruptores como se muestra en el siguiente esquema.

### Circuito básico



**Fig. 3 Subestación tipo barra simple con acoplamiento**

Fuente: Riaño, José y Berrio, Alejandro, *configuraciones subestaciones de media tensión*.

Cada una de las partes en que se divide el barraje tiene de por sí los mismos inconvenientes que se mostraron en la configuración anterior. Además presenta otras ventajas y desventajas tales como:

#### **Ventajas:**

- Se obtiene una mayor flexibilidad y confiabilidad que en el barraje sencillo permitiendo un servicio con mayor continuidad, así en caso de avería en barras, sólo salen del sistema las partes del barraje que tienen que ver con la falla.
- Se facilitan las labores de mantenimiento y vigilancia.
- En un momento dado el sistema puede ser alimentado por dos fuentes diferentes.

#### **Desventajas:**

- Una avería en el seccionador de barras pone fuera de servicio a varios circuitos del barraje.
- La protección es más compleja que en el caso anterior.

### 3.3 DOBLE BARRA

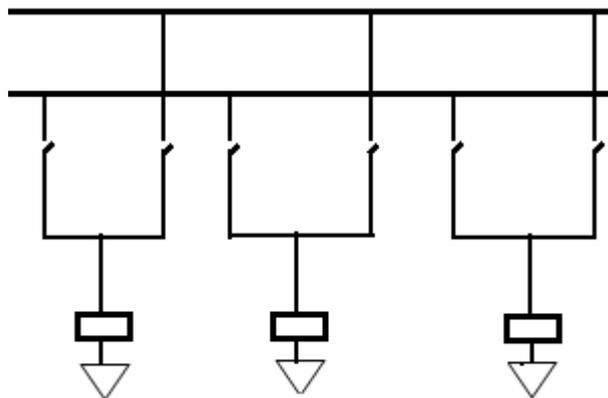
Subestación donde las dos barras son igualmente importantes. Se puede operar la subestación con una cualquiera o ambas barras energizadas.

El interruptor que une las dos barras se llama interruptor de acople o acoplamiento de barras.

Permite mayor flexibilización en la operación de barras, permitiendo adicionalmente un equilibrio perfecto de cargas entre las derivaciones.

Se adapta muy bien a sistemas enmallados donde se requiere alta flexibilidad. Este sistema permite agrupar las salidas en uno de los barrajes para efectuar mantenimiento en el otro, sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental. Para el mantenimiento de interruptores es necesario suspender el servicio de la respectiva salida.

#### Circuito básico



**Fig. 4 Subestación tipo doble barra**

Fuente: Riaño, José y Berrio, Alejandro, *configuraciones subestaciones de media tensión*.

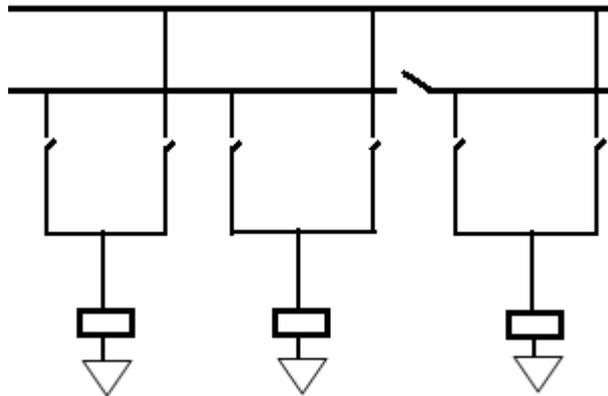
Por lo general a esta configuración no se le explota su flexibilidad pues se usa una de las barras como simple barra de reserva y/o de transferencia, no compensándose así la alta inversión.

En su diseño es necesario considerar que las dos barras deben tener la capacidad total de la subestación, lo mismo que el interruptor de acople, el cual hace parte de los barrajes.

### 3.4 DOBLE BARRA CON ACOPLAMIENTO

Subestación mostrada anteriormente, donde una de las barras se encuentra dividida en sectores, interconectados entre si por intermedio de un equipo de maniobra. Cuenta con las mismas ventajas de la subestación anterior.

#### Circuito básico



**Fig. 5 Subestación tipo doble barra con acoplamiento**

Fuente: Riaño, José y Berrio, Alejandro, *configuraciones subestaciones de media tensión*.

## 4. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS SUBESTACIONES

La disposición, características y cantidad de equipo para cada subestación, depende de la configuración escogida.

En Colombia, las más usadas son las de tipo convencional por lo cual serán tomadas como referencia. En esta clase de subestaciones, aparte de encontrar

estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de líneas, también se encuentra un conjunto que se denomina “Elementos principales”; los cuales se pueden clasificar en nuestro caso en Equipos de patio y equipos de tablero.

#### **4.1 Equipos de Patio**

Elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones de la subestación. Se ubican en la intemperie, por lo general, los cuales son:

- Transformador de Corriente: CT.
- Transformador de Potencia: PT.
- Transformador de Potencial: T
- Autotransformador: A (En algunas subestaciones).
- Interruptor: I.
- Seccionador: S.
- Pararrayos: PQ.
- Descargadores de Sobretensión: DPS.
- Conductores que conectan entre equipos.
- Ductos por donde van los cables de potencia
- Barrajes y Estructuras.

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se conoce o denomina como Campo o Bahía. Que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un Autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar Barrajes o para transferir la carga de una barra a otra.

## 4.2 Equipos de Tablero

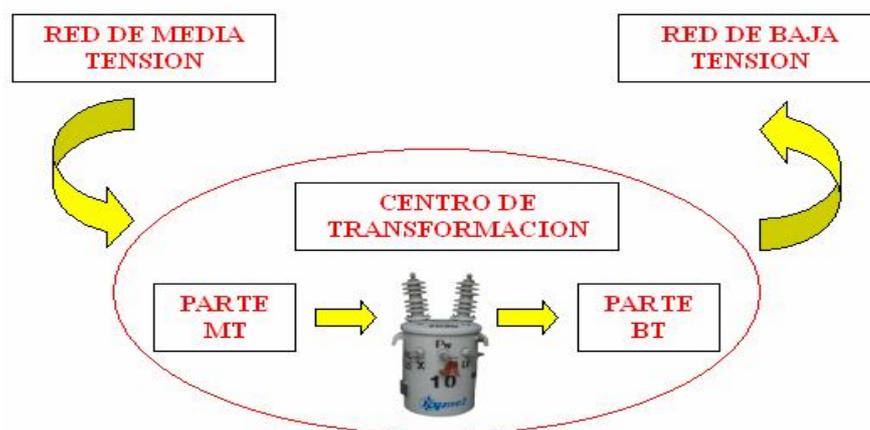
Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en la caseta de control. Su función es la de facilitar la supervisión y control de la subestación.

Una vez vistos los elementos esenciales que conforman un sistema de potencia, al igual que la importancia que muestran los centros de transformación en dicho sistema, podemos entrar a ser más precisos y tratar de una mejor manera los centros de transformación.

## 5. DEFINICIÓN DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE TENSIÓN

Un centro de transformación de Tensión, es el conjunto de transformadores y equipos de maniobra, protecciones asociadas, aparamenta y obras complementarias precisas; que se utilizan para transformar la energía eléctrica a diferentes niveles de tensión.

El centro de transformación de media tensión es en definitiva el nexo de unión entre la red de media y baja tensión.



**Fig. 6 Modelo Centro de transformación de media tensión**

Fuente: Riaño, José y Berrio, Alejandro, *Esquematzación centros de transformación de media tensión*.

## 5.1 DEFINICIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN

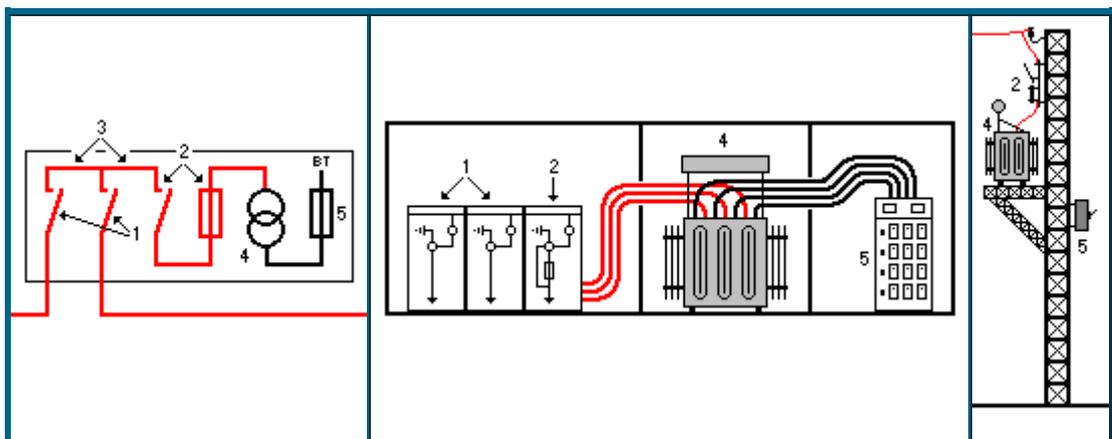
Para el caso colombiano, el reglamento técnico de instalaciones eléctricas define los distintos niveles de tensión como:

- Extra Alta Tensión (**EAT**): Nivel de tensión nominal entre fases superior a 220KV.
- Alta Tensión (**AT**): Nivel de tensión nominal entre fases mayor o igual a 57.5 KV y menor a 220 KV.
- Media Tensión (**MT**): Nivel de tensión nominal entre fases superior a 1KV y menor a 57.5 KV.
- Baja Tensión (**BT**): Nivel de tensión nominal entre fases, superior a 25 V y menor a 1 KV.

## 5.2 CLASIFICACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

### 5.2.1 Aparata que compone un CT

Un centro de transformación se compone básicamente de:



**Fig. 7 Composición de un centro de transformación**

Fuente: Instalaciones eléctricas, capitol 2007.

1-Celdas de línea. Habrá una por cada línea de red en anillo que entre en el CT.

Una celda remonte es aquella que alimenta una línea aérea desde una subterránea o viceversa.

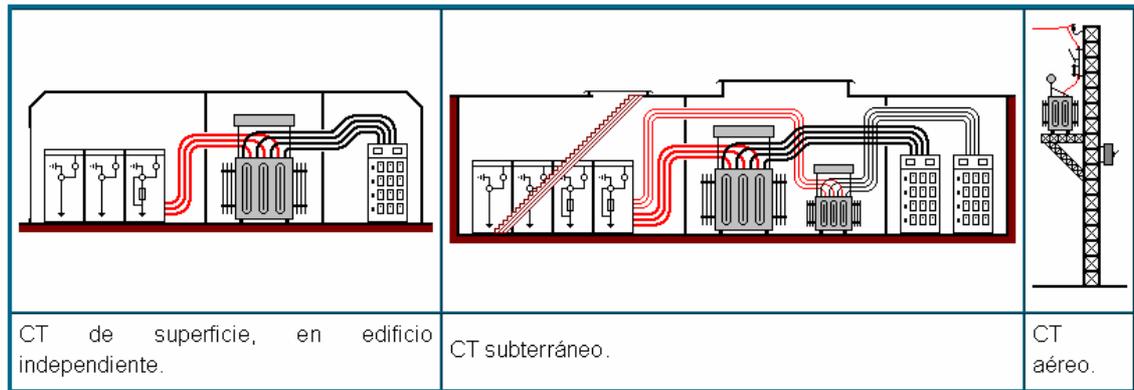
2-Celda(s) de protección. Habrá una por transformador y estará montada lo más inmediatamente anterior al transformador posible. También podrá haber una celda de protección por cada salida hacia un CT alimentado en punta.

3-Barraje de media tensión. En las instalaciones más modernas, hechas con celdas, este barraje esta dentro de las celdas. En instalaciones más antiguas, el barraje esta hecho con varillas montadas en las paredes del local a unas distancias de seguridad, mediante los aisladores adecuados. En este caso, pueden existir celdas que consisten en muros que separan cada elemento del CT (transformadores de potencia, transformadores de medida, etc.) alimentadas desde el barraje. Los Seccionadores y protecciones también suelen estar a la vista, montados sobre las paredes.

4-Transformador(es). Normalmente habrá uno o dos transformadores. Es el dispositivo encargado de reducir de MT a BT. Consta de un primario al que le llega la MT, con las tres bobinas conectadas en triangulo, y de un secundario del que sale BT, que siempre tendrá sus las bobinas conectadas en estrella, con la finalidad de obtener una tensión simple, entre fase y neutro y una tensión compuesta, entre fases. Además, el punto común de la conexión estrella, el neutro, estará conectado directamente a tierra (caso trifásico).

5-Celda de salidas de BT. Se instala una o dos por transformador. Las actuales disponen de cuatro salidas, aparte de otra para el servicio del CT. También pueden incorporar equipos de medida de voltaje e intensidad en BT.

## 5.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CTs SEGÚN SU EMPLAZAMIENTO



**Fig. 8 Centro de transformación según su emplazamiento**

Fuente: Instalaciones eléctricas, capitol 2007.

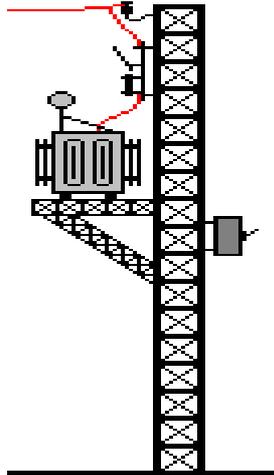
## 5.2.3 CLASIFICACIÓN SEGÚN TIPO INTERIOR

Consiste en un local cerrado en el que se monta el(los) transformador(es), y toda la aparamenta de MT y de BT necesaria para su explotación.

<p><u>El CT puede ser:</u></p> <p><b>-Subterráneo.</b> Los instalados bajo la vía pública o en el sótano de los edificios.</p> <p><b>-De superficie.</b> El nivel del CT es el mismo que el de la calle.</p>	<p><u>El CT puede instalarse en:</u></p> <p><b>-Edificio Independiente.</b> Se construye aislado de cualquier edificación y puede ser prefabricado de hormigón o construido de obra.</p> <p><b>-En local.</b> Son aquellos que se alojan en el interior de un edificio destinado a otros fines, en locales reservados exclusivamente para su instalación.</p>
--	---

### 5.2.4 CLASIFICACIÓN SEGÚN TIPO INTEMPERIE

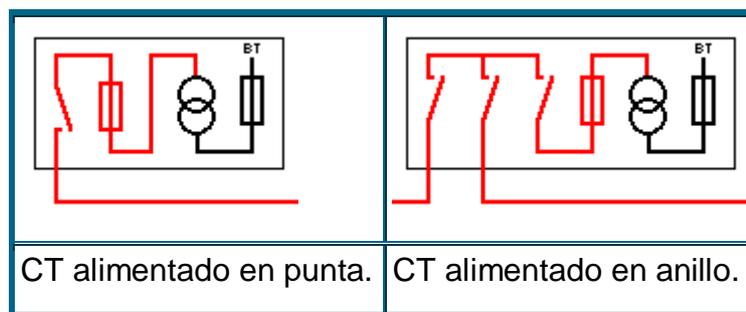
Cosiste en un poste en el que se monta el transformador de potencia, ya sea en zonas rurales o urbanas.



**Fig. 9 Centro de transformación tipo intemperie**

Fuente: Instalaciones eléctricas, capitol 2007.

### 5.2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS CTs SEGÚN SU ALIMENTACIÓN



**Fig. 10 Centros de transformación según su alimentación**

Fuente: Instalaciones eléctricas, capitol 2007.

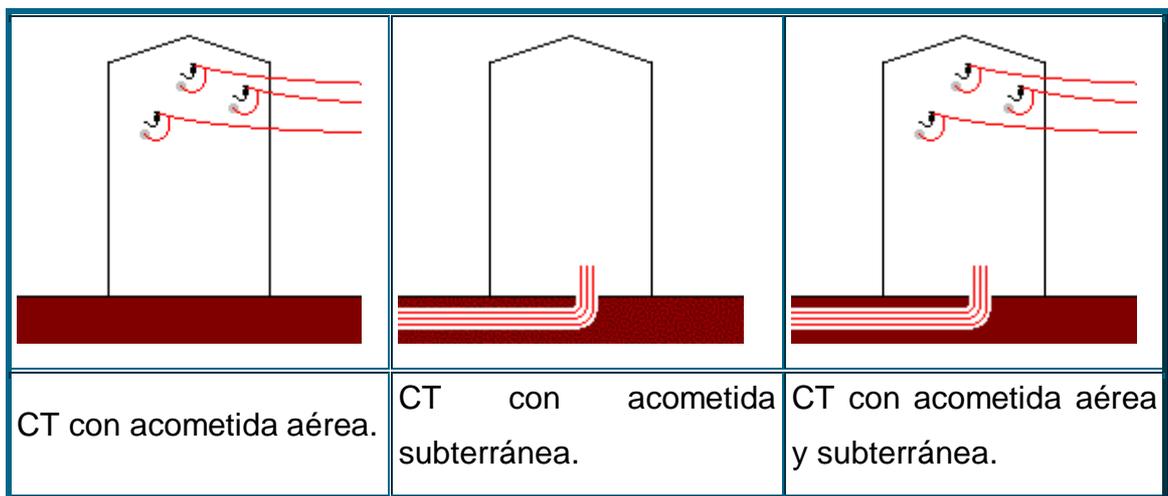
Centros de transformación alimentados en punta:

Son los que tienen únicamente una línea de alimentación y están conectados en derivación de la red principal o constituyen el punto final de dicha red.

Centros de transformación alimentados en paso:

Son los que tienen una línea de entrada y una línea de salida hacia otro CT, estando todos los CTs conectados en anillo.

### 5.2.6 CLASIFICACIÓN DE LOS CTs SEGÚN SU ACOMETIDA



**Fig. 11 Centro de transformación según su acometida**

Fuente: Instalaciones eléctricas, capitol 2007.

#### **Centros de transformación con acometida aérea:**

Son aquellos a los que les llegan las líneas de MT aéreas.

#### **Centros de transformación con acometida subterránea:**

Son aquellos a los que les llegan las líneas de MT subterráneas.

#### **Centros de transformación con acometida mixta:**

Son aquellos a los que les llegan unas líneas de MT aéreas y otras líneas de MT subterráneas.

### 5.2.7 CLASIFICACIÓN DE LOS CTs SEGÚN SU PROPIEDAD

#### Centros de transformación de empresa:

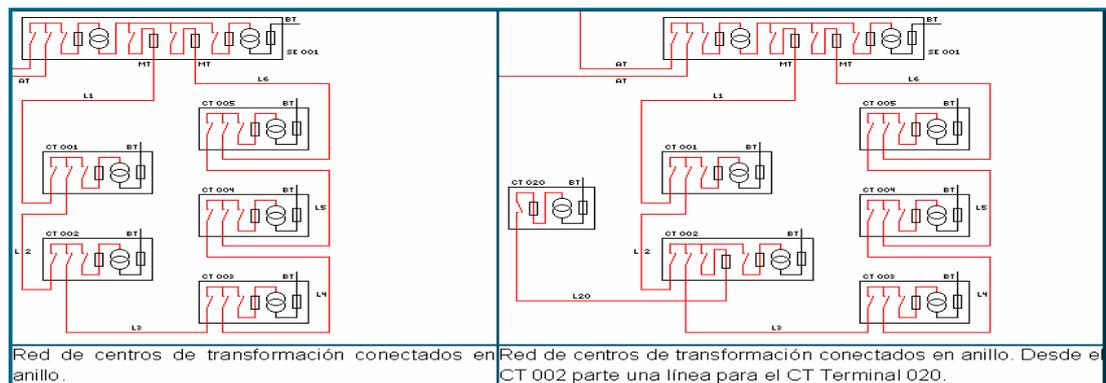
Son propiedad de la empresa suministradora, y de él parten las redes de distribución en baja tensión. Tiene dos o varias celdas de línea y una celda de protección por cada transformador montado o por cada salida a CT alimentado en punta.

#### Centros de transformación de cliente:

Son propiedad del cliente y según la potencia contratada pueden ser clientes regulados o no regulados, lo cual llega a variar considerablemente el costo de la energía que estos demandan.

### 5.3 VENTAJAS DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS REDES DE MT EN ANILLO

La conexión en anillo de centros de transformación tiene como objetivo mantener bajo tensión a todos los CTs de un grupo que estén conectados en anillo, por ejemplo, en el caso de que exista una falla en una de las líneas que unen dos centros de transformación.



**Fig. 12 Centro de transformación en anillo**

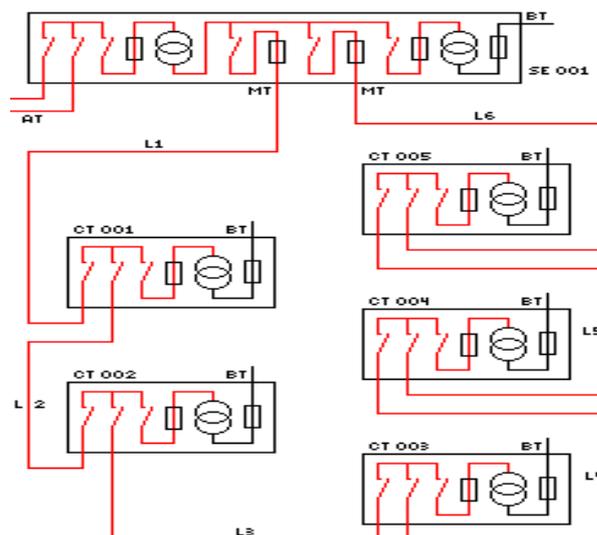
Fuente: Instalaciones eléctricas, capitol 2007.

Existe una subestación receptora, que esta conectada a la red de Alta Tensión (AT) y reduce a Media Tensión (MT). A la salida del transformador, se conectan dos salidas como mínimo, para la red en anillo, y a continuación se conecta otro transformador para reducir de MT a BT. En una red en anillo, todos los elementos que componen la red en anillo (celdas de línea, cableado, etc.) así como cada una de las salidas de la subestación, han de tener de la misma intensidad nominal.

En condiciones normales de funcionamiento, todos los seccionadores de línea de todos los CTs, así como los seccionadores y protecciones de salida de MT de la subestación, estarán cerrados. De esta manera, si nos interesa dejar sin tensión a un centro de transformación o a una línea para efectuar labores de mantenimiento, sólo será necesario seccionar y conectar a tierra, desde los CTs colaterales.

### Ejemplo de posible maniobra en una red de MT en anillo

Desconexión de un CT



**Fig. 13 maniobra en media tensión.**

Fuente: Instalaciones eléctricas, capitol 2007.

Se han de efectuar unas labores de mantenimiento en el CT 003, siendo necesaria la desconexión total de este CT. Para tal fin será necesario, desde los CTs colaterales, el CT 002 y el CT 004, desconectar las líneas que van al centro de transformación que nos interesa dejar sin tensión. Los pasos a seguir serán los siguientes:

- 1- Desconectar las salidas de BT del Centro de Transformación 003.
- 2- Desconectar el transformador del CT 003 mediante la celda de protección asociada al mismo.
- 3- Dejar sin tensión la Línea 3, desde el CT 002 mediante la celda de línea de CT 002 y desde el CT 003 mediante la celda de línea de CT 003.
- 4- Dejar la Línea 3 a tierra y en cortocircuito, desde en CT 002 mediante la celda de línea de CT 002 y desde el CT 003 mediante la celda de línea CT 003.
- 5- Dejar sin tensión la Línea 4, desde el CT 003 mediante la celda de línea de CT 003 y desde el CT 004 mediante la celda de línea CT 004.
- 6- Dejar la Línea 4 a tierra y en cortocircuito, desde en CT 003 mediante la celda de línea de CT 003 y desde el CT 004 mediante la celda de línea de CT 004.

Sin haber dejado sin tensión a los abonados conectados a otros centros de transformación, el CT 003 esta totalmente sin tensión, listo para efectuar las labores de mantenimiento.

Una vez terminadas dichas labores, para dejar la red en condiciones normales de funcionamiento se procederá a:

- 1- Desconectar la Línea 3 de tierra y descortocircuitarla, desde el CT 002 mediante la celda de línea de CT 002 y desde el CT 003 mediante la celda de línea de CT 003.
- 2- Dejar bajo tensión la Línea 3, desde el CT 002 mediante la celda de línea CT 002.
- 3- Desconectar la Línea 4 de tierra y descortocircuitarla, desde el CT 003 mediante la celda de línea de CT 003 y desde el CT 004 mediante la celda de línea CT 004.

- 4- Dejar bajo tensión la Línea 4, desde el CT 004 mediante la celda de línea CT 004.
- 5- Dejar el Barraje del CT 003 bajo tensión mediante las celdas de línea que llegan a CT 003 de CT 002 y CT 004.
- 6- Conectar el transformador del CT 003 mediante la celda de protección CT 003.
- 7- Comprobar que el voltaje de salida sea el correcto.
- 8- Conectar las salidas de BT del Centro de Transformación 003.

Como es de notar en este sencillo ejemplo, la conexión de Centros de transformación en anillo, permite que se hagan maniobras en otros centros de transformación sin dejar por fuera los demás CTs asociados a este.

#### **5.4 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MÁS COMUNES**

Entre los centros de transformación de media tensión más comunes que se encuentran en la mayor parte de las redes de distribución, están los tradicionales en edificios independientes, el tipo poste y los prefabricados e integrados.

Todos estos tipos de centros de transformación, dependen de los factores que considere el diseñador en un momento dado, teniendo en cuenta las características que le brinda el sistema de transmisión y distribución en el punto deseado a conectar dicho CT.

A continuación se muestran ilustraciones de los CT más comunes en la actualidad.



Centro integrado intemperie



Tradicional en edificio independiente



Tipo poste



Compacto prefabricado



Subterráneo Prefabricado



Prefabricado superficie de hormigón

**Fig. 14 Centros de transformación de MT más comunes**

Fuente: Unión FENOSA, Proyectos Tipo Centros De Transformación, 2006

Aunque el CT tradicional o tipo edificio fue el primero en existir y dar paso a los CTs de media tensión, a través del tiempo se han venido diseñando algunos otros tipos según la exigencia que viene demandando el mercado, tales tipos de CTs más comunes son los ya mostrados en la Fig. 14. Entre los que se destacan los de tipo prefabricado, porque, estos vienen totalmente armados, con medidas precisas, listos para conectar y cada día son más pequeños. Dentro de este grupo de prefabricados, tenemos como de mayor uso el tipo subterráneo, el cual es común hallarlo en edificios, centros recreacionales, parques públicos con gran demanda, hospitales de gran exigencia en cuanto a voltaje y frecuencia, conjuntos residenciales, algunos hoteles, etc.

## 5.5 OTROS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

La tendencia de los centros de transformación es cada vez a ser mejores en su funcionamiento. Sin embargo un aspecto muy importante que los define, es el espacio que estos ocupan, por lo que, poco a poco han nacido los llamados centros de transformación prefabricados y los centros de transformación capsulados, como una fuente alternativa a problemas que presentaban anteriores centros de transformación de media tensión.

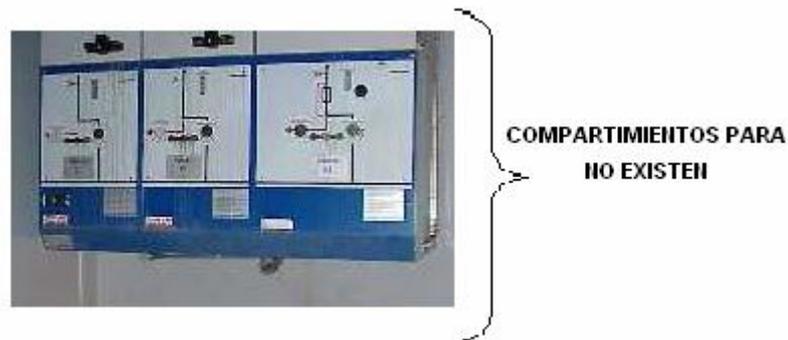
Anteriormente las celdas de media tensión, constaban de un conjunto de equipos que se tenían que ensamblar en dicha celda, lo cual hacia un poco peligroso la maniobra de estos equipos, aunque hoy en día todavía se utilizan.



**Fig. 15 Celdas convencionales en MT**

Fuente: unión FENOSA, ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento. UNION FENOSA, 2003.

No obstante, salieron al mercado las celdas de media tensión prefabricadas y a su vez blindadas, estas permiten que la maniobra del CT sea mucho más segura y a su vez que el CT sea mucho más confiable, como es de apreciar en la Fig. 16 que se muestra a continuación.



**Fig. 16 Celdas blindadas prefabricadas**

Fuente: unión FENOSA, ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento. UNION FENOSA, 2003.

La tendencia de las potencias mundiales en lo que a electricidad refiere, cada vez enmarca más hacia lo prefabricado. Esto es de notarse en los diferentes CTs que se tienen cada día, tal como se ilustra en las figuras a continuación:



**celdas de MT**



**celdas de BT**

**Fig. 17 Centro de transformación tipo compacto 1000KVA**

Fuente: unión FENOSA, ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento. UNION FENOSA, 2003.



**Fig. 18 Centro de transformación prefabricado tipo hormigón 1000 KVA**

Fuente: unión FENOSA, ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento. UNION FENOSA, 2003.

## 6. SECCIONAMIENTOS Y PROTECCIONES

Los dispositivos de seccionamiento y protección son de gran importancia en un sistema de potencia y por ende de los diferentes CTs, debido a que estos poseen la capacidad de ayudar de una manera considerable a la optimización de la generación y la demanda de energía.

Estos principalmente cumplen con los objetivos de:

- Efectuar las maniobras necesarias para que se lleven a cabo las revisiones periódicas y el mantenimiento de las instalaciones.
- Efectuar las maniobras de apertura y cierre en la actuación de las protecciones y automatismo del sistema.

Estos se clasifican básicamente en:

- Seccionadores.
- Interruptores.
- Disyuntores o interruptores automáticos.

### 6.1 SECCIONADOR

Corta la continuidad en un circuito eléctrico, proporciona corte visible en el circuito, se maniobra después de haber desconectado carga con el interruptor.



**Fig. 19 Seccionador**

Fuente: CONDENSA, centros de transformación.

### 6.1.1 SECCIONADOR FUSIBLE

Elemento de protección calibrado a un determinado valor de temperatura el cual se funde por encima de un determinado valor de intensidad, interrumpiendo el circuito.



**Fig. 20 Seccionador Fusible**

Fuente: unión FENOSA, *centros de transformación*. Colombia: UNION FENOSA, 2006.

### 6.1.2 SECCIONADOR FUSIBLE DE EXPULSIÓN (CUT-OUT)



**Fig. 21 Fusible CUT-OUT**

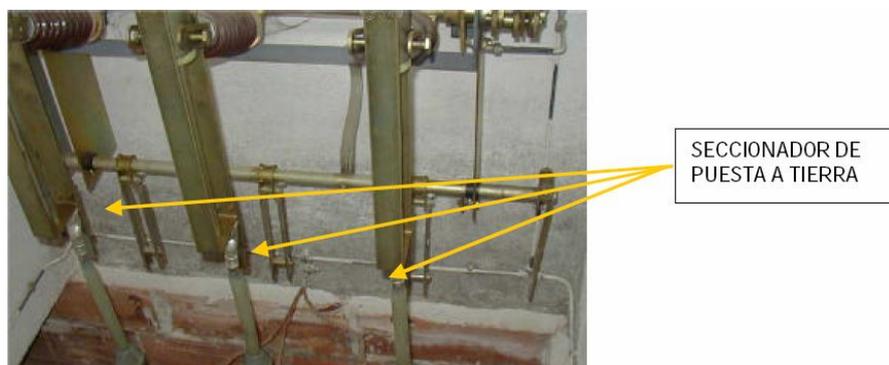
Fuente: unión FENOSA, *centros de transformación*. Colombia: UNION FENOSA, 2006.

El seccionador fusible de expulsión en MT actúa como elemento de protección contra cortocircuitos del transformador, tanto como fusible de respaldo en el

caso de que el transformador tenga un interruptor termomagnético como en el caso de que proteja contra sobreintensidades a un transformador convencional.

El seccionador fusible de expulsión hace posible interrumpir el servicio mediante la operación con pértiga, insertándola en el anillo del portafusibles y tirando de él. En la posición abierta, el tubo portafusibles queda en posición vertical, de manera que su apertura permanece visible.

### 6.1.3 SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA



**Fig. 22 Seccionador de puesta a tierra**

Fuente: unión FENOSA, centros de transformación. Colombia: UNION FENOSA, 2006

Al igual que el seccionador normal, con el seccionador de puesta a tierra lo que se busca es realizar un corte visible entre las fases, pero esta vez haciendo de este corte un cortocircuito a tierra, poniendo a tierra las tres fases y asegurando la integridad de las personas y el CT en un momento dado que se quiera realizar algún tipo de maniobra.

## 6.2 INTERRUPTOR

Dispositivo mecánico diseñado para establecer, soportar e interrumpir corrientes normales del sistema; y, no siempre, corrientes de cortocircuito.



**Fig. 23 Interruptor convencional**

Fuente: CONDENA, centros de transformación.

### 6.2.1 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO Ó DISYUNTOR.

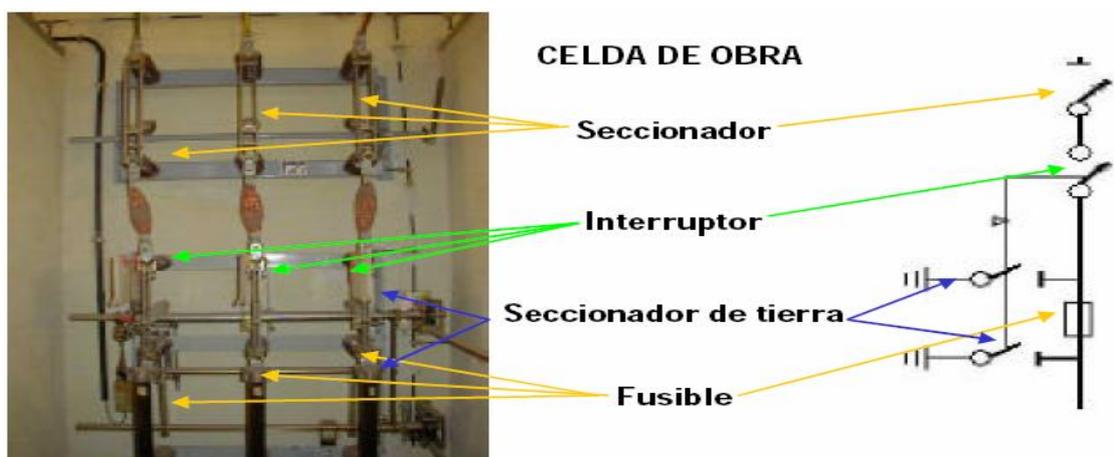
Aparato electromecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales de circuito, así como establecer, soportar durante un tiempo determinado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, tales como las de cortocircuito. Pueden ser de mural, sobre carro ó seccionable.

## 7. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de media Tensión son unos tipos de compartimentos en los que se encuentran los diferentes elementos constructivos, que hacen el llamado *centro de transformación de media tensión*. Teniendo en cuenta la necesidad del cliente, estas celdas pueden ser de muchos tipos, entre las más comunes encontramos las tipo Mampostería, tipo metálico, y algunas otras que tienen en cuenta el nivel aislamiento, las cuales serán estudiadas a continuación.

### 7.1 Celda Tipo Mampostería o de Tipo Obra

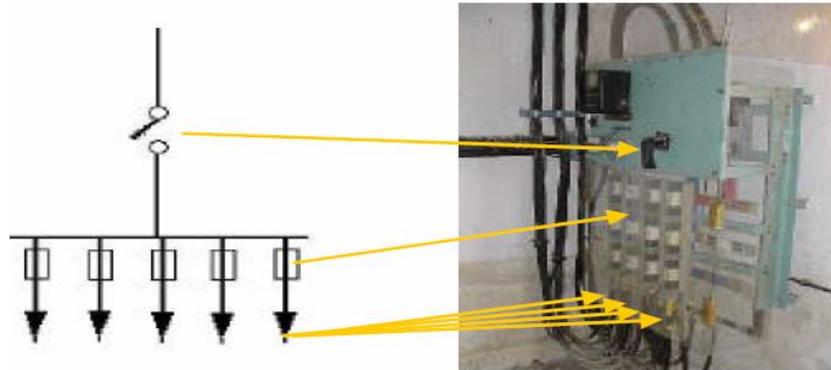
En estas celdas, se hace necesario una obra civil antes de montar los equipos asociados, la cual consiste en adecuar el sitio de montaje por medio de paredes de concreto, situar espacios mínimos de seguridad, construir tapas de registros o el entubado que se haga necesario, por lo que comúnmente se les conoce como tipo obra.



**Fig. 24 Celda tipo mampostería**

Fuente: CONDENSA, centros de transformación.

Al igual que la parte correspondiente a la media tensión, la salida de baja tensión también requiere de un tratamiento civil, en los que se fijan los componentes que se requieran para las celdas de baja tensión (Ver Fig. 25).



**Fig. 25 Salida de una celda en BT**

Fuente: CONDENSA, centros de transformación.

## 7.2 Celda Envoltente Metálica

Para equipar los CTs se encuentran en el mercado conjunto de aparamenta de maniobra de MT, incluidos los transformadores de medidas ya montados y conexiados entre si, dentro de recintos metálicos, hasta los bornes de conexión al exterior. Comúnmente se denominan cabinas prefabricadas o celdas metálicas.

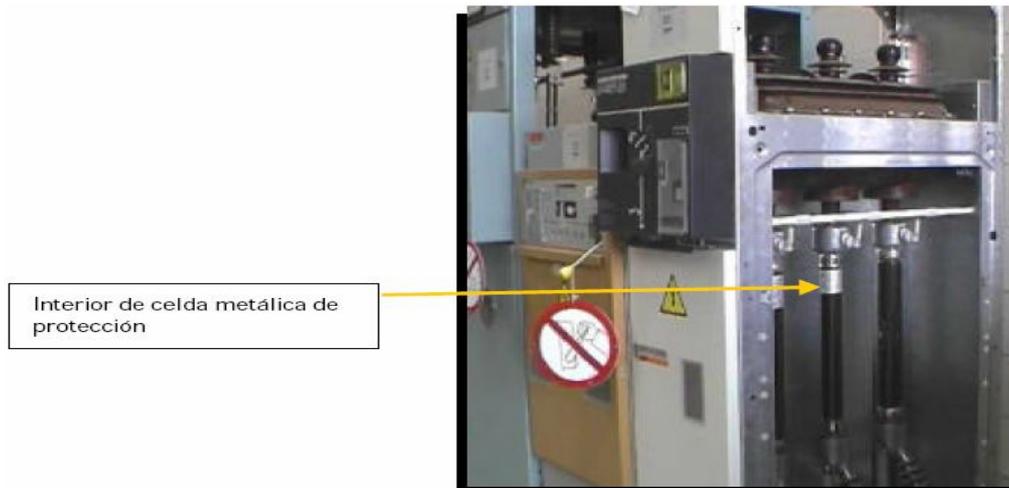
### Aparamenta bajo envoltente metálica

Conjunto de aparamenta de maniobra ubicado dentro de una envoltente metálica, destinada a ser conectada a tierra, completamente ensamblada, con excepción de las conexiones exteriores.

El conjunto puede estar formado por varios aparatos, conectados entre si y hasta los bornes de conexión al exterior de la envoltente. Se incluyen los transformadores de medida (tensión y corriente).

A estos conjuntos de aparamenta con dicha envoltente metálica se les denomina comúnmente «celdas» o «cabinas» o también celdas, o cabinas prefabricadas.

A menudo se diseñan para que sean totalmente modulares. Es decir que estas celdas tienen capacidad para ser modificadas de su configuración inicial si se requiere en algún momento.



**Fig. 26 Interior Celdas metálicas**

Fuente: CONDENSA, centros de transformación.

## Tipos constructivos

### 7.3 Celdas con aislamiento de aire

- Celdas compartimentadas

La cabina está compartimentada interiormente mediante tabiques y/o particiones. Los varios elementos (aparatos, conexiones) que forman el conjunto de aparamenta, están ubicados dentro de los distintos compartimentos así formados.

Estos tabiques pueden ser metálicos o no metálicos (por ejemplo de material aislante).

En el caso de que sean todos metálicos y previstos para ser conectados a tierra, entonces esta modalidad constructiva se denomina «aparamenta blindada». En los otros casos se le denomina con el término general de «aparamenta compartimentada». Existen otras modalidades constructivas.

- Celdas de bloque

Las cabinas de este tipo, o no tienen ninguna compartimentación interior o tienen un número de compartimentos inferior al que tendría una cabina compartimentada o blindada para ubicar el mismo conjunto de aparata.

- Celdas capsulada

En las cabinas de este tipo, todos los elementos del conjunto de aparata que forman el circuito principal de MT, o sea aparatos, barras generales y/o conexiones, están individualmente recubiertos de material aislante sólido (capsulados). Este tipo puede considerarse una variante del tipo compartimentado, con tal que cumpla también con las condiciones de la norma CEI 466 (norma europea) «Aparata de alta tensión bajo envolvente aislante».

Se entiende por circuito principal, el conjunto de partes conductoras de la cabina metálica que forman parte del circuito destinado al transporte de la energía eléctrica.

Se entiende por circuito auxiliar todas aquellas partes conductoras de la cabina, comprendidas en un circuito (distinto del principal) para el mando, medida, control y señalización.

### **Las cabinas de tipo compartimentado tienen comúnmente cuatro compartimentos básicos**

- Compartimento de barras generales. En las cabinas con doble juego de barras generales, cada uno está ubicado en un compartimento separado.
- Compartimento del aparato de conexión, que mayoritariamente es un interruptor automático, pero que también puede ser un interruptor-seccionador o un contactor.

- Compartimento con los terminales para conexión de los cables procedentes del exterior, seccionador de puesta a tierra (si lo hay) y transformadores de medida (si los hay).
- Compartimento denominado de «baja tensión» con los elementos y aparatos de los circuitos auxiliares de mando, control, medida y protección.

#### **7.4 Celdas con aislamiento de gas diferente del aire (Sf<sub>6</sub>)**

En estas cabinas se ha sustituido el aire por un gas dieléctrico a una presión algo superior a la atmosférica (1,1 a 1,5 bar. absolutos según tipos y marcas). Esta sustitución puede ser en la totalidad de la cabina o bien en parte de ella, por ejemplo, en el compartimento del interruptor y del seccionador, en el de barras generales (si las hay), etc.

Por tanto, la cabina en la parte con el gas dieléctrico es de construcción estanca.

En la actualidad, el gas dieléctrico mayormente utilizado para estos fines, es el hexafloruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

Las cabinas con aislamiento de gas dieléctrico a presión, en especial SF<sub>6</sub> tienen la ventaja de ser de dimensiones notablemente más reducidas que las de aislamiento de aire, ya que la mayor rigidez dieléctrica de este gas respecto al aire, permite reducir distancias entre partes en tensión dentro de la cabina.

Por otra parte, son especialmente adecuadas para casos de atmósferas contaminadas, salinas o corrosivas, de ambientes explosivos, etc., ya que sus partes activas principales al estar dentro del gas dieléctrico en recinto estanco no están en contacto con dichas atmósferas adversas.

## 7.5 Otros aspectos constructivos

### Interruptor automático enchufable

Se trata de un interruptor equipado con unos brazos conductores de longitud adecuada según el tipo de cabina, montados y conectados a los bornes de los polos, y terminados con unos contactos enchufables.

El interruptor está montado en un bastidor de rodaje («carro móvil») que rueda sobre unas guías o carriles que hay en la cabina.

En la cabina están los contactos fijos («contra-contacts») a los que se enchufan los citados brazos del interruptor. Para un interruptor tripolar hay 6 parejas de contacto fijo y brazo enchufable (contacto móvil).

Esto permite poder desenchufar el interruptor y establecer una distancia de separación entre los contactos fijos en la cabina y los contactos enchufables del interruptor.

Por tanto, en las cabinas con interruptor enchufable no hay seccionadores en ninguno de los dos lados del mismo (salvo cabinas con doble juego de barras generales) puesto que la función de dichos seccionadores la realiza el propio interruptor al enchufarse o desenchufarse. Esto permite una notable reducción en el tamaño de la cabina y una simplificación en el conexionado del circuito principal.

La maniobra de enchufar o desenchufar el interruptor, equivale pues a la de cerrar o abrir dos seccionadores (uno a cada lado del interruptor). El interruptor en posición desenchufado corresponde a los dos seccionadores en posición abierto.

En los tipos de construcción actual, estos movimientos de enchufar y desenchufar se realizan mediante un mecanismo maniobrado por palanca, manivela o similar situado en la parte fija (cabina) o en la móvil (carro enchufable). Este mecanismo, de tipo irreversible, asegura que el interruptor se mantenga en sus posiciones final desenchufado («seccionadores abiertos») y final enchufado («seccionadores cerrados»), y que en esta última posición no

pueda desenchufarse intempestivamente por la acción de las fuerzas mecánicas que pueden producirse en caso de cortocircuito.

Este mecanismo puede estar motorizado para ser actuado a distancia (es relativamente poco frecuente).

Además, es posible extraer totalmente el interruptor de la cabina, para su revisión o sustitución. Esto facilita la labor de mantenimiento. Si todos o una parte de los interruptores del conjunto tienen las mismas características e igual ejecución enchufable, se obtiene con ello una ínter cambiabilidad muy ventajosa para el servicio de la instalación.

Las cabinas con interruptor enchufable están constituidas pues por una parte fija, la cabina en sí, y una parte móvil, el interruptor enchufable.

En algunos modelos, los transformadores de corriente y/o los de tensión están también en la parte móvil con el interruptor.

Las cabinas con interruptor enchufable sólo pueden ser con aislamiento de aire. En las de gas dieléctrico esta ejecución no es posible por razones obvias de mantenimiento de la estanqueidad.

Los interruptores-seccionadores pueden ser también en ejecución enchufable pero ello es menos frecuente, pues al ser seccionadores también la ventaja que les reporta al ser enchufables es mucho menor. Además, en el tipo y destino de las cabinas con interruptor-seccionador, esta ejecución enchufable representaría un sobre costo difícilmente admisible en la mayoría de casos.

## **7.6 Características nominales (asignadas) de la aparamenta bajo envolvente metálica (celdas)**

- a) Tensión asignada y número de fases.
- b) Nivel de aislamiento (tensiones de ensayo).
- c) Frecuencia.
- d) Intensidad en servicio continuo (para el circuito principal).
- e) Intensidad de corta duración admisible para los circuitos principal y de puesta a tierra).

f) Valor de cresta de la corriente de corta duración admisible (circuitos principal y de puesta a tierra).

g) Duración asignada del cortocircuito.

h) Valores nominales (asignados) de los aparatos que forman parte de la cabina (interruptor, seccionador, transformadores de medida, etc.) incluyendo su equipo auxiliar y dispositivos de maniobra.

Estos valores deben ser congruentes y coordinados con los de las características a) a g) de la cabina como conjunto.



**Fig. 27 Interruptor enchufable - Grupo Interruptor Seccionador**

Fuente: unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

La figura de la parte izquierda muestra el tipo de interruptor convencional enchufable que se encontraba en la mayoría de los CT a 34,5 KV y a la derecha muestra el grupo integrado que se encuentra en la tendencia mundial donde se encuentra tanto el Seccionador, como el Interruptor integrado a una celda de media tensión mucho más pequeña y mas confiable, que ambas partes por separado.

## 8. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO POSTE

En el área de distribución del sistema eléctrico, por lo general, las líneas de media tensión son aéreas por lo que existen lugares donde se requiera llevar la energía eléctrica de esta configuración aérea; por ejemplo en barrios residenciales, industrias que demandan un punto de conexión al operador, etc. Por lo anterior se crean los centros de transformación tipo poste donde en la mayoría de los casos este centro se encuentra ubicado en el poste por intermedio de agarraderas colocadas en el transformador e inmediatamente soportadas al poste o en estructuras tipo H dependiendo del peso o el número de transformadores que requiera la subestación de media tensión.

### EL TRANSFORMADOR

La clasificación de los transformadores puede hacerse atendiendo a varios criterios:

#### SEGÚN EL NÚMERO DE FASES:



**Fig. 28 Transformadores monofásicos y trifásicos**

**Fuente:** unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

En esta figura es de notar la diferencia entre ambos, el transformador de la izquierda es monofásico, por lo que posee 2 entradas de media tensión,

mientras que el de la parte izquierda es tipo trifásico, el cual posee tres fases para su alimentación en media o alta tensión.

## **8.1 CARACTERÍSTICAS ASOCIADAS A TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS**

### **CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**

#### **Valores nominales.**

Las características eléctricas mínimas serán las establecidas en la tabla siguiente:

VALORES NOMINALES	13,2 kV	24,9 kV	34,5 kV
Tensión primaria asignada [kV]	7,6/13,2	14,4/24,9	19,9/ 34,5
Tensión secundaria asignada [V]	120/240		
Potencias asignadas [kVA]	10, 25, 50 y 75		
Tensión de cortocircuito	≤ 3 %		
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) primaria [kV]	95	125	150
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) secundaria [kV]	30		
Frecuencia [Hz]	60		
Refrigeración	ONAN		
Elevación máx. de temperatura en el devanado [°C]	65 °C		
Tensión primaria soportada a baja frecuencia primaria [kV]	34	40	50
Tensión primaria soportada a baja frecuencia secundaria [kV]	30		

**Tabla 1. Principales características eléctricas para valores nominales de transformadores monofásicos.**

FUENTE: UNION FENOSA, *Proyectos tipo, centros de transformación, tipo Poste*. Colombia, 2006.

Cada tipo de transformador posee dependiendo de su tipo unas características mínimas propias, en la tabla 1. Se muestran las características generales que posee un transformador monofásico y los valores de tensión a los que vienen normalizados para su uso en general.

## 8.2 CARACTERÍSTICAS ASOCIADAS A TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Para transformadores trifásicos lo que se muestra en la actualidad se resume en la siguiente tabla:

VALORES NOMINALES		
Tensión primaria asignada (kV)	13,2	34,5
Tensión secundaria asignada (V)	208/120	
Potencias asignadas (kVA)	45, 75 y 112,5	
Tensión de cortocircuito	≤ 4 %	
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) primaria (kV)	95	150
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) secundaria (kV)	30	
Frecuencia (Hz)	60	
Refrigeración	ONAN	
Elevación máx. de temperatura en el devanado (°C)	65	
Tensión primaria soportada a baja frecuencia (kV)	34	50

**Tabla 2. Principales características eléctricas para valores nominales de transformadores trifásicos.**

FUENTE: UNION FENOSA, *Proyectos tipo, centros de transformación, tipo Poste*. Colombia, 2006.

### Grupos de conexión

Para el grupo de conexión se recomienda Dyn5 y con el neutro del lado de baja tensión accesible externamente y sólidamente puesto a tierra.

### Intercambiador de tomas

Se recomienda que el transformador este equipado con un intercambiador de tomas según la norma ANSI C57.12.20 apartado 6.2.1., el cual podrá regular la tensión en cinco escalones, de  $\pm 5\%$ ,  $\pm 2,5\%$  y 0.

## 8.3 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES SEGÚN SUS ELEMENTOS:

### 8.3.1 Transformadores autoprotegidos.

Los transformadores autoprotegidos llevan incorporadas las protecciones contra sobretensión, sobrecargas y cortocircuitos. Estos dan paso a otro común centro de transformación que se estudiará mas adelante, conocido como tipo Pad - Mounted.

### TRANSFORMADORES AUTOPROTEGIDOS



**Fig. 29 Transformadores Autoprotegidos**

Fuente: unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

### Protecciones incluidas para Transformadores Monofásicos

La protección contra sobretensiones se realizaba con un pararrayos de óxidos metálicos, en la actualidad estos no están permitidos debido a la contaminación y en su lugar se utilizan los conocidos DPS. La protección del transformador

contra sobrecargas, en la actualidad se realiza mediante un interruptor con protección térmomagnética, el cual será sensible a la temperatura, nivel del refrigerante y a la intensidad de carga, este se encuentra instalado en el interior de la cuba y en el lado primario del transformador. Así mismo, debe disponer de la posibilidad de desconectar el transformador de la red mediante el empleo de una pértiga. Igualmente, este interruptor dispondrá de un conmutador de emergencia que, mediante su accionamiento, permita disponer de una capacidad de sobrecarga no mayor del 30%.

### **Protecciones incluidas para Transformadores Trifásicos**

La protección contra sobretensiones se realiza como el transformador monofásico. La única diferencia existente es que la protección del transformador contra sobrecargas, se realizará mediante un interruptor tripolar con protección termomagnética.

### **Coordinación de las protecciones**

Con la coordinación de las protecciones se trata de minimizar los efectos que las fallas pueden causar en los distintos elementos que componen la línea eléctrica. Para intentar dejar fuera de servicio la menor porción de línea posible, la protección que primero debe actuar es la que se encuentra más próxima a la falla “aguas arriba”. Para evitar que se solapen las actuaciones de los distintos elementos de protección y actúen los dispositivos más alejados antes que los más próximos a la falta, el tiempo máximo de apertura del dispositivo más próximo debe ser menor que el tiempo mínimo de actuación del siguiente dispositivo más cercano a la citada falla.

En el caso que estamos analizando marcamos unos márgenes que delimitan la actuación de cada dispositivo. Estos son:

- El interruptor termomagnético bipolar o tripolar interno de protección del transformador debe actuar ante sobrecargas, faltas en el bobinado de B.T., faltas en el bobinado de M.T. y cortocircuitos en la red de B.T.
- En el caso de emplear un seccionador fusible entre la conexión a la línea de M.T. y el borne de la autoválvula, este deberá actuar antes que el interruptor termomagnético para valores de la intensidad de falla superiores al poder de corte de dicho interruptor.
- Cuando por las características de la línea no se incluya un seccionador fusible antes que el transformador, la coordinación se realizará entre el interruptor termomagnético interno y el siguiente elemento de corte “aguas arriba”. Este equipo deberá actuar antes que el interruptor interno del transformador en caso de valores de la intensidad de falta mayores que el poder de corte de dicho interruptor.

### **8.3.2 TRANSFORMADORES CONVENCIONALES**

Se define transformador convencional, aquel que solo se limita a realizar la transformación del voltaje sin incorporar a si mismo otros elementos, como DPS, celdas termomagnéticas, fusibles, etc. En los transformadores convencionales la protección contra sobreintensidades de corriente la aporta el seccionador fusible de expulsión (CUT-OUT) y contra sobreintensidades de voltaje el DPS, dispositivos que se estudiarán más adelante.

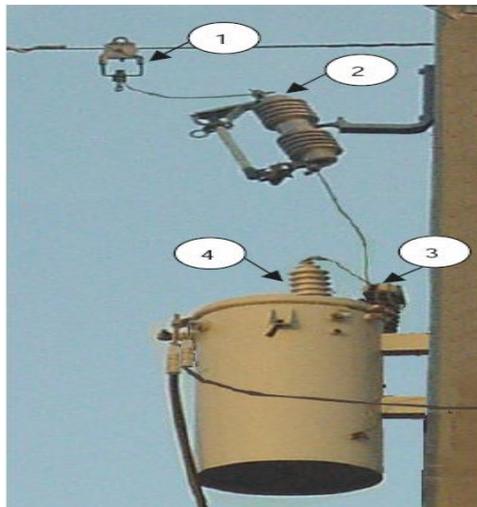
#### **Distancias de seguridad**

La colocación de los CT en los apoyos debe asegurar que las partes en servicio que se encuentren en tensión, no provoquen peligro alguno con las que estén próximas al contacto. Por lo que, las protecciones contra contactos accidentales se situarán como mínimo a 4,5 metros de altura sobre el suelo en áreas accesibles solo a peatones y a 5,5 m en áreas transitadas por vehículos.

La parte inferior de las masas del equipo (cuba del transformador, interruptor, etc.) deberá estar situada respecto al suelo a una altura no inferior a 3,5 metros en áreas accesibles solo a peatones y 4,6 metros en áreas sometidas al tránsito de vehículos.

#### 8.4 CONEXIÓN EN M.T. DEL TRANSFORMADOR TIPO POSTE

El orden de conexión de los elementos será:



**Fig. 30 Conexiones en MT de un transformador**

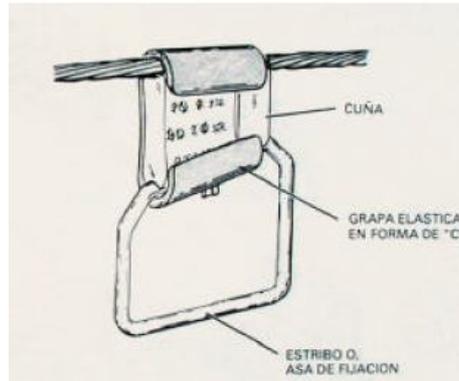
Fuente: unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

Identificación de las conexiones de media tensión del CT.

1. Línea de M.T. mediante conexión amovible.
2. Seccionador fusible de expulsión (de haberlo)
3. Borne del DPS.
4. Borne de M.T. del transformador.

A continuación se muestra una descripción de cada uno de los elementos que posee la conexión de un CT tipo poste.

## 1. Puente Amovible



**Fig. 31 Puente amovible**

Fuente: unión FENOSA, ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento. UNION FENOSA, 2003.

La conexión entre la línea de alimentación en M.T. y el CT se realiza mediante una conexión amovible. Dicha conexión consiste en un conector cuña con estribo y un conector amovible para estribo. El conector cuña a presión con estribo consta de una grapa en forma de "C" con un asa de fijación en un lado, y una cuña con ranuras a los lados. La grapa "C" ejerce una presión constante sobre los conductores cuando la cuña es introducida aprisionándolos.

El montaje se realizará de la misma manera que el conector cuña a presión, instalando la grapa "C" en la línea.

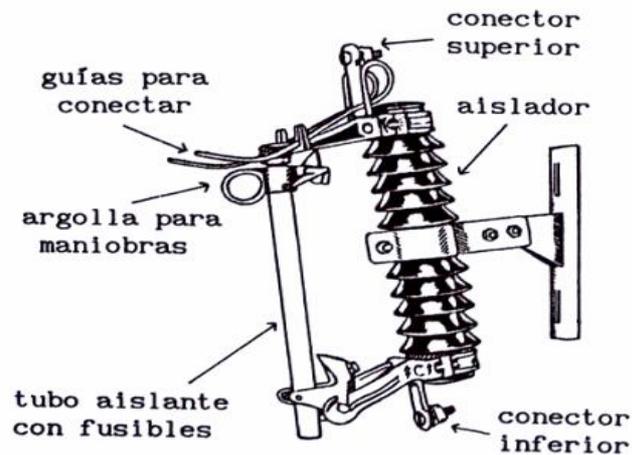


**Fig. 32 Conector amovible para estribo**

Fuente: unión FENOSA, ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento. UNION FENOSA, 2003.

El conector amovible para estribo se montará instalando la pértiga en el anillo del conector y girando el mismo según las instrucciones del fabricante, de manera que nunca se atornille excesivamente.

## 2. Seccionador Fusible de expulsión



**Fig. 33 Desglose de un Seccionador fusible CUT - OUT**

Fuente: unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

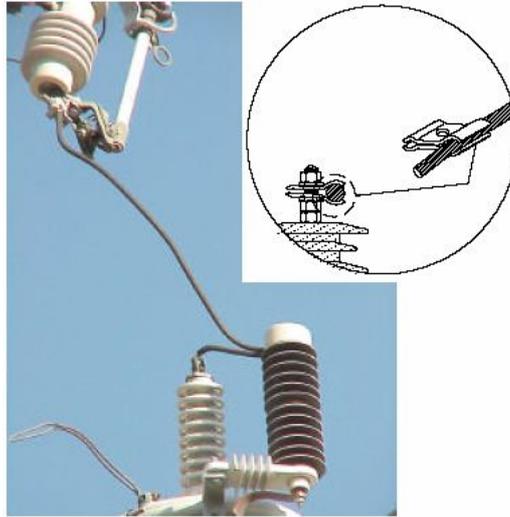
Las características y definiciones de este tipo de seccionador de encuentran se encuentran explicadas en el apartado de seccionadores.

Finalmente se realiza la conexión a la línea mediante la conexión amovible y la conexión al pararrayos autoválvulas.

## 3. Descargadores de sobretensión

Se instala para la protección contra sobretensiones del transformador.

El pararrayos autoválvulas está instalado en el tanque del transformador, por lo que tan solo es necesario realizar la conexión al CUT-out mediante las piezas de conexión adecuadas.

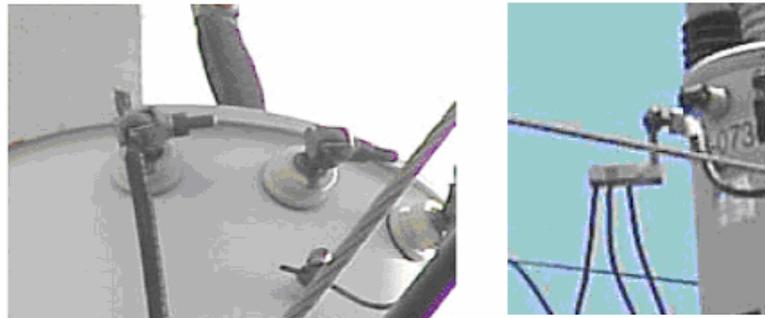


**Fig. 34 Conexión DPS**

Fuente: unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

#### 4. Conexión de B.T. Del transformador tipo poste

Los conectores de B.T. del transformador pueden ser de tornillo, tipo pala o de bandera como se indicaron anteriormente.

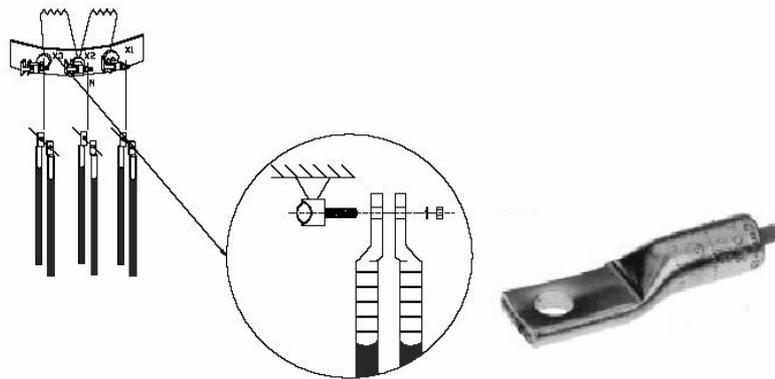


**Fig. 35 Conexión en BT de transformadores**

Fuente: unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

Los conductores de B.T. se conectan a las bornes de B.T. de los transformadores a través de terminales de compresión tipo pletina.

Para realizar la compresión del terminal utilizar una prensa con una matriz hexagonal adecuada. Realizar las compresiones en la zona marcada por el fabricante.



**Fig. 36 Terminales para BT de un transformador convencional**

Fuente: unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

## 8.5 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA EN CTs TIPO POSTE

El CT estará provisto de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que se pueden originar en la propia instalación. Esta instalación deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad de defecto, contribuyendo, de esta manera, a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas de paso y de contacto con las masas eventualmente en tensión.

Todos los elementos instalados llevarán su correspondiente conexión a tierra. Esta conexión se realizará mediante un cable de cobre de sección #2 AWG. Sus características están definidas en la correspondiente Especificación Técnica.

Este conductor poseerá una resistencia mecánica adecuada para las condiciones a las que esté sometido. Además, la línea de tierra estará protegida adecuadamente en aquellos lugares donde sea fácilmente accesible al público o donde esté expuesta a daño mecánico.

### 8.5.1 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

El valor de la resistencia de puesta a tierra deberá garantizar que las tensiones de paso y contacto son inferiores a las máximas admisibles, bien directamente o bien adaptando medidas adicionales tales como:

Instalar pisos o pavimentos de resistividad elevada, establecer plataformas equipotenciales en las zonas críticas o hacer inaccesibles las áreas en que se prevén la superación de dichos valores.

Si no se puede cumplir nada de lo anterior la resistencia máxima no superará los 10 Ohmios. En todo caso, los valores de puesta a tierra garantizarán que las tensiones de paso y contacto no superarán los valores máximos indicados en la publicación ANSI/IEEE Std. 80 "Guía para la seguridad en la puesta a tierra en subestaciones de corriente alterna", es decir:

$$V_p = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \left( 1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right) (V)$$

$$V_c = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \left( 1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right) (V)$$

Siendo:

V<sub>p</sub>: Tensión de paso máxima admisible (V).

V<sub>c</sub>: Tensión de contacto máxima admisible (V).

t<sub>s</sub>: Duración de la corriente de cortocircuito (s).

ρ<sub>s</sub>: Resistividad superficial del terreno (Ω·m).

La densidad de corriente disipada, que es igual al cociente entre la intensidad de defecto y la superficie total del electrodo en contacto con tierra, será inferior al valor dado por la expresión:

$$\delta = \frac{11600}{\sqrt{\rho \cdot t}} (A/m^2)$$

en la que:

δ: Densidad de corriente disipada (A/m<sup>2</sup>). ρ: Resistividad del terreno (Ω·m). t:

Tiempo de duración del defecto (s).

## 9. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO PAD - MOUNTED

Los CT tipo Pad -Mounted son uno de los tipos más encontrados en la industria diaria, en el caso colombiano el tipo Pad-Mounted se encuentra en edificaciones, centros comerciales, Hospitales, etc.



**Fig. 37 Vista de CT tipo Pad Mounted**

**Fuente:** unión FENOSA, *ejecución de obras centros de transformación y seccionamiento*. UNION FENOSA, 2003.

Si bien en nuestras instalaciones eléctricas existen muchos tipos de CTs uno de los más importantes es el tipo Pad – Mounted, por lo que a continuación se darán algunas indicaciones básicas para tener en cuenta en el momento de encontrarse frente a un CT de este tipo.

Para poder hacer lo anteriormente dicho se tomarán las regulaciones de nuestro distribuidor más cercano, en este caso, por tratarse de la costa, se tendrán en cuenta las normativas exigidas por **ELECTROSTA-ELECTRICARIBE S.A.**

## 9.1 TENSIONES NOMINALES DE MT Y NIVEL DE AISLAMIENTO PARA EL MATERIAL EN UN CT TIPO PAD-MOUNTED

Dependiendo de la tensión de servicio, la serie y nivel de aislamiento previsto para el material, es el indicado en la siguiente tabla:

CLASE (kV)	TENSION DE SERVICIO (kV)	TENSION MAX. RED FASEFASE (kV)	TENSION TIPO RAYO (kV pico) (BIL)	CA (60 HZ) 1 MILL. (kV rms)
15	12,47/13,2	14.4	95	34
25	24.9	26.3	125	42
35	34.5	36.3	150	70

**Tabla 3. Tensión de servicio-Nivel de aislamiento para el material del CT**

FUENTE: UNION FENOSA, *Proyectos tipo, centros de transformación, tipo Pad- mounted. Colombia, 2006.*

### 9.1.1 TIPOS Y POTENCIAS DE LOS TRANSFORMADORES PAD MOUNTED.

Los transformadores pueden ser de los tipos y potencias que se indican a continuación:

#### **Transformadores monofásicos, tipo Pad-Mounted:**

Con dos pasatapas de MT tipo pozo para borne insertable enchufable en carga de 200 A. y tres bornes de BT según la especificación técnica correspondiente de cada usuario. Las potencias normalizadas serán: 50, 100 y 167 kVA.

#### **Transformadores trifásicos, fin de línea, tipo Pad-Mounted:**

Con tres pasatapas de MT tipo pozo previstos para borne insertable enchufable en carga de 200 A simple o doble y cuatro bornes de BT según la especificación técnica correspondiente de cada usuario. Las potencias normalizadas serán: 150, 300, 500 y 750 kVA. Se utilizará la potencia de 750 Kva. para aquellos casos singulares en los que la demanda de potencia, de un

solo cliente, no pueda ser cubierta con transformadores hasta 500 Kva. y para ampliaciones de potencia de transformadores de 500 Kva. sobrecargados.

En caso de demandas superiores, y a fin de evitar intensidades de cortocircuito excesivas, se instalarán varias máquinas, sin acoplar en paralelo la baja tensión, repartiendo la carga total entre las distintas máquinas.

Transformadores trifásicos con entrada y salida, tipo Pad- Mounted: Con seis pasatapas de MT tipo atornillable sin carga, de 600 A y cuatro bornes de BT según la especificación técnica correspondiente. Las potencias normalizadas serán: 300, 500 y 750 kVA. Con las mismas consideraciones, respecto a potencias que en el caso anterior.

## **CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS**

### **Transformador tipo Pad-Mounted monofásico.**

El transformador tipo Pad-Mounted monofásico puede ser en un tanque con compartimentos para media y baja tensión. Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Los compartimentos contarán con una puerta de acceso. Dicha puerta será del tipo oscilobatiente.

Los compartimentos serán accesibles solamente desde el interior. El compartimento de MT presentará dos pasatapas de MT tipo pozo para borne insertable enchufable en carga de 200 A, y el de BT, tres Bornes de BT según la especificación técnica correspondiente.

El transformador contará con un indicador de nivel del aceite localizado en el compartimento de baja tensión. Así mismo, contará también con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado.

La protección del transformador contra sobrecargas, se realizará un interruptor con protección termomagnética en el primario, instalado en el interior de la cuba. La protección contra cortocircuitos se realizará mediante fusible interno de alto poder de ruptura tipo limitador de la intensidad adecuada a la potencia del transformador y coordinado con el interruptor termomagnético de protección contra sobrecargas. La maniobra del transformador se realizará mediante pértiga, sobre el mando del interruptor termomagnético del transformador en carga. Existe también la posibilidad de maniobra de la línea mediante la operación en carga con pértiga de los conectores enchufables.

### **Transformador tipo Pad-Mounted trifásico fin de línea.**

El diseño del transformador tipo Pad-Mounted trifásico fin de línea consistirá en un tanque con compartimentos para media y baja tensión separados por una barrera de metal u otro material rígido.

Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Cada compartimento debe tener una puerta que se construya de modo que se dé acceso al compartimento de alta tensión sólo cuando esté abierta la puerta del lado de baja tensión. Los compartimentos serán accesibles solamente desde el interior.

El compartimento de MT presenta tres pasatapas de MT tipo pozo para borne insertable enchufable en carga de 200 A simple o doble, y el de BT, cuatro bornes de BT según la especificación técnica correspondiente.

El transformador contará con un indicador de nivel del aceite y termómetro localizados en el compartimento de media tensión.

Asimismo, contará con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado situada también en el compartimento de media tensión.

Además incluirá una válvula de sobrepresión situada en el citado compartimento de media tensión.

El cambio de voltaje se realizará por medio de un conmutador de cinco posiciones manual localizado en la parte de MT.

La protección del transformador contra sobrecargas, se realizará mediante un interruptor con protección termomagnética en el primario, instalado en el interior de la cuba.

La protección contra cortocircuitos se realizará mediante fusibles internos de alto poder de ruptura tipo limitador de la intensidad adecuada a la potencia del transformador y coordinados con el interruptor termomagnético de protección contra sobrecargas.

La maniobra del transformador en carga se realizará mediante pértiga, sobre el mando del interruptor termomagnético. Existe también la posibilidad de operar en carga con pértiga los conectores enchufables.

### **Transformador tipo Pad-Mounted trifásico entrada-salida.**

El diseño del transformador tipo pad-mounted trifásico entrada-salida consistirá en un tanque con compartimentos para media y baja tensión separados por una barrera de metal u otro material rígido.

Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Cada compartimento debe tener una puerta que se construya de modo que se dé acceso al compartimento de alta tensión sólo cuando esté abierta la puerta del lado de baja tensión.

Los compartimentos serán accesibles solamente desde el interior.

El compartimento de MT presenta seis Bornes enchufables sin carga de 600 A, y el de BT, cuatro Bornes de BT según la especificación técnica correspondiente.

El transformador contará con un indicador de nivel del aceite y termómetro localizados en el compartimento de media tensión. Además, contará con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite y otra de salida para el vaciado, estas estarán situadas también en el compartimento de media tensión. También incluirá una válvula de sobrepresión situada en el citado compartimento de media tensión.

El cambio de voltaje se realizará por medio de un conmutador de cinco posiciones manual localizado en la parte de MT.

La protección del transformador contra sobrecargas, se realizará mediante un interruptor con protección termomagnética o similar, instalado en el interior de la cuba y en el primario.

La protección contra cortocircuitos se realizará mediante fusible interno de alto poder de ruptura tipo limitador de la intensidad adecuada a la potencia del transformador y coordinado con el interruptor termomagnético de protección contra sobrecargas.

La maniobra del transformador en carga se realizará mediante pértiga, sobre el mando del interruptor termomagnético. Existe también la posibilidad de operar en carga con pértiga los conectores enchufables.

La maniobra de la línea se realizará mediante un interruptor de cuatro posiciones tipo T-Blade, sin corte en la línea durante la operación y motorizable para su telecontrol.

## **9.2 DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CTs TIPO PAD – MOUNTED.**

### **Ubicación**

La ubicación del CT y CS se determinará de acuerdo entre el peticionario y el operador de red ELECTRO COSTA, teniendo en cuenta las consideraciones de orden eléctrico y otras relacionadas con la explotación y mantenimiento de dicho Centro.

Tanto el CT como el CS pueden ser:

- a) De exterior: situado en espacios abiertos entre edificios, zonas ajardinadas, etc.
- b) De interior: cuando se aloja en el interior de un edificio destinado a otros fines en local reservado exclusivamente para su instalación.

Debiendo en cualquier caso cumplir lo siguiente respecto a su ubicación:

- En caso de que el Centro sea subterráneo, el nivel freático más alto se encontrará a 0,3 m por debajo del nivel inferior de la solera más profunda del Centro. Si no fuera así, se tomarán las medidas oportunas para evitar problemas de humedades (impermeabilización de CT, drenajes perimetrales, etc.).
- En el caso de ubicación en edificio para otros usos no podrá instalarse por debajo del primer sótano, y tendrá unas condiciones de estanqueidad al agua de paredes, techos, cubierta y suelo análogos a las de un edificio destinado a vivienda.
- El paramento de la puerta, estará situado preferentemente en línea de fachada a una vía pública o privada.

## **Foso de recogida de aceite**

En centros de transformación o seccionamiento de exterior, se dispondrá de pozo de recogida de aceite, con revestimiento resistente al fuego y estanco, que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Para su diseño y dimensionamiento, se tendrá en cuenta el volumen de aceite que pueda recibir. En dicho depósito o cubeta se dispondrán cortafuegos tales como: lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc.

El foso podrá suprimirse siempre que:

- La tierra contaminada pueda retirarse fácilmente, y no haya riesgo de que el aceite aislante pueda derramarse en cauces superficiales o subterráneos o canalizaciones de abastecimiento de aguas o de evacuación de aguas residuales.
- El líquido aislante sea totalmente biodegradable.

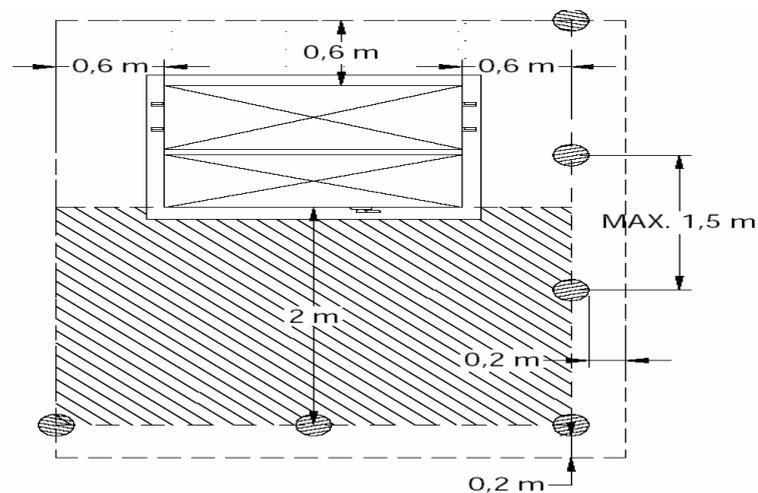
## **Distancias de seguridad**

### **Espacio mínimo libre para trabajo e inspección**

Como mínimo una distancia de 2 metros delante de la zona frontal del Centro, debe estar libre de obstáculos para poder realizar la apertura de las puertas, y cualquier tarea normal de maniobra. Análogamente, debe existir alrededor del Centro un espacio libre mínimo de 0,6 metros de distancia a las paredes de la envolvente metálica del Centro, para poder realizar inspecciones del mismo.

En zonas de aparcamiento de vehículos, cuando el CS o el CT se encuentren próximos al borde de la calzada, y pueda sufrir por ello riesgo de golpes por vehículos durante la maniobra de aparcamiento, se colocarán pilares de

protección para delimitar la zona de trabajo e inspección mínima, y proteger asimismo el Centro. Estos pilares tendrán una separación máxima de 1,5 metros que impida la entrada de un vehículo entre ellos, y distarán del borde de la acera, como mínimo 20 cm., para evitar así, la colisión de los pilares y los vehículos al estacionar. La altura de los pilares será al menos de 1 metro.



**Fig. 38 Distancias mínimas de seguridad a edificios**

FUENTE: UNION FENOSA, *Proyectos tipo, centros de transformación, tipo Pad-mounted*. Colombia, 2006.

Se debe guardar como mínimo, una distancia de 60 cm. entre la parte posterior y lateral del CT o el CS, y la pared del edificio más cercano.

## INSTALACIÓN DE INTERIOR

Los centros de transformación y centros de seccionamiento de interior que se realizarán serán los siguientes:

- Centros de transformación tipo Pad-Mounted (monofásico, trifásico fin de línea y trifásico de entrada y salida) con envolvente metálica.
- Centros de seccionamiento tipo Pad-Mounted (3L1, 3L3 y 4L4) con envolvente metálica.

### **Foso de recogida de aceite**

En los centros de transformación o seccionamiento que contengan aceite mineral u otro líquido refrigerante, se dispondrá de un sistema de recogida del mismo para caso de derrame. Para ello se procederá como sigue:

- Bajo el depósito o cuba que contiene el aceite refrigerante el suelo dispondrá de una pendiente mínima de 2 % para que el líquido derramado vierta hacia el sumidero. Este estará comunicado al depósito de recogida mediante una canalización adecuada.
- Entre el sumidero y el depósito se instalará una pantalla cortafuegos a base de lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc.
- Tanto la canalización como el depósito de recogida estarán contruidos con revestimiento resistente al fuego y serán estancos.
- El depósito de recogida puede estar ubicado inmediatamente debajo del transformador, o en otro lugar unido al sumidero mediante la correspondiente canalización.
- Cuando el líquido contenido en el transformador o centro de seccionamiento exceda los 50 litros, se exigirá un grado de inflamabilidad igual o superior a 300° C. No podrán utilizarse líquidos que contengan PCB.

### **Espacio mínimo libre para trabajo e inspección**

Las dimensiones del Centro deberán permitir:

- a) El movimiento y colocación en su interior de los elementos y maquinaria necesarios para la realización adecuada de la instalación eléctrica.

b) La ejecución de las maniobras propias de su explotación y operaciones de mantenimiento en condiciones óptimas de seguridad para las personas que lo realicen.

Como mínimo una distancia de 2 metros delante a la zona frontal del Centro, debe estar libre de obstáculos para poder realizar la apertura de las puertas, y cualquier tarea de operación. Esta distancia se puede reducir siempre que con las puertas del local abiertas, se asegure la misma superficie libre de maniobra y permita la apertura de las puertas del Centro.

La distancia mínima de las paredes del recinto a la parte posterior y los laterales del Centro, será de 0,6 metros.

### **Características constructivas**

El CT y el CS deberán cumplir las siguientes condiciones:

- No contendrán canalizaciones ajenas al Centro, tales como agua, aire, gas, teléfonos, etc.
- Serán construidos enteramente con materiales no combustibles.

### **Comportamiento ante el fuego**

Los elementos delimitadores del Centro (muros, tabiques, cubiertas, etc.), así como los estructurales en él contenidos (vigas, pilares, etc.) tendrán una resistencia al fuego adecuada.

Esto supone cumplir las siguientes exigencias en ese intervalo de tiempo:

- a) Estabilidad o capacidad portante
- b) Ausencia de emisión de gases inflamables por la cara expuesta
- c) Estanqueidad al paso de llamas o gases calientes

#### d) Resistencia térmica

En la siguiente tabla se presentan los grosores del muro o tabique necesarios en función de distintos materiales, para conseguir la resistencia al fuego necesaria:

RESISTENCIA AL FUEGO (RF)		
Material	Espesor min. del muro (cm)	
Hormigón sin revestir	16	
Ladrillo macizo revestido por la cara interior	12	
Bloque de hormigón silicio con cámara doble. Revestimiento interior	20	
Bloque de hormigón volcánico con cámara doble. Revestimiento interior	20	
Ladrillo cerámico hueco doble pared. Revestimiento interior con cámara.	Ladrillo interior	8
	Cámara	4
	Ladrillo exterior	12

**Tabla 4. Grososres mínimos para resistencia al fuego**

FUENTE: UNION FENOSA, *Proyectos tipo, centros de transformación, tipo Pad-mounted*. Colombia, 2006.

#### Puertas

Las puertas serán de 2 metros de ancho. Se abrirán hacia el exterior un ángulo de al menos 90 grados, y cuando lo hagan sobre vías públicas, se deberán poder abatir sobre el muro de la fachada reduciendo al mínimo el saliente. Así mismo estarán equipadas con un mecanismo de enclavamiento capaz de mantenerlas en posición abierta a 90°.

En los Centros subterráneos, la trampilla de acceso de personal, cuando se encuentre abierta, incorporará una barandilla perimetral para protección de los transeúntes.

### **Condiciones acústicas**

Los Centros tendrán un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos en las distintas legislaciones de la zona.

Caso de sobrepasar estos límites, se tomarán medidas correctoras, tales como sobredimensionar los espesores de los muros o tabiques de separación del Centro y/o emplear amortiguadores para aislar las vibraciones producidas por el transformador.

### **Ventilación**

Para la renovación del calor generado en el interior del CT, deberá posibilitarse una circulación de aire. Cuando se prevean transmisiones de calor en ambos sentidos de las paredes y/o techos que puedan perjudicar a los locales colindantes o al propio CT, deberán aislarse térmicamente estos cerramientos.

Las rejas de ventilación deberán situarse en fachada o vía pública, nunca hacia un patio de luces o zona cerrada que actúe como chimenea en caso de incendio.

Rejillas para ventilación: los huecos de ventilación tendrán un sistema de rejillas que impidan la entrada de agua y en su caso, tendrán una tela metálica que impida la entrada de insectos.

Estarán constituidos por un marco y un sistema de lamas o angulares, con disposición laberíntica y resistencia adecuada para garantizar el grado de protección IP 339. La ventilación de los locales será preferentemente por convección natural. Solamente en casos excepcionales se admitirá la ventilación forzada.

***Ventilación natural***

Para renovación del aire en el interior de CT, se establecerán huecos de ventilación que permitan la admisión de aire frío del exterior, situándose éstos en la parte inferior próxima a transformadores.

La evacuación del aire caliente, (en virtud de su menor densidad) se efectuará mediante salidas situadas en la parte superior de los CT.

Los huecos de ventilación de entrada y salida de aire estarán a una altura mínima sobre el suelo de 0,30 y 2,30 m respectivamente, con una separación vertical de 1,30 m. Se mantendrá una distancia mínima de 2 metros entre el Centro y las rejillas de Ventilación.

***Ventilación forzada***

Cuando por características de ubicación del Centro, sea imposible la ventilación natural, ya sea por que no pudiera disponerse de estas superficies para ventilación natural, excepcionalmente, se instalará un sistema de ventilación forzada que garantizará el caudal de aire necesario para la evacuación del calor del Centro.

Se mantendrá una distancia mínima de 2 metros entre el sistema de aire acondicionado y el Centro. Los conductos de ventilación forzada del CT, deberán ser totalmente independientes de otros conductos de ventilación del edificio.

**Equipotencialidad**

El Centro, cuando las operaciones de explotación y mantenimiento se realicen desde el interior del mismo, estará construido de manera que su interior presente una superficie equipotencial. Para ello se seguirán las instrucciones siguientes:

***Piso***

En el piso, a una profundidad máxima de 0,10 m, se instalará un enrejado de hierros redondos de 4 mm. de diámetro como mínimo, formando malla no mayor de 0,30 x 0,30 m, nudos soldados. Dicha malla se unirá eléctricamente a la línea de tierra de las masas mediante soldadura.

***Puertas y rejillas***

Las puertas y rejillas metálicas que den al exterior del Centro, serán recibidas en la pared de manera que no exista contacto eléctrico con las masas conductoras interiores, incluidas estructuras metálicas de la albañilería. Las rejillas estarán solamente incluidas en el caso de centros de transformación.

Si la estructura del muro exterior está armada y las puertas y rejillas son metálicas, se instalará un piso no conductor en el exterior, delante de las mismas, hasta 1 metro de distancia.

Se podrá omitir la superficie no conductora si el piso exterior del Centro está unido equipotencialmente al piso de éste, en cuyo caso la transferencia de tensiones a otros puntos alejados del Centro tendrá que ser especialmente considerada al proyectar.

***Muros exteriores***

Los muros entre sus paramentos, al mes de su construcción, tendrán una resistencia mínima de 10.000 ohmios. La medición de esta resistencia se realizará aplicando una tensión de 500 V entre dos placas de 200 cm<sup>2</sup> cada una.

En el caso de existir en el paramento interior armadura metálica, ésta estará unida a la estructura metálica del piso.

Cuando se quiera prever la existencia de transmisiones de tensiones eléctricas, las paredes serán de doble tabique con cámara de separación, o en su defecto, el pavimento exterior estará realizado con revestimiento aislante (asfalto,

betunes, etc.). La superficie mínima de revestimiento será tal que cualquier punto de su perímetro diste, por lo menos 1 m de la pared.

Ningún herraje o elemento metálico unido al sistema equipotencial podrá ser accesible desde el exterior del local.

### ***Señalización material de seguridad***

Los Centros cumplirán con las siguientes prescripciones:

- a)** La puerta de acceso al Centro llevará la marca registrada de la empresa en el país. Las puertas de acceso al Centro llevarán el cartel de con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.
- b)** En un lugar bien visible del interior del Centro se situará un cartel de instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente y su contenido se referirá a la respiración boca a boca y masaje cardiaco.
- c)** Salvo que en los propios aparatos figuren las instrucciones de maniobra, en el CT, y en lugar correspondiente habrá un cartel con citadas instrucciones. No será necesario que los Centros estén equipados con pértiga, si la pértiga a utilizar es única en el equipamiento habitual de los equipos de operaciones.

## 10. EVOLUCION DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACION DE MEDIA TENSIÓN

A partir del año 2000 irrumpe en el mercado mundial un nuevo concepto de Centro de Transformación: el Centro de Transformación Integrado (CTIN).

Este concepto integra en una misma envolvente, el transformador y toda la aparata de MT, inmerso todo en un fluido dieléctrico biodegradable común. Esta compactación, junto con la utilización de un dieléctrico biodegradable, convierte al CTIN en una seria alternativa a los Centros de Transformación tradicionales, ya que representa, entre otras ventajas, una evolución en el campo de la distribución de energía eléctrica hacia el equilibrio medioambiental.



**Fig. 39 Evolución de los Centros de Transformación de MT**

El CTIN es una instalación construida y ensayada en fábrica, producida en serie, que incluye el transformador, la aparata de maniobra y protección de AT, la aparata de BT y las interconexiones de MT y BT, pero con la diferencia sustancial sobre los CT convencionales de que todos estos elementos que componen un CT se instalan de fábrica bajo una envolvente metálica común y quedan aislados y refrigerados por aceite dieléctrico biodegradable. Por todo ello, el CTIN no requiere montaje alguno en la

instalación excepto una pequeña caseta de hormigón y la conexión de la alimentación en AT o MT y las salidas de los circuitos de BT.

### **Ventajas de los CTIN**

Rapidez en la tramitación de permisos y en el montaje, obra civil mínima, locales de dimensiones reducidas, libre de mantenimiento, etc.) y consideraremos las ventajas medioambientales sobre los modelos de CT tradicionales

(Aparamenta de AT o MT en SF<sub>6</sub>, transformador en baño de aceite mineral, aparamenta de BT e interconexiones).

Estas ventajas las podemos agrupar de la siguiente manera:

- No produce emisiones atmosféricas
- Líquido dieléctrico biodegradable no tóxico
- Equipo reciclable

El CTIN no emplea fluidos gaseosos que puedan provocar el efecto invernadero o afecten a la reducción de la capa de ozono. Los materiales constituyentes son acero, plásticos, resinas, aislamientos sólidos (papel), cobre en los devanados del transformador, aluminio en la aparamenta de BT, líquido dieléctrico biodegradable, etc. En su diseño no interviene ningún material considerado como peligroso o comprometedor para el medio ambiente.

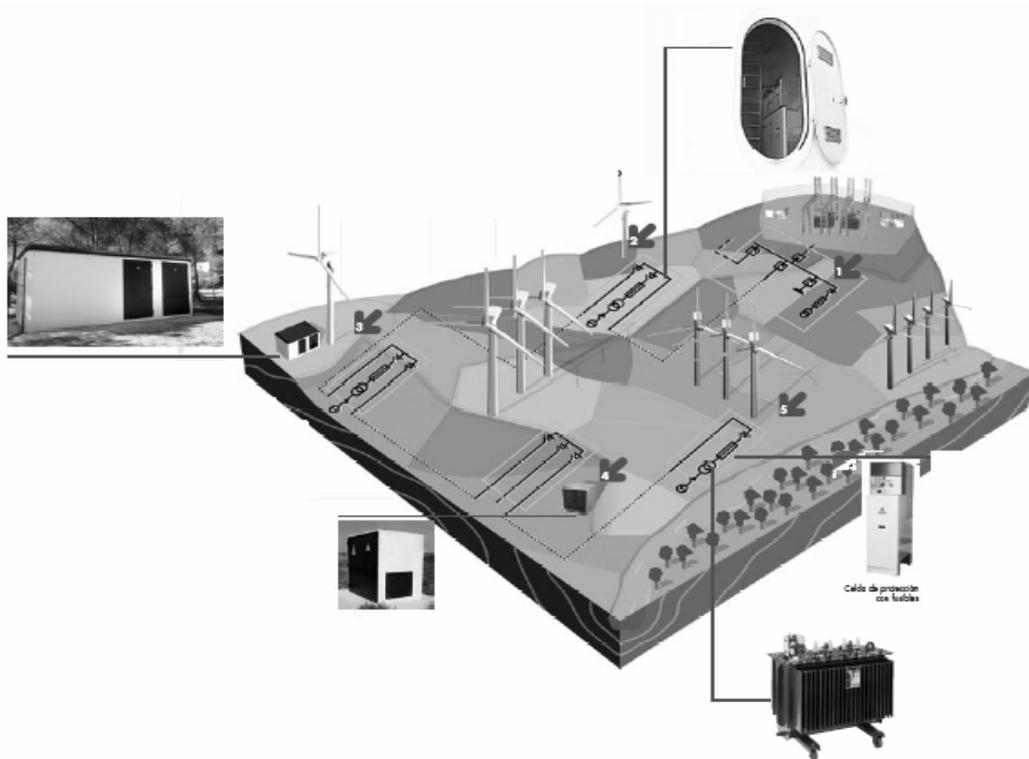
Evidentemente, este diseño es una ventaja importante sobre los CT convencionales que emplean SF<sub>6</sub> como dieléctrico en la aparamenta de AT o MT.

### **Líquido dieléctrico en los CTIN**

El líquido dieléctrico empleado refrigera y aísla dieléctricamente el transformador y los elementos de maniobra y protección de AT o MT. Este líquido, que en los transformadores convencionales (los que usamos hoy en

día) es un aceite mineral (considerado como peligroso en algunos casos), en el caso del CTIN es un hidrocarburo natural de base parafinica, biodegradable, no tóxico ni cancerígeno, compatible con el aceite mineral, y resistente al fuego con un punto de inflamación superior a 300°C, por lo cual no requiere reglamentariamente la instalación de un sistema fijo de extinción de incendios.

Otra Evolución de los centros de transformación de media tensión.



#### 40. Parque eólico con C.T. Prefabricado

Fuente: [www.ormazabal.com](http://www.ormazabal.com)

En la figura 40 se pueden apreciar las interfases que se tienen en los parques eólicos con los CT prefabricados, de donde se resaltan:

1. Subestación
2. C.T. interior de la torre
3. C.T. exterior
4. Centro de seccionamiento
5. Generador eólico

El más reciente avance de los CTIN es la implementación a la energía eólica, esta innovación ha permitido brindar ciertas ventajas a los parques eólicos en cuanto a:

- Aislamiento integral en gas, el cual proporciona insensibilidad frente a entornos ambientales agresivos.
- Seguridad para las personas e instalaciones eléctricas.
- Dimensiones y pesos reducidos.
- Optimización de costos debido a bajo mantenimiento.
- Posibilidad a ampliaciones futuras sin sustituir el equipo completo.

Adicionalmente a esto también se ofrece respaldo en cuanto a las configuraciones de los esquemas de media tensión, ya que este brinda total disponibilidad, simplicidad y Flexibilidad frente a estas.

## **11. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS CTS SEGÚN EL TIPO DE TRANSFORMADOR ASOCIADO.**

Ventajas Transformadores en baño de aceite frente a los transformadores secos:

1. Menor coste unitario. (En la actualidad su precio es del orden de la mitad que el de uno seco de la misma potencia y tensión)
2. Menor nivel de ruido
3. Menores pérdidas de vacío
4. Mejor control de funcionamiento
5. Pueden instalarse a la intemperie
6. Buen funcionamiento en atmósferas contaminadas
7. Mayor resistencia a las sobretensiones, y a las sobrecargas prolongadas.

Desventajas Transformadores en baño de aceite frente a los transformadores secos:

La principal desventaja, es la relativamente baja temperatura de inflamación del aceite, y por tanto el riesgo de incendio con desprendimiento elevado de humos. Según la norma UNE, el valor mínimo admisible de la temperatura de inflamación del aceite para transformadores, es de 140 °C.

Por este motivo (también por razones medioambientales), debajo de cada transformador, debe disponerse un pozo o depósito colector, de capacidad suficiente para la totalidad del aceite del transformador, a fin de que, en caso de fuga de aceite, por ejemplo, por fisuras o rotura en la caja del transformador, el aceite se colecte y se recoja en dicho depósito.

En la embocadura de este depósito colector acostumbra a situarse un dispositivo

Apagallamas para el caso de aceite inflamado, que consiste en unas rejillas metálicas cortafuegos, las cuales producen la Publicación Técnica Schneider Electric PT-004 / p. 34 autoextinción del aceite, al pasar por las mismas, o, como mínimo, impiden que la llama llegue a la caja del transformador y le afecte (efecto cortafuegos).

El riesgo de incendio obliga también a que las paredes y techo de la obra civil del CT sean resistentes al fuego.

Debe efectuarse un control del aceite, pues está sujeto a un inevitable proceso de envejecimiento que se acelera con el incremento de la temperatura. Asimismo, aunque se trate de transformadores herméticos, sin contacto con el aire, puede producirse un incremento en su contenido de humedad, debido al envejecimiento del aislamiento de los arrollamientos, ya que la degeneración de la celulosa, desprende agua que va al aceite.

En efecto, en los transformadores en baño de aceite, los aislantes de los arrollamientos acostumbran a ser de sustancias orgánicas tales como algodón, seda, papel y análogos, que en la clasificación de los aislantes para transformadores figuran comprendidos en la «clase A».

Esto obliga a una labor de mantenimiento con controles periódicos del aceite, como mínimo de su rigidez dieléctrica, pues ésta disminuye mucho con el contenido de agua (humedad), y de su acidez (índice de neutralización), ya que los ácidos orgánicos, que por oxidación aparecen en el aceite, favorecen activamente el deterioro de los aislantes sólidos de los arrollamientos.

Ventajas transformadores secos frente a los transformadores en baño de aceite:

1. Menor coste de instalación al no necesitar el depósito colector en la obra civil, antes mencionado,
2. Mucho menor riesgo de incendio. Es su principal ventaja frente a los transformadores en baño de aceite. Los materiales empleados en su construcción (resina epoxy, polvo de cuarzo y de alúmina) son autoextinguibles, y no producen gases tóxicos o venenosos.

En caso de fuego externo (en el entorno), cuando la resina alcanza los 350 °C arde con llama muy débil y al cesar el foco de calor se autoextingue aproximadamente a los 12 segundos. Puede decirse que este menor riesgo de incendio fue la principal razón y objetivo que motivó su desarrollo.

Desventajas transformadores secos frente a los transformadores en aceite:

1. mayor coste, en la actualidad del orden del doble
2. mayor nivel de ruido
3. menor resistencia a las sobretensiones
4. mayores pérdidas en vacío
5. no son adecuados para instalación en intemperie, ni para ambientes contaminados.

En la actualidad, disponibles sólo hasta 36 KV y hasta 15 MVA.

Importante: Estando el transformador seco en tensión, no deben tocarse sus superficies exteriores de resina que encapsulan los arrollamientos de Media Tensión. En este aspecto, presentan menos seguridad frente a contactos indirectos que los transformadores en aceite dentro de caja metálica conectada a tierra

## **12. SEGURIDAD EN SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN TIPO INTERIOR SEGÚN “RETIE”.**

Para la seguridad de las personas y de los animales, se establecen los siguientes requisitos, adoptados de la norma IEC 62271-200. Adicionalmente, en este tipo de subestaciones, ya sea propiedad de OR, o usuarios finales y se debe tener en cuenta lo establecido en la sección 450 de la norma NTC 2050.

- a.** En todo proyecto de subestación para un edificio, debe apropiarse el espacio disponible para dicha subestación.
- b.** La continuidad e integridad del sistema de puesta a tierra deberán ser aseguradas teniendo en cuenta el esfuerzo térmico y mecánico causado por la corriente que este va a transportar en caso de falla.
- c.** El encerramiento de cada unidad funcional deberá ser conectado al conductor de tierra de protección. Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, también deberán ser conectadas al conductor de tierra directamente o a través de la estructura metálica.
- d.** Con el fin de realizar las labores de mantenimiento en las subestaciones con plena seguridad para el personal encargado, es imprescindible que el sistema permita poner a tierra las partes vivas con el fin de ejecutar una maniobra plenamente confiable.
- e.** Al realizar labores de mantenimiento y con el fin de que el operario de la subestación tenga plena seguridad de la maniobra que se esta ejecutando, la posición de los elementos que realicen la puesta a tierra de la celda deben estar claramente identificados a través de un elemento que indique visualmente la maniobra de puesta a tierra de equipo.

**f.** Las subestaciones de distribución secundaria deben asegurar que una persona no pueda acceder a las partes vivas del sistema evitando que sobrepasen las distancias de seguridad propias de los niveles de tensión de cada aplicación en particular. La persona no puede acceder al contacto de la zona energizada ni tocándola de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan colocar en contacto con la línea.

**g.** Para prevenir accidentes por arcos internos, se deben cumplir los siguientes criterios:

- Las celdas deben permitir controlar los efectos de un arco (sobrepresión, esfuerzos mecánicos y térmicos), evacuando los gases hacia arriba, hacia los costados, hacia atrás o dos metros por encima del frente.
- Las puertas y tapas deben tener un seguro para permanecer cerradas.
- Las piezas susceptibles de desprenderse, tales como chapas o materiales aislantes, deben estar firmemente aseguradas.
- Cuando se presente un arco, no debe perforar partes externas accesibles, ni debe presentarse quemadura de los indicadores por gases calientes.
- Conexiones efectivas en el sistema de puesta a tierra.

**h.** Los encerramientos utilizados por los equipos que conforman las subestaciones deben alojar en su interior los equipos de corte y seccionamiento; por esta razón, deben ser metálicos y los límites del encerramiento no deben incluir las paredes del cuarto dedicado al alojamiento de la subestación.

Las ventanas de inspección deben garantizar el mismo grado de protección del encerramiento y el mismo nivel de aislamiento.

**i.** Las cubiertas y puertas no deben permitir el acceso a personal no calificado, al lugar donde se alojan los barrajes energizados; en el caso en el que sean

removibles se debe garantizar que no se puedan retirar mientras el sistema opere en condiciones normales mediante la implementación de cerraduras o enclavamientos, en el caso en que sean fijas, no se puedan retirar sin la ayuda de herramientas manejadas por personal calificado que conoce el funcionamiento de las subestaciones.

**j.** Los enclavamientos entre los diferentes elementos de corte y seccionamiento en una subestación son indispensables por razones de seguridad de las personas y conveniencia operativa de la instalación para no permitir que se realicen accionamientos indebidos por errores humanos.

**k.** Para el caso de equipos del tipo extraíble, los enclavamientos deben asegurar que las siguientes operaciones no sean posibles de realizar:

- Extracción del interruptor de protección a menos que esté en posición abierto.
- Operación del interruptor, a menos que éste se encuentre en servicio, desconectado, extraído o puesto a tierra.
- Cerrar el interruptor, a menos que esté conectado al circuito auxiliar o diseñado para abrir automáticamente sin el uso de un circuito auxiliar.

**l.** Para el caso de equipos fijos estos deben poseer los enclavamientos necesarios para evitar maniobras erróneas.

**m.** Debe haber una indicación ligada directamente a la posición de los contactos de los elementos de interrupción y seccionamiento. Pueden ser mímicos que muestren el estado real de la operación que se está ejecutando con el fin de entender la operación y garantizar el estado del sistema por alguna persona ajena a la subestación.

### 13. CONCLUSIONES

Los centros de transformación han venido ganando un campo que cada vez se hace más notable en nuestro medio como ingenieros electricistas, esto se debe a que la tendencia de la demanda que estos abastecen siempre es a crecer, consecuente por el aumento de la economía de países. Lo cierto es que siempre esta involucrado la búsqueda del confort por parte de los usuarios finales.

Si bien en Colombia existe un código de redes, el cual muestra la discriminación de las instalaciones para una mejor optimización de los recursos de la energía, en un caso particular como la costa colombiana, los usuarios Regulados y no Regulados deben de recurrir a el operador de red (Electrocosta-Electricaribe S.A.) quien dará las indicaciones eléctricas necesarias para la conexión a dicha red. Esto nos obliga a los ingenieros electricistas al conocimiento y aplicación de estas especificaciones, debido a que ellas van de la mano con los aspectos legales, normativos instaurados por las entidades regulatorias gubernamentales colombianas.

La interconexión de subestaciones de media tensión (caso anillo), le brinda confiabilidad y seguridad al sistema ante cualquier contingencia, por lo que se hace necesario analizar la posibilidad de implementación de este sistema en lugares donde se requiera tener condiciones exigentes de operación.

Es de anotar que la tendencia mundial de los centros de transformación es hacia la minimización del área ocupada por el mismo, lo que trae como consecuencia reducciones en los equipos y aparamenta utilizada. Los fabricantes en la actualidad se rigen por las políticas internacionales incluyendo los impactos ambientales que no son ajenos a los proyectos de subestaciones eléctricas, lo cual nos obliga a que los ingenieros electricistas las conozcamos e implementemos en futuros proyectos a realizar.

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas “RETIE” nos brinda la posibilidad de saber la manipulación de las subestaciones de media Tensión, en uno de los casos más críticos, como lo es el de tipo interior. Por tal razón dicho reglamento se debe emplear y los ingenieros debemos de tomar conciencia de que este se debe aplicar de la mejor manera.

La automatización de sistemas de distribución adquiere cada vez más importancia dadas las exigencias sobre la calidad de servicio que tienen las diferentes empresas de energía. A pesar de que la automatización de los sistemas de distribución se plantea como un cambio sumamente costoso, un proceso de automatización puede comenzarse mediante análisis que conlleven inversiones mínimas, representadas en estudios de topologías y aplicación de algoritmos apropiados de reconfiguración en los diferentes sistemas de distribución.

En vista a la tendencia hacia la confiabilidad, seguridad y economía, que muestra este estudio realizado en el estado del arte de los centros de transformación de media tensión, deberían de buscarse otros medios en cuanto a configuraciones para posibles instalaciones futuras.

## 14. BIBLIOGRAFÍA

- Ceac, *Estaciones de transformación y distribución, protección de sistemas eléctricos*. Enciclopedia ceac de electricidad, 1979.
- Enríquez Harper, Gilberto, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, México D. F: Limusa, 1990.
- ISA, Empresas de Energía de bogota, ICEL, Corelca, chidral y Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, *Guía para la Operación de subestaciones de energía*. Colombia: SENA, 1995
- Pardo, Alberto. *Subestaciones de alta y media tensión en hexafluoruro de azufre (Sf<sub>6</sub>)*. Medellín, Trabajo de grado (Ingeniero electricista): Universidad Nacional de Medellín, facultad de minas, julio 2000.
- Capella, Robert. *Centros de transformación de media y baja tensión. España, referencia bibliográfica para publicaciones seriadas*: Grupo Schneider, Noviembre 2000.
- Siemens, A.G., *Técnicas de la automatización en subestaciones de media y alta tensión*. Estados Unidos: Siemens Altiengesellschaft, 2000.
- Thomson Learning, *Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*. Madrid: Paraninfo, Thomson Learning, 2001.
- UNION FENOSA, *Normativa Electricaribe- Electrocosta para centros de transformación*. Colombia: UNION FENOSA, 2006.
- Ministerio de minas y energía, *Reglamento Técnico de instalaciones eléctricas "RETIE"*. Colombia: Minminas, Abril 2007.
- ICONTEC, *Código eléctrico colombiano "NTC 2050"*. Bogota, Colombia: Icontec.