

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



**“EQUIPAMIENTO PARA UNA SUBESTACIÓN  
ELÉCTRICA DE POTENCIA”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:  
RAÚL PABLO HUAMANÍ ALLCCA**

**PROMOCIÓN  
1994-II  
LIMA-PERÚ  
2002**

**Un agradecimiento a mis Padres**  
**a mis Hermanos, Hermana, y a mi señora esposa por sus**  
**apoyos incondicionales,**  
**y sobre todo a mis adorados hijos Junior y Ricardo,**  
**que son los estímulos de mi vida para superarme día a día.**

**“EQUIPAMIENTO PARA UNA SUBESTACIÓN  
ELÉCTRICA DE POTENCIA”**

## **SUMARIO**

El gran desarrollo Industrial de los últimos tiempos ha originado un crecimiento paralelo en los sistemas de energía eléctrica; por lo que de los estudios del Mercado Eléctrico que se realiza en el Departamento de Ingeniería tanto en el sector privado como en el estado, se determina la necesidad de construir nuevas Subestaciones Eléctricas de Potencia.

Para definir la construcción de una Subestación Eléctrica de Potencia se desarrolla una ingeniería básica en la que se identifica, cuantifica y evalúa las alternativas para la configuración de la Subestación Eléctrica, así como se establecen los criterios técnicos de diseño que permitirán definir los parámetros de seguridad, bajo nivel de pérdidas, confiabilidad, continuidad y aspecto económico.

El presente estudio, pretende servir como material de consulta para estudiantes, ingenieros y técnicos encargados del diseño de subestaciones y/o trabajos similares en selección de equipos eléctricos para Subestaciones Eléctricas de Potencia.



## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>10</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>CRITERIOS DE DISEÑO</b>	<b>12</b>
1.1 Premisas	12
1.1.1 Niveles de tensión	12
1.1.2 Análisis de flujo de potencia	13
1.1.3 Estudio de corto circuito	13
1.1.4 Sobretensiones de maniobra y atmosférica	15
1.2 Objetivo	16
1.3 Seguridad de servicio	16
1.4 Localización	17
1.4.1 Centro de carga	17
1.4.2 Llegada de la línea de alta tensión	17
1.4.3 Posibilidad de interconexión con el sistema de generación y distribución existente	17
1.4.4 Condiciones ambientales	18

1.5	Reconocimiento de la zona	18
1.5.1	Condiciones de transporte y de montaje	18
1.5.2	En caso de ampliaciones	18
1.5.3	Mediciones	19
1.5.4	Levantamiento topográfico	19
1.6	Estudio de impacto ambiental	19
1.6.1	Marco político legal e institucional	21
1.7	Estudio de mercado eléctrico	23
1.8	Estudio de la coordinación del aislamiento	25
1.8.1	Niveles de aislamiento	29
1.8.2	Nivel básico de aislamiento	30
1.8.3	Factor de corrección por altura	33
1.8.4	Ejemplos de aplicación	35
1.8.5	Nivel de aislamiento para soporte de barras	37
1.9	Distancias mínimas de seguridad	41
1.9.1	Distancia dieléctrica entre fases	46
1.10	Descargas parciales	48
1.10.1	Descargas internas	48
1.10.2	Descargas superficiales	52
1.10.3	Descargas externas	52
1.11	Corrientes en una subestación	55
1.11.1	Corriente nominal	55

1.11.2 Corriente de corto circuito	55
1.11.3 Capacidades de cortocircuito	57
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>CONFIGURACIÓN DE BARRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>61</b>
2.1 Una barra	63
2.2 Doble barra, doble interruptor	64
2.3 Barra principal y de transferencia	65
2.4 Doble barra, un interruptor	67
2.5 Barra anular	69
2.6 Interruptor y medio	71
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE CONFIGURACIÓN DE BARRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>74</b>
3.1 Comparaciones de confiabilidad	74
3.2 Arreglos físicos	74
3.3 Evaluación técnico económica	75
3.4 Comparación de características	80
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>SELECCIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA</b>	<b>84</b>
4.1 Componentes de una subestación	84
4.2 Interruptores	86
4.2.1 Interruptores en vacío	86

4.2.2	Interruptores en exafloruro de azufre	87
4.3	Seccionadores	88
4.3.1	Seccionadores bajo carga	89
4.4	Transformador de potencia	89
4.4.1	Transformadores monofásicos o trifásicos	90
4.4.2	Grupo de conexión	90
4.4.3	Regulación de tensión	90
4.4.4	Tipo de enfriamiento	91
4.5	Transformadores de medida	91
4.5.1	Transformadores de corriente	91
4.5.2	Transformadores de tensión	92
4.6	Protección	92
4.6.1	Características de una protección	95
4.6.2	Aparatos de protección	96
4.6.3	Protección de alimentadores	97
4.6.4	Protección de transformadores	98
4.6.5	Protección de barras	99
4.6.6	Protección contra sobretensiones	99
4.6.7	Aparatos de medición	99
4.7	Servicios auxiliares	100
4.7.1	Servicios auxiliares en corriente alterna	100
4.7.2	Servicios auxiliares en corriente continua	101

4.8	Pararrayos	102
4.8.1	Selección de los pararrayos según la tensión nominal	102
4.8.2	Selección de los pararrayos según el nivel de aislamiento de la instalación	109
4.8.3	Selección de los pararrayos según prescripciones, normas o recomendaciones para la coordinación de aislamiento	110
4.8.4	Distancia de protección de los pararrayos	110
4.8.5	Nivel de protección	112
4.8.6	Tensión de cebado al impulso	112
4.8.7	Tensión residual	112
4.8.8	Tensión de cebado al impulso de frente escarpado	113
4.9	Sistema de puesta a tierra	114
4.9.1	Consideraciones básicas	114
4.9.2	Límites de corriente tolerables por el cuerpo humano	115
4.9.3	Características del terreno ( $\rho_s$ )	120
4.9.4	Corrientes máximas de cortocircuito a tierra	121
4.9.5	Factores de corrección considerados en el cálculo de la corriente de falla	122
4.9.6	Factor de decremento D	123
4.9.7	Factor de seguridad por crecimiento de la subestación ( $f_s$ )	125
4.9.8	Cálculo de la malla de puesta a tierra	126
4.10	Estructuras de soportes (pórticos)	132

<b>CONCLUSIONES</b>	134
<b>ANEXOS</b>	138
<b>ANEXO 1 : TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>	139
<b>ANEXO 2 : MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES</b>	145
<b>ANEXO 3 : PROTOCOLO DE PRUEBAS</b>	152
<b>ANEXO 4 : CATÁLOGOS</b>	156
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	237

## PRÓLOGO

El diseño de Subestaciones eléctricas de potencia es una actividad técnica y un arte.

Es una actividad técnica en el sentido que se aplican para su diseño, fórmulas, tablas y en general todos los criterios que la ciencia y la técnica ponen a disposición del profesional encargado del mismo. Pero el diseño de Subestaciones es además un arte, debido a que permite poner en práctica la creatividad del diseñador. En tal sentido que partiendo de las mismas premisas, los diseñadores pueden llegar a soluciones completamente distintas e igualmente viables y aceptables.

El diseño de Subestaciones Eléctricas abarca áreas multidisciplinarias. Así podemos citar en el área de Ingeniería eléctrica:

- Análisis de Sistema de Potencia.
- Protección de Sistemas de Potencia.
- Telecomunicaciones.
- Diseño y Especificaciones técnicas de equipos y materiales eléctricos.

En campos fuera del área de Ingeniería Eléctrica, tenemos:

- Arquitectura.
- Ingeniería Civil.
- Ingeniería Mecánica.
- Especialistas en Impacto Ambiental
- Economistas

Una subestación eléctrica contiene un conjunto de equipos de seccionamiento, maniobra y equipos conexos que deberán ser ubicados en ciertos puntos de un sistema eléctrico para cumplir un fin específico, tendiendo a controlar la interconexión y maniobra de un determinado número de circuitos.

Los circuitos pueden pertenecer o no a un mismo nivel de tensión, pueden estar asociados con líneas aéreas de transmisión, cables que interconectan fuentes de generación y centros de carga. La subestación incluye a los transformadores de potencia, autotransformadores; capacitores y reactores en serie y en paralelo y en general cualquier otro equipo que sirva para modificar las características de un sistema eléctrico de potencia.



# **CAPÍTULO I**

## **CRITERIOS DE DISEÑO**

### **1.1 Premisas**

Considerando que la subestación que se va a diseñar formara parte de un sistema eléctrico de potencia, es necesario definir en primera instancia lo siguiente:

**1.1.1 Niveles de tensión.-** Considerando que una de las funciones principales de la subestación es recibir energía a un nivel de tensión y transformarlo a otro nivel, la tensión primaria y secundaria deben quedar establecidos en función a los niveles de tensión existentes. Normalmente la subestación a diseñar forma parte de un sistema en el que estas tensiones están normalizadas y por tanto su definición no es mayor problema. Sin embargo existen ciertos casos, en que es necesario transmitir una cierta potencia a una distancia determinada, por lo que es necesario realizar un análisis técnico-económico para establecer los niveles de tensión óptimos.

**1.1.2 Análisis de flujo de potencia.-** Para iniciar el diseño de la subestación es necesario conocer los valores de potencia activa y reactiva que van a fluir hacia y desde la subestación. Como consecuencia de este estudio se define, si la subestación va a albergar equipos de compensación inductiva o capacitiva. Igualmente el análisis de flujo de potencia nos permitirá dimensionar la capacidad de los transformadores, la corriente nominal de los equipos, seccionamiento y barras.

Así mismo, éste estudio permite conocer las variaciones de tensión en el lado primario, son sumamente importantes para determinar la relación de transformación de los transformadores de potencia a instalarse, el número de tomas y la eventual necesidad de colocar un regulador de tomas bajo carga, o en todo caso la incorporación de algún equipo de compensación reactiva.

La regulación o variación de tensión en barras de la subestación se obtiene del análisis de flujo de potencia que se realiza para todo el sistema.

**1.1.3 Estudio de corto circuito.-** Los niveles de cortocircuito, en los diferentes niveles de tensión de la subestación se obtienen efectuando cálculos de cortocircuito en condiciones de máxima demanda de manera tal de definir el poder de ruptura de los interruptores de potencia a instalarse, diseñar el sistema de barras colectoras, establecer los calibres de los cables de energía etc. Los estudios de cortocircuito son necesarios en los sistemas eléctricos en

todas sus etapas, es decir desde la generación hasta la utilización de la energía eléctrica por lo que es conveniente establecer en primera instancia para que sirva este estudio y en que nivel lo debe tratar un proyectista.

Los estudios de corto circuito en los sistemas eléctricos como algunos otros se hacen con un propósito específico es decir que deben tener una aplicación concreta para la solución de un probable problema. En principio se puede decir que el corto circuito es una condición indeseable en un sistema eléctrico pero que se puede presentar con una cierta probabilidad con diferentes orígenes primarios por lo que se debe considerar esto en los diseños a fin de prevenir sus efectos y proveer de elementos de desconexión adecuado.

En general se puede mencionar que un estudio de corto circuito sirve para:

- Determinar las características interruptivas de los elementos de desconexión (interrupción) de las corrientes de corto circuito como son interruptores, fusibles, restauradores y fusibles de potencia principalmente.
- Realizar un estudio para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- Hacer los estudios térmicos y dinámicos debidos a los efectos de las corrientes de cortocircuito en algunos elementos de las instalaciones como son sistemas de barras, tableros, cables, barras de fase aislada, etc.
- Relacionar los efectos del corto circuito con otros estudios de sistema como por ejemplo los estudios de estabilidad.

**1.1.4 Sobretensiones de maniobra y atmosférica.-** Se entiende por sobretensiones las tensiones que generalmente son transitorias, cuyos valores sobrepasen el de la tensión de servicio máxima permanentemente admisible de los equipos eléctricos , sin tener frecuencia de servicio. Las sobretensiones pueden limitarse en su magnitud. No es posible suprimirse del todo las sobretensiones en las redes eléctricas, pero es posible limitarlas mediante medidas de diseño y disposición de los circuitos, a continuación se presenta las distintas posibilidades de limitar la sobretensiones.

**Tabla 1 Formas de sobretensiones y medidas para limitar sobretensiones**

<b>Forma</b>	<b>Magnitudes</b>	<b>Duración</b>	<b>Medidas de limitación</b>
Aumentos de tensión con frecuencia de servicio	1.15.....1.5 veces la tensión de servicio	Segundos	Regulación de tensión en alternadores, interruptores escalonados en transformadores, reactancias de compensación.
Sobretensiones por contacto a tierra o por maniobras	1.5.....3.0 veces el valor máximo de la tensión de servicio de fase a tierra ó fase a fase	Semiondas de la frecuencia de ondas	Interruptores sin arco inverso, en caso dado con resistencias apagachispas, puesta a tierra de baja impedancia del neutro, bobinas de contacto a tierra, en casos especiales también descargadores pararrayos
Sobretensiones atmosféricas	Unos 100kV hasta algunos 1000kV	Microsegundos ( $10^{-6}$ s)	Cables pararrayos, buenas puesta a tierra del poste, pararrayos, condensadores de protección contra sobretensiones, trayectos protectores de arcos.

Del mismo modo se debe conocer el nivel isoceráunico del área donde va a ser instalada la subestación, esta información permitirá decidir el sistema de protección para sobretensiones atmosféricas que puedan afectar a la subestación, tanto a través de las líneas de transmisión, como para el caso de descargas directas sobre la subestación.

## **1.2 Objetivo**

Como parte integrante del sistema de transmisión, la subestación de potencia funciona como punto de conexión para líneas de transmisión, alimentadores de subtransmisión, circuitos de generación y transformadores elevadores y reductores. El objetivo del diseño de la subestación es proporcionar la máxima confiabilidad, flexibilidad, continuidad de servicio y satisfacción de estos objetivos a costos de inversión razonables que cumplan con las exigencias técnicas del sistema.

## **1.3 Seguridad de servicio**

Se debe conocer claramente el grado de seguridad de servicio que se quiera proporcionar al usuario. Esto influye grandemente en la configuración de la subestación.

Puede significar, por ejemplo alimentar la subestación desde dos fuentes diferentes, colocar equipos de transformación adicionales que cubra la salida de servicio de un transformador sin restringir la potencia al consumidor. El sistema

de barras a escoger también es determinado en gran medida por el grado de seguridad de servicio que se desea ofrecer. Así, si se quiere que en lo posible no se corte el suministro por mantenimiento, se debe elegir a un sistema de barras que permita esta posibilidad.

#### **1.4 Localización**

Se debe analizar la ubicación de la subestación, ésta puede haber quedado definida preliminarmente en la fase del planeamiento general del sistema. En caso de requerir un cambio deberá analizarse el impacto en la zona para decidir sobre la ubicación de la subestación, para lo cual se deberá tomar en consideración los siguientes puntos:

**1.4.1 Centro de carga.-** Se debe analizar tanto el centro de carga existente como su desplazamiento en las diferentes etapas de que consta el proyecto.

**1.4.2 Llegada de las líneas de alta tensión.-** Al ser éstas normalmente del tipo aéreo, se debe analizar su recorrido de tal manera de que ofrezca el mínimo de dificultades para su construcción dentro del casco urbano de la ciudad y su ingreso a la subestación.

**1.4.3 Posibilidad de interconexión con el sistema de generación y distribución existente.-** Normalmente es necesario efectuar la interconexión

de la subestación con sistemas de generación y distribución existentes. En vista de esto, es necesario analizar la factibilidad de su implementación.

**1.4.4 Condiciones ambientales.-** En este punto se considera las condiciones de contaminación, nivel isocerámico, altitud, humedad, velocidad de viento, restricciones de tipo estético, etc. De tal manera de elegir una ubicación que reduzca al mínimo la influencia de estos factores.

## **1.5 Reconocimiento de la zona**

Es sumamente importante efectuar un reconocimiento de la zona donde se va a diseñar e instalar finalmente la subestación de tal manera de determinar:

**1.5.1 Condiciones de transporte y de montaje.-** Reconocimiento de las vías de acceso para permitir el transporte de los equipos y en especial del transformador de potencia.

Identificación de condiciones especiales de montaje; como por ejemplo la existencia de líneas con energía que dificultarán el normal desarrollo del montaje.

**1.5.2 En caso de ampliaciones.-** Verificación de las instalaciones existentes para efectos de coordinarlas con el diseño de las nuevas instalaciones.

**1.5.3 Mediciones.-** Medición de la resistencia mecánica del suelo y de la resistividad eléctrica del terreno que permitan realizar diseños civiles y la red de tierra profunda respectiva.

**1.5.4 Levantamiento topográfico.-** Se deberá efectuar el levantamiento topográfico del área o áreas escogidas en el caso que no esté definida la ubicación exacta de la subestación. Verificación del costo de movimiento de tierras que se requeriría en cada posible solución.

## **1.6 Estudio de impacto ambiental**

De acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y El Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, es necesario presentar un Estudio de Impacto Ambiental.

Los estudios del Presente Estudio contemplarán lo siguiente:

- Identificar, cuantificar y evaluar el impacto sobre el medio ambiente que puede ocasionar la subestación.
- Diseñar y recomendar las medidas de mitigación para los efectos negativos que pudiera presentar durante la construcción y operación de la subestación.
- Formular un plan de Manejo Ambiental.



- Formular un programa de monitoreo y vigilancia para evaluar las medidas de mitigación y verificar la validez de las estimaciones acerca de los impactos.
- Se diseñará mecanismos de atención, de emergencias y desastres naturales a través del Plan de Contingencias.
- Se recomendará medidas para el abandono de las instalaciones.
- Los alcances y límites del Estudio del Impacto Ambiental están basados en las directivas establecidas por el D.S. 029-94-EM Reglamento de Protección del Medio Ambiente en el Sector Eléctrica y las Normas relacionadas que fueran aplicables.

El estudio se desarrolla por un equipo multidisciplinario de profesionales, a fin de abarcar los aspectos que inciden en el ambiente como consecuencia de la construcción del proyecto.

Se considera las siguientes etapas:

- Inspección del área de influencia por donde se proyecta construir la subestación.
- Examen del entorno del lugar considerando los aspectos biológicos, físicos, socioeconómicos y culturales.
- Estudio de gabinete de la información técnica y estadística de las operaciones y de un sistema de monitoreo para asegurar la aplicación de medidas de mitigación y resultados logrados.

- Identificación de impactos al ecosistema, arqueológico y su magnitud para proponer las soluciones más adecuadas.

### **1.6.1 Marco político legal e institucional.**

Como política general, el Gobierno Peruano y los organismos ejecutivos otorgan gran importancia a la protección del medio ambiente de la contaminación y otros impactos adversos producidos por la implementación del proyecto.

Así, las instalaciones nacionales e internacionales que realicen trabajos en nuestro país deberán asegurar que el proyecto en ninguna de sus fases de ejecución afecte al medio ambiente y dispongan las acciones pertinentes para la reducción de los riesgos que sean necesarios.

A nivel multisectorial, se cuenta con el “Código del Medio Ambiental y Recursos Naturales”, que es la máxima norma legal referente al uso y conservación del medio ambiente y los recursos naturales en el Perú, Este código, promulgado en septiembre de 1990, con sus 22 capítulos y 145 artículos establece por primera vez una política ambiental, logrando consolidar de manera integral todas las políticas previas existentes.

El Decreto Ley 757, en su artículo 51° precisa que la autoridad sectorial competente determina las actividades que por su riesgo ambiental pudieran exceder los niveles o estándares tolerables de contaminación o deterioro, de

modo que requieran necesariamente la elaboración de estudios de impacto ambiental previos al desarrollo de dichas actividades.

Finalmente, en referencia a los estándares y niveles permisibles, el Decreto Supremo N° 029-94 EM del 7 de Junio de 1994 en su primera Disposición Complementaria, establece que el Ministerio de Energía y Minas queda facultado para aprobar los Límites Máximos Permisibles luego de evaluar los resultados de los monitoreo que se lleve a cabo, y que serán regidos por los Protocolos de Calidad de Agua y Calidad de Aire y Emisiones ya publicados para los Subsectores de Minería e Hidrocarburos.

Adicionalmente, las obligaciones ambientales para el sector energético está regulados por un conjunto de leyes y reglamentos, entre los que cabe mencionar:

- Constitución Política del Perú de 1993
- Decreto Ley N° 17752, Ley General de Aguas
- Decreto Ley N° 21147, Ley Forestal y de Fauna Silvestre.
- Ley N° 26786, Ley de Evaluación de Impacto Ambiental
- Ley N° 26821, Ley Orgánica para el aprovechamiento sostenible de los Recursos Naturales.
- Ley N° 26505, Ley de Tierras.
- Ley N° 26410, Ley de Creación del CONAM.
- Decreto Supremo N° 029-94-EM, Reglamento de Protección Ambiental en las actividades eléctricas.

- Decreto Supremo N° 158-77-AG, Reglamento de Conservación de Flora y Fauna Silvestre.
- Decreto Supremo N° 41-710-A, Complementación del Reglamento del Título III del D.L. N° 17752
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- R.D. N° 008-97-EM/DGAA, Niveles máximos permisibles para afluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Norma sobre Imposición de Servidumbre.
- Código Nacional de Electricidad.

### **1.7 Estudio de mercado eléctrico**

El conocimiento del requerimiento de energía y de las características eléctricas es esencial para diseñar y operar un sistema eléctrico. Un estudio de carga y sus características abarcan no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, sino también el grupo de consumidores que integran la carga de una determinada localidad.

La determinación de la demanda de potencia y energía constituyen uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos,

pues, sus magnitudes influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución del proyecto de Subestaciones.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

En el caso de localidad aislada tiene sus propias características con respecto a densidad, crecimiento poblacional; infraestructuras existentes, recursos naturales, demanda para fines productivos, proyectos de desarrollo, etc. En consecuencia, cada localidad rural aislada prevista para la electrificación, necesita una evaluación específica de su potencial de desarrollo y su futura demanda de energía eléctrica, tanto en gabinete como en campo. Es solo así que se puede obtener datos pertinentes y confiables.

De acuerdo a los Términos de Referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas DEP, el estudio de la demanda se efectuará tomando en consideración un periodo de análisis de veinte (20) años.

Para el estudio de la demanda se asumen las siguientes premisas:

- El suministro de energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda requerida de la zona.
- Se considera que la construcción de la subestación se iniciará al aprobarse el proyecto y que posteriormente se pondrá en servicio.

En consecuencia dependiendo de los requerimientos de energía futuras, el diseñador define las etapas de implementación de la transformación y el equipamiento de la subestación de potencia.

### **1.8 Estudio de la coordinación de aislamiento**

En una subestación, una vez determinada la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento que, en forma indirecta, fija la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico, para soportar sobretensiones.

Estas pueden tener procedencias diferentes:

**Procedencia Externa**, las debidas a descargas atmosféricas (rayos); es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales menores a 300KV, por lo general se manifiestan inicialmente sobre las líneas de transmisión pudiendo ocurrir:

- Por descargas o rayos directamente sobre la línea de transmisión.
- Por descargas o rayos sobre estructuras (torres o postes) o sobre los hilos de guarda en las líneas de transmisión.
- Por descargas a tierra (suelo) en las proximidades de la línea de transmisión.

El conocimiento de las características principales del rayo es de fundamental importancia para el establecimiento de medios eficaces de protección, aunque es evidente la enorme dificultad que representa la

determinación experimental de las mediciones para determinar las características del rayo, ya que éste de hecho es un fenómeno casual difícilmente reproducible y que tiene cantidades que no pueden ser fácilmente valoradas a priori. El único elemento común en todas las descargas atmosféricas es su polaridad (de la corriente del rayo) que es unidireccional y no oscilatoria y de los aspectos relevantes de las mediciones estadísticas resulta que en general las características generales de las ondas de corriente medidas, se encuentran dentro de los siguientes valores:

Duración del frente de 0.5 a 20 microsegundos

Duración al semivalor de la cola 15 a 90 microsegundos.

Duración de la cola 300 a 300,000 microsegundos.

**Procedencia Interna**, debida a maniobras de interrupción. Esta es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales superiores a 330kV. Para una sobretensión de fase a tierra o fase a fase en un punto dado del sistema debido a una operación específica de maniobra de interruptores, falla u otra causa, la forma como puede referirse para los propósitos de coordinación de aislamiento es semejante a aquella del impulso normalizado usada para las pruebas de impulso por maniobra. Tales sobretensiones tienen por lo general un alto amortiguamiento y corta duración.

El nivel de Tensión de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación, de las normas correspondientes, y de los

niveles de sobretensiones existentes en el sistema. Se conoce con el nombre de Nivel Básico de Aislamiento al Impulso y sus unidades se dan en kilovoltios.

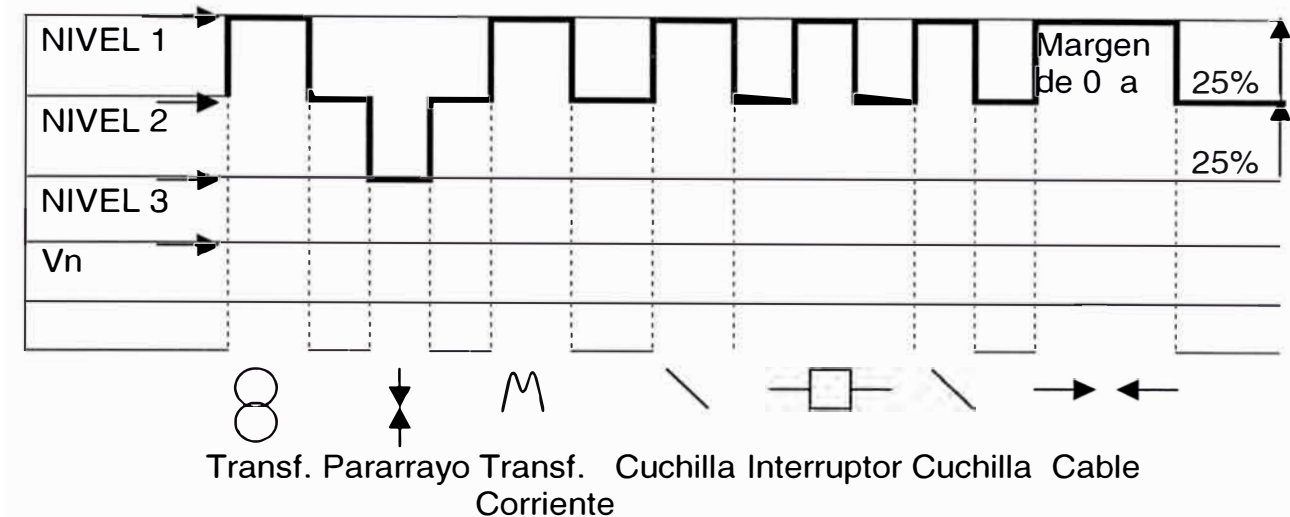
Se denomina coordinación de aislamiento de una instalación eléctrica, al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado, que llamaremos pararrayos sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

La coordinación de aislamiento compara las características de operación de un pararrayos, dadas por sus curvas tensión-tiempo, contra las características de respuesta del aislamiento del equipo por proteger, dadas también sus propias curvas tensión-tiempo, Dicho de otra forma, la coordinación de aislamientos se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes.

En un sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación. Para ello se pueden considerar tres niveles de aislamiento, como se observa en la figura 1:



FIG. 1



La fig 1. Muestra un diagrama unifilar. En su parte superior se encuentran los tres niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento, indicando el nivel que corresponde a cada aparato, Vn es la tensión nominal del sistema.

**El Nivel 1**, también llamado nivel alto, se utiliza en los aislamientos internos, no autorrecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como: transformadores, cables o interruptores.

**El Nivel 2**, también llamado nivel medio o de seguridad, está constituido por el nivel de aislamiento autorrecuperables de las partes vivas de los diferentes equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, barras de la subestación que están en contacto con el aire.

**El Nivel 3**, también llamado nivel bajo o de protección. Está constituido por el nivel de tensión de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

Respecto a los intervalos entre los niveles de tensión, se considera que la diferencia entre los niveles medio y alto puede ser entre 0 y 25%. La diferencia entre los niveles medio y bajo (pararrayos) parece ser suficiente con un 15%. Sin embargo como los pararrayos pueden estar instalados a una distancia algo mayor que la debida de los aparatos por proteger, las sobretensiones que llegan a estos aparatos puede ser ligeramente superiores a las de operación del pararrayos. Por lo tanto, es conveniente también, fijar una diferencia de 25% entre estos dos últimos niveles.

### **1.8.1 Niveles de aislamiento**

Para facilitar el diseño de sistemas de potencia y de los equipos que lo conforman la IEC ha normalizado un número de niveles de aislamiento de los cuales se puede escoger, considerando las condiciones específicas que prevalecen en el sistema.

Para sistemas con tensiones comparativamente bajas ha sido posible normalizar únicamente unos pocos niveles de aislamiento, en algunos casos sólo un valor para cada sistema de tensión.

La razón de esto es que estos sistemas están bien establecidos, que hay disponible una gran cantidad de experiencia en el comportamiento del sistema y que el costo de aislamiento es comparativamente bajo.

A continuación se describen los niveles de aislamiento normalizados por la IEC, de acuerdo con una clasificación por niveles de tensión nominal.

### **1.8.2 Nivel básico de aislamiento**

Respecto a la tensión nominal, en la tabla 2 se indican los valores normalizados de estas tensiones entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Así mismo en la tabla 3 se indican los niveles de aislamiento adoptados por la IEC, correspondientes a los niveles de tensión para alturas sobre el nivel del mar hasta los 1000 metros.

A partir de estos niveles de aislamiento se deben adoptar las disposiciones necesarias, para cumplir con las distancias de seguridad, así como evitar que se produzca efecto corona en las barras colectoras, en los conectores y en general en cualquier punto de la instalación.

Por otra parte, la elección del nivel de aislamiento adecuado determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras entre fase y entre fase y tierra; tiene además, una repercusión importante en el costo de la subestación.

**Tabla 2 Standard insulation levels for range I  
(1kV < Um < =245kV)**

Highest voltage For equipment Um kV (r.m.s value)	Standard short duration Power-frequency Whitstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard Lightning impulse whitstand voltage kV (r.m.s. value)
3.6	10	20 40
7.2	20	40 60
12	28	60 75 95
17.5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72.5	140	325
123	(185) 230	450 550
145	(185) 230 275	(450) 550 650
170	(230) 275 325	(550) 650 750
245	(275) (325) 360 395 460	(650) (750) 850 950 1050

**IEC Standard Voltages - Publication 71-1 IEC-1993**

If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand tests are needed

**Tabla 3 Standard insulation levels for range II  
(  $U_m > 245\text{kV}$  )**

Highest voltage for equipment $U_m$  kV (r.m.s)	Standard switching impulse withstand voltage			Standard Lightning impulse Withstand Voltage  kV (peak value)
	Longitudinal Insulation (note 1) kV (r.m.s)	Phase-to- earth  kV (r.m.s)	Phase-to- phase (ratio to the phase-to-earth peak value)	
300	750	750	1.50	850
	750	850	1.50	950
362	850	850	1.50	1050
	850	950	1.50	950
	850	950	1.50	1050
420	850	850	1.60	1175
	950	950	1.50	1050
	950	1050	1.50	1175
	950	1050	1.50	1300
525	950	950	1.70	1425
	950	1050	1.60	1175
	950	1175	1.50	1300
	950	1175	1.50	1425
765	1175	1300	1.70	1550
	1175	1425	1.70	1675
	1175	1550	1.60	1800
	1175	1550	1.60	1800
				1950
				1950
				2100

**Notes:**

- 1 Value of the impulse component of the relevant combined test .
- 2 The introduction of  $U_m=550\text{kV}$  (instead of  $525\text{kV}$ ),  $800\text{kV}$  (instead of  $765\text{kV}$ ),  $1200\text{kV}$ , of a value between  $765\text{kV}$  and  $1200\text{kV}$ , and of the associated standard withstand voltages, is under consideration.

### 1.8.3 Factor de corrección por altura.

Dependiendo, de si las distancias de aislamiento de un equipo eléctrico dado están expuestas o no a la influencia atmosférica, es habitual distinguir entre aislamiento externo e interno. La rigidez dieléctrica del aislamiento externo, depende de las propiedades de la atmósfera que rodea a este aislamiento (densidad del aire, humedad, temperatura, etc.).

Cuando se incrementa la altitud, la densidad del aire disminuye y consecuentemente, la rigidez dieléctrica del aire, lo cual debe ser considerado cuando se dimensiona el aislamiento de un equipo eléctrico a unidad, si ésta se monta a una altura superior a los 1000 m.s.n.m.

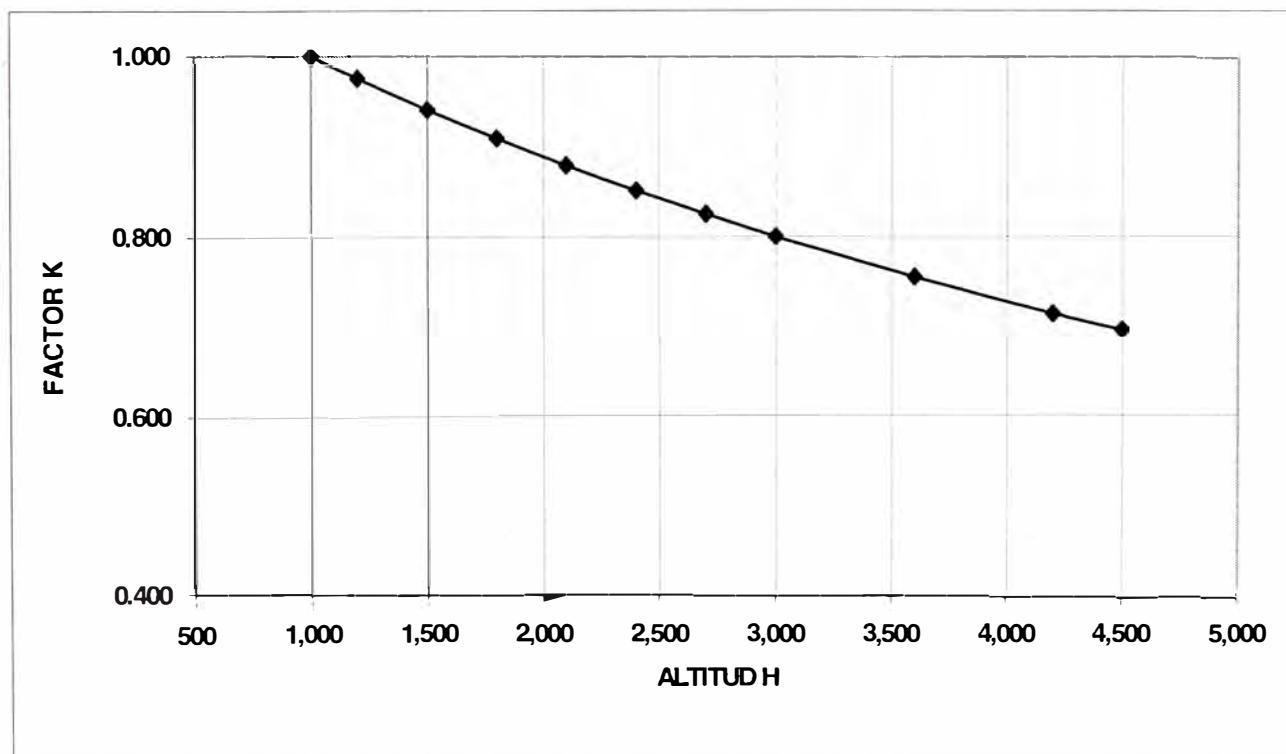
En la tabla 4 aparecen los factores de corrección por altitud que se aplican a todos los aislamientos externos, de los equipos de alta tensión. Como se observa, para aisladores eléctricos situados en altitudes superiores a los 1000 m.s.n.m. el NBA de los aislamientos externos se reduce progresivamente, para la cual emplea según IEC la siguiente fórmula:

$$k = \frac{1}{1 + 1.25 \times 10^{-4} x (\text{Altitud}.H. - 1000)}$$

**Tabla 4** Corrección del nivel de aislamiento externo de los aparatos para altitudes mayores a 1000m, según fórmula del factor K.

Altitud m	Factor de corrección K
1 000	1.000
1 200	0.976
1 500	0.941
1 800	0.909
2 100	0.879
2 300	0.860
2 400	0.851
2 700	0.825
3 000	0.800
3 600	0.755
4 000	0.727
4 200	0.714
4 500	0.696

**FIG. 2** CURVE FOR DETERMINING ALTITUDE FACTOR K IN RELATION TO ALTITUDE H



### 1.8.4 Ejemplos de aplicación

#### ALTERNATIVA 1.-

Conociendo la altitud a la cual el equipo eléctrico ha de ser montada, de la Fig. 2 se obtiene el Factor de Corrección K correspondiente. Luego se dividen por el factor K los valores de la tensión de ensayo alternas y de choque, que correspondan a la tensión nominal del equipo. Las nuevas tensiones de ensayo valen para los ensayos en laboratorio de alta tensión situados a 1000 metros sobre el nivel mar, y determinan el dimensionado del aislamiento.

Ejemplo Numérico.-

Altura 2300 m.s.n.m.

Factor de corrección  $k = 0.86$

Tensión Nominal 230kV

Máxima tensión de servicio: 245kV

Tensiones de prueba de acuerdo a la IEC para instalaciones hasta 1000 m.s.n.m.

Tensión de impulso 1.2/50us(pico) 950kV.

Tensión a frecuencia industrial mínima (r.m.s) 395kV



El nivel de aislamiento requerido a una altitud de 2300m sobre el nivel del mar es por consiguiente:

$$\frac{950}{0.86} = 1,105\text{kV}$$

$$\frac{395}{0.86} = 460\text{kV}$$

Por consiguiente el aislamiento externo del equipo a ser instalado deberá por lo tanto soportar la tensión no disruptiva de:

1,105kV de tensión de impulso 1.2/50us (pico)

460kV de tensión a frecuencia industrial, 1min (r.m.s), siempre que estos ensayos se realicen en laboratorios situados a menos de 1000 m sobre el nivel del mar.

Estos valores, por no ser normalizados, debemos referirlos a las tensiones de impulso y frecuencia industrial normalizadas de la IEC (ver Tabla 3).

Tendremos así los siguientes valores:

1175kV de tensión de impulso 1.2/50 s (pico)

850kV de tensión a frecuencia industrial 1 min. (r.m.s), que corresponden a una máxima tensión de servicio de 362kV.

## **ALTERNATIVA 2**

Aplicamos el factor de corrección sobre la máxima tensión de servicio, obteniendo lo siguiente:

$$\frac{245}{0.86} = 285\text{kV}$$

Tomaremos, entonces el valor de 362kV que es la máxima tensión de servicio normalizada por la IEC.

Del análisis de los resultados obtenidos por medio de los dos métodos antes descritos, escogemos los más conservadores. Concluimos, entonces que para operar a una altitud de 2300 m.s.n.m, las unidades a montarse han de ser diseñadas con un aislamiento exterior para una máxima tensión de servicio de 420kV.

#### **1.8.5 Nivel de aislamiento para soporte de barras**

Para soporte de barras colectoras se utilizan dos tipos de aisladores:

- Aisladores de tipo cadena formados por varios discos y que se utilizan para soportar barras de tipo flexible, en suspensión o en tensión.
- Aisladores del tipo columna, formados por una o varias columnas rígidas. Se utilizan para soportar el peso de los barras de tipo rígido.

**Tabla 5 Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio en condiciones atmosféricas normales.**

	<b>Práctica Europea</b>	<b>Práctica en Estados Unidos y Canadá</b>
Temperatura ambiente	20°C	25°C
Presión atmosférica	1 013 mbar	1013 mbar
Humedad	11 g/m3	15 g/m3

Nota: Una presión de 1013mbar equivale a una presión de 760mm de mercurio a 0° C.

Fuente: Publicación 274 de la IEC: "Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1000V"

### **Factor de corrección de la Densidad del aire, $\delta$**

Corrección con respecto a 20°C y 1013mbar (práctica en Europa)

$$\delta = \frac{0.289 \cdot b}{273 + t}$$

Corrección con respecto a 25°C y 1013mbar (práctica en Estados Unidos y Canadá)

$$\delta = \frac{0.294 \cdot b}{273 + t}$$

$b$  = presión atmosférica en milibars.

$t$  = temperatura ambiente en grados Celsius.

Corrección con respecto a 25°C y 76 cm Hg (1013mbar) (práctica en Estados Unidos y Canadá)

$$\delta = \frac{3.92 \cdot b}{273 + t}$$

***b*** = presión atmosférica en cm. De columna de mercurio

***t*** = temperatura ambiente en grados Celsius.

En ambos casos los valores de las tensiones de prueba, tanto al impulso con onda de  $1.2 \times 50\mu\text{s}$ , como con tensiones de baja frecuencia, en seco (de 15 a 100Hz) están referidos a las condiciones atmosféricas indicadas en la Tabla 5.

Si estas condiciones son diferentes de las consideradas normales, los valores de las tensiones de pruebas indicadas deben corregirse multiplicando cualquiera de estos valores por el factor de corrección de la densidad del aire, ( $\delta$ ) delta, y el resultado debe dividirse entre el factor de corrección por humedad ( $K_h$ ) cuyas curvas se incluyen en la figura 3. La tensión de prueba a baja frecuencia y bajo condiciones de lluvia se corrige únicamente multiplicando la tensión de prueba a frecuencia por el factor delta.

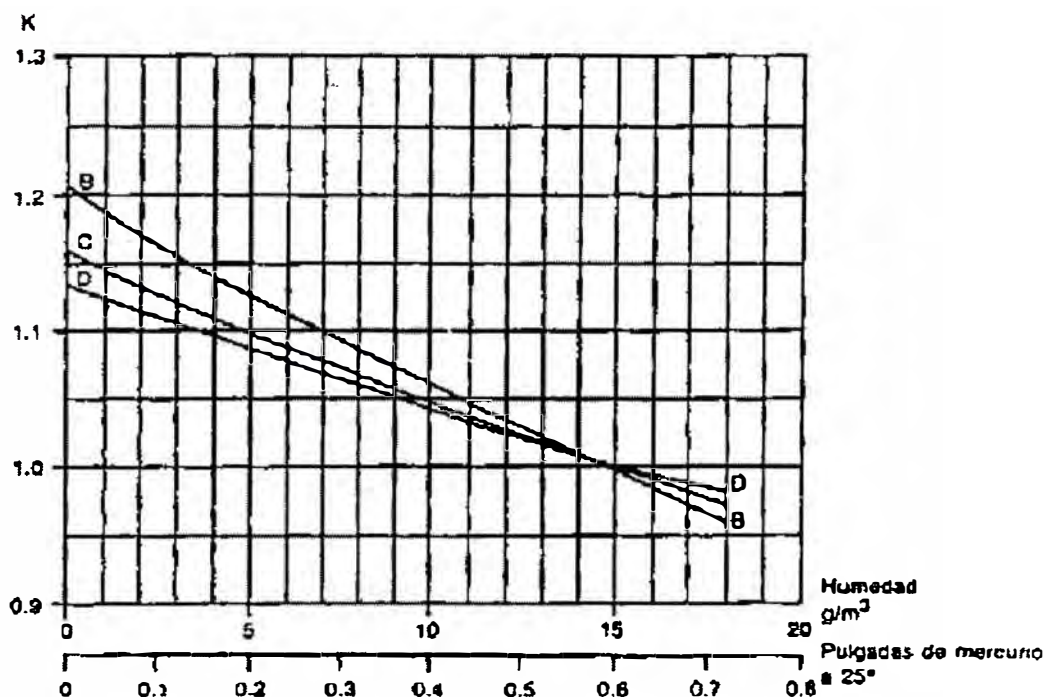
Ejemplo:

El factor de densidad del aire a la altura de una ciudad ubicada a 2300 m.s.n.m. que corresponde a una presión barométrica media de 58cm de columna de mercurio y una temperatura promedio de 25°C y humedad de 15g/m<sup>3</sup>, es el siguiente:

$$\delta = \frac{3.92 \times 58}{273 + 25} = 0.763$$

$$K_h = 1$$

**Fig 3 Factor de corrección por humedad (Kh)**



La curva B se aplica a las pruebas a frecuencia industrial en seco

La curva C se aplica a las pruebas de impulso de tensión polaridad positiva.

La curva D se aplica a las pruebas de impulsos de tensión de polaridad negativa.

Fuente: Publicación 274 de la IEC: Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 100V.

En las instalaciones de 230kV a 2300 m.s.n.m. para barras flexibles se utilizan cadenas de aisladores de suspensión formadas por 16 discos de 10 pulgadas de diámetro por  $5\frac{3}{4}$  de paso, con lo que se obtiene un NBA de 1050kV al nivel del mar, mientras que a 2300 m de altitud proporciona un valor de  $1050 \times 0,763 = 801.15\text{kV}$ .

## 1.9 Distancias Mínimas de Seguridad

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

Para ello vamos a definir ciertos conceptos que utilizaremos, para comprender el problema.

**Tensión crítica de flameo (TCF).** Se designa como tensión crítica de flameo a la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

La relación entre la TCF y el NBA para una probabilidad de falla del 10%, está dada en forma experimental por:

$$NBA = 0.961 * TCF$$

(Considerando una desviación estándar del fenómeno de 3%).

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de aislamiento al nivel del mar, o sea :

$$(TCF)_{normal} = \frac{NBA}{0.961}$$

para el caso de una tensión nominal de 230kV, con un  $NBA = 1\ 050\ KVp$ ,

$$(TCF)_{normal} = \frac{1\ 050}{0.961} = 1092.6\ KVp \text{ al nivel del mar}$$

para el diseño se utiliza la (TCF) *normal* corregida por altitud y por humedad o sea:

$$(TCF)_{diseño} = \frac{(TCF)_{normal} * Kh}{\delta} \quad (1)$$

donde :

(TCF) *normal* = Valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, o sea cuando  $\delta=1$  y  $Kh=1$

$\delta$  = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura

$Kh$  = Factor de humedad atmosférica

La relación entre la (TCF) *diseño* y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600kV/m, se obtiene la siguiente expresión:

$$(TCF)_{diseño} = K * d$$

donde :

$K$  = gradiente de revisión en kV/m

$d$  = distancia de fase a tierra en m

Despejando  $d$  y utilizando el valor promedio de  $K$ , la expresión queda en la siguiente forma:

$$d = \frac{(TCF)_{diseño}}{550}$$

Sustituyendo el valor de la expresión (1), la distancia en metros queda:

$$d = \frac{(TCF)_{normal} * Kh}{550 * \delta} \quad (2)$$

Confirmando lo expresado anteriormente, las distancias dieléctricas también se pueden corregir por altitud a partir de 1 000 m.s.n.m., de acuerdo con la expresión (3), que considera un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1.25% por cada 100 metros de incremento en altitud. El tramo de cero a mil metros, se considera dentro de la corrección.

$$dh = d_{1000} + \frac{0.0125(h - 1000) d_{1000}}{100} \quad (3)$$

donde:

$dh$  = distancia dieléctrica a la altura de  $h$  m.s.n.m.

$d_{1000}$  = distancia dieléctrica a la altura de 1 000 m.s.n.m.

**TABLA 6 Distancia mínima de fase a tierra para  $d=1000m$**

Tensión nominal del sistema kV	NBA KV	$\sigma$ a 1000 msnm	(TFC) <sub>normal</sub> = NBA / 0.961 kV	(TFC) <sub>diseño</sub> = (TFC) <sub>normal</sub> / $\sigma$ kV	Distancia mínima de fase a tierra $d_{1000}=m$
72.5	325	0.893	363.94	407.55	0.700
245	1 050	0.893	1 092.6	1 232.5	2.225
420	1 425	0.893	1 483.0	1 661.0	3.020

La Tabla 6 muestra los valores de la distancia mínima de fase a tierra, para  $d = 1000m$ , para tres magnitudes de tensión nominal.

Como ejemplo, al aplicar la expresión (3) y vaciar los resultados en la Tabla 7 se muestran las distancias mínimas de fase a tierra, a 2 300 m.s.n.m., para los mismos valores de tensión nominal.



**TABLA 7      Distancia Mínima de fase a tierra para d = 2300m**

<b>Tensión nominal Del sistema kV</b>	<b>Distancia mínima de fase a tierra (d 1 000 ) m</b>	<b>Distancia mínima de fase a tierra (d 2 300 ) m</b>
60	0.700	0.814
230	2.225	2.586
400	3.020	3.510

Tomando en cuenta que la configuración real entre las partes vivas de una subestación es diferente de la configuración placa-varilla utilizada para establecer los valores mínimos de no flameo de la Tabla 6, la IEC recomienda que la distancia mínima entre fase y tierra para tensiones menores de 245kV, se obtiene aumentando en 10% los valores mínimos de no flameo, para la tensión de que se trate.

Si la tensión es superior a 380kV, un aumento de 6% será suficiente.

Los datos obtenidos, de acuerdo con los criterios explicados, pueden o no sufrir variaciones en sus magnitudes, dependiendo de las consideraciones que se hagan en el desarrollo de la norma de que se trate. Por esto al partir de datos iguales, pero utilizando normas diferentes, se puede llegar a soluciones ligeramente diferentes.

En la Tabla 8 se muestran, de acuerdo con la norma IEC los valores de las distancias mínimas de no flameo para las tensiones máximas normalizadas.

Los valores de la columna de la tabla se han determinado con electrodos placa-varilla e indican las distancias a través del aire, necesarias para soportar

sin flameo cinco impulsos de magnitud igual al nivel básico de aislamiento (NBA) correspondiente, o en caso de que se produzca un arqueo, se aplicarán de nuevo diez impulsos adicionales, sin que se produzca flameo.

Para las instalaciones situadas entre 1 000 y 2 300 m.s.n.m., las distancias mostradas en la tabla 8 se incrementarán en 1.25% por cada 100 m de incremento en altitud.

**Tabla 8 Distancias mínimas de no flameo**

**8.1 Para  $U_m < 300\text{kV}$**

<b>Rated lightning impulse withstand voltage phase-to-phase (peak)</b>	<b>Minimum phase-to-phase air clearance</b>
<b>(kV)</b>	<b>(mm)</b>
20	60
40	60
60	90
75	120
95	160
125	220
145	270
170	320
250	480
325	630
450	900
550	1100
650	1300
750	1500
850	1700
950	1900
1050	2100

## 8.2 Para $U_m \geq 300\text{kV}$

Rated switching impulse withstand voltage phase-to-phase (peak)	Minimum phase-to-phase air clearance for configurations	
	Conductor - conductor parallel	Rod-conductor
(kV)	(m)	(m)
1175	2.4	2.8
1300	2.7	3.2
1425	3.1	3.6
1550	3.5	4.1
1675	3.9	4.6
1800	4.3	5.2
1950	4.9	5.9
2100	5.6	6.8
2250	6.3	7.7
2400	7.1	8.8
2550	7.9	10.00

### 1.9.1 Distancia dieléctrica entre fases

La distancia mínima entre fases puede determinarse teniendo en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases, es igual al nivel básico de aislamiento al impulso (NBA) más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación. Esto conduce a elegir una distancia mínima entre fases, 15% mayor que la distancia mínima a tierra, según la recomendación de la IEC, en su publicación 71.

Como práctica en el diseño de Subestaciones, las distancias entre los ejes de los conductores de fases diferentes, y entre el eje de un conductor de

fase y tierra, se fijan aumentando a sus respectivas distancias mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien, las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados.

Para barras flexibles, hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos. Por ello, las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varia de 1.8 a 2.0, por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación.

El valor de 1.8 se aplica para claros en barras, del orden de 40m, mientras que el valor de 2.0 se aplica para claros mayores de 40m, obteniéndose una serie de valores, en la Tabla 9.

**Tabla 9**      **Distancia entre fases y a tierra a 2 300 m.s.n.m. para barras flexibles**

Tensión nominal del sistema kV	NBI kV	Distancias mínimas		Factor	Redondear a m
		Fase a tierra m	Entre fases m		
72.5	325	0.814	1.47	1.8	1.5
245	1 050	2.586	4.66	1.8	5.0
420	1 425	3.510	7.02	2.0	7.0

Para niveles de tensión nominal superiores a 230kV, las sobretensiones originadas por maniobras de interruptores son más críticas que las de los impulsos debidos a rayos y, en consecuencia, las distancias mínimas entre

fases y de fase a tierra deben fijarse de acuerdo con este tipo de sobretensiones.

Por otro lado, la distancia entre fases es uno de los factores que inciden en la magnitud del gradiente de potencial en la superficie de los conductores, el cual debe limitarse a valores inferiores al gradiente crítico, a partir de cuyo valor se inicia el efecto corona.

### **1.10 Descargas parciales**

Se conoce como descarga parcial, una descarga eléctrica intermitente, de alta frecuencia, que se localiza en una porción de un sistema aislante, sometido a un gradiente de tensión, que resulta de una ionización gaseosa transitoria que ocurre cuando el gradiente de tensión excede de un valor, llamado gradiente crítico.

Las descargas parciales se pueden clasificar en:

- **Internas**
- **Superficiales**
- **Externas**

#### **1.10.1 Descargas internas**

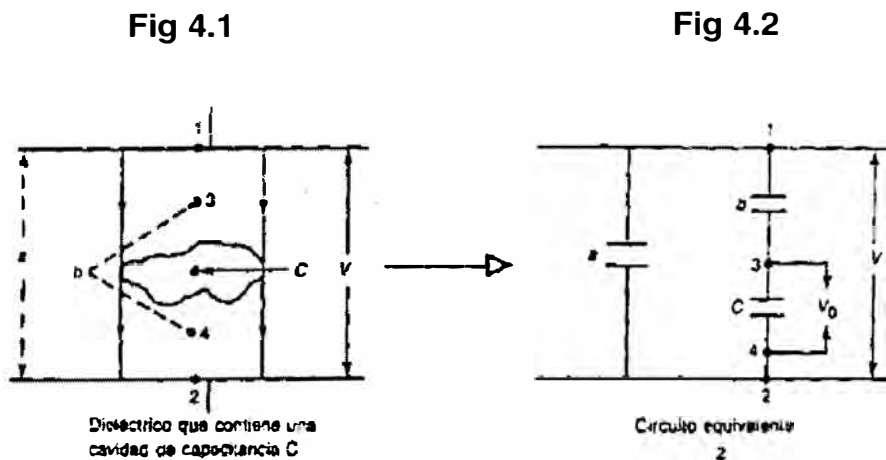
Son las que comúnmente se conocen con el nombre genérico de "Descargas Parciales".

Este tipo de descarga se produce por las imperfecciones de los aislamientos que contienen en pequeñas cavidades localizadas en el seno de su composición física, generalmente sólido.

Un aislante se considera ideal, cuando en su parte interna es perfectamente homogéneo. En la realidad se presentan ligeras heterogeneidades que se originan durante su fabricación, como pueden ser burbujas que aparecen al extruir los aislamientos del tipo de resina sintética, o bien, en el encintado de las bobinas de máquinas eléctricas donde, en algún punto, la cinta no queda bien adherida, formando una cavidad.

Si se considera una muestra del aislamiento que rodea un conductor, sometido a una tensión  $V$  de tipo senoidal. El aislamiento contiene una cavidad llena de aire, o de cualquier otro gas producido dentro del plástico, que podemos representar como un capacitor  $C$ , (véase Figura 4.1). La muestra del aislamiento, se puede representar por el circuito equivalente de la Figura 4.2

**Fig 4**



En donde:

$a$  = la capacitancia que presenta el aislamiento, en su parte sana

$b$  = la capacitancia del aislamiento sano que rodea la cavidad

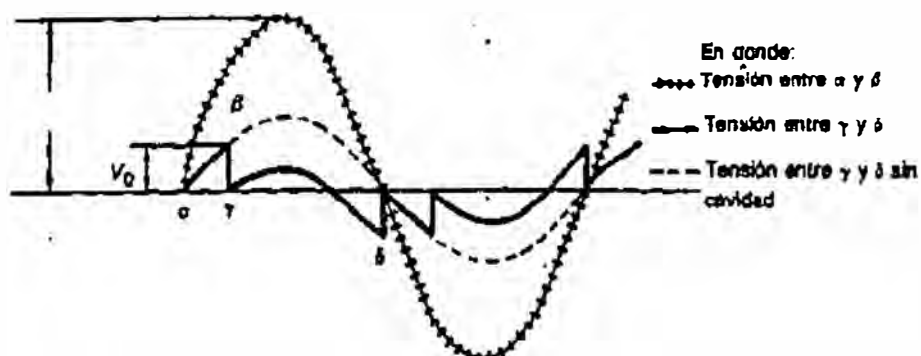
$c$  = la capacitancia de la cavidad

$V_0$  = la tensión, a partir de la cual, el gas contenido en la cavidad  $C$  se ioniza y provoca la descarga del capacitor  $C$ , representado como un explosor de puntas.

Proceso físico. Entre los puntos 1 y 2 de la muestra se aplica una tensión  $V$ , relativamente elevada, de frecuencia industrial. Véase La Figura 4.2.

La onda senoidal comienza en el punto  $a$  de la Figura 5, empieza a crecer simultáneamente con la tensión  $V_0$ , que aparece entre los extremos de la cavidad  $C$ .

**Fig 5 Forma de onda de una descarga**



Al alcanzar  $V_0$  el punto  $\beta$ , el gas en la cavidad se ioniza, se hace conductor, produciéndose una descarga a través de la misma y regresa a cero, o sea al punto  $\gamma$  de la curva, En este punto, la tensión  $V$  sobre la onda sigue creciendo hacia su valor máximo. Simultáneamente a partir del punto  $\gamma$ , el valor de  $V_0$  empieza a crecer de nuevo sin llegar al valor de descarga, pues antes de que esto ocurra  $V_0$  empieza a decrecer, arrastrado por el descenso de la onda  $V$ . A continuación, la tensión  $V_0$  crece en forma negativa hasta llegar al punto  $\delta$ , donde se produce de nuevo la descarga en la cavidad, y así sucesivamente en cada uno los semiciclos.

En resumen, los efectos principales del fenómeno físico en una descarga interna, son los siguientes:

- **Efecto eléctrico.** Produce ionización del gas en la cavidad, descarga eléctrica y destrucción de las moléculas del aislamiento por bombardeo de iones y electrones, causando finalmente la falla del aislamiento.
- **Efecto químico.** Produce ozono ( $O_2$ ) que ataca químicamente al aislamiento.
- **Efecto mecánico.** Produce ondas ultrasonoras, del orden de 40 kHz.
- **Efecto óptico.** Produce emisión luminosa (no siempre visible).
- **Efecto térmico.** Hay desprendimiento de calor muy concentrado.

El examen de estos efectos permite:



- Entender que las descargas parciales; internas son dañinas, ya que se componen de bombardeo, iónico y ataques químico, mecánico y térmico que degradan el aislamiento.
- Seleccionar diferentes métodos para detectar y medir las descargas, aprovechando cualquiera de las diferentes manifestaciones energéticas descritas.

Finalmente, se puede decir que el efecto de ionización de un gas, dentro de una cavidad en un aislante, no es más que una de las tantas manifestaciones del fenómeno general de la descarga eléctrica. Por esta razón, el fenómeno comúnmente llamado ionización, por desconocimiento de los otros efectos, se llama "Descargas parciales".

### **1.10.2 Descargas Superficiales**

Este tipo de descarga se produce en la superficie de un dieléctrico debido a que este está soportando altos gradientes de tensión en forma tangencial. Comúnmente se conoce con el nombre de falla por arrastre.

### **1.10.3 Descargas externas**

Son las que comúnmente se conocen con el nombre de "efecto corona".

En sí, el efecto corona es un caso particular del fenómeno de descargas parciales. Este efecto se puede oír y ver como una crepitación y luminosidad respectivamente que se producen sobre la superficie desnuda de un conductor,

cuando el gradiente de tensión en la superficie alcanza un valor que excede la rigidez dieléctrica del aire que le rodea.

El efecto corona, produce radiointerferencia en la gama de 5 a 10MHz, con las consiguientes pérdidas de energía. El fenómeno de radiointerferencia se atenúa rápidamente con la distancia, al grado de que a más de 50 m de la fuente, la atenuación es lo suficientemente grande para que la señal no afecte a los radorreceptores y televisores de la zona.

El efecto corona se puede eliminar utilizando cualquiera de los métodos que se indican:

- Que la tensión de fase a neutro sea menor que la tensión crítica disruptiva, de tal manera que la relación de la tensión crítica disruptiva ( $V_0$ ), en kV eficaces a tierra, entre la tensión de operación, en kV eficaces de fase al neutro ( $V_1$ ), debe ser mayor que uno. Dicha relación se llama coeficiente de seguridad C.S., y se expresa en la siguiente forma:

$$\text{C.S.} = \frac{V_0}{V_1} > 1$$

El efecto corona aparece a partir de que el C.S., se hace menor de la unidad.

- Al aumentar el diámetro del conductor
- Al aumentar el número de conductores por fase
- Al aumentar la distancia entre fases.

**Ejemplo 1.**

Se supone que en una instalación de 400kV se puede usar indistintamente cable ACSR de 1 113 o de 1 272 M.C.M. La distancia entre centros de fases debe ser de 8 m. Se utilizan dos conductores por fase. Si se quiere tener coeficiente de seguridad del mismo orden, la separación entre los conductores del primer calibre debe ser de 45 cm, que produce un valor de  $C.S.=1.10$  y la separación del segundo calibre debe ser de 40 cm, que produce un coeficiente algo mayor, pero del mismo orden, o sea  $C.S.=1.19$ .

**Ejemplo 2.**

En las barras colectoras de tubo puede adoptarse una separación entre fases de 6.5 m, usando tubo de aluminio de 50.8 mm (2") de diámetro con un coeficiente de seguridad bastante alto, o sea igual a  $C.S.=1,31$ .

Además de evitar los altos gradientes de potencial en la superficie de los conductores, hay que evitar también que se produzca efecto corona en otros puntos de la subestación, como pueden ser las zapatas terminales de los aparatos o los conectores. Para ello, se requiere que estos dispositivos se diseñen de tal manera que el gradiente de potencial en todos los puntos quede debidamente limitado. Por otro lado, todos los conectores empleados en instalaciones de 230kV en adelante deben diseñarse de tal forma que se eliminen aristas y puntos salientes.

## **1.11 Corrientes en una Subestación**

Una instalación eléctrica debe estar diseñada para soportar el paso de dos tipos de corriente:

Corriente nominal.

Corriente de cortocircuito.

### **1.11.1 Corriente nominal**

La corriente nominal nos fija los esfuerzos térmicos que debe soportar una instalación eléctrica, en las condiciones de operación más desfavorables. Sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptores, cuchillas, transformadores de corriente, etc. En las Subestaciones de tipo común, dependiendo del nivel de potencia que manejan, es normal encontrar magnitudes de corrientes que pueden variar entre mil y cinco mil amperes.

### **1.11.2 Corriente de cortocircuito**

La corriente de cortocircuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación.

La corriente de cortocircuito, al circular por los devanados de cualquier transformador, produce un aumento brusco de temperatura, que degrada los

aislamientos y disminuye la vida útil de estos, de tal manera que una sobretensión posterior, aunque sea pequeña, puede ser el origen de una falla seria en los embobinados e incluso de su destrucción. Como ambas corrientes aumentan a medida que crece el sistema eléctrico, conviene diseñar las instalaciones tomando en cuenta los valores de corriente que se alcanzarán en la etapa final de desarrollo de la subestación considerada.

Para reducir las corrientes de cortocircuito, se acostumbra conectar bobinas en serie en las tres fases para reducir el cortocircuito trifásico, o bien, instalar una sola en el neutro de los transformadores de potencia para reducir el cortocircuito monofásico a tierra. Los valores de las reactancias de estas bobinas varían según el sistema de que se trate. Para una bobina en el neutro de un transformador trifásico, un valor de 0.4 ohm puede ser el adecuado para reducir la corriente de cortocircuito, de tal manera, que por un lado se pueda disminuir el costo de los interruptores, por el otro, no se reduzca tanto el valor de dicha corriente como para que afecte la sensibilidad de las protecciones correspondientes.

Los sistemas de distribución, por ejemplo en el caso de 23kV, funcionan en su mayor parte en forma radial; sólo en las zonas de alta densidad de carga se utiliza el sistema de red automática.

### 1.11.3 Capacidades de cortocircuito

En los sistemas eléctricos actuales se estima que un sistema cuyas capacidades de cortocircuito previstas hasta el año 2050, son las siguientes, de acuerdo con la tensión nominal de cada subsistema:

420 kV - 20 000 MVA

245 kV - 15 000 MVA

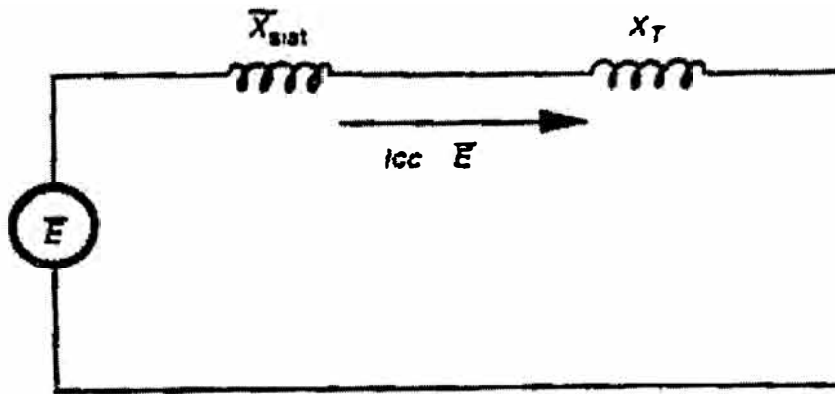
72.5 kV - 3 800 MVA

Estos valores son tomados como referencia para el diseño de las subestaciones, en especial para los equipos de seccionamiento y maniobra

#### **Ejemplo 1.**

Cálculo de un cortocircuito trifásico, Se quiere calcular la magnitud de un cortocircuito trifásico en un banco formado por tres transformadores monofásicos de 10MVA cada uno. La capacidad del banco es de 30 MVA, su relación es de 85/23kV, conexión delta-estrella, con una impedancia de cada transformador en p.u. (por unidad) de 0.084 y se utiliza una base de 30MVA.

**Fig 6      Equivalente de Thévenin de secuencia positiva**



Empleando el equivalente de Thévenin de secuencia positiva, para una falla trifásica en 85kV, según la Figura 6, se obtiene la impedancia de secuencia positiva equivalente, del sistema a partir de la expresión:

$$X_s = \frac{MVA_b}{MVA_{cc}}$$

donde:

$X_s$  = valor p.u. (por unidad) de la reactancia del sistema.

$MVA_b$  = valor de la potencia base en MVA.

$MVA_{cc}$  = valor de la potencia de cortocircuito con MVA.

$$X_s = \frac{30}{3800} = 0.00789 \text{ p.u.}$$

El valor del cortocircuito trifásico, en las barras de 23kV del banco, se calcula a partir del circuito de la Figura 6, considerando  $E = 1$

$$MVA_{cc} = \frac{MVA_b}{X_s}$$

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.00789 + 0.084} = 326.5 \text{ MVA}$$

Es práctica común suponer que la impedancia del sistema  $X_s$  es cero, por lo que podemos considerar que la corriente de cortocircuito en el sistema de 85 kV es infinita. A este criterio de cálculo se le conoce como el método del "bus infinito".

Considerando ahora el análisis del problema anterior por el método del bus infinito, se obtiene el nuevo valor de  $MVA_{cc}$

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.084} = 357 \text{ MVA}$$

que nos muestra que la diferencia entre considerar el valor real del cortocircuito o considerar el valor por el método del bus infinito, es pequeña y prácticamente despreciable.

### **Ejemplo 2.**

Cálculo de cortocircuito monofásico a tierra. Se considera ahora el mismo banco del ejemplo 1, con sus mismas características.

Debido a que en la práctica las fallas monofásicas a tierra son más frecuentes que las trifásicas, en algunas ocasiones y para disminuir los esfuerzos dinámicos en los transformadores, se podrá tratar de reducir la falla Monofásica en 23 kV, utilizando un reactor conectado en el neutro del banco de transformadores monofásicos.



La magnitud del cortocircuito monofásico en 23kV, considerando bus infinito y con un reactor de 1.2 ohms conectado en el neutro se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\mathbf{MVA_{cc}} = \frac{\mathbf{3 MVA_b}}{\mathbf{X_{1T} + X_{2T} + X_{0T} + 3X_n}}$$

donde:

$X_T$  = reactancia en p.u. del banco (1, 2 y 0 = secuencias positiva, negativa y cero).

$X_n$  = reactancia en p.u. del neutro.

el valor de  $3X_n$  en p.u., con base en 30 MVA está dado por la expresión:

$$3 X_n = \frac{3 X_n}{X_B}$$

Pero

$$X_B = \frac{(KV)^2}{MVA_b} = \frac{23^2}{30} = 17.6 \text{ ohms}$$

Por lo que:

$$3X_n = \frac{(3 \times 1.2)}{17.6} = 0.204 \text{ ohms}$$

sustituyendo los valores anteriores en la primera expresión se obtiene:

$$\mathbf{MVA_{cc}} = \frac{\mathbf{3 \times 30}}{\mathbf{3 \times 0.084 + 0.204}} = \mathbf{197 \text{ MVA}}$$

Magnitud que es del orden de la mitad del valor de 357 MVA que se obtuvo en el problema 1.

## **CAPÍTULO II**

### **CONFIGURACIÓN DE BARRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

El sistema de barras de una subestación es fundamental para definir adecuadamente el sistema ya que, que cubrirá todo el sistema de suministros de potencia. Así la selección técnica-económica de un sistema de barras debe ser considerada en relación con las necesidades del sistema de potencia como un todo.

Los principales factores que deben tomarse en cuenta en la selección de un sistema de barras son los siguientes:

- Seguridad de servicio que se quiere proporcionar en caso de falla o mantenimiento.
- Necesidad de mantenimiento continuo debido entre otros factores a la contaminación ambiental.
- Se debe considerar el crecimiento futuro del sistema de potencia en el sentido de facilitar las ampliaciones o modificaciones del sistema de barras.

- Adicionalmente se deben tener en cuenta otros aspectos, como son:
  - Necesidad de mantener el nivel de cortocircuito por debajo de los valores de los equipos.
  - La experiencia y habilidad del personal de operación y mantenimiento para manejar sistemas complejos.
  - Peligros externos, como son: rayos, animales, sabotajes, etc.

Sobre la base del análisis de los factores antes mencionados, se deben determinar los sistemas de barras técnicamente aceptables para nuestras necesidades, después de lo cual se deberá realizar un análisis económico que nos permitirá adoptar la decisión final.

El esquema de subestación seleccionado determina el arreglo eléctrico y físico del equipo de maniobra. Existen diferentes esquemas de barra cuando la importancia cambia entre los factores de confiabilidad, economía, seguridad y sencillez como lo justifican la función e importancia de la subestación.

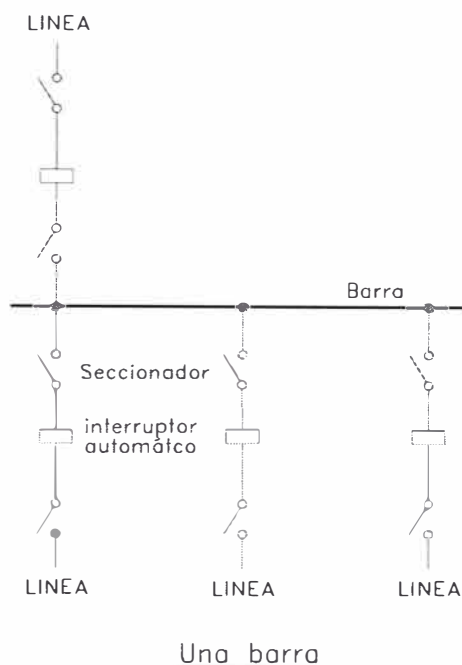
Los esquemas de barra de subestación más comunes son:

- Una barra
- Doble barra, doble interruptor
- Barra principal y de transferencia.
- Doble barra, un interruptor
- Barra anular.
- Interruptor y medio.

Algunos de estos esquemas pueden ser modificados por más interruptores de conexión de barra, dispositivos seccionadores de barra, instalaciones para derivación del interruptor y barras de transferencia adicionales.

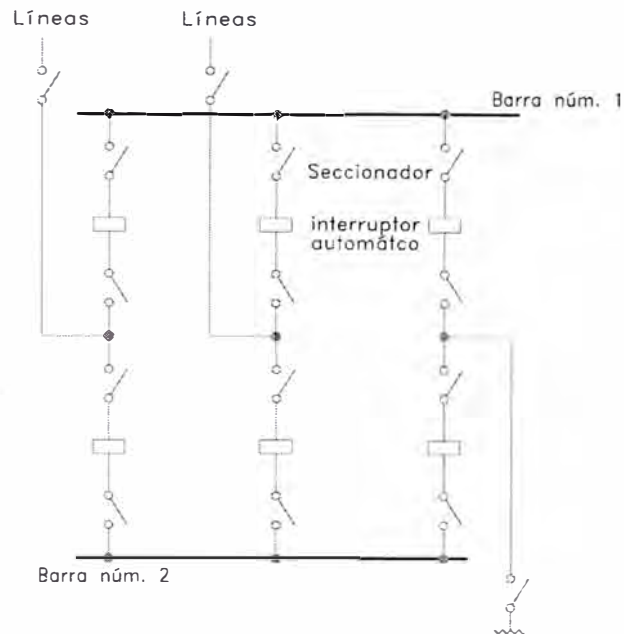
**2.1.- Una Barra.-** Normalmente, el esquema de una barra no se utiliza para subestaciones grandes; la dependencia en una barra principal puede causar una prolongada interrupción del servicio en caso de falla de un interruptor o una barra. La estación debe ser desenergizada para llevar a cabo trabajos de conservación o agregarle extensiones a la barra. Aún cuando la protección con relevadores es relativamente sencilla, el esquema de una barra es considerado como sin flexibilidad y sujeto a interrupción completa del servicio.

Fig. 7



**2.2.- Doble Barra, Doble Interruptor.-** El esquema de doble barra y doble Interruptor requiere de dos interruptores para cada circuito alimentador. Normalmente, cada circuito está conectado a ambas barras. En algunos casos, la mitad de los circuitos podría operar en cada falla; para estos casos, la falla de la barra o del interruptor podría ocasionar la pérdida de la mitad de los circuitos. La ubicación de las barras principales debe ser tal que evite que las fallas se extiendan a ambas barras. El uso de dos interruptores por circuito hace costoso este esquema, pero representa un alto nivel de confiabilidad cuando todos los circuitos se encuentran conectados para operar en ambas barras.

Fig. 8



Doble barra, doble interruptor.

**2.3 Barra Principal y de Transferencia.-** El esquema de barra principal y de transferencia añade una barra de transferencia al esquema de una barra. Un interruptor extra de conexión de barra enlazará tanto la barra principal como la de transferencia.

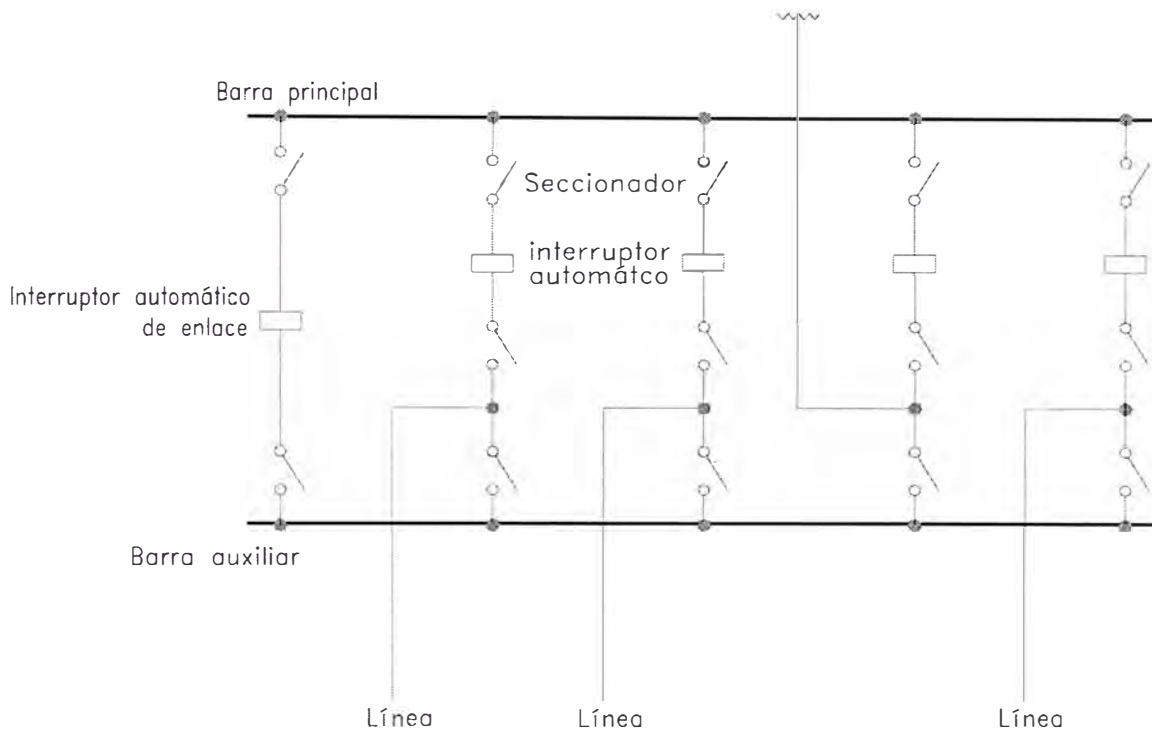
Cuando se retire un interruptor del servicio para hacerle trabajos de conservación, se utiliza el interruptor de conexión de barra para mantener energizado el circuito. A menos que los relevadores de protección también sean transferidos, la protección para conexión de barra debe ser capaz de proteger las líneas de transmisión o los generadores. Esto se considera más bien poco satisfactorio dado que la selectividad de los relevadores es deficiente.

Una alternativa satisfactoria consiste en conectar la protección con relevadores de línea y barra a los transformadores de corrientes ubicados en las líneas y no a los interruptores. Para este arreglo, no es necesario transferir la protección con relevadores de líneas y barra cuando se retire del servicio un interruptor para trabajos de conservación; con el interruptor de conexión de barra se mantiene energizado el circuito.

Si alguna vez se retira del servicio la barra principal para efectuar trabajos de conservación, no quedarán interruptores para proteger ninguno de los circuitos alimentadores. La falla de cualquier interruptor o de la barra principal puede ocasionar pérdida completa del servicio de la estación.

La operación del interruptor de desconexión con el esquema de barra principal y de transferencia puede llevar al operador a error, lesiones y posible interrupción del servicio. Aun cuando este esquema es de bajo costo y goza de gran popularidad en muchos países, no proporciona el alto grado de confiabilidad y flexibilidad requeridas por las compañías eléctricas.

Fig. 9



Barra principal y barra auxiliar

**2.4 Doble Barra, un Interruptor.-** Este esquema utiliza dos barras principales y cada circuito está equipado con dos interruptores de desconexión selectores de barras. Un circuito de conexión de barra se conecta a las dos barras principales y cuando se cierra, permite la transferencia de un alimentador de una barra a otra sin desenergizar el circuito alimentador al operar los interruptores de desconexión selectores de barra. Los circuitos pueden operar todos desde la barra principal núm. 1, o la mitad de los circuitos pueden ser operados fuera de cualquier barra. En el primer caso, la estación estará fuera

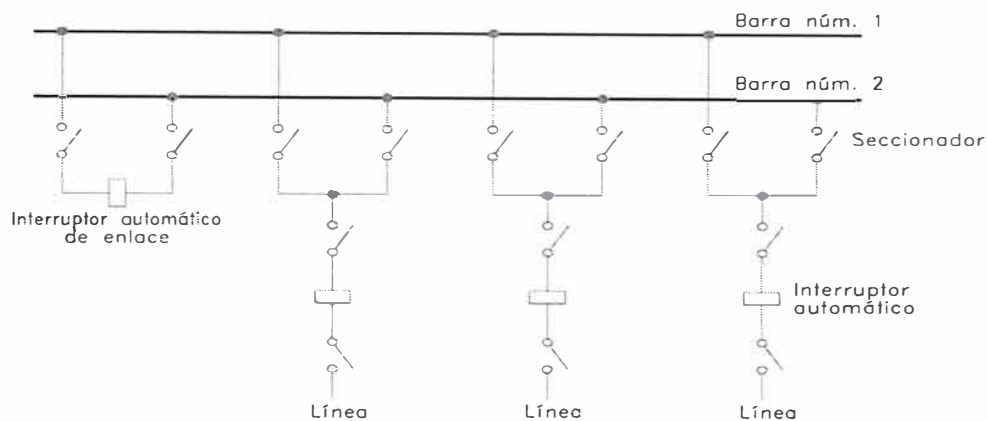


de servicio por falla de barra o de interruptor. En el segundo caso, la mitad de los circuitos se perderían por falla de barra o de interruptor.

En algunos casos los circuitos operan tanto desde la barra núm. 1 como de la barra núm. 2 y el interruptor de conexión de barra normalmente se opera cerrado. Para este tipo de operación se requiere un esquema muy selectivo de relevadores de protección de barra, para evitar la pérdida completa de la estación por falla en cualquiera de las barras.

La operación del interruptor de desconexión queda por completo comprometida, con la posibilidad de error por el operador, lesiones y posible interrupción del servicio. El esquema de doble barra y un interruptor automático es deficiente en confiabilidad y normalmente, no se utiliza para subestaciones importantes.

Fig. 10

Doble barra, un interruptor

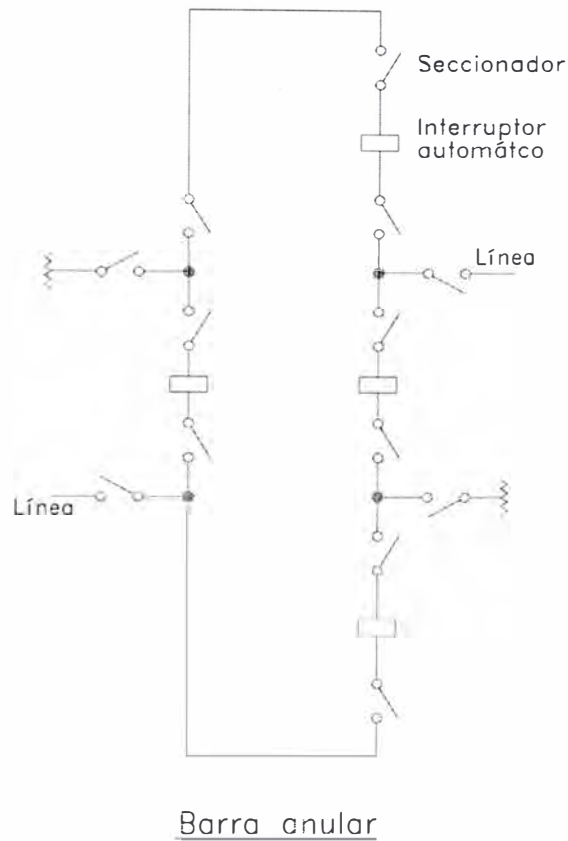
**2.5 Barra Anular.-** En el esquema de barra anular los interruptores están dispuestos en un anillo con circuitos conectados entre aquellos; hay el mismo número de los primeros que de los segundos y, durante la operación normal, todos los interruptores están cerrados. Para una falla de un circuito se abren dos interruptores y en el caso que uno de éstos no opere para normalizar la falla, será abierto otro circuito por la operación de relevadores de respaldo.

Durante trabajos de conservación en el interruptor, el anillo se abre pero todas las líneas permanecen en servicio.

Los circuitos conectados al anillo están dispuestos de modo que las fuentes sean alternadas con las cargas. Para una prolongada interrupción del servicio en un circuito, el interruptor de desconexión de línea puede abrirse y el anillo puede cerrarse. No se requieren cambios en los relevadores de

protección para ninguna de las diversas condiciones de operación o durante trabajos de conservación.

El esquema de barra anular es económico en costo, tiene confiabilidad, es seguro en su operación, es flexible, y normalmente se le considera apropiado para subestaciones importantes hasta un límite de cinco circuitos. Los relevadores de protección y el sistema de cierre automático son más complejos que los esquemas antes descritos. Es práctica común construir subestaciones principales inicialmente como barra anulares; para mas de cinco circuitos de salida, por lo general la barra anular se transforma al esquema de un interruptor automático y medio.

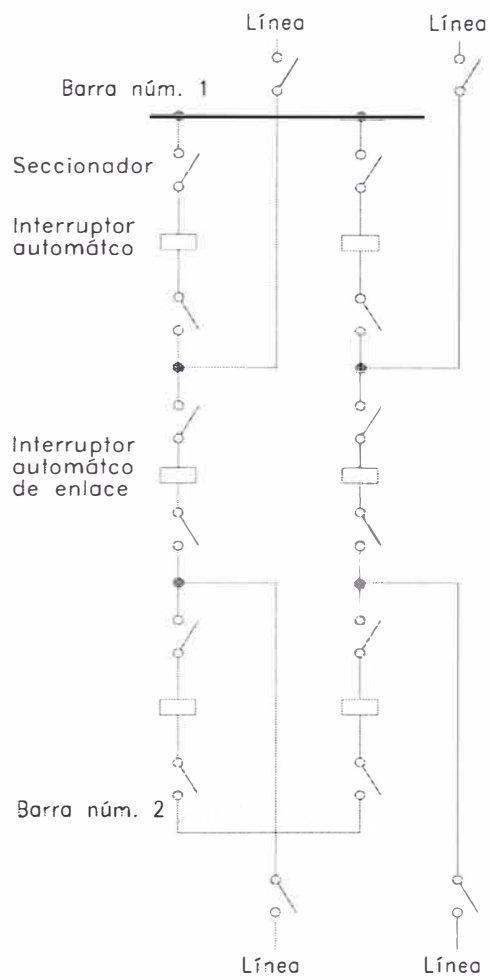
**Fig. 11**

**2.6 Interruptor y Medio.-** El esquema de interruptor y medio a veces llamado esquema de tres interruptores, tiene tres interruptores en serie entre las barras principales. Dos circuitos se conectan entre los tres interruptores y de aquí el nombre de interruptor y medio. Esta forma se repite a lo largo de las barras principales, de modo que para cada circuito se utiliza un interruptor automático y medio.

Bajo condiciones normales de operación todos los interruptores están cerrados y ambas barras están energizadas. Un circuito se abre por la apertura de dos interruptores asociados. La falla de un interruptor de conexión abrirá otro circuito más, pero no se pierde un circuito adicional si la apertura de una línea implica la falla de un interruptor de barra. Cualquiera de las barras puede ser retirada del servicio sin que este se pierda. Con fuentes conectadas en lados opuestos a las cargas, es posible operar con ambas barras fuera de servicio. Los trabajos de conservación del interruptor pueden realizarse sin pérdida del servicio, sin cambio de relevadores y operación sencilla de las desconexiones del interruptor.

El esquema del interruptor y medio es más costoso que los otros esquemas, con excepción del de doble interruptor y doble barra. Sin embargo, el esquema de interruptor y medio es superior en flexibilidad, confiabilidad y seguridad. Los esquemas de protección con relevadores y de reconexión automática son más complejos que los otros esquemas.

Fig. 12



Interruptor automático y medio

### **CAPÍTULO III**

## **EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE CONFIGURACIÓN DE BARRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.**

**3.1 Comparaciones de Confiabilidad-** Se han comparado los diversos esquemas para hacer resaltar sus ventajas y desventajas. La base de comparación que se utiliza es la justificación económica de un grado particular de confiabilidad. La determinación del grado de confiabilidad requiere de una evaluación de condiciones anticipadas de operación y la continuidad del servicio requerida por la carga a la que haya de servir. La siguiente comparación contiene un resumen de la comparación de esquemas para mostrar ventajas y desventajas.

**3.2 Arreglos Físicos-** Una vez hecha la determinación del esquema mejor adaptado para una aplicación particular de subestación, es necesario considerar el arreglo de estación que satisfaga las muchas necesidades físicas del diseño. A la disposición del ingeniero del diseño están los siguientes arreglos de estación:

- Arreglos convencionales para intemperie, de interruptor y barra tipo abierto.
- Arreglos de subestación de barra invertida.
- Subestaciones de tamaño pequeño, con revestimiento metálico de gas de hexafluoruro de azufre.

Los arreglos para intemperie de interruptor y barra tipo abierto se usan, en general, en conexión con estaciones de generación y subestaciones. La disposición y características generales de diseño de estructuras para intemperie se ven influenciadas por la función y tipo de instalación y por su capacidad, voltaje y limitaciones de superficie del terreno.

### **3.3 Criterios de Evaluación Técnico Económico**

#### **Una Barra**

##### **Ventajas.-**

- Costo mas bajo.

##### **Desventajas.-**

- La falla de la barra ó cualquier interrupción del servicio en toda la subestación
- Dificultad para cualquier trabajo de conservación
- La barra no puede ser extendida sin desenergizar por completo la subestación



- Puede usarse solo cuando las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otras medidas de alimentación

### **Doble barra, doble interruptor automatico**

#### **Ventajas.-**

- Cada circuito tiene dos interruptores automáticos para uso exclusivo.
- Tiene la flexibilidad al permitir que circuitos alimentadores se conectan a cualquier barra.
- Cualquier interruptor automático puede ser retirado del servicio para mantenimiento
- Alta confiabilidad

#### **Desventajas.-**

- El más costoso
- Perdería a la mitad de los circuitos por falta del interruptor automático si aquellos no se conectan a ambas barras.

### **Principal y auxiliar**

#### **Ventajas.-**

- Bajo costo inicial y final
- Cualquier interruptor automático puede ser retirado del servicio para mantenimiento.

- Pueden usarse dispositivos de potencial en la barra principal para protección con relevadores

**Desventajas.-**

- Requiere un interruptor automático extra para el enlace de barra.
- La conmutación es complicada cuando se de mantenimiento a un interruptor automático.
- La falla de una barra o de cualquier interruptor automático, resulta en suspensión del servicio de toda la subestación.

**Doble barra un interruptor****Ventajas.-**

- Permite un poco de flexibilidad con dos barras operadoras.
- Cualquier interruptor automático puede ser retirado del servicio para mantenimiento.
- Pueden usarse dispositivo de potencial en la barra principal para protección con relevadores.

**Desventajas.-**

- Se requiere un interruptor automático extra para el enlace de barra.
- Se requieren cuatro interruptores por circuito.
- El esquema de protección de barra puede ocasionar pérdida de subestación cuando opere, si todos los circuitos se conectan a esa barra.

- Alta exposición a fallas de barra.
- Una falla de un interruptor automático de línea saca del servicio a todos los circuitos conectados a esa barra
- Una falla del Interruptor automático de enlace de barra saca del servicio a toda la subestación.

### **Barra anular**

#### **Ventajas.-**

- Bajo costo inicial y final.
- Operación flexible para mantenimiento de interruptor.
- Cualquier interruptor automático puede ser retirado del servicio para mantenimiento sin interrumpir la carga.
- Requiere sólo un interruptor automático por circuito
- No usa barra principal.
- Cada circuito es alimentado por dos interruptores automáticos.

#### **Desventajas.-**

- Si ocurre una falla durante un periodo de mantenimiento del interruptor automático, el anillo puede separarse en dos secciones.
- La reconexión automática y la circuitería de relevadores de protección es más bien compleja.
- Si se usa un solo juego de relevadores, el circuito debe ser sacado del servicio para mantener los relevadores. (Común en todos esquemas)

- Requiere dispositivos de potencial en todos los circuitos dado que no hay punto de referencia definido de potencial. Estos dispositivos pueden requerirse en todos los caso para sincronización, línea viva o indicación de voltaje.
- Un falla del interruptor automático durante una falla en un de los circuitos ocasiona pérdida de un circuito adicional, debido a la operación de relevadores de protección de falla del interruptor automático.

### **Interruptor automatico y medio**

#### **Ventajas.-**

- La operación más flexible.
- Alta confiabilidad
- La falla de interruptor automático del lado de barra saca del servicio a sólo un circuito
- Toda la conmutación se hace con interruptor automático.-
- Operación sencilla; no se requieren seccionadores para operación normal.
- Cualquier barra principal puede ser sacada del servicio, en cualquier momento para mantenimiento.
- La falla de barra no saca del servicio a ningún circuito auxiliar.

**Desventajas.-**

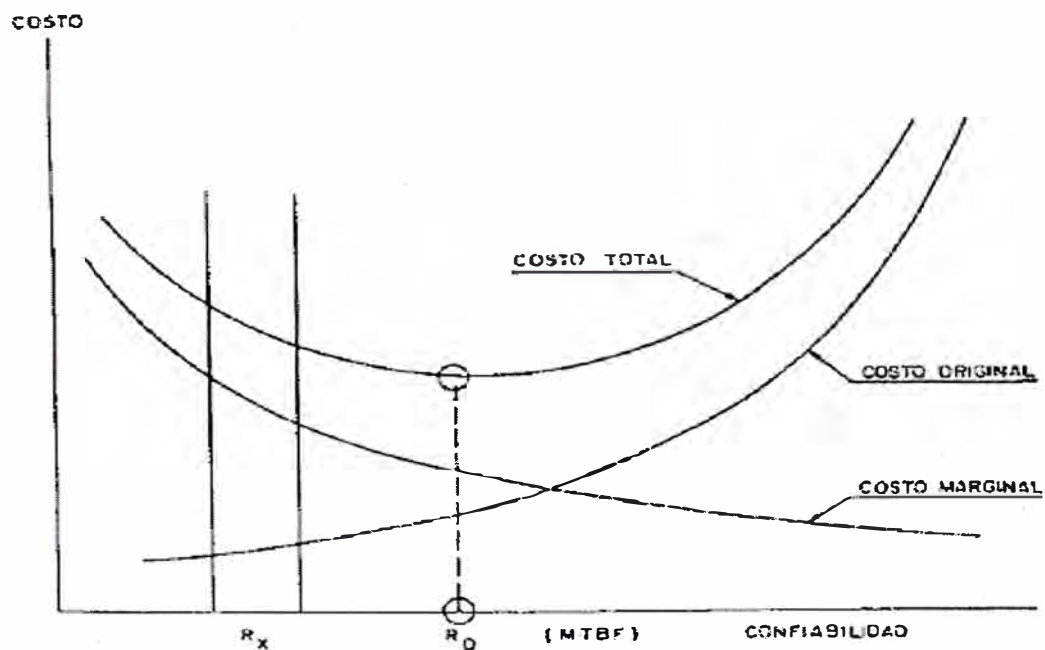
- Un interruptor automático y medio por circuito.
- La protección con relevadores y la reconexión automática intervienen un poco, dado que el interruptor automático central debe responder a cualquier de sus circuitos asociados.

**3.4 Comparación de características**

**Costos.-** Este es el requerimiento más difícil, generalmente se dice que la menor cantidad de dinero que se deba invertir implica un mejor planeamiento. Sin embargo, el costo de una subestación está constituido por el costo original (costo de equipos, del terreno y obras complementarias) más el costo marginal, el cual puede resultar de la inhabilidad de suministrar energía a los consumidores o la inhabilidad de hacer uso en la forma más eficiente de la capacidad disponible de generación durante toda la vida útil de la instalación. La Figura N° 13 ilustra una gráfica que comúnmente se utiliza para representar la relación entre el costo de la subestación y la confiabilidad expresada en el tiempo transcurrido entre fallas.

Cualquier decisión para adoptar un diseño particular de configuración en una subestación debe ser tomado con base en los requerimientos técnicos, previendo que en lo económico sea aceptable.

**Fig. 13** Curva de costos como función de la confiabilidad



$R_0$  = Punto de costo más económico para la confiabilidad del sistema.

$R_x$  = Franja del costo usualmente causado por la tendencia de minimizar el costo.

MTBF = Tiempo medio entre fallas el cual es función en cierto modo del tipo de configuración. "Mean Time Between Failures"

Cualquier ahorro efectuado por el solo hecho de ahorrar en el costo inicial se encuentra usualmente que es contraproducente en un tiempo o en otro.

Un método simplificado para comparar el costo de distintas configuraciones consiste en asignar un valor de 1,0 a los interruptores y de 0,2 a los seccionadores. Así por ejemplo si se quiere comparar para una subestación 8 circuitos, las configuraciones de doble barra e interruptor y medio, se procede de la siguiente forma:

Doble barra:	8 + 1 interruptores	= 9
	24 + 2 seccionadores	= 26
	Valor comparativo	= 9 + 26(0,2) = 14,2
Interruptor y medio	8 x 1,5 interruptores	= 12
	8 x 4 seccionadores	= 32
	Valor comparativo	= 12 + 32(0,2) = 18,4

La cual significa que la configuración en interruptor y medio para una subestación con 8 circuitos es aproximadamente 29,6% más costosa que la configuración de doble barra.

Con base en esta metodología se puede asignar un valor comparativo a cada tipo de configuración en función del número de circuitos o campos,  $n$ , de la siguiente forma:

- Una barra  $1.4n$
- Barra principal y de transferencia.  $1.6n + 1.4$
- Doble barra, doble interruptor  $2n + 4.2$
- Doble barra, un interruptor  $2n + 2.8$
- Interruptor y medio  $2.3n$

- Barra anular.

1.6n

La anterior metodología tiene fines comparativos solamente. Para poder efectuar un presupuesto detallado es necesario conocer el valor FOB puerto de embarque del equipo más el costo del transporte, seguros y su montaje por un lado, y por el otro el costo del terreno, su adecuación y las obras civiles necesarias.

**TABLA 10 Comparación de características**

	<b>Barra Simple</b>	<b>Barra Principal y de Transferencia</b>	<b>Doble Barra Un Interruptor</b>	<b>Interruptor y Medio</b>	<b>Barra Anular</b>
Seguridad de servicio	Poca	Regular	Buena	Muy Buena	Muy Buena
Facilidad de mantenimiento	Poca	Regular	Buena	Muy Buena	Muy Buena
Ampliación	La subestación sale de servicio por poco tiempo	La subestación sale de servicio por poco tiempo	La subestación no sale de servicio	La subestación no sale de servicio	La subestación sale de servicio parcialmente
Espacio	Poco	Regular	Bastante	Bastante	Bastante
Conexiones en la Instalación	Simples	Simples	complicadas	complicadas	complicadas
Costo Para 8 circuitos	55%	70%	100%	91%	63%



## **CAPÍTULO IV**

### **SELECCIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA**

**4.1 Componentes de una Subestación.-** Los equipos eléctricos en una subestación típica pueden incluir lo siguiente:

- Interruptores
- Seccionadores
- Conmutadores de puesta a tierra
- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión capacitiva
- Capacitores de acoplamiento
- Filtros de líneas
- Pararrayos
- Transformadores de potencia
- Reactores en derivación
- Reactores limitadores de corriente
- Barras y aisladores de estación

- Sistemas de puesta a tierra
- Capacitores en serie
- Capacitores en derivación

A partir del estudio de mercado de la zona donde se va a ubicar la subestación que se diseña, se debe definir claramente en el tiempo las etapas de equipamiento de la subestación, a saber:

- Número de llegadas en alta tensión
- Número de transformadores
- Números de salidas en baja tensión

Normalmente esta información es elaborada y/o confirmada por las áreas de planeamiento de la compañía de servicio público o del usuario en caso de una instalación particular.

La preparación del esquema unifilar será con la información obtenida y con un adecuado conocimiento de las ventajas y desventajas del equipo a emplear, se deberá confeccionar el esquema unifilar de la subestación que se diseña. Es una tarea sumamente importante y cada decisión debe ser analizada detenidamente.

A continuación se analizan los diferentes componentes que conforman una subestación y que deben ser definidos en el esquema unifilar.

## 4.2 Interruptores

El objeto de un interruptor es cortar las corrientes de carga y las de cortocircuito en el menor tiempo posible. Normalmente el interruptor no funciona como seccionador en el sentido de aislar visualmente el circuito. Los interruptores han evolucionado con la tecnología de manera tal que pueden ser de los siguientes tipos:

- Interruptores de gran volumen de aceite
- Interruptores de mínimo volumen de aceite
- Interruptores de aire comprimido
- Interruptores de soplo magnético
- Interruptores de vacío
- Interruptores de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)

En este punto se mencionará los interruptores que actualmente se están empleando en el desarrollo de la Ingeniería de Diseño de Subestaciones:

### 4.2.1 Interruptores en vacío

En este caso la interrupción del arco se efectúa en el vacío. Se tiene un determinado número de interruptores conectados en serie, se los está utilizando en número creciente en sistemas de distribución.

La interrupción de una corriente en un medio en donde se ha hecho un alto grado de vacío tiene un fenómeno en el que el arco se comporta sustancialmente diferente de la interrupción en otro medio.

En su forma más simple un interruptor que trabaja con este principio de funcionamiento está constituido por un recipiente de material aislante, en este recipiente se encuentran montados los contactos fijo y móvil, el contacto móvil es controlado del exterior por medio de una varilla aislante que se apoya en dispositivo especial que permite el movimiento. Si se supone que se quiere interrumpir una corriente alterna de un valor relativamente pequeño cuando un contacto se separa del otro que se encuentra a potencial negativo (cátodo) se forma un mecanismo del tipo catódico que origina una pequeña descarga hacia el otro contacto que se encuentra a potencial positivo (ánodo) y emite iones positivos bajo la forma de vapor del electrodo del metal que constituye el electrodo mismo, este vapor se forma por efecto de la elevada temperatura en la superficie de la zona interesada del contacto.

Al primer paso de la corriente por cero el arco se extingue de tal forma que la rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente dada la escasez de partículas conductoras.

#### **4.2.2 Interruptores en exafloruro de azufre**

El elemento extintor en este interruptor es el gas SF<sub>6</sub> Este gas tiene propiedades de alta rigidez dieléctrica, equivalente al aceite a 300p.s.i. y un alto coeficiente de conducción del calor. Además el SF<sub>6</sub> es electronegativo, lo cual significa que tiene una gran afinidad para capturar electrones.

Desde hace algunos años se encuentra en el mercado estos interruptores en los que el medio de extinción del arco está constituido por SF<sub>6</sub>, este es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido a que reúne dos requisitos fundamentales:

- Un elevado valor de rigidez dieléctrica
- Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico

La rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub> a la presión atmosférica es 2 ó 3 veces mayor de la del aire y su valor a una presión de 3 kg/cm<sup>2</sup> es comparable con el del aceite mineral tratado.

### **4.3 Seccionadores**

Es un elemento que trabaja en vacío y sirve para aislar visualmente secciones o equipos dentro de la subestación para propósitos operativos y de mantenimiento, básicamente consiste en un brazo metálico aislado de tierra que une o aísla dos puntos del circuito.

Existen varios tipos disponibles y su elección depende del espacio disponible y de la tensión de servicio.

Los seccionadores deben sin embargo ser capaces de transportar la corriente plena de cortocircuito.

### **4.3.1 Seccionadores bajo carga**

El seccionador bajo carga es un equipo de maniobra, diseñado para abrir y cerrar corriente de carga. Normalmente se diseñan para cerrar sobre corrientes de cortocircuito, pero no para abrirlas.

Los seccionadores bajo carga normalmente consiste de una unidad de corte de arco más una unidad de seccionamiento.

En operación se usa normalmente en serie con un interruptor de potencia, el cual sólo operará en condiciones de fallas.

Vale la pena mencionar que se ha desarrollado recientemente un seccionador bajo carga que además posee un limitado poder de ruptura, tal es el caso del CIRCUIT SWITCHER de la Compañía S & C, que por ejemplo para niveles de 138 KV puede ofrecer un poder de ruptura de 1000MVA. Es una solución conveniente y económica para los caso de bajos niveles de cortocircuito.

## **4.4 Transformadores de Potencia**

Los transformadores de potencia se constituyen en un elemento principal en toda subestación, desde que una de las funciones de la subestación es la de distribuir energía a diferentes niveles de tensión, es necesario considerar y especificar las características del transformador de potencia. En este sentido se deben definir los siguientes puntos:

#### **4.4.1 Transformadores monofásicos o trifásicos**

Uno de los factores que determina el empleo de transformador monofásico ó trifásico es el transporte, se debe decidir por los transformadores monofásicos en algunos casos extremos transportar el transformador trifásico en partes para ser ensamblado en sitio. Así mismo, otro factor importante es la capacidad de reserva que se tiene que asignar a la subestación, tal es así que se opta por emplear transformadores monofásicos para conexiones en delta abierto en casos del sistema de distribución y sistemas con cuatro transformadores monofásicos con una de reserva.

#### **4.4.2 Grupo de conexión**

En sistemas de transmisión siempre es necesario poner a tierra el sistema, por lo que se debe definir el grupo de conexión de los transformadores, teniendo en cuenta la necesidad de poner a tierra el sistema y/o instalarlo o en instalaciones que requieran efectuar la puesta en paralelo con otros existentes.

#### **4.4.3 Regulación de tensión**

Existen dos alternativas que es necesario definir: regulación en vacío o regulación bajo carga. Esto depende del tipo de carga , del rango de variación de tensión que se espera tener y de la calidad de servicio que se propone dar.

#### **4.4.4 Tipo de enfriamiento.**

Normalmente los transformadores de las subestaciones se refrigeran con aceite, por convección natural, a diferencia de transformadores ubicados en centrales hidroeléctricas los que a menudo se enfrían por agua.

Adicionalmente pueden usarse ventiladores para ventilación forzada y así aumentar la capacidad de transformación en aproximadamente un 25%.

### **4.5 Transformadores de Medida**

#### **4.5.1 Transformadores de Corriente**

En las subestaciones se usan transformadores de corriente con el objeto de obtener corrientes secundarias proporcionales a las primarias, para propósitos de medición y protección. Como ya se ha indicado anteriormente, la forma de montaje de transformadores de corriente dependerá del tipo de interruptor de potencia que se utilice.

Se puede montar, ya sea en los bushings de los interruptores o en forma separada. Los transformadores de corriente pueden montarse igualmente en los bushings de los transformadores de potencia o en los terminales de cables.

No siempre es posible utilizar los transformadores de corriente tipo bushing, esto depende de la precisión y consumo requerido.

Los transformadores de corriente, construidos como unidades independientes, pueden ser de dos tipos, a saber: El tipo tanque y el tipo invertido.



En el primero de ellos, la barra de alta tensión que constituye el bobinado primario, es llevada casi hasta el nivel del piso, adoptando la forma de "U" y donde se ubican los núcleos y bobinados secundarios del transformador de corriente, en el segundo tipo, el bobinado primario constituido por una barra recta alrededor del cual se colocan los bobinados secundarios (ver anexo 1)

#### **4.5.2 Transformadores de Tensión**

Al igual que los transformadores de corriente los transformadores de tensión son utilizados para propósitos de medición y protección.

Existen 2 tipos principales, a saber transformadores electromagnéticos o inductivos y transformadores electrostáticos, o capacitivos. El segundo tipo ha encontrado gran utilización en subestaciones de alta y extra alta tensión, teniendo la ventaja adicional de servir para la inyección de señales al sistema de comunicaciones de onda portadora.

#### **4.6 Protección**

Protección de una Subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla.

Existen muchas causas que pueden perturbar el servicio normal de los transformadores, barras y redes eléctricas. Para formarse una idea de la complejidad de esta cuestión, solamente se enunciará algunas de ellas:

perforaciones en los aislantes de máquinas y cables, producidos por envejecimiento, por corrosión o por calentamiento, descargas atmosféricas y sobretensión interior, Influencias de animales: por ejemplo roedores que corroen cables, gatos que producen cortocircuitos entre barras, pájaros que provocan cortocircuitos en las líneas aéreas.

Factores humanos, como apertura de un Seccionador bajo carga, falsas maniobras, exceso de carga conectada a la línea, por lo que los generadores y transformadores han de trabajar en condiciones anormales. Puesta a tierra intempestiva, producidas por la humedad del terreno.

Todas las perturbaciones que se ha enumerado y otras más que no se ha citado pueden reducirse a cuatro grupos principales, que son:

**Cortocircuito**, que se produce cuando hay conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase en una conducción eléctrica. Los cortocircuitos aumentan extraordinariamente la intensidad de la corriente que atraviesa un circuito eléctrico.

Los cortocircuitos tienen efectos desastrosos sobre las maquinarias y líneas eléctricas y, por esta razón deben remediarse rápidamente pues, de lo contrario, deterioran los conductores de las líneas eléctricas y llegan a destruir las máquinas eléctricas.

Se dice que un circuito ésta sobrecargado cuando el circuito trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la que esta proyectada.

**Sobrecarga**, no debe confundirse los conceptos “cortocircuitos” y “sobrecarga” el primero se caracteriza por un aumento prácticamente instantáneo y muchas veces mayor de la intensidad de corriente que pasa por un circuito, mientras que la sobrecarga está caracterizada por un aumento de cierta duración y algo mayor que la intensidad de corriente nominal. Por lo tanto las protecciones para ambos tipos de perturbación tienen diferentes características.

Aunque no tan espectaculares como en el caso de los cortocircuitos los efectos de las sobrecargas pueden resultar también nocivos para máquinas y conductores pues provocan, sobre todo, calentamiento indeseable que a la larga pueden producir perforaciones en los aislantes.

**Subtensión**, aparece cuando por alguna causa, la tensión en la Subestación es menor a la nominal, la Subtensión puede ser perjudicial por que la carga conectada a la red no puede disminuir su potencia y al ser la tensión menor de la prevista compensa este efecto con una mayor intensidad absorbida, es decir, con una sobreintensidad.

**Sobretensión**, es lo contrario a la subtensión, es decir, una tensión en la subestación mayor que la nominal con el consiguiente riesgo de perforación de los aislantes, peligro para el personal.

**Precio.-** El precio de una protección es un factor relativamente poco importante, si se compara con el costo del resto del equipo de la instalación, por lo que debe adquirirse la mejor calidad posible.

**4.6.2 Aparatos de protección.-** En esta área el diseño de subestaciones toca un campo que es en sí mismo una especialidad. Históricamente los relés usados en la protección de subestaciones han sido los del tipo electromecánico, los que han sido a través de los años, aparatos no caros y muy confiables.

En los últimos años sin embargo, se han introducido los relés de tipo Multifunción que están diseñado para proteger a los equipos asociados a la subestación, esta unidad de protección es un equipo de tecnología avanzada basado en microprocesadores, para protección de sistemas de Generación, Transformación y Distribución de energía eléctrica. Estas unidades de protección ofrecen características singulares de monitoreo, medición y características de control programable que expanden los límites de protección proporcionados comúnmente por múltiples aparatos de función única. Además estas unidades de protección contarán con un alto grado de confiabilidad y seguridad para continuidad del servicio al sistema eléctrico, así como su selectividad y rapidez a la respuesta ante una falla, tanto para la protección primaria como la de reserva.

Cabe señalar en que la protección de sistemas de potencia en general y en su aplicación las subestaciones en particular, debe ser considerada como

una prima de seguro que se gasta con el objeto de proteger a las instalaciones de daños, cuyas consecuencias socio económica serán muy graves, en caso de no limitarlas al mínimo. En este sentido el costo de los sistemas de protección debe ser un porcentaje razonable del costo de las instalaciones que se quiere proteger y los sistemas de protección deberán ser escogidos maximizando la protección que puede adquirirse con el dinero disponible.

Aquí nos limitaremos a hacer una relación sucinta de los tipos de protección que puede aplicarse para los principales elementos de subestación:

#### **4.6.3 Protección de alimentadores.**

Se pueden aplicar solas o en combinaciones las siguientes protecciones:

- **Protección de sobrecorriente** de tiempo inverso o de tiempo independiente de la corriente.
- **Protección de distancia**, la cual puede estar complementada por una acción acelerada, vía onda portadora, especialmente cuando se quiere aplicar recierre, por consideraciones de estabilidad.
- **Protección diferencial** por cable piloto cuando se trata de tramos cortos y líneas de importancia.
- **Protección direccional** de sobrecorriente para la protección de alimentadores en anillo.

#### 4.6.4 Protección de transformadores.

Como se sabe, los transformadores de potencia son dispositivos estáticos que se encuentran totalmente encerrados y sumergidos en aceite de tal manera que una falla debe ocurrir muy raramente; sin embargo, cuando ocurren algunas fallas como:

- Fallas en el equipo auxiliar que es parte del transformador.
- Fallas en la parte interior del transformador (devanados y conexiones)
- Sobrecargas y cortocircuitos externos.

Debido a que las consecuencias de estas fallas pueden ser severas, es necesario aislarlas lo mas pronto posible, para el cual se aplican las siguientes protecciones:

- Protección externa del transformador:
  - Protección de sobrecorriente de tiempo inverso o de tiempo independiente de la corriente.
  - Protección diferencial
- Protección interna del Transformador:
  - Protección térmica secundaria
  - Protección de imagen térmica
  - Protección Buchholz
  - Máxima temperatura y mínimo nivel de aceite.

#### **4.6.5 Protección de barras**

Se aplica solamente en las subestaciones importantes y es del tipo diferencial, el cual debe reunir las características de una alta selectividad combinada con un tiempo rápido de disparo

#### **4.6.6 Protección contra sobretensiones**

Se utilizan pararrayos del tipo óxidos metálicos los que constituyen resistencias no lineales.

Adicionalmente se utilizan cuernos (gaps)

Para el caso de descargas directas sobre la subestación se recurre a cables de guarda y/o pararrayos tipo mastil.

#### **4.6.7 Aparatos de medición**

Los aparatos de medición se utilizan con fines de:

- Control de los parámetros del sistema (A, V, W,  $\text{COS}\Phi$ )
- Estadísticos (KWhr - KVARhr, Voltímetros registradores)
- Tarificación (KWhr - KVARhr, máxima demanda en KW o KVA)

Los aparatos de medición pueden ser de 3 tipos:

- Indicadores
- Registradores
- Integradores

Dependiendo de como va a ser operada la subestación y del tipo de tarifa a aplicarse se debe decidir sobre los aparatos de medición a instalarse. Igualmente en coordinación con el Centro de Despacho, se debe decidir que parámetros van a ser telemedidos.

#### **4.7 Servicios Auxiliares**

Se entiende por servicios auxiliares, las instalaciones para el suministro de potencia en baja tensión que permita la operación de la subestación, tanto en condiciones normales como en condiciones de falla.

En este sentido existen dos tipos de servicios auxiliares:

- En corriente alterna
- En corriente continua

**4.7.1 Servicios auxiliares en corriente alterna.-** Típicamente esta constituido por un transformador de distribución, el cual es alimentado desde el nivel de menor tensión existente en la subestación. En las subestaciones importantes muchas veces es necesario poseer una alimentación alternativa desde un punto ajeno a la subestación, a veces se incluye, en el caso, de subestaciones de gran importancia, un grupo electrógeno de emergencia.

La energía se distribuye desde un tablero de distribución y las cargas que se alimentan son entre otras, las siguientes:

- Alumbrado interior y exterior



- Mando motorizado de interruptores y seccionadores
- Rectificadores
- Tomas de fuerza
- Calefacción,

En vista de la importancia de una rápida detección y señalización de falta de tensión, se utiliza para este fin un relé de mínima tensión,

#### **4.7.2 Servicios auxiliares en corriente continua**

La fuente de corriente continua está formada por un rectificador cargador, el cual trabaja en paralelo con un banco de acumuladores. En funcionamiento normal el rectificador alimenta directamente la carga en c.c. y los acumuladores solamente operan en caso que el suministro en corriente alterna sea suspendido.

Se tiene un tablero en corriente continua desde donde se distribuye la energía y las cargas que se alimentan entre otras, son las siguientes:

- Tensiones de control, señalización y mando
- Mando motorizado de interruptores y seccionadores
- Tensiones de señalización y alarmas acústicas y/o visuales
- Iluminación de emergencia.

Normalmente se instalan relés de mínima tensión para detectar la falta de tensión y señalar esta anomalía. Igualmente se debe detectar la puesta a tierra de uno de los polos del sistema de corriente continua.

## 4.8 Pararrayos

### 4.8.1. Selección de los pararrayos según la tensión nominal

La Tensión Nominal es la tensión que puede aplicarse permanentemente a los bornes del pararrayos y depende del nivel de aterramiento del sistema. En sistema con neutro aterrado, la tensión de la red, en el lugar de la instalación del pararrayos, es generalmente inferior a la tensión nominal de la red.

Los pararrayos se conectan entre los conductores de fase y tierra. En este caso, la tensión fase a tierra determina la solicitud del pararrayos a la frecuencia de servicio. Esta tensión se calcula multiplicando la tensión máxima de servicio de la red por el Coeficiente de Puesta a Tierra

Ejemplo numérico:

Tensión máxima de servicio: 245 kV

Coeficiente de puesta a tierra: 0.8

Tensión nominal del pararrayos:  $0.8 \times 245 = 196$  kV

Luego, en las características de las tablas proporcionadas por el fabricante se busca la tensión de igual o mayor inmediato valor superior.

Se enunciará otro ejemplo real: selección de pararrayos de la S.E. Chupaca 33/13.2kV -5MVA, ubicado en la ciudad de Huancayo.

La zona del proyecto se caracteriza por ser de alta actividad de tormentas eléctricas, por lo que es necesario la instalación de pararrayos en las subestación de potencia, como protección de los transformadores de potencia.

Para obtener los mayores márgenes de protección hacia los equipos contra sobretensiones internas y externas del sistema, los pararrayos que se utilizarán en este sistema eléctrico serán de óxido metálico tipo estación.

El procedimiento para la determinación de las características que deberá tener el pararrayos es el siguiente:

- Primero se determina el MCOV (Tensión máxima de operación permanente)
- Con el MCOV y los datos de catálogo del fabricante se determinan las demás características del pararrayos.
- Luego se verificará el valor máximo de sobretensión temporal.

Criterios empleados para la selección de Pararrayos

- Según recomendaciones de la IEE GUIDE FOR THE APPLICATION OF METAL-OXIDE SURGE Std C62.22-1997
- Según criterios de operatividad de Electrocentro, según recomendaciones del Ing. Luis Rivera Supervisor por parte de la S.E. Chupaca.
- Bajo los criterios de Electrocentro según cálculos de la supervisión de ABB

### **Selección de Pararrayos**

**Según recomendaciones de la IEE GUIDE FOR THE APPLICATION OF METAL-OXIDE SURGE Std C62.22-1997**

- a.- **Tensión máxima de operación permanente (MCOV): La definición del MCOV de los pararrayos de óxido metálico, según la IEE GUIDE FOR THE APPLICATION OF METAL-OXIDE SURGE STD C62.22-1997:**

es el máximo voltaje rms a frecuencia industrial que será aplicado continuamente entre los terminales del pararrayos.

Este valor se calcula mediante la siguiente expresión, considerando que el pararrayos estará sometido a una sobretensión temporal indefinidamente:

$$MCOV \geq F_{st} * f_s * V_n$$

Donde:

F<sub>st</sub>: Factor de sobretensión temporal.

0.72 para sistemas de 4 hilos multiterrados ( 1.25 de Vfase)

0.81 para sistemas de 3 hilos solidamente puesto a tierra, baja impedancia ( 1.4 de Vfase)

1.0 para sistemas de 3 hilos, estrella o delta aislado , alta impedancia (1.73 de Vfase)

f<sub>s</sub>: Factor de mayor variación de tensión en condiciones normales de operación que varia entre 1.0 a 1.06

V<sub>n</sub> : Es la tensión nominal entre fases del sistema en kV rms.

Entonces:

$$MCOV = 1.0 * ( 1.05 * 33 ) \text{ kV}$$

$$MCOV = 34.65 \text{ kV}$$

Pero según la STD C62.22-1997, se pueden emplear pararrayos de menor MCOV si la falla que origina la sobretensión temporal (falla línea a tierra) es limitada a un tiempo máximo de despeje.

Este valor se calcula mediante la siguiente expresión:

$$MCOV \geq F_{ST} * \frac{(f_s * V_n)}{T}$$

**donde:**

T: La sollicitación de las sobretensiones temporales.

Entonces, considerando que la falla línea a tierra será despejada máximo en 100 segundos, además se tiene que T=1.27:

$$MCOV = 1.0 * ( 1.05 * 33 ) / 1.27 \text{ kV}$$

$$MCOV = 27.28 \text{ kV}$$

#### **b. Características de catálogo del Pararrayos**

El valor del MCOV nos permite elegir en catálogo del fabricante, un pararrayos cuya tensión máxima de operación permanente, sea de nivel igual o inmediato superior a 27.28kV.

Del catálogo de COOPER se obtiene los siguientes valores:

- Tensión máxima de operación permanente (MCOV)  
V<sub>mcov</sub> : 27.5KV.
- Tensión Nominal (Arrester rating)  
V<sub>np</sub> : 33.0kV.
- Máxima sobretensión temporal en 1s (TOV)  
V<sub>tov</sub> : 38.5kV.

- Tensión de cebado con onda 1.2/50 $\mu$ s  
(Front-of wave protective level crest) Va: 102kV.
- Tensión de cebado con sobretensiones de maniobra  
(maximum switching surge protective level Kv crest) Vmmt:70.2kV.
- Tensión residual para onda de 10Ka, 8/20  $\mu$ s Vp: 86.9kV.

Esta alternativa debe ser conjugada con la instalación de un relé Multifunción de alta sensibilidad que detecte corrientes del orden 30mA producidas por las fallas Fase Tierra ( del orden de los 70mA) y abrir el sistema.

**Según criterios de operatividad de Electrocentro, según las recomendaciones del Ing. Luis Rivera, Supervisor de la S.E. Chupaca.**

Para el sistema Delta en 33kV, Electrocentro sugiere que el valor del MCOV sea similar a la tensión nominal del sistema, a fin de evitar el funcionamiento inadecuado del pararrayos al presentarse fallas Fase-Tierra. Este criterio es válido operacionalmente, pero no tiene ningún tipo de seguridad tal como se ha comprobado en los accidentes ocurridos en las ciudades de Arequipa y Lima en sistemas en Delta n 10kV que han ocasionado lamentables pérdidas humanas.

- Tensión máxima de operación permanente ( MCOV)  
Vmcov : 34.0KV.

- Tensión Nominal (Arrester rating)  $V_{np}$ : 42.5kV
- Máxima sobretensión temporal en 1s (TOV)  $V_{tov}$ : 47.6kV.
- Tensión de cebado con onda 1.2/50 $\mu$ s  
(Front-of wave protective level crest)  $V_a$  121kV.
- Tensión de cebado con sobretensiones de maniobra  
(maximun switching surge protective level kV crest)  $V_{mmt}$ :89.3kV.
- Tensión residual para onda de 10KA, 8/20  $\mu$ s  $V_p$ : 102.0kV

### **Bajo los criterios de Electrocentro, según cálculos de la supervisión de ABB**

Según la estrategia operacional de Electrocentro, si se requiere mantener el sistema operativo en 33kV, en delta, solo operando las fases no falladas, la recomendación es que:

$$\mathbf{V_{mcov} > V_{nominal} * 1.05 \text{ ( 5\% de sobretensión típica)}}$$

$$\mathbf{V_{mcov} > 33*1.05kV.}$$

$$\mathbf{V_{mcov} > 34.65kV.}$$

Según el catálogo de COOPER el valor recomendado es  $V_{moc}$  : 36.5kV.

- Tensión máxima de operación permanente (MCOV)  
 $V_{mcov}$  : 36.5KV.
- Tensión Nominal (Arrester rating)  $V_{np}$ : 45.0kV.
- Máxima sobretensión temporal en 1s (TOV)  $V_{tov}$ : 51.1kV.
- Tensión de cebado con onda 1.2/50 $\mu$ s

(Front-of wave protective level crest)  $V_a$ : 130kV.

- Tensión de cebado con sobretensiones de maniobra

(maximum switching surge protective level Kv crest)  $V_{mmt}$ : 89.9kV.

- Tensión residual para onda de 10kA, 8/20  $\mu$ s  $V_p$ : 111.0kV.

### Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento, es el proceso de correlacionar los esfuerzos eléctricos a los que se someten los equipos al aplicarse las sobretensiones previstas, con los niveles de protección ofrecidas por los pararrayos.

Se debe verificar los siguientes márgenes de protección recomendadas por ANSI C62.2

- a- Margen en el tramo de las ondas cortadas

$$M_a = \frac{BIL.del.equipo * 1.15}{V_{del.pararrayos}} \geq 1.20$$

- b- Margen en el tramo de las ondas plenas tipo rayo

$$M_a = \frac{BIL.del.equipo}{V_p.del.pararrayos} \geq 1.20$$

- c- Margen en el tramo de las ondas tipo maniobra

$$M_a = \frac{BIL.del.equipo * 0.83}{V_{mmt}del.pararrayos} \geq 1.20$$

calculando las alternativas planteadas tenemos, los márgenes de protección  $M_a$ ,  $M_b$  y  $M_c$  siguientes:



<b>Alternativa</b>	<b>Pararrayos</b>	<b>Ma</b>	<b>Mb</b>	<b>Mc</b>	
1	27.5kV	2.82	2.87	2.96	OK
2	34 kV	2.37	2.45	2.32	OK
3	36.5kV	2.21	2.25	2.31	OK

Por lo tanto, se comprueba que las tres alternativas cumplen con las exigencias de las normas.

#### **4.8.2 Selección de los pararrayos según el nivel de aislamiento de la instalación**

En la mayoría de los casos, el nivel de protección de un pararrayos elegido según la tensión nominal, se encuentra considerablemente por debajo del valor necesario para la protección de una instalación. Cabe pues la posibilidad de prever pararrayos con una tensión nominal más elevada, de tal forma de conseguir una mayor reserva para los estados de servicio excepcionales. Para la determinación de la tensión nominal se parte por lo tanto del Nivel de Aislamiento de la instalación.

Con el fin de que el material esté perfectamente protegido, el Nivel de Protección debe ser elegido en aproximadamente un 20 a un 30% por debajo del nivel de aislamiento de la instalación. Con el nivel de protección quedan determinadas la Tensión de Cebado al Impulso 100% y la tensión residual. Los demás datos del pararrayos pueden obtenerse de la tablas del catalogo del fabricante.

Ejemplo numérico

Tensión máxima de servicio: 245 kV Nivel de aislamiento: 950 kV pico

Nivel de protección :  $0.7 \times 950 = 665$  kV pico

Luego, en las características de las tablas proporcionadas por el fabricante se busca la tensión de igual o inmediato superior.

#### **4.8.3 Selección de los pararrayos según prescripciones, normas o recomendaciones para la coordinación de aislamiento**

Las normas internacionales y nacionales para la coordinación del aislamiento define, para una cierta tensión nominal, el nivel de aislamiento, el nivel de protección y la tensión nominal del pararrayos.

#### **4.8.4 Distancia de protección de los pararrayos**

El efecto de la protección del pararrayos está limitado en el espacio y puede determinarse esta extensión mediante la fórmula:

$$L = \frac{v * (Na - Np)}{2 S}$$

donde:

Na = Tensión de impulso del aparato a proteger (kV pico)

L = Extensión de protección (medida en m a lo largo del conductor)

Np = Nivel de protección del pararrayos

v = Velocidad de propagación de las ondas (m/us)

v línea = 300 m/us

$$v \text{ cable} = 150 \text{ m/us}$$

S = Pendiente de frente de onda de llegada

$$\text{Línea no protegida } S = \text{máx. } 1000 \text{ kV/us}$$

$$\text{Línea protegida por cable de guarda } S = \text{máx. } 500 \text{ kV/us}$$

Los resultados obtenidos de este modo son suficientemente precisos en todos los casos prácticos. La distancia de protección aumenta por lo tanto con la diferencia entre el nivel de aislamiento y el nivel de protección del pararrayos. Por esta razón a menudo se utiliza el nivel de protección bajo de los pararrayos modernos, más bien para aumentar la distancia de protección que para reducir el nivel de aislamiento.

Ejemplo numérico:

Tomando los datos del ejemplo numérico anterior:

$$N_a = 950 \text{ kV pico}$$

$$N_p = 665 \text{ kV pico}$$

Suponemos que es una línea aérea no protegida con cable de guarda:

$$v = 300 \text{ m/us}$$

$$s = 1000 \text{ kV/us}$$

Entonces

$$L = \frac{300 \times (950 - 665)}{2 \times 1000} = 42.75$$

#### **4.8.5 Nivel de protección.**

Es el mayor de los siguientes valores:

- Tensión de cebado al impulso de frente escarpado, dividida por 1.15
- Tensión de cebado al impulso 1.2/50us.
- Tensión residual con corriente de descarga nominal.

En los pararrayos modernos estos valores son aproximadamente de la misma magnitud.

#### **4.8.6 Tensión de cebado al impulso.**

Es el valor más elevado de la tensión que aparece en los bornes del pararrayos, antes de la descarga de corriente, durante la aplicación de un impulso de forma de onda y polaridad dadas. Este valor se determina por medio de 10 impulsos positivos y 10 impulsos negativos de 1.2/50us.

#### **4.8.7 Tensión Residual**

Es la caída de tensión más elevada que se produce en el pararrayos durante el paso de una corriente de descarga. Este valor se determina mediante 20 impulsos de corriente como mínimo, de forma de onda 8/20us, cuyos valores se encuentran uniformemente repartidos en un campo de 0.5 a 2.0 veces la corriente nominal.

#### 4.8.8 Tensión de cebado al impulso de frente escarpado.

Es el valor más elevado de la tensión que aparece en los bornes del pararrayos, antes de la descarga de corriente, durante la aplicación de un impulso con pendiente de frente dada (lineal).

#### Algunas Definiciones.

- **Tensión Nominal.** Es el valor eficaz máximo de la tensión, a la frecuencia de servicio, aplicada a los bornes del pararrayos, bajo la cual el pararrayos debe tener un funcionamiento adecuado.
- **Coeficiente de Puesta a Tierra.** Es la relación entre los valores eficaces de la tensión máxima fase-tierra, en el punto de la instalación del pararrayos, en caso de cortocircuito a tierra (independiente del lugar de la falla) y la tensión compuesta más elevada de la red.

Se denominan redes efectivamente puestas a tierra a las redes cuyo coeficiente de puesta a tierra no sobrepasa el 80%.

- **Nivel de Aislamiento.** Se define como los valores de tensión de prueba que el aislamiento de los equipos sometidos a prueba deberá ser capaz de soportar.

Hasta  $V_m = 245$  kV: Prueba de tensión de impulso (por rayo) y prueba a frecuencia industrial por 1 minuto.

Sobre  $V_m = 300$  kV: Pruebas de tensión de impulso ( por rayo y maniobra ) y prueba a frecuencia industrial por 1 minuto.

Siendo  $V_m$  la máxima tensión eficaz de servicio, medida entre fases.

## **4.9 Sistema de puesta a tierra**

Los requisitos de seguridad de las subestaciones exigen la puesta a tierra de todas las partes metálicas no vivas de la instalación, de manera que una persona que se encuentre en contacto con estas partes metálicas ó este cerca de las mismas, no pueda recibir una descarga peligrosa en caso de ocurrir una corriente de falla a tierra que haga contacto con una de dichas partes metálicas.

Por ello es necesario disponer de un sistema de puesta a tierra a fin de conectar en él, el integro de estructuras metálicas, bases metálicas de los equipos de alta tensión, carcazas de diferentes transformadores y demás partes metálicas no vivas de la instalación.

### **4.9.1 Consideraciones básicas**

En Subestaciones Eléctricas de alta tensión la presencia de corrientes de falla de decenas de kiloamperes, no son raras, por lo que el diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación debe realizarse con máximo cuidado.

El sistema de puesta a tierra no solo debe proveer un punto para poner a tierra los diferentes sistemas asociados de la subestación, sino que debe cumplir los requerimientos adicionales que se detallan a continuación:

La resistencia de la malla de tierra a una “tierra remota” debe ser lo suficientemente baja como para asegurar el funcionamiento satisfactorio de los

relés cuando se presenta una falla a tierra en la subestación de potencia ó a lo largo de las Líneas de Transmisión conectadas a ésta.

La gradiente de potencial dentro y cerca de la subestación de potencia deberá ser tal que ante la ocurrencia de una falla a tierra, tanto la “Tensión de Paso” como la “Tensión de toque” se limiten a valores seguros.

El sistema de puesta a tierra debe ser aislado de las tuberías de agua y servicios en general que pudieran entrar a la subestación, de tal manera que cualquier elevación de potencial de la tierra en la subestación de potencia, no sea transferido al exterior.

El sistema de puesta a tierra debe ser diseñado de tal manera que las partes no conductoras de los equipos eléctricos no sean sometidos a fuertes corrientes de falla.

El sistema de puesta a tierra debería ser capaz de transportar la corriente máxima de falla a tierra, sin que produzca sobrecalentamiento, daño mecánico o un excesivo secado del suelo alrededor de conductores ó electrodos enterrados, para el cual es importante las mediciones ( ver anexo 2).

#### **4.9.2 Límites de corriente tolerables por el cuerpo humano**

Intensidades del orden de miles de amperes, producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto ó puntos de contacto a tierra y si, además, se da la circunstancia de que algún ser viviente se apoye en dos puntos, entre los cuales existe una diferencia de potencial debido al gradiente

indicado anteriormente, puede sufrir una descarga de tal magnitud que sobrepase el límite de su contractilidad muscular y le provoque daños. En tal situación, la corriente que circula por su cuerpo aumenta y si por desgracia ésta pasa por algún órgano vital como el corazón, puede originar fibrilación ventricular y sobrevenir la muerte.

El umbral de percepción se acepta generalmente como de aproximadamente 1 miliampere. Si el camino de la corriente incluye la mano y el antebrazo, las contracciones musculares, el malestar y el dolor aumentan al crecer la corriente y bastan con intensidades de unos cuantos miliamperes para evitar que el sujeto pueda soltar el electrodo agarrado con la palma de la mano, que es la condición de contractilidad antes mencionada.

Se pueden tolerar intensidades de corrientes superiores, sin originar fibrilación, si la duración es muy corta. La ecuación que liga los parámetros de la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que puede tolerar un organismo es:

$$I_h^2 \times t = 0,0135$$

$$I_h = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (1)$$

Donde:

**$I_h$**  Valor efectivo de la corriente que circula por el cuerpo ( **A** ).

**$t$**  Tiempo de duración del choque eléctrico (**seg**)

**0.0135:** Constante de energía (deriva empíricamente).



Es necesario para una buena comprensión tomar en cuenta los diversos casos que puedan presentarse al hacer contacto con superficies a diferente potencial.

Las diferencias de potencial tolerables se determinan de acuerdo con los conceptos de Tensiones de Paso, Tensiones de Contacto y Tensiones de Transferencia.

En la figura 14 se muestra el circuito equivalente de la diferencia de tensión de un paso ó contacto entre los pies. La distancia de contacto entre los pies se supone 1 m.

Los circuitos incluyen las resistencias del sistema de electrodos de tierra ( $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_0$ ); las resistencias de contacto de la mano y la de los zapatos ( las dos ultimas se consideran despreciables; la resistencia  $R_t$  del terreno inmediato debajo de los pies y la resistencia del cuerpo  $R_c$  para fines prácticos se considera :

$$R_t = 3\rho_s \text{ (para cada pie)}$$

donde :  $\rho_s$  = resistividad superficial que toca el pie (**ohm-m**).

El valor de la resistencia del cuerpo humano  **$R_c$**  es variable, recomendándose tomar 1000 ohm para la resistencia entre los dos pies y entre pies y manos.

Sustituyendo las constantes apropiadas de los circuitos en cada caso y los valores tolerables de corriente de la ecuación (1) se obtiene:

$$E_{\text{paso}} = (R_c + 2R_t) I_h$$

$$E_{\text{paso}} = \frac{116 + 0.7 \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (\text{V})$$

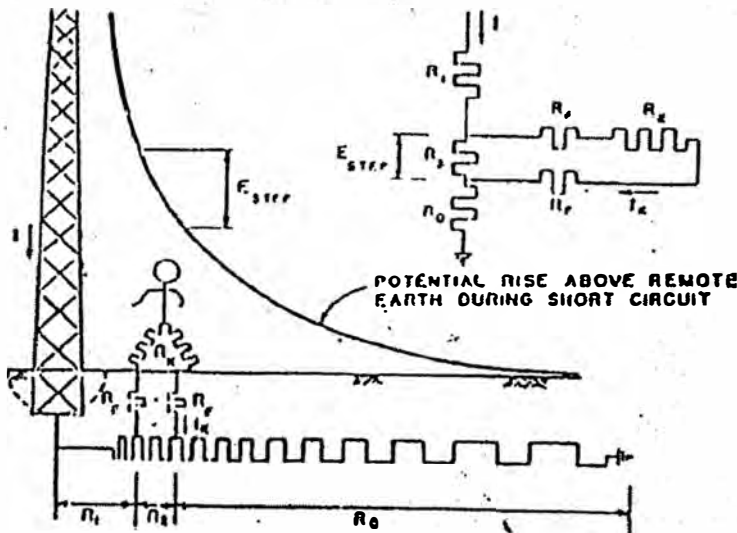
$$E_{\text{contacto}} = (R_c + R_t/2) * I_h$$

$$E_{\text{contacto}} = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (\text{V})$$

Como norma, se ha tomado como valor máximo de tensión que puede soportar el cuerpo humano durante un tiempo de 1,2 seg. el valor de 150V.

Fig 14

Tensión de Paso cerca de una estructura conectada a tierra



Step potentials near grounded structure.

Fig 14.1

Tensión de Toque a una estructura conectada a tierra

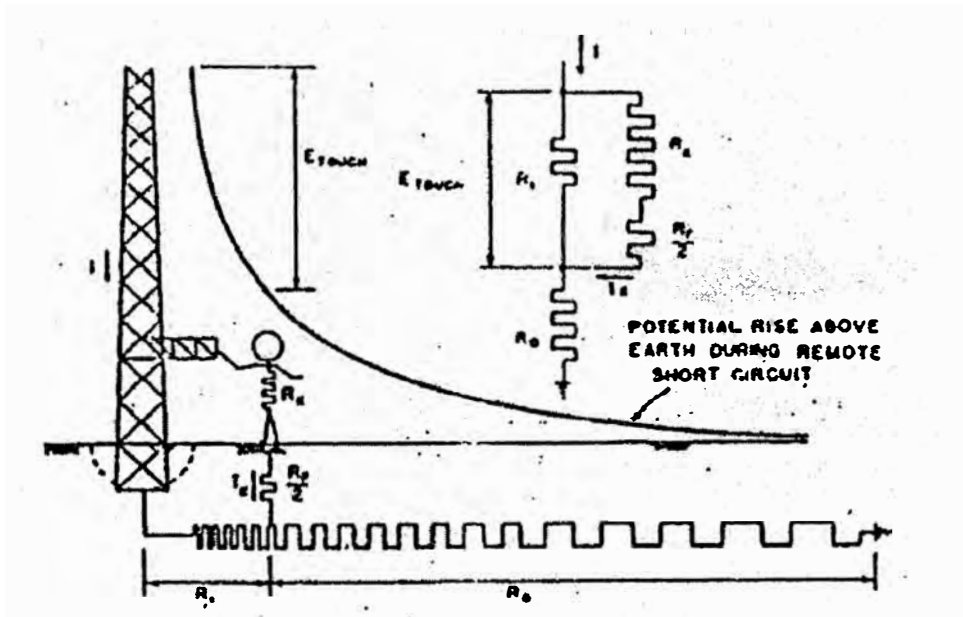


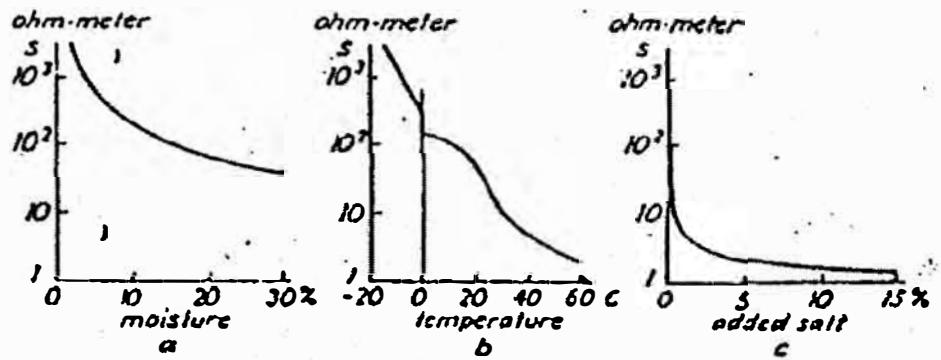
Fig 14.2

Resistividad del terreno

Humedad

Temperatura

Contenido de Sal  
adicionada



Habiendo fijado los límites tolerables de tensión, puede procederse al diseño y a la construcción del sistema de tierra, para lo cual se tomarán en consideraciones los factores que enseguida se enuncian:

#### **4.9.3 Características del Terreno ( $\rho_s$ )**

Para determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad ó nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos adecuados para estos fines. Las mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el momento de efectuarlas, tipo del terreno, profundidad de la medición y concentraciones de sales en el suelo.

La siguiente Tabla 11 da una idea de los valores de resistividad promedio para diferentes tipos de terreno:

**Tabla 11 Resistividad promedio de terreno**

<b>Tipo de Terreno</b>	<b>Resistividad Ohm-Metro</b>
Tierra orgánica mojada	10-50
Arcillas , Limo	20-60
Arena arcillosa	80-200
Tierra humeda	100
Fangos, turbas	150-300
Arenas	250-500
Suelos pedregosos	300-400
Terreno seco	1000
Lecho de rocas	10000
Tierra pura	10000000
Arenisca	100000000

El contenido de sales, ácidos o álcalisis afecta en forma muy apreciable la resistividad abatiéndola. La resistividad depende fuertemente del contenido de humedad.

Cuando ésta se reduce abajo del 22% por peso, la resistividad crece bruscamente.

La grava ó roca triturada colocada en la superficie ayuda tanto a evitar la evaporación del agua como a reducir la magnitud de los choques eléctricos, dada su alta resistividad.

#### **4.9.4 Corrientes máximas de cortocircuito a tierra.**

En este caso se deberá considerar los tipos posibles de falla a tierra y determinar la que producirá una mayor corriente de falla, y por tanto la de

mayor elevación de potencial y de las mayores gradiente en el área de la Subestación.

Los dos tipos de falla más comunes, las cuales son asimétricas son las fallas bifásicas con contacto a tierra y puesta a tierra de una fase. Las corrientes respectivas están dadas por:

$$I_f = \frac{3 \times Z_2 \times E_1}{Z_1 \times Z_2 + Z_1 \times Z_0 + Z_2 \times Z_0} \quad (\text{Falla bifásica a tierra})$$

$$I_f = \frac{3 \times E_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (\text{Falla de una fase a tierra})$$

La notación comprende a lo empleado en la teoría de las componentes simétricas:

$Z_1$  : Impedancia Secuencia Positiva.

$Z_2$  : Impedancia Secuencia Negativa.

$Z_0$  : Impedancia Secuencia Homopolar.

#### 4.9.5 Factores de corrección considerados en el cálculo de la corriente de falla

La corriente de cortocircuito al ser afectadas por los factores de decremento y de seguridad; se convierte en:

$$I_f = I_{cc} \times D \times f_s$$

#### 4.9.6 Factor de decremento D:

Este se produce por efecto de la corriente continua y corriente alterna del cortocircuito.

La corriente de cortocircuito puede considerarse compuesta por dos componentes; una será de corriente alterna asimétrica y la otra de corriente continua cuya trayectoria permanece a un lado del eje de las corrientes.

Sumando los valores instantáneos correspondientes a las componentes de corriente alterna y continua se obtiene el recorrido real de la corriente de cortocircuito, este recorrido real empieza en el valor cero y alcanza su valor máximo al cabo de un semiperiodo (8,33 m/seg. para 60 Hz).

Como los cortocircuitos pueden ocurrir en cualquier punto de la onda de tensión, por ello se considerará el caso más desfavorable que es cuando el máximo alcanza el 100%.

Por otro lado, se tiene que los datos experimentales sobre los fenómenos de fibrilación ventricular del corazón se basan en ondas sinusoidales simétricas de amplitud constante, por lo que es necesario determinar el valor eficaz de la onda simple de corriente que equivale a la más compleja onda de corriente de falla asimétrica, dicho valor se determina de la siguiente manera:

$$I_{frms} = \frac{1}{T} \sqrt{\int i_f^2 dt} = D x I_{f \max}$$

$$D = \frac{1}{I_{f \max}} xT \sqrt{\int i_f^2 dt}$$

Donde:

- $I_{f \text{rms}}$  = Corriente eficaz de falla a tierra registrado para usarse en los cálculos (A).  
 $T$  = tiempo de duración de la falla (seg.).  
 $t$  = tiempo a partir de la iniciación de la falla.  
 $I_f$  = valor efectivo de la corriente de falla a tierra, en el tiempo  $t$ .  
 $I_{f \max}$  = valor máximo de la corriente eficaz de falla a tierra en el instante de la iniciación de la falla (A).  
 $D$  = factor de decremento que tiene en cuenta el efecto de la corriente directa y la atenuación de la corriente de cortocircuito transitorio.

El valor de la integral depende de la relación de atenuación de ambas componentes de corriente, alterna y continua, y una solución rigurosa de dicha integral es demasiado compleja.

Este problema ha sido estudiado por la American Standard Bureau y por la IEEE que han establecido métodos para hallar el valor eficaz de la corriente para varios tiempos después de iniciado la falla. Los valores del método simplificado son los que se muestran en la siguiente Tabla 12.



**Tabla 12 Factores de decremento**

Duración de la falla y del choque eléctrico		Factor Decremento D
T(seg)	Ciclos 60Hz	
0.08	0.5	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.1
0.5 o más	30 o más	1

**NOTA: Los valores intermedios se pueden obtener por interpolación.**

En nuestro caso se diseñará el sistema de protección a tierra, considerando que las fallas se eliminan en un tiempo máximo de 30 ciclos (0,5 seg.).

Igualmente para el cálculo del conductor del sistema de tierra se considera un tiempo de 3 seg., Tiempo en el cual habrá operado la última etapa de respaldo del sistema de protección.

#### **4.9.7 Factor de seguridad por crecimiento de la subestación (fs):**

Resulta prudente tomar un margen adecuado para estimar los aumentos futuros de las corrientes de falla por aumento de la capacidad del sistema eléctrico ó por interconexiones posteriores, pues las modificaciones posteriores a la red de tierra resultan costosas.

Este efecto puede tomarse en cuenta disminuyendo la impedancia del sistema ó aplicando un factor de seguridad al valor calculado de la corriente de falla.

#### **4.9.8 Cálculo de la malla de puesta a tierra.**

En el cálculo del sistema de tierra que aquí se presenta, se considera que el sistema está formado por una malla de conductores enterrados horizontalmente.

Un cable continuo debe bordear el perímetro de la malla para evitar concentraciones de corriente y por lo tanto gradientes de potencial altos en los extremos de los cables. Para formar la malla se colocan cables paralelos, en lo posible, a distancia uniformes y a lo largo de las estructuras ó alineamiento del equipo, para facilitar las conexiones.

- **Cálculo de la sección del conductor de la Red de Tierra.**

Cada uno de los elementos del Sistema de tierra, incluyendo los conductores de la propia malla, las conexiones y los electrodos, deberán diseñarse de tal manera que:

Las uniones eléctricas no se fundan ó deterioren en las condiciones más desfavorables de magnitud y duración de la corriente de falla a que quedan expuestas.

Los elementos sean mecánicamente resistentes en alto grado, especialmente en aquellos lugares en que quedan expuestos a un daño físico.

Tengan suficiente conductividad para que no contribuyan apreciablemente a producir diferencias de potencial locales.

La ecuación de Onderdonk permite seleccionar el conductor de cobre y la unión adecuada para evitar la fusión del material.

$$I_f = \frac{A}{1975} \sqrt{\frac{\log 10 \left| \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right|}{33T}}$$

**If** : Corriente de falla (A)

**A** : Sección del conductor de cobre (mm<sup>2</sup>)

**T** : Tiempo durante el cual la corriente de falla es aplicada (seg.).

**Tm** : Temperatura máxima permitida de los materiales usados en la malla (°C).

**Ta** : Temperatura ambiente (°C).

Para la aplicación de la fórmula de Onderdonk se puede suponer normalmente los siguientes valores:

Ta = 40 °C

Tm = 1083 °C (temperatura de fusión del cobre)

Tm = 450 °C (temperatura permisible para uniones soldadas).

Tm = 250 °C (temperatura permisible para uniones con conectores).

Una forma más práctica que permite seleccionar la sección mínima del conductor que se utilizará en la malla de tierra, a partir del tiempo de duración de la falla, basándose en la ecuación desarrollada por Onderdonk esta dada en la siguiente Tabla 12.

**TABLA 12 Sección mínima del conductor de cobre para evitar que se funda**

Duración de falla (seg)	Circular Mil/Amperios (CM/A)		
	Cable solo	Con uniones de soldadura	Con uniones de conectores
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

**NOTA : 1 mm<sup>2</sup> = 1975 CM**

Por lo tanto la sección del conductor será:

$$A = CM/A \times I_f$$

- **Cálculo de la longitud total del conductor.**

Como paso previo para determinar la longitud adecuada del conductor que forma la malla, se hace uso de la ecuación que limita la tensión de contacto ya que las tensiones de paso que se obtienen en instalaciones apropiadas son generalmente menores y, además, las resistencias en serie con los pies limitan la corriente a través del cuerpo y éste tolera corrientes de magnitud superior a través de las extremidades inferiores.

Se escogen generalmente las tensiones de contacto a estructuras conectadas a tierra al centro del rectángulo de una malla en vez de las tensiones de contacto de puntos a un metro de distancia horizontal al conductor, ya que existen muchas posibilidades de que el objeto tocado a distancias superiores a un metro, esté conectado directa ó indirectamente a la malla. Este caso especial de tensión de contacto se llamará **tensión de malla**.

Generalmente es de un valor superior que las tensiones de contacto, a un metro del conductor de la malla.

Los estudios de P.G. Laurent han establecido que para los rangos usuales de tamaño de conductores, profundidad de enterramiento, la irregularidad en el flujo de la corriente en partes diferentes de la red, el diámetro de los conductores y su separación puede usarse las fórmulas siguientes:

$$E_{\text{malla}} = \frac{I_f K_m K_i \rho}{L}$$

Donde:

**K<sub>m</sub>** : Es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores paralelos **N**, la separación **e**, el diámetro del conductor, y la profundidad de enterramiento **h** de los conductores que forman la red.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{e^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[ (3/4)(5/6)97/8) \dots (2N-3/2N-2) \right]$$

El número de factores en el segundo término es de dos menos (N-2) que el número de conductores paralelos en la red básica, excluyendo los conductores transversales.

**K<sub>i</sub>** = Es un factor de corrección por irregularidades para tomar en cuenta el flujo de corriente no uniforme de partes diversas de la red.

$$K_i = 0,65 + 0,172N$$

**ρ** = Resistividad media del terreno (ohm-metro).

**If** = Corriente efectiva máxima, que fluye entre la red tierra y la tierra, ajustada para crecimiento futuro (Amp.).

**L** = longitud del conductor enterrado (m).

La tensión de malla (**E<sub>ma</sub>**) deberá ser igual a la tensión de contacto máxima tolerable tal como se definió anteriormente.

$$E_{ma} = E_{contacto}$$

$$\frac{K_m K_i \rho I_f}{L} = \frac{116 + 0,17\rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$L = \frac{K_m * k_i * I_f * \rho * \sqrt{t}}{116 + 0,17\rho_s}$$

$\rho_s$  : Resistividad del terreno inmediato bajo los pies (ohm-metro)

Toma en cuenta el tratamiento de la superficie (por ejemplo grava) que puede tener una resistividad diferente a la del terreno natural.

**t** : duración máxima de la falla (seg.).

- **Cálculo de la resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia puede estimarse por:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$\rho$  : resistividad media del terreno

$r$  : radio del círculo que tenga la misma área que la ocupada por la malla de tierra (m).

**L** Longitud total de los conductores de la malla de tierra (m).

- **Cálculo de la elevación máxima del potencial en la malla de puesta a tierra.**

El aumento máximo de potencial de la red de tierra sobre un punto remoto de la tierra, se obtiene multiplicando el valor de resistencia (R) de toda la malla, por la corriente de falla que fluye al terreno (If).

$$E_{max} = R * I_f$$

- **Cálculo de las Tensiones de paso en la periferia.**

Dentro de la malla, es posible reducir los potenciales de contacto y de paso a cualquier valor deseado, haciendo las erogaciones correspondientes, aun llegando al extremo de reducir los valores de tensión a cero, utilizando una placa sólida. Pero el problema de los potenciales peligrosos fuera de la malla, pueden existir aun cuando se use una placa sólida.

La ecuación más exacta, para calcular los potenciales de paso fuera de la malla, es la siguiente:

$$E_{paso} = \frac{K_s * K_i * \rho * I_f}{L}$$

**Ks:** Es un coeficiente que toma en cuenta el efecto de número de conductores **Nt** de la malla, la separación **e** y la profundidad de enterramiento **h** de los mismos.

$$K_s = \frac{1}{\Pi} \left[ 1/2h + 1/e+h + 1/2e + 1/3e + \dots + 1/e(Nt-1) \right]$$

El número total de términos dentro del paréntesis es igual al número de conductores transversales (los de menor longitud) en la malla básica, excluyendo las conexiones de los conductores paralelos (los de mayor longitud).

Generalmente cuando la resistividad de la superficie tanto dentro como fuera de la malla son semejantes, los potenciales de paso en la periferia no resultan peligrosos. Pero cuando la seguridad dentro de la malla se consigue sólo utilizando roca triturada de alta resistividad, colocada en la superficie y si dicha roca no se prolonga fuera del sistema de tierra, los potenciales de paso fuera de la malla pueden resultar peligrosos. Esto se puede evitar prolongando fuera de la malla la capa de roca triturada, ó eliminando esquinas o proyecciones agudas en la malla propiamente.

**4.10 Estructura de soportes (Pórticos)-** Para soportar, montar e instalar debidamente el equipo eléctrico se requieren estructuras hechas de acero o madera, que requieren cimientos de concreto. Una subestación típica de tipo abierto requieren estructuras de anclaje para soportar conductores de líneas de transmisión; soportar estructuras para seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, pararrayos, filtros de líneas transformadores de tensión capacitiva; y estructura y soportes para barras rígidas y tirantes de la estación.



Cuando las estructuras son de acero requieren cimientos de concretos; sin embargo, cuando son de madera no se requieren estos cimientos. También se requiere trabajo adicional para diseñar cimientos de concreto para soportar interruptores automáticos, reactores, transformadores, capacitores y cualquier otro equipo eléctrico pesado.

Las estructuras de soporte del equipo de subestaciones pueden fabricarse de aluminio o acero y pueden constar de columnas simples tipo tubular o de patín ancho; o estructuras reticulares hechas de ángulos. Las estructuras de anclajes de la subestación pueden ser postes de madera.

## **CONCLUSIONES**

A partir del desarrollo del presente informe de Suficiencia Profesional, se puede plantear las siguientes conclusiones:

1. Los criterios de diseño permitirá determinar la selección del nivel óptimo de voltaje en una subestación eléctrica de potencia, la que dependerá de las necesidades de carga, para el cual se debe realizar el estudio de análisis de flujo de potencia.
2. Se seleccionará equipamiento para una subestación desarrollando el estudio de corto circuito el que nos permitirá determinar los estudios térmicos y dinámicos debido a las corrientes de cortocircuito, a fin de seleccionar el sistema de barras, equipos de maniobra y equipos de protección para prevenir los efectos contra las corrientes de cortocircuito.
3. Además se tendrá un adecuado estudio de consideraciones ambientales, así como las limitaciones de espacio en el terreno y distancias de líneas de transmisión implicadas.

4. La selección de niveles de aislamientos y prácticas de coordinación afectará el costo en forma considerable, un descenso en el nivel básico de aislamiento (NBA) reducirá el costo del equipo eléctrico.
5. Los equipos eléctricos de una subestación de potencia tienen una función determinada y es importante de acuerdo a la ubicación que guardan dentro de la instalación, por lo que es necesario conocer con cierto detalle aquellos elementos que por la función que desempeñan resulten de mayor importancia.
6. Las conexiones a tierra de la subestación son sumamente importantes por lo siguiente:
  - Constituyen la trayectoria de descarga a pararrayos de barra, protectores y equipos similares
  - Garantizan la seguridad del personal de operación al limitar las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación.
  - Proporcionan un medio para descargar y desenergizar equipos para efectuar trabajos de conservación en el sistema.
  - Proveen una trayectoria de resistencia suficientemente baja a tierra, para reducir al mínimo una elevación del potencial a tierra con respecto a tierra remota.
7. Las sobretensiones por impacto de rayos son un riesgo para todos los equipos eléctricos en una red eléctrica. Sin embargo, los pararrayos aseguran una protección fiable contra las sollicitaciones de tensión

excesiva. Cuanto más cercano esté el pararrayos del equipo eléctrico, mejor será la protección.

8. Para que los pararrayos se ajusten a los requerimientos de la red, deben cumplirse dos condiciones en la selección de la tensión máxima de funcionamiento continuo:
  - La tensión máxima continua de operación debe ser más elevada que la tensión continua a frecuencia industrial en los bornes del pararrayos
  - La sobretensión a la frecuencia de la red de duración limitada debe ser mayor que la sobretensión temporal esperada en los pararrayos.
9. Cuanto más alto sea el Nivel Básico de Aislamiento al impulso (NBA) respecto al nivel de tensión de protección del Pararrayos, mejor protegido estará el equipo eléctrico contra sobretensiones debidas a rayos.
10. El objetivo del diseño de una subestación es proporcionar máxima confiabilidad, flexibilidad, continuidad de servicio que satisfagan las necesidades del sistema a los mínimos costos posibles de inversión, contando con medios para futuras ampliaciones.
11. El tema del presente informe de suficiencia es tan amplia e importante para los especialistas en Diseño de Subestaciones de

Potencia, por lo que se puede derivar otros trabajos de suficiencia como los siguientes temas:

- Estudio de Mercado Eléctrico.
- Análisis de flujo de potencia.
- Estudio de corto circuito.
- Estudio de impacto ambiental.

12. Finalmente podemos concluir que las pautas señaladas en el presente informe, pretende dar una orientación para el diseño de Subestaciones de Potencia, de estar en de dos situaciones extremas; por un lado evitar tener diseños peligrosos y por otro lado evitar sobrediseños que resulten muy costosos. Así mismo la implementación de la Subestación de Potencia, se orientará a la adecuación del Sistema de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

### **TRANSFORMADORES DE CORRIENTE**

La operación de un transformador de corriente difiere de la de un transformador de potencial en que lo que debe permanecer constante es la relación de corriente. El bobinado primario se conecta en serie con el circuito principal y transporta la corriente de carga a ser medida. El bobinado secundario se conecta a los instrumentos de medición o relés, los cuales, conjuntamente con la impedancia del bobinado secundario del transformador y la resistencia de los conductores constituyen la carga del transformador.

La corriente primaria contiene dos componentes, a saber la corriente secundaria, la cual es transformada en relación inversa a la relación de espiras; y la corriente de excitación, la cual alimenta las pérdidas Foucault y de Histéresis, y magnetiza el núcleo. Esta última corriente no se transforma y es la causante de los errores de medida del transformador.

De todo lo anterior se puede ver que no es suficiente asumir el valor de la corriente secundaria y calcular, a partir de éste, la corriente primaria, teniendo

como único dato la relación ampere-vueltas; desde que no se toma en cuenta la magnitud de la corriente de excitación, a partir de esta observación, podemos concluir que ciertos valores de corriente secundaria nunca serán producidos, cualquiera fuere el valor de en el lado izquierdo del transformador ideal y la impedancia del bobinado secundario y la impedancia de la carga se muestra en el lado derecho.

En un T.C. la impedancia del bobinado primario es muy pequeña y por lo tanto puede despreciarse, como puede verse en la Figura 17. De esta figura tenemos que la corriente primaria referida al secundario  $I'$  es:

$$I' = i + I_e$$

Donde "i" es la corriente de carga y "I<sub>e</sub>" es la corriente de excitación. La fuerza electromotriz secundaria aparece entre los bornes de la carga "z" y de la admitancia "y"; siendo igual a z por i.

Tenemos entonces que:  $I' = i ( 1 + z y \underline{\varnothing - \theta} )$

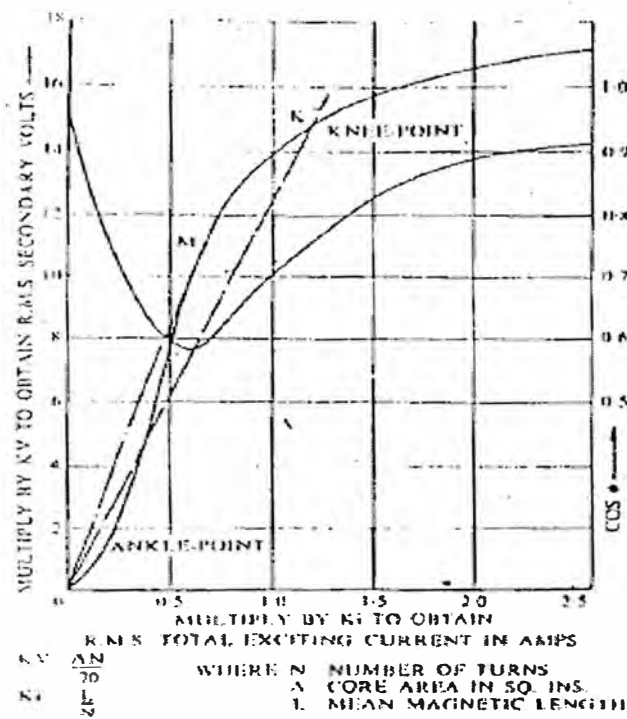
Donde  $\varnothing$  y  $\theta$  son los ángulos de fase de la carga y la admitancia en paralelo, respectivamente.

De la expresión anterior se ve claramente que para que los errores de relación de transformación y de ángulo sean pequeños, el producto "z y" debe ser pequeño. En el caso de C.T. de protección, sin embargo "y" no es necesariamente pequeña, dada las mayores densidades de flujo en las que el T.C. trabaja y sus características inferiores de excitación. Por lo tanto, la carga z debe ser lo más baja posible.



Fig. 15

Características de excitación de los materiales



F I G U R A " A "

Fig 16

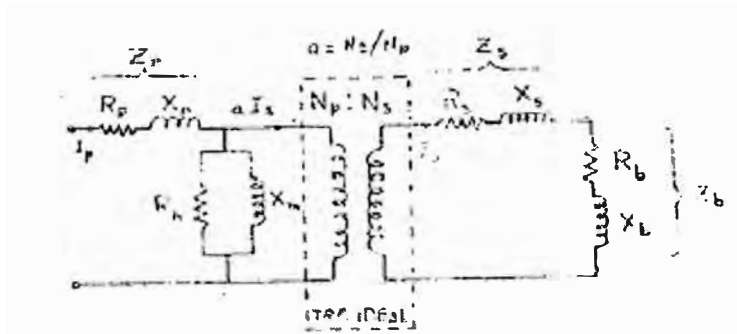


FIGURA " B "

Fig 17

$$I' = i + I_e$$

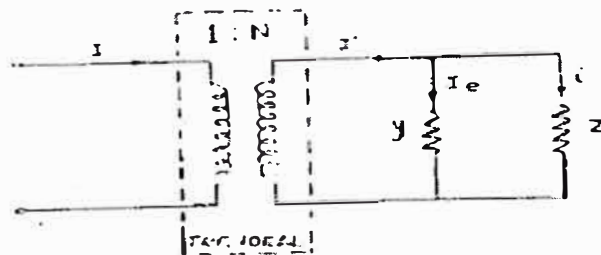


FIGURA " C "

La corriente primaria, debido a la saturación del núcleo, necesitándose una gran cantidad de corriente primaria para magnetizar el núcleo.

El error, en un transformador de corriente está definido de la siguiente manera:

$$\% \text{ de error} = \frac{I_p - a I_s}{I_p} \times 100$$

donde:

a = relación de transformación

I<sub>s</sub> = corriente secundaria

I<sub>p</sub> = corriente primaria

## **MATERIALES PARA LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE**

La cantidad de corriente de excitación requerida por un T.C. depende fundamentalmente del material de que está echo el núcleo y de la cantidad de flujo a desarrollarse en el núcleo para satisfacer los requerimientos de carga del T.C.

En la Figura 15, se muestra la forma general de la característica de excitación, para un determinado tipo de material de núcleo, a saber acero al silicio, de grano orientado, laminado en frío. La curva característica se divide en tres regiones, definidas por el "codo de magnetización " y el "codo de saturación". El rango de trabajo de un T.C. de protección se extiende sobre todo el rango entre el codo de magnetización y el codo de saturación, y aún más allá; mientras que el T.C. de medición normalmente opera en la región del codo de magnetización.

La diferencia entre los rangos de trabajo de los T.C. de medición y protección proviene de la diferencia radical en sus funciones. "Los T.C. de medición trabajan en un rango que va del 10% al 120% de la corriente de plena carga; y es una ventaja si el transformador se satura para corrientes sobre este rango, de tal manera de proteger los instrumentos conectados a su secundario. Los T.C. de protección, por el contrario, deben operar a varias veces la corriente de plena carga. De lo anteriormente dicho se desprende que para los T.C. de medición se requiere núcleos de una materia de alta permeabilidad y con un bajo nivel de saturación, mientras que el principal requerimiento de T.C. de protección es un alto nivel de saturación.

Los materiales del núcleo más adecuados para aplicaciones en medición son la aleaciones de hierro-níquel, ya que éstas tienen una muy reducida cantidad de ampere-vueltas de excitación, por unidad de longitud del núcleo y el codo de saturación ocurre a una densidad de flujo relativamente baja.

Los aceros de grano orientado son empleados en los T.C. de protección, ya que ofrecen la ventaja de tener el codo de saturación a una densidad de flujo mucho mayor.

## **ANEXO 2**

### **MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES**

#### **1.- INSTRUMENTO DE MEDIDA**

En general, para la medición de puesta a tierra, se utilizan fuentes de tensión alterna de hasta doscientos ciclos por segundo o tensión continua conmutada de baja frecuencia, para evitar problemas de polarización.

Ambos tipo de fuentes no introducen errores apreciables debido a efectos capacitivos o inductivos. La unidad utilizada para la medición de puesta a tierra es el OHM.

Existen diversos tipos de instrumentos de medida, denominados TELURÓMETROS, GEOMETROS y PROBADORES DE TIERRA, los cuales tienen diferentes modos de funcionamiento, pero siempre utilizando el mismo principio. Haciendo una selección entre ellos, se tiene que el instrumento más adecuado para la medición de la resistencia de la malla de puesta a tierra de una subestación debe tener las siguientes características: Debe estar basado en el principio potenciométrico y balance nulo, con alimentación en corriente

alterna, accionado manualmente y con un circuito de compensación o de guarda.

Uno de los instrumentos que cumplen con las características indicadas anteriormente es el MEGGER NULL BALANCE EARTH TESTER, Modelo ET-3, fabricado por J.G. Biddie Co. Instruments.

## **2. MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

El conocimiento, lo más aproximado posible, del comportamiento eléctrico de un sistema de puesta a tierra instalado, en un suelo de determinadas características físicas es esencial para poder verificar los valores calculados en el diseño teórico del sistema.

En el caso de sistemas de puesta a tierra existentes la medición de la resistencia de puesta a tierra durante el proceso de operación y mantenimiento determinar si es necesario una mejora en los sistema de mantenimiento o de correcciones sustanciales, ante una notoria insuficiencia o declinación del sistema de puesta a tierra.

### **2.1 PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA**

El principio de medida considera, según Fig. 18, los dos electrodos extremos unidos a los bornes C1 y C 2, y las puntas de inyección de una corriente I.

Con la finalidad de no introducir errores en la medición los bornes C1 y P1, así como el punto físico E, deberán estar conectados sólidamente entre si, con un conductor lo más pequeño posible.

Estableciendo diferentes distancias, en línea recta, para la localización del electrodo explorador P2, a partir del punto E, obtendremos la diferencia de potencial entre C1 y P2, con lo cual se puede obtener la característica que sigue el parámetro resistivo R, en función de las distancias "d" consideradas entre E y P2.

La precisión de dichas medidas está condicionada al radio equivalente "r" del sistema de puesta a tierra, ya que este valor permitirá determinar la distancia "D" para la inyección de la corriente.

## **2.2 MÉTODO DE LOS TRES ELECTRODOS**

Este método se aplica ampliamente y es reconocido en el ámbito internacional. Utiliza la configuración de tres electrodos en línea recta Fig. 19, siendo uno de ellos la misma la tierra E, y los otros dos, las jabalinas de exploración P2 y C2, que se utilizan como complementos del conexionado. La jabalina correspondiente al borne P2 deberá estar localizada suficientemente alejada de la zona de influencia de las corrientes de retorno de E. En la práctica ello se deduce de la característica obtenida, la que normalmente presenta una zona de mínima pendiente, Fig. 19, localizada a 61.8% de la distancia E-C2, resultando la ecuación fundamental siguiente:

$$R_t = \frac{\rho_{eq} (1 - r)}{2\pi r D}$$

Donde:

$R_t$  : Resistencia de puesta a tierra en Ohms

$\rho_{eq}$  : Resistividad en un medio homogéneo, en Ohms-m.

$R$  : Radio de la semiesfera equivalente, en m

$D$  : Distancia entre C2 y E, en m

### **3. PROCEDIMIENTOS PRÁCTICOS PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

La ejecución de mediciones sobre el terreno, no siempre se realiza en un contexto de condiciones uniformes o bajo idénticas circunstancias. Ello obliga a desarrollar y tomar en consideración ciertos recursos prácticos que se resumen a continuación:

- 3.1. Elegir un eje de medición en una dirección en la que no hayan obstáculos superficiales ni áreas que impidan el clavado de los electrodos de exploración, ni tampoco, instalaciones eléctricas o ductos subterráneos.
- 3.2. La profundidad de los electrodos de exploración en suelo compacto, en principio, no deber exceder a 1/20 de la distancia de separación entre ellos; sin embargo, se pueden adoptar profundidades de 0.3m para las mediciones.



- 3.3. Levantar y apartar siempre la wincha utilizada para la medida de las longitudes de clavado de los electrodos de exploración. La wincha, sino es enteramente metálica, tiene un entramado de malla metálica o hilos metálicos de refuerzo en el hule.
- 3.4. Identificar el área cubierta por la malla de tierra instalada y determinar aproximadamente el radio equivalente "r" de la zona de influencia.
- 3.5. Asignar la distancia máxima "D" de inyección de corriente, en función del radio equivalente "r", teniendo en cuenta que deberá ser por lo menos cuatro veces mayor.
- 3.6. Comprobar que la longitud del conductor que une los bornes C1 y P1 con la malla de puesta a tierra "E", sea lo más corta posible, a fin de no incluir dicha resistencia en el circuito de medida.
- 3.7. Verificar que la jabalina del borne P2 esté ubicada en línea recta, a 62% de la longitud que hay entre el punto de conexión con la malla "E" y la jabalina asociada al borne de corriente C2.

Fig 18

## Principio de medida de la resistencia de Puesta a Tierra

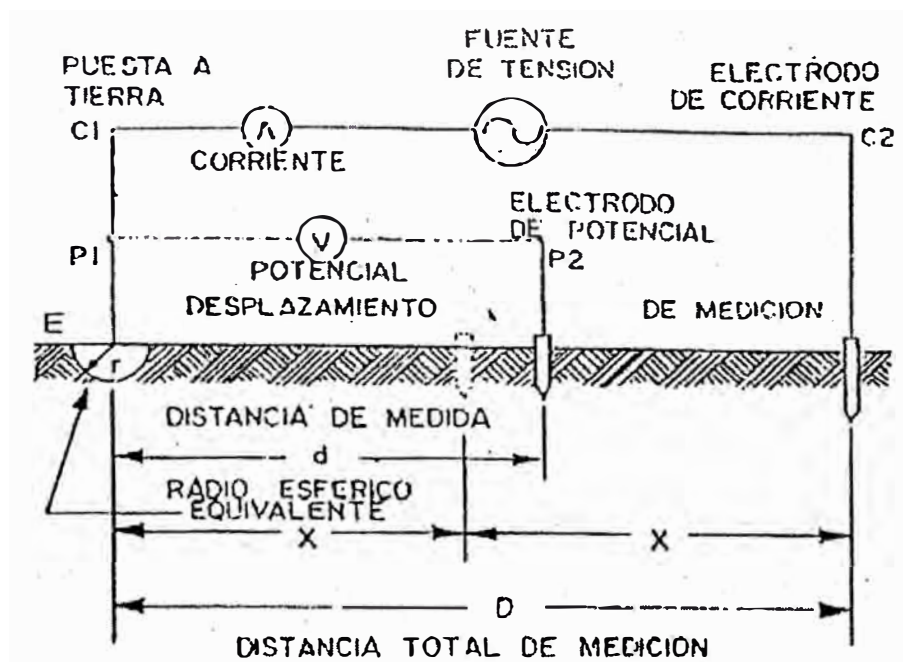


Figura Nº 1. - Principio de medida de la Resistencia de Puesta a Tierra con desplazamiento del electrodo de potencial.

Fig 19

Método de los tres electrodos

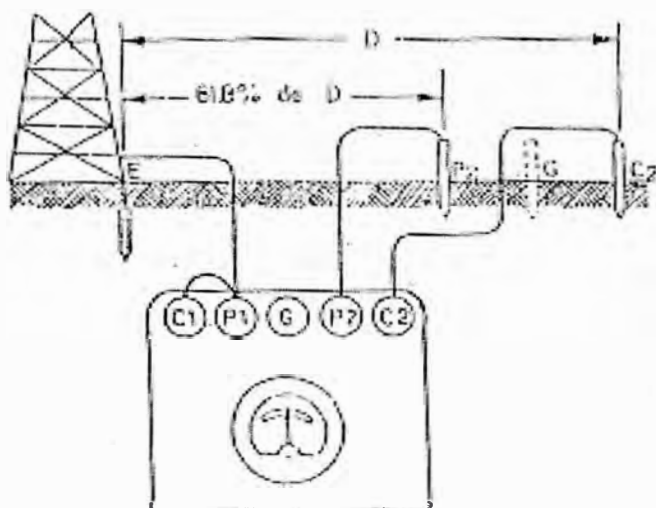


Figura N° 2 - Esquema de conexión para la medición de Resistencias de Puesta a Tierra en una estructura.

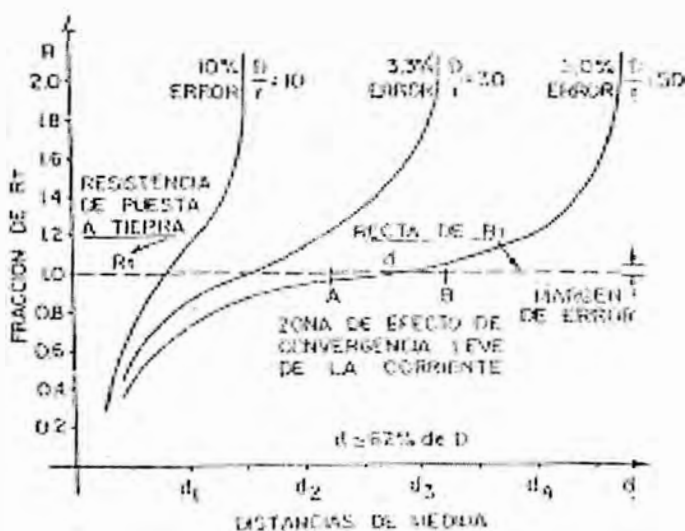


Figura N° 3 - Características de puntos de medición de la resistencia de Puesta a Tierra con desplazamiento del electrodo de potencial.

Fig 20

Características de puntos de medición de la resistencia de Puesta a Tierra

### **ANEXO 3**

#### **PROTOCOLO DE PRUEBAS**

Es un documento que reúne el resultado de las pruebas que se han realizado durante la recepción de la S.E. El propietario es quien en definitiva seleccionará el tipo y número de pruebas, de acuerdo a lo que él estime conveniente.

Si en algún momento se requiere efectuar pruebas sobre ciertas características especiales de los equipos, se recomienda seguir las instrucciones del fabricante respectivo.

Siempre y cuando el Propietario o la Supervisión lo considere y para comprobar el cumplimiento de las Especificaciones; antes de efectuar las pruebas, se deberán realizar mediciones de las distancias entre los siguientes puntos correspondientes a cada nivel de tensión existente:

- Entre fases
- De fase a tierra
- De conductores activos a nivel del piso, techo, paredes y divisiones.

El Protocolo de Pruebas deberá contener los siguientes puntos:

## 1. GENERALIDADES Y UBICACIONES

- Nombre de la subestación
- Fecha o fechas en que se realizaron las pruebas
- Asistentes.

## 2. PRUEBAS ELECTRICAS

- Prueba de tierra profunda, con y sin electrodos (sin los hubiera)
- Pruebas de tierra superficial, en los puntos que el propietario o la supervisión lo señale.
- Verificación de la regulación de los relés primarios.
- Prueba de los relés primarios y secundarios, mediante la inyección de corriente y/o tensión.
- Prueba de aislamiento con megohmetro, en las barras y circuitos. Esta prueba se realizará con todos los interruptores y seccionadores abiertos, y con los fusibles extraídos, en los puntos que el propietario o la supervisión lo indiquen.
- Prueba de aislamiento de circuitos secundario: En los paneles de señalización, medición, mando y regulación de tensión.
- Prueba de tensiones comparadas. Esta prueba se realizará por etapas, si existen varias relaciones de transformación.
- Pruebas de alarmas acústicas y visuales; por ejemplo: falta de tensión CCó CA, probadores de lámparas, etc.

- Prueba de accionamiento eléctrico del equipo. Apertura, simulando fallas dentro de la subestación en los diferentes niveles de tensión existentes.
- Apertura y cierre de interruptores y seccionadores tanto local como a distancia. Bloqueos.
- Prueba del sistema de corriente continua.
- Calibración de contadores de energía.
- Iluminación. Verificación de los niveles de iluminación, en operación normal y de emergencia; montaje de los artefactos

### **3. PRUEBA MECANICAS**

- Pruebas de accionamiento mecánico de los equipos, apertura, cierre y bloqueos.
- Verificación del ajuste y cincelado de todos los pernos de la estructura metálica de la subestación.
- Verificación del ajuste de todas las tomas de tierra superficial.
- Verificación del correcto montaje y ajuste de pernos de las barras y conectores.

### **4. MISCELANEOS**

Otros puntos que se pueden incluir dentro del Protocolo de Pruebas son los siguientes:

- Verificación de elementos de seguridad, como son:
  - Equipo contra incendio

- Pértigas de accionamiento
- Taburete o tapiz aislante
- Botiquín
- Manual de primeros auxilios
- Verificación de repuestos y herramientas, según los alcances contractuales, para un adecuado mantenimiento. Deberán estar adecuadamente inventariados y valorizados.
- Documentación técnica que deberá entregarse al propietario.
- Planos civiles, red de tierra, disposición pos, esquemas funcionales y de conexionado, etc.
- Folletos descriptivos y manuales de mantenimiento y operación para los equipos y dispositivos. Deberá que dar en la S.E. un archivo técnico con todos los planos actualizados folletos, manuales, certificados de pruebas de fábrica y obra, instrumentos, etc.

El Protocolo de Pruebas una vez terminada la relación de pruebas programadas, será firmada por los participantes.

**ANEXO 4**  
**CATÁLOGOS**

- **INTERRUPTOR**
- **SECCIONADOR**
- **TRANSFORMADOR DE TENSIÓN**
- **TRANSFORMADOR DE CORRIENTE**
- **PARARRAYOS**
- **SERVICIOS AUXILIARES**

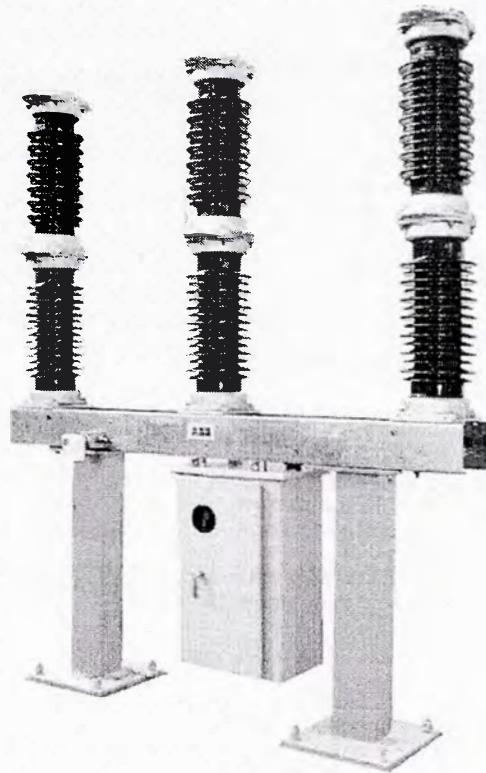


# **INTERRUPTOR**

## SF6 Circuit-Breakers Type EDF

With single break unit per pole  
and a spring drive for outdoor  
installation

Rated voltage	36 to 72.5 kV
Rated current	2500 A
Rated breaking current	25 / 31.5 kA
Rated frequency	50 Hz



### Main features

- Sulphur hexafluoride, a non-combustible, non-poisonous arc extinguishing and insulating medium
- Restrike-free switching of capacitive currents
- Smooth extinction behaviour, even with low currents. No current chopping when switching inductive currents, low switching overvoltages
- High making capacity on short circuit and in the case of parallel connected capacitor banks
- Main contacts and arcing contacts separate, hence no impairment of the main current path by rated and short circuit currents
- Low actuation energy requirement, hence low reaction forces, resulting in reduced mechanical stresses, including foundations
- Low noise switching, suitable for installation in populated areas
- Easy erection and commissioning requirements
- Constant energy requirement through no load switching till short circuit current switching, resulting in increased mechanical life of components
- The condition of the circuit breaker can be monitored from remote. Suitable for unmanned operation

Asea Brown Boveri Limited

**ABB**

# SF6 Circuit-Breaker Type EDF

## Function

The SF6 circuit-breaker EDF is a further development of the well proven ABB's SF6 circuit breaker range. The excellent insulating and extinguishing properties of the SF6 gas, in conjunction with attuned nozzle geometry and contact movement enable all switching duties over the entire current range to be mastered reliably. The acutation energy requirement which is substantially lower than that of other extinction principles permits the use of a very simple, and hence low maintenance drive system.

A spring drive serves as the energy source. The system meets all service requirements.

- Storage for an OPEN-CLOSE-OPEN switching cycle
- Blocking of closing if enough energy is not available for a subsequent opening.
- Electrical anti-pumping device.
- Three-phase high speed auto reclosing
- Manual charging of spring of drive mechanism with a hand crank on failure of electrical supply.

## Design

The poles of the breaker are mounted on a common supporting frame.

The spring drive mechanism is arranged on the middle pole.

The actuating force is transmitted via linkages.

The electrical control and monitoring elements are accommodated together with the drive in a sheet-steel box.

## Main data

Breaker type		EDF SK 1-1	EDF SK 1-1 (S)
Rated voltage	kV	36 / 72.5	27.5
Test voltage 50 Hz / 60 sec.	kV rms	75 / 160	105
Impulse withstand voltage 1.2 / 50 μs	kV peak	350	250
Rated frequency	Hz	50	50
Rated current at 40°C ambient temp.	A	2500	2500
First pole-to-clear factor		1.5	1
Rated breaking current at 50 Hz	kA	25 / 31.5	8
Rated making current (peak value)	kA	62.5 / 78.75	20
Opening time	ms	35	40
Total break time	ms	60	70
Closing time	ms	60	60
Reclosing time	ms	360	370
Duty cycles		O-0.3s-CO-3min-CO CO-15s-CO	O-0.3s-CO-3min-CO CO-15s-CO
High speed auto reclosing		three phase	one phase / two phase
Weight without circuit breaker's support	kg approx.	600 / 635	350 / 450

The SF6 gas filled parts are sealed by proven sealing systems as have been successfully used in ABB circuit-breakers for many years.

For monitoring the gas density, a density monitoring device is used which has already proved its reliability through many years of operation. It provides the necessary alarm signals and switching interlocks via electrical contacts. The circuit-breaker complies with the IEC and IS recommendations and other major specifications.

## Type EDF SK 1-1 for Outdoor Installation

To protect against corrosion due to the effects of the atmosphere, all metal parts are hot dip galvanized or painted.

The breaker supports are optional, but on special request they can also be supplied with the breaker.

## Type EDF SK 1-1 (S) for Traction Application

The breaker / interrupter has been developed for railway traction substations which undergo stringent operating duty. The breaker has high electrical as well as mechanical performance as frequency of switching required for traction application is much higher.

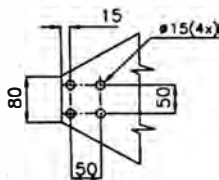
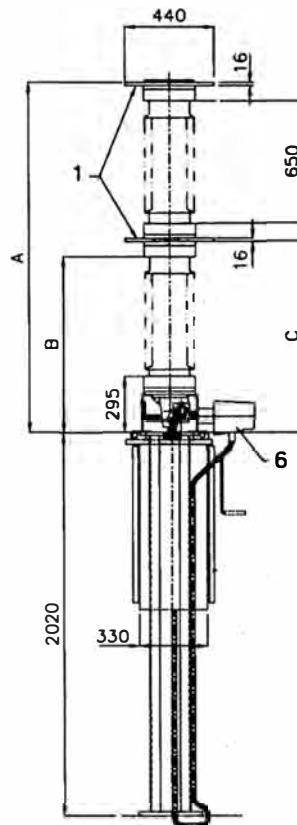
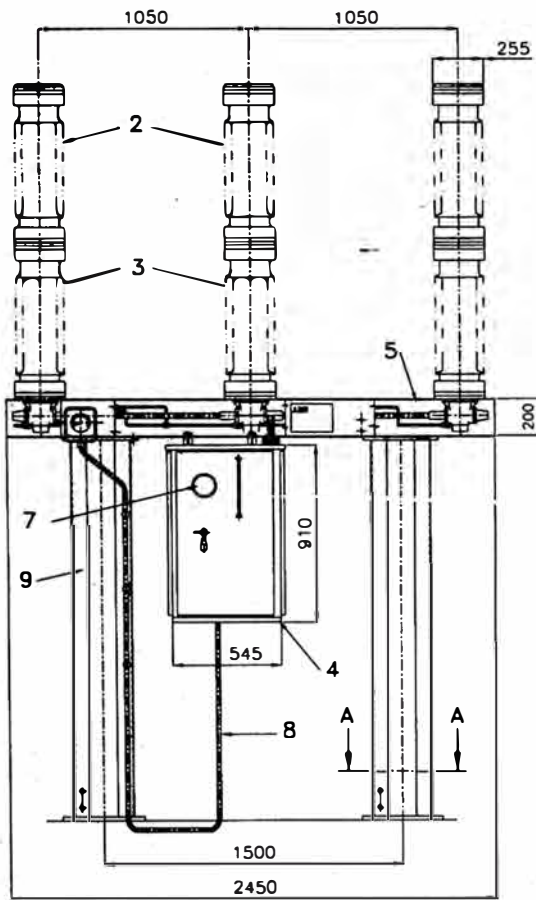
This breaker / interrupter can be supplied either in single pole or in double pole version.

## Transport, erection, commissioning, maintenance

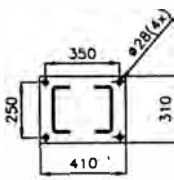
The EDF breakers are transported as an assembled unit i.e. poles mounted on the support frame and filled to a low SF6 pressure. Transmission rods and SF6 monitoring systems are mounted on the frame and a separate spring drive mechanism. At site making up of SF6 gas to requisite service pressure, is to be done by using the standard gas filling arrangement.

This results in extremely short erection times. Adjustment work is eliminated completely. Even when the work is performed by less qualified personnel, erection and commissioning errors can be kept to a minimum. As a general principle the circuit breakers are designed to keep the maintenance work as low as possible. Under normal operating conditions an overhaul is due at the earliest after 10 years of operations. The SF6 gas space is monitored continuously for leakage. Inspection and refilling are only necessary after several years.

### Dimension Drawing : Type EDF SK 1-1 for outdoor installations



Terminal pad Details:



Section A-A

Rating	Dimension		
	A	B	C
36kV	1638	716	796
72.5kV	1868	948	1026

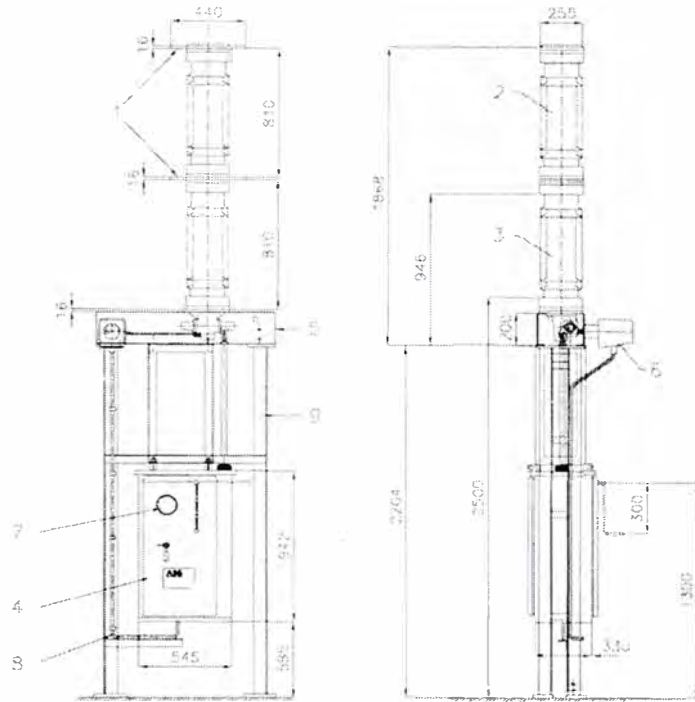
- |                                |                                       |
|--------------------------------|---------------------------------------|
| 1. Terminals                   | 5. Frame                              |
| 2. Breaking element            | 6. Density monitor with Pr. indicator |
| 3. Supporting column insulator | 7. Position indicator "ON-OFF"        |
| 4. Spring drive mechanism      | 8. Control cable                      |
|                                | 9. Support                            |

#### Optional, supplied on request

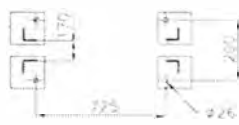
- 4 - spring drive mechanism can be provided at lower height
- 9 Support

As standard specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

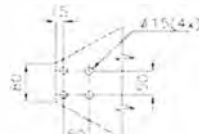
**Dimension Drawing : Type EDF SK 1-1(S) for Traction installations**



- 1. Terminals
- 2. Breaking element
- 3. Supporting column insulator
- 4. Spring drive mechanism
- 5. Frame
- 6. Gas density monitor
- 7. Position indicator "ON-OFF"
- 8. Control cable
- 9. Support



Foundation Plan



Terminal Rod



1-EDS 01048 YN Rev. B 1997/10

Asea Brown Boveri Limited  
 H. V. Circuit Breakers  
 Marolji - Vadodra - 390 013, (India)  
 Tel.: (0265) 842141, 841669 Telefax: (0265) 842055, 842184

**Marketing Offices :**

**Southern Regional Office**

Sona Towers, 71, Miller Road  
 Bangalore - 560 052  
 Tel: 080 2258315  
 Telex: 0645 8504 ABB IN  
 Telefax: 080 2254147

**Kochi**

Tel: 0484 318301  
**Chombatore**  
 Tel: 0422 212234  
**Hydrabad**  
 Tel: 040 2341024  
**Chennai**  
 Tel: 044 8261167  
**Nayveli**  
 Tel: 04146 52726  
**Visakhapatnam**  
 Tel: 0891 556193

**Western Regional Office**

Vaswani Chambers  
 20/1265, Dr. A. B. Road, Worli  
 Mumbai - 400 025  
 Tel: 022 4306231  
 Telex: 011 71028 ABB IN  
 Telefax: 022 4309143

**Vadodra**

Tel: 0265 836486  
**Indore**  
 Tel: 0731 582702  
**Jabalpur**  
 Tel: 0781 318469  
**Pune**  
 Tel: 0212 659055  
 641384

**Northern Regional Office**

15 - 16 Outap Industrial Area,  
 Guru Nanak Foundation Building  
 New Delhi - 110 007  
 Tel: 011 6515966  
 Telex: 031 83325 ABB IN  
 Telefax: 011 6851721

**Chandigarh**

Tel: 0172 656023  
**Jaipur**  
 Tel: 0141 382023  
**Lucknow**  
 Tel: 0522 231276

**Eastern Regional Office**

9, Lane Lajpat Rai Sarani,  
 (E. City Plaza)  
 Calcutta - 700 020  
 Tel: 033 2478832  
 Telex: 021 5800 ABB IN  
 Telefax: 033 2472427

**Bhubaneswar**

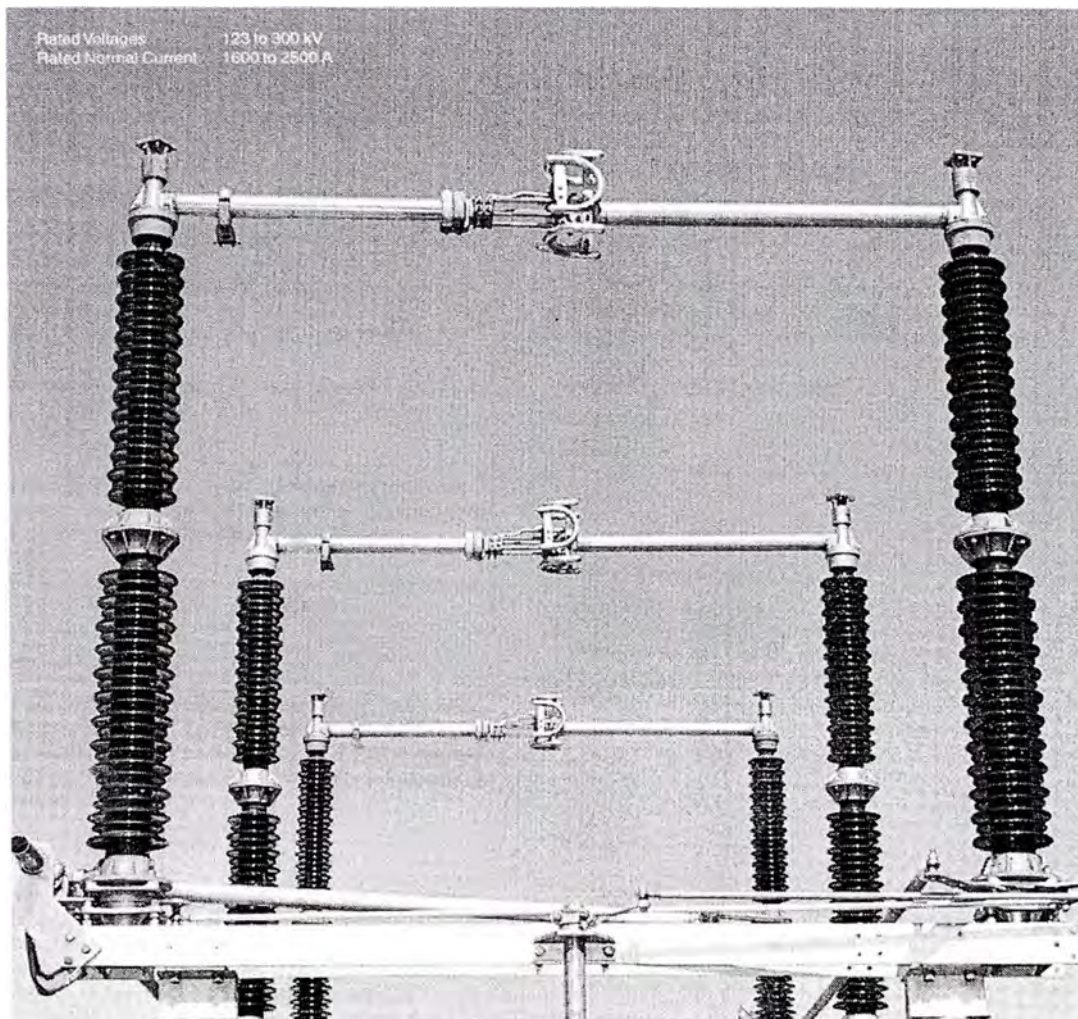
Tel: 0674 324783  
**Bombay**  
 Tel: 0674 370955  
**Bombay**  
 Tel: 0674 690412

# **SECCIONADOR**



Description

**Two-Column  
Rotary Disconnectors  
for Outdoor Installation  
Type SGF**



Asea Brown Boveri Limited

**ABB**

The continuously growing demand for electric energy places increasingly stringent requirements on the switchgear installations and their components. In this connection operating reliability as well as maintenance-free and economic operation are the most important points. For many years Asea Brown Soveri disconnectors have satisfied all the requirements an energy supply unit has to fulfil. Our products have proved their quality and reliability often under extreme climatic conditions. The experience gained as a consequence of their world-wide application is reflected in the development of new products and improvements in the existing products.

### Application

Disconnectors serve for metallic isolation of systems and form, in open position, a visible isolating distance. They are appropriate for switching small currents or currents when, between the terminals, no significant change in voltage occurs across the terminals.

Two-column rotary disconnectors can be employed in high-voltage switchgear installations of many types used today.

For earthing and short-circuiting disconnected plant sections, each disconnector pole can be equipped with one or two earthing switches.

They are available for rated voltages from 123 to 300 kV and for rated currents up to 2500 A.

### Regulations

The disconnectors are designed according to the IEC Publication 129/1984 and 694/1980, to DIN VDE Regulations 0670, Part 2/9.81 and Part 1000/8.84 and most other national regulations. ANSI specifications can be met on request.

### Tests

The type tests on the disconnectors were performed successfully in our own and independent test departments in accordance with the latest regulations. During manufacture all components are continuously subjected to quality assurance tests to ensure consistently high product quality.

After completion of the disconnector poles, a comprehensive electrical and mechanical routine test is carried out on the poles and appertaining operating mechanisms. Thus perfect functioning is guaranteed.

## Advantages of the ABB Disconnectors

### Welded Aluminium Structure

The current path halves are welded aluminium structures with a minimum of terminal points subject to corrosion, i.e. no appreciable change of the contact resistance over many years.

### No External Springs

Contact fingers without external springs.

### Strong Rotary Pedestals

guarantee that the deflection remains unchanged at high static mechanical terminal loads.

### Ice Breaking Capability

Disconnectors for operation under severe ice conditions up to 20 mm ice thickness are available.

### Dead Centre Interlocking

for all Operating Mechanisms.

No change of the switching position in case of extreme external influences such as storm, vibration, earthquake.

### Little Maintenance

Owing to the selection of the material used and the encapsulation of the pedestals and rotary heads in connection with a permanent lubrication the units are practically maintenance-free.

Front Cover  
View of a disconnector type S6F 245 n 100 • E100 with Earth Switch  
rated voltage 245 kV, rated normal current 1600 A and  
peak withstand current 100 kA



## Design

A sectional-steel base frame is the carrying constructional element of the disconnect. It carries the enclosed rotary pedestals protected against atmospheric influences and running in maintenance-free assembled ball bearings. The support insulators are mounted on the mounting plate or the stud bolts of the rotary pedestal and serve for supporting both current path halves for the contact finger and contact side with the rotary heads and high-tension terminals. With the disconnect in closed position the contact piece is located between the contact fingers. Current transfer in the maintenance-free rotary heads, which are totally enclosed and protected against external influences, takes place via tulip-type contact fingers arranged around two copper bolts.

This version allows for freedom in arrangement since the high-tension terminal can be turned through 360 degrees. Thus, the installation of a pipe connection or the straining of a connection cable is possible in any direction. The high-tension connection area of the 1600 A version is provided with 4 bore holes and of the 2500 A version with 8 bore holes for connection to flat terminals according to DIN Standard 46 203 or NEMA or other standards, if required.

The current path consists of a welded aluminium structure with a minimum of terminal points and therefore no appreciable change of the contact resistance over many years occurs. Disconnects for a rated voltage of 170 kV and above are equipped with an interlocking device, consisting of a catch hook and an interlocking bolt which, in the case of high short-circuit currents, prevents the two halves from separating in longitudinal direction.

The deflection of the post insulator due to tensile forces can be easily compensated by readjusting the nuts and the stud bolts. As the disconnects are designed for high static terminal loads, adjustments are normally not necessary up to 170 kV.

The optionally available earthing unit consists of a hinged-type earthing switch fixed at the base frame.

The tubular contact arm is located, in open position, along the base frame. In closed position, the earthing contact attached to the current path comes to rest between the contact fingers of the earthing switch, which can be mounted either on the contact side or the contact finger side or on both sides of the disconnect. The universal design permits the earthing switch to be attached at site as required to suit the local conditions. It can also be retrofitted without any difficulty.

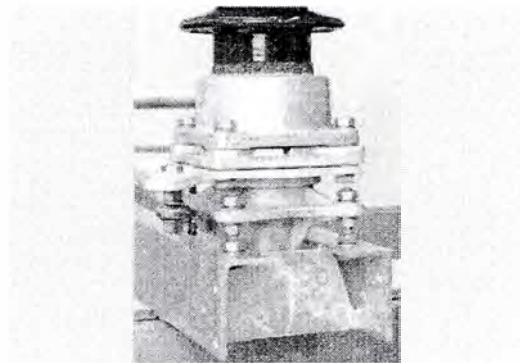


Fig. 1 Base frame with rotary pedestal (front view). The high-tension free rotary pedestal is equipped with assembled ball bearings and safety protected against atmospheric influences. Adjustment screws allow rapid and exact adjustment of the current path.

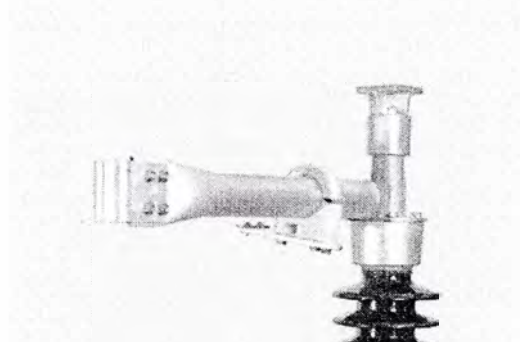


Fig. 2 Current path half (left side) (125 kV – 1600 A and 2500 A – 1600 A version) with 4 bore holes (left) and 8 bore holes (right) for connection to flat terminals (for disconnects of 245 kV and above with opening protection flap)

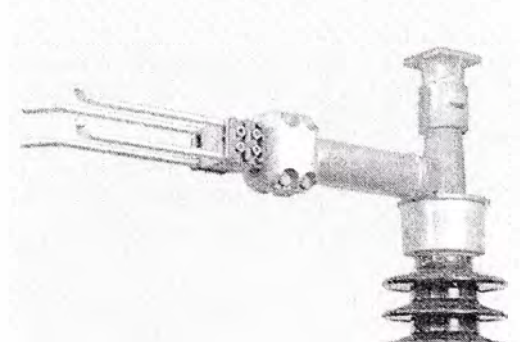


Fig. 3 Contact plate with contact finger (left) for 170 kV and 180 kV (for disconnects of 245 kV and above with opening protection flap). For rated current 2000 A six screw holes for contact finger lock system.

All components are protected against atmospheric influences, the steel parts liable to rusting being hot dip galvanized.

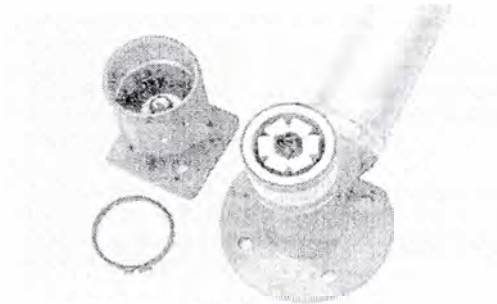


Fig. 4  
Rotating mechanism of the earthing switch. The rotary pedestal is made of steel and is protected against atmospheric influences by hot dip galvanizing. The contact arm is made of steel and is also protected against atmospheric influences by hot dip galvanizing. The contact arm is made of steel and is also protected against atmospheric influences by hot dip galvanizing.

## Mode of Operation

Disconnecter and earthing switch are operated separately. The design of the operating mechanism of the disconnecter and earthing switch is such that a dead centre position is passed through shortly before the end positions are reached. Thus, automatic opening or closing of the units – e.g. due to external influences (short-circuits, storm, earthquake) – is impossible.

The energy is transmitted from the operating mechanism of the disconnecter to a rotary pedestal. The diagonal rod connects both rotary pedestals of each pole so that simultaneous operation is ensured. During switch operation both current path halves pass through an angle of rotation of 90 degrees and are located parallel to each other and at right angles to the base frame with open disconnecter.

In the case of the earthing switch, the operating energy is transmitted to the earthing switch shaft. The tubular contact arm swings upwards when the unit is closed. In the end position the contact fingers come to rest against the stop with initial tension.

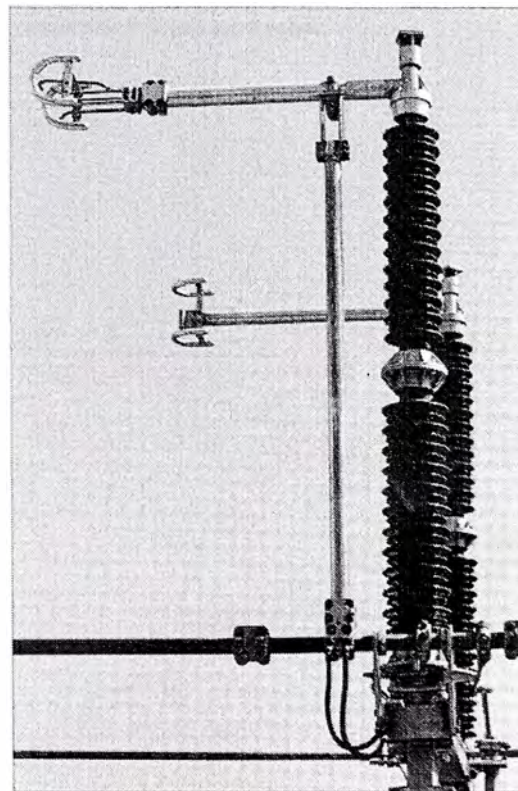


Fig. 5

## **Operating Mechanisms**

All disconnectors can be supplied with manual operating mechanism or motor-operated mechanism, as requested by the client. Each three-pole disconnector or earthing switch group only requires one operating mechanism. The coupling rods between the individual poles can be continuously adapted.

The operating mechanism is fastened laterally at the base frame. With units installed on a higher plane, mounting of the operating mechanism within reach is possible, if desired, by using an additional pivot bearing and an operating shaft.

## **Pilot Switches**

The pilot switches are attached directly to the operating mechanism concerned. The mechanical control of the pilot switches by means of the operating mechanism is designed in a way that the control signal is given only after the operating mechanism has reached the dead centre position and interlocking of the disconnector or earthing switch has occurred.

## **Interlocks**

Disconnector and earthing switch can be interlocked with each other at the client's request so that during manual operation it is only possible to operate the earthing switch with the disconnector in the open position and the disconnector with the earthing switch in the open position.

For disconnectors with motor-operated mechanism and earthing switches with manual operating mechanism, a mechanical interlock can also be provided for the earthing switch, whereas, the operating mechanism of the disconnector is interlocked electrically. If motor-operated mechanisms are used, electrical interlocking of both operating mechanisms can be provided.

A blocking magnet can be installed as additional interlocking facility in the case of the manual operating mechanism, which, in disconnected condition, makes an actuation of the operating mechanism impossible. Various types of locks can also be used.

## **Easy Installation**

The disconnectors are delivered in assemblies: lower part with rotary pedestals and diagonal rod, current path halves, support insulators and operating mechanism.

Since all mechanical adjustments have already been carried out in the factory, only mounting of the assemblies, installation of the coupling rods between the poles, connection of the high-tension leads as well as the electrical connection leading to the operating mechanisms is required at site.

The provision of stud bolts is of essential help since their nuts serve for compensating rapidly and exactly the inaccurate position of the support insulators caused by tensile forces.

## **Little Maintenance**

Owing to the selection of the material used and the encapsulation of the pedestals and rotary heads in connection with a permanent lubrication the units are practically maintenance-free. Inspections are mainly restricted to components exposed to atmospheric influences. Under normal climatic conditions the inspection intervals are 5 years.

## List of Types and Technical Data 123 kV

Isolator		SGF 123 n ...**	SGF 123 p ...**	SGF 123 p ...**
Additional designation for design with				
1	built-on earthing switch	+ E ...**	+ E ...**	+ E ...**
2	built-on earthing switches	+ 2E ...**	+ 2E ...**	+ 2E ...**
Rated voltage	kV	123	123	123
Rated normal current	A	1600	2500	2500
Rated peak withstand current for isolator and earthing switch	kA (peak)	100	100	125
Rated short-time current 1 s for isolator and earthing switch	kA (rms)	40	40	50
Rated 1 min power-frequency withstand voltage (50 Hz) to earth and between poles across the isolating distance	kV (rms)	230	230	230
	kV (rms)	265	265	265
Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 $\mu$ s to earth and between poles across the Isolating distance	kV (peak)	550	550	550
	kV (peak)	650	650	650
Discharge inception voltage	kV	> 80	> 80	> 80
Radio interference voltage at 78 kV	$\mu$ V	< 500	< 500	< 500
3-phase breaking capacity inductive, capacitive	A	2	2	2
Insulator design:				
minimum falling load	N	4000-6000-8000	4000-6000-8000	4000-6000-8000
overall height	mm	1220	1220	1220
minimum creepage distance	mm	1970	1970	1970
Admissible mechanical terminal load***				
static and dynamic	N	3000-4500-6000	3000-4500-6000	3000-4500-6000
static portion	N	1200-1500-1500	1200-1500-1500	1200-1500-1500

\*\* The type designation is complemented by the data for the rated peak withstand current.

\*\*\* The values of the mechanical terminal loads are depending on the minimum falling load of the built-in-insulator given in the table. Insulator designs with higher strength and extended creepage distance are possible.

## List of Types and Technical Data 145 kV

Isolator		SGF 145 n ...**	SGF 145 p ...**	SGF 145 p ...**
Additional designation for design with				
1	built-on earthing switch	+ E ...**	+ E ...**	+ E ...**
2	built-on earthing switches	+ 2E ...**	+ 2E ...**	+ 2E ...**
Rated voltage	kV	145	145	145
Rated normal current	A	1800	2500	2500
Rated peak withstand current for isolator and earthing switch	kA (peak)	100	100	125
Rated short-time current 1 s for isolator and earthing switch	kA (rms)	40	40	50
Rated 1 min power-frequency withstand voltage (50 Hz) to earth and between poles across the isolating distance	kV (rms)	275	275	275
	kV (rms)	315	315	315
Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 $\mu$ s to earth and between poles across the isolating distance	kV (peak)	650	650	650
	kV (peak)	750	750	750
Discharge inception voltage	kV	> 95	> 95	> 95
Radio interference voltage at 92 kV	$\mu$ V	< 500	< 500	< 500
3-phase breaking capacity inductive, capacitive	A	2	2	2
Insulator design:				
minimum falling load	N	4000-6000-8000	4000-6000-8000	4000-6000-8000
overall height	mm	1500	1500	1500
minimum creepage distance	mm	2300	2300	2300
Admissible mechanical terminal load***				
static and dynamic	N	3100-4700-6000	3100-4700-6000	3100-4700-6000
static portion	N	1200-1500-1500	1200-1500-1500	1200-1500-1500

\*\* The type designation is complemented by the data for the rated peak withstand current.

\*\*\* The values of the mechanical terminal loads are depending on the minimum falling load of the built-in-insulator given in the table. Insulator designs with higher strength and extended creepage distance are possible.

## List of Types and Technical Data 170 kV

Isolator		SGF 170 n ...**	SGF 170 p ...**	SGF 170 p ...**
Additional designation for design with				
1	built-on earthing switch	+ E ...**	+ E ...**	+ E ...**
2	built-on earthing switches	+ 2E ...**	+ 2E ...**	+ 2E ...**
Rated voltage	kV	170	170	170
Rated normal current	A	1600	2500	2500
Rated peak withstand current for isolator and earthing switch	kA (peak)	100	100	125
Rated short-time current 1 s for isolator and earthing switch	kA (rms)	40	40	50
Rated 1 min power-frequency withstand voltage (50 Hz) to earth and between poles across the isolating distance	kV (rms)	325	325	325
	kV (rms)	375	375	375
Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 $\mu$ s to earth and between poles across the isolating distance	kV (peak)	750	750	750
	kV (peak)	860	860	860
Discharge inception voltage	kV	> 110	> 110	> 110
Radio interference voltage at 108 kV	$\mu$ V	< 1000	< 1000	< 1000
3-phase breaking capacity inductive, capacitive	A	2	2	2
Insulator design:				
minimum failing load	N	4000-6000-8000	4000-6000-8000	4000-6000-8000
overall height	mm	1700	1700	1700
minimum creepage distance	mm	2700	2700	2700
Admissible mechanical terminal load***				
static and dynamic	N	3200-4800-6000	3200-4800-6000	3200-4800-6000
static portion	N	1300-1500-1500	1300-1500-1500	1300-1500-1500

\*\* The type designation is complemented by the data for the rated peak withstand current.

\*\*\* The values of the mechanical terminal loads are depending on the minimum failing load of the built-in-insulator given in the table. Insulator designs with higher strength and extended creepage distance are possible.



## List of Types and Technical Data 245 kV

Isolator		SGF 245 n ...**	SGF 245 p ...**	SGF 245 p ...**
Additional designation for design with				
1	built-on earthing switch	+ E ...**	+ E ...**	+ E ...**
2	built-on earthing switches	+ 2E ...**	+ 2E ...**	+ 2E ...**
Rated voltage	kV	245	245	245
Rated normal current	A	1600	2500	2500
Rated peak withstand current for isolator and earthing switch	kA (peak)	100	100	125
Rated short-time current 1 s for isolator and earthing switch	kA (rms)	40	40	50
Rated 1 min power-frequency withstand voltage (50 Hz) to earth and between poles across the isolating distance	kV (rms)	460	460	460
	kV (rms)	530	530	530
Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 µs to earth and between poles across the isolating distance	kV (peak)	1050	1050	1050
	kV (peak)	1200	1200	1200
Discharge inception voltage	kV	> 160	> 160	> 160
Radio interference voltage at 156 kV,	µV	< 500	< 500	< 500
3-phase breaking capacity inductive, capacitive	A	1.5	1.5	1.5
Insulator design:				
minimum tailing load	N	4000-6000-8000	4000-6000-8000	4000-6000-8000
overall height	mm	2300	2300	2300
minimum creepage distance	mm	4800	4800	4800
Admissible mechanical terminal load***				
static and dynamic	N	3400-5100-6000	3400-5100-6000	3400-5100-6000
static portion	N	1300-1500-1500	1300-1500-1500	1300-1500-1500

\*\* The type designation is complemented by the data for the rated peak withstand current.

\*\*\* The values of the mechanical terminal loads are depending on the minimum tailing load of the built-in-insulator given in the table. Insulator designs with higher strength and extended creepage distance are possible.

## List of Types and Technical Data 300 kV

Isolator		SGF 300 n ...**	SGF 300 p ...**	SGF 300 p ...**
<b>Additional designation for design with</b>				
1 built-on earthing switch		+ E ...**	+ E ...**	+ E ...**
2 built-on earthing switches		+ 2E ...**	+ 2E ...**	+ 2E ...**
<b>Rated voltage</b>	<b>kV</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>
<b>Rated normal current</b>	<b>A</b>	<b>1600</b>	<b>2500</b>	<b>2500</b>
<b>Rated peak withstand current for isolator and earthing switch</b>	<b>kA (peak)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>125</b>
<b>Rated short-time current 1 s for isolator and earthing switch</b>	<b>kA (rms)</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>50</b>
<b>Rated 1 min power-frequency withstand voltage (50 Hz) to earth and between poles across the isolating distance</b>	<b>kV (rms)</b>	<b>380</b>	<b>380</b>	<b>380</b>
	<b>kV (rms)</b>	<b>435</b>	<b>435</b>	<b>435</b>
<b>Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 µs to earth and between poles across the isolating distance</b>	<b>kV (peak)</b>	<b>1050</b>	<b>1050</b>	<b>1050</b>
	<b>kV (peak)</b>	<b>1050 (+170)*</b>	<b>1050 (+170)*</b>	<b>1050 (+170)*</b>
<b>Rated switching impulse withstand voltage 250/2500 µs to earth and between poles across the isolating distance</b>	<b>kV (peak)</b>	<b>850</b>	<b>850</b>	<b>850</b>
	<b>Class A</b>	<b>850</b>	<b>850</b>	<b>850</b>
	<b>Class B</b>	<b>700 (+245)*</b>	<b>700 (+245)*</b>	<b>700 (+245)*</b>
	<b>kV (peak)</b>	<b>700 (+245)*</b>	<b>700 (+245)*</b>	<b>700 (+245)*</b>
<b>Discharge inception voltage</b>	<b>kV</b>	<b>&gt; 230</b>	<b>&gt; 230</b>	<b>&gt; 230</b>
<b>Radio interference voltage at 230 kV</b>	<b>µV</b>	<b>&lt; 1000</b>	<b>&lt; 1000</b>	<b>&lt; 1000</b>
<b>3-phase breaking capacity inductive, capacitive</b>	<b>A</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Insulator design:</b>				
minimum failing load	<b>N</b>	<b>6000-8000</b>	<b>6000-8000</b>	<b>6000-8000</b>
overall height	<b>mm</b>	<b>2650</b>	<b>2650</b>	<b>2650</b>
minimum creepage distance	<b>mm</b>	<b>5600</b>	<b>5600</b>	<b>5600</b>
<b>Admissible mechanical terminal load***</b>				
static and dynamic	<b>N</b>	<b>3400-5100-6000</b>	<b>3400-5100-6000</b>	<b>3400-5100-6000</b>
static portion	<b>N</b>	<b>1300-1500-1500</b>	<b>1300-1500-1500</b>	<b>1300-1500-1500</b>

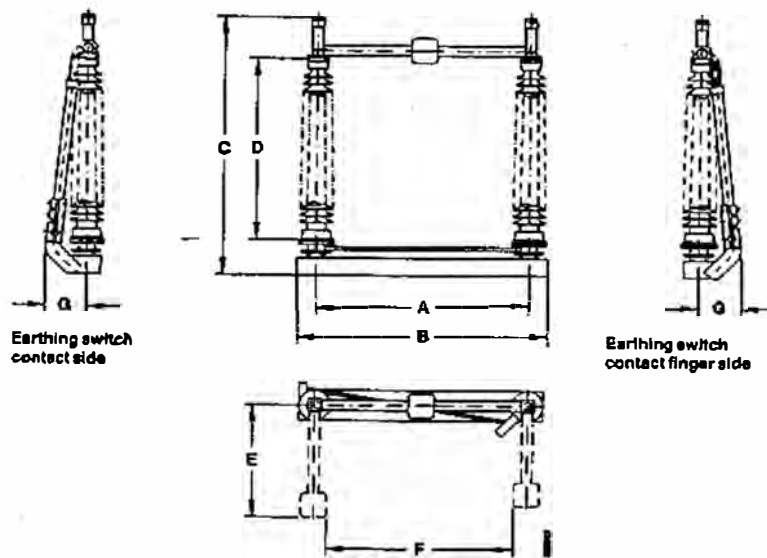
\* Values in brackets are peak values of the power-frequency voltage applied to the opposite terminal.

\*\* The type designation is complemented by the data for the rated peak withstand current.

\*\*\* The values of the mechanical terminal loads are depending on the minimum failing load of the built-in-insulator given in the table. Insulator designs with higher strength and extended creepage distance are possible.



## Main Dimensions



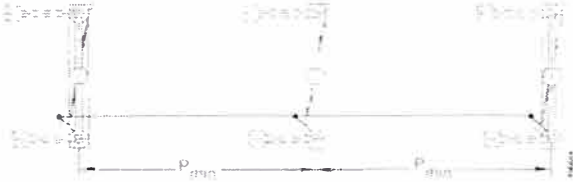
Dimension		Type	Type					
			SGF 123	SGF 145	SGF 170	SGF 245	SGF 300	
A	Support insulator distance	mm	1400	1650	1830	2620	2620	
B	Base frame length	mm	1700	1950	2130	2920	2920	
C	Isolator height	SGF...n	mm	1775	2055	2255	2855	3245
		SGF...p	mm	1825	2105	2305	2905	3295
D	Support insulator height	mm	1220	1500	1700	2300	2650	
E	Isolator width (open)	mm	760	925	1030	1370	1370	
F	Isolating distance	mm	1200	1450	1630	2420	2300	
G	Length of earthing switch attachment	mm	450	450	450	450	450	

## Mounting Alternatives

### Series Installation



### Parallel Installation



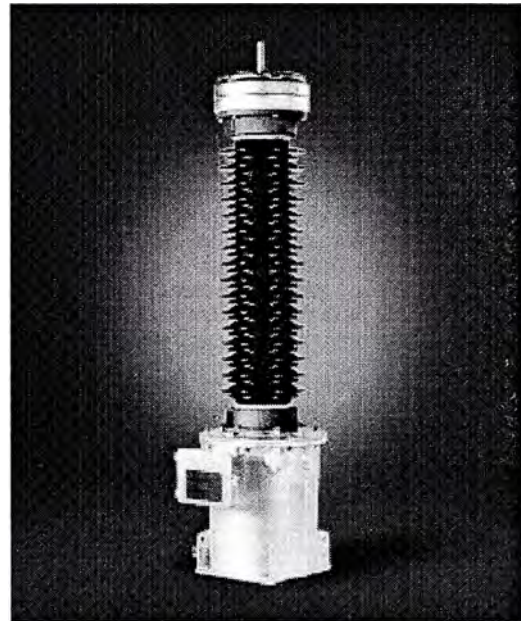
Type	Installation (without or with earthing switch)	
	in series $P_{min}$ (mm)	in parallel $P_{min}$ (mm)
SGF 123	2700	1970
SGF 145	3150	2330
SGF 170	3530	2640
SGF 245	4920	3570
SGF 300	5350	4000



ABB Switch Board Limited  
 H. V. Patel Exports  
 Maneja, Vadodara - 390 013, Gujarat, India  
 Tel: +91 265 641671/642141 Fax: +91 265 641671/643658/642184

# **TRANSFORMADOR DE TENSIÓN**

## Transformadores de Tensión Capacitivos tipo CPA y CPB



Tensión del sistema	72.5 - 550 kV
Instalación	Exterior

**ABB**

# Transformador de tensión del tipo CPA y CPB

Los transformadores de tensión capacitivos (CVT) y condensadores de acoplamiento de ABB están destinados a ser conectados entre redes de fase o tierra con neutro aislado o neutro a tierra.

El diseño cumple con los requisitos de las normas IEC y BS. Pueden adquirirse también diseños especiales para cumplir con otras normas o especificaciones del cliente. Debido al diseño de los elementos condensadores descritos abajo, CPA y CPB son, en cuanto a la estabilidad y precisión de temperatura, similares a los transformadores inductivos de tensión.

## Divisor capacitivo de tensión

El divisor capacitivo de tensión (CVD) consiste en una o dos unidades de porcelana vidriada marrón o gris, montadas una sobre otra. Cada unidad incluye una gran cantidad de elementos condensadores conectados en serie e impregnados en aceite. Los aisladores están totalmente llenos con el impregnante, que es mantenido a una ligera sobrepresión por el diseño del sistema de expansión. En toda nuestra construcción se utilizan juntas tóricas.

Los elementos capacitivos están diseñados según las demandas para facturación y su parte activa consiste en papel de aluminio, aislado con papel/película de polipropileno, impregnado con un aceite sintético libre de PCB, FARADOL 300, que tiene mejores características aislantes que el aceite mineral normal. Este tipo de dieléctrico ha demostrado ser prácticamente insensible a los cambios de temperatura.

Nuestro divisor de tensión estándar, designación de tipo CSA, está montado en una unidad electromagnética (EMU), formando un transformador de tensión capacitivo completo tipo CPA o CPB. Un condensador de acoplamiento (sin unidad electromagnética) se denomina CCA.

Hay disponibles versiones de alta capacitancia para aplicaciones especiales. (La información al respecto no se incluye en este folleto.)

## Unidad electromagnética (EMU)

Un transformador de tensión capacitivo con una unidad electromagnética (EMU) tipo EOA se denomina CPA, y con una unidad electromagnética (EMU) tipo EOB se denomina CPB. El diseño del EOA es básicamente idéntico al del EOB, pero éste tiene una cuba y un núcleo más grandes, con espacio para arrollamientos mayores, para requisitos más elevados de carga y clase. El divisor de tensión y el transformador están conectados mediante manguitos interiores en el aceite, que es necesario para aplicaciones de alta precisión. El transformador tiene aislamiento de aceite con arrollamientos de cobre doblemente esmaltados y con un núcleo de hierro, fabricado en chapa de acero de alta calidad.

La bobina primaria está dividida en un arrollamiento principal y un juego de arrollamientos de compensación accesibles exteriormente. La tensión intermedia nominal es de aproximadamente 22/03 kV.

EOA y EOB tienen un reactor que está conectado en serie entre el divisor de tensión y el extremo de alta tensión del arrollamiento primario. Este reactor compensa el cambio en el ángulo de fase provocado por el divisor capacitivo de tensión. Las reactancias capacitiva e inductiva se ajustan por separado en cada transformador antes del ensayo de precisión.

# Ventajas del CPA y CPB

## Clima

Estos transformadores están diseñados y han sido instalados en condiciones muy variables, desde climas árticos a desérticos, en todos los continentes.

## Ferroresonancia

La baja inducción (0,35 – 0,45 T a la tensión nominal) junto con un eficaz circuito amortiguador, proporcionan una amortiguación segura y constante de la ferroresonancia en todas las frecuencias y tensiones hasta el factor de tensión nominal (ver la página 4).

## Vida útil

La baja carga de tensión dentro de los elementos condensadores garantizan un producto seguro con una larga vida útil.

## Características transitorias

La alta tensión intermedia y la alta capacitancia resultan en características transitorias mucho mejores que las exigidas por las normas internacionales actuales.

## Ajuste

Los arrollamientos de ajuste para ajustar la relación de transformación son accesibles en la caja de terminales y pueden ser utilizados por el cliente para optimizar la precisión como se describe en la página 4.

## Onda portadora (PLC)

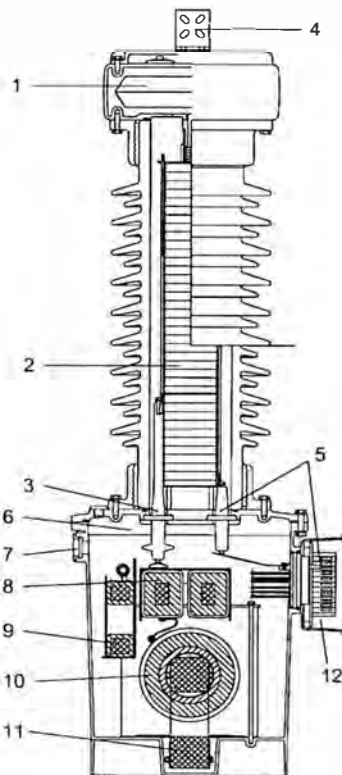
CPA y CPB tienen el reactor de compensación conectado en el lado de alta tensión del arrollamiento primario, lo que permite utilizar también frecuencias más altas (> 400 kHz) para transmisión por onda portadora (PLC).

## Capacitancia parásita

El diseño con el reactor de compensación en el lado de alta tensión del arrollamiento principal garantiza una capacitancia parásita menor a 200 pF, que es el requisito más riguroso de la norma IEC para características de portadoras.

## Estabilidad

CPA y CPB tienen un factor de alta calidad, debido a su capacitancia relativamente alta, combinado con una tensión intermedia alta. El factor de calidad =  $C_{\text{equivalente}} \times U_{\text{intermedio}}^2$  es una medida de la estabilidad con respecto a las variaciones de frecuencia. Cuanto mayor sea el valor, mejor será la precisión durante variaciones de energía.



## Divisor capacitivo de tensión CSA

- 1 Sistema de expansión
- 2 Elementos condensadores
- 3 Manguito de tensión intermedia
- 4 Terminal primario, atenuador fijo de aluminio, plano de 4 orificios
- 5 Terminal de baja tensión (para uso de frecuencia de portadora)

## Unidad electromagnética EOA o EOB

- 6 Colchón de gas
- 7 Mirilla de nivel de aceite
- 8 Reactor de compensación
- 9 Circuito amortiguador de ferroresonancia
- 10 Arrollamientos primarios y secundarios
- 11 Núcleo
- 12 Caja de terminales

# Características de diseño

## Características de diseño

### Materiales

Todas las superficies metálicas exteriores son de aleación de aluminio, resistente a los factores ambientales más conocidos. Los tornillos, tuercas, etc. son de acero a prueba de ácidos. Las superficies de aluminio generalmente no requieren pintura. No obstante, podemos ofrecer una pintura protectora estándar de color gris claro.

### Distancia de fuga

Como estándar, CPA y CPB se ofrecen con una distancia de conducción superficial  $\geq 25$  mm/kV. Se puede suministrar una distancia mayor por pedido especial.

### Estabilidad mecánica

La estabilidad mecánica confiere un margen de seguridad suficiente para cargas de viento y fuerzas conductoras normales. En la mayoría de los casos, pueden montarse también trampas de onda para sistemas de onda portadora directamente arriba del divisor capacitivo. CPA y CPB resistirán además la mayoría de los esfuerzos sísmicos.

### Circuito amortiguador de ferresonancia

Todos los CVT deben incluir algún tipo de amortiguación de ferresonancia, dado que la capacitancia en el divisor de tensión, en serie con la inductancia del transformador y el reactor en serie, constituye un circuito de resonancia sintonizada.

Este circuito puede ser llevado a resonancias por varias perturbaciones en la red que pueden saturar el núcleo de hierro del transformador. Este fenómeno puede provocar además el sobrecalentamiento de la unidad electromagnética, o una penetración del aislamiento.

CPA y CPB utilizan un circuito amortiguador, conectado en paralelo con uno de los arrollamientos secundarios (ver el diagrama de la página 6). El circuito amortiguador está formado por un reactor con un núcleo de hierro, y un resistor en serie enfriado en aceite. Durante el uso normal, el núcleo de hierro del reactor amortiguador no se satura, produciendo una alta impedancia, de modo que prácticamente ninguna corriente atraviesa este circuito.

El circuito amortiguador tiene dos terminales en la caja de terminales, d1 - d2, que deben conectarse cuando el transformador está en funcionamiento. Esta conexión puede abrirse para controlar si el circuito está en buenas condiciones midiendo la resistencia.

### Ajuste de relación

El transformador de la unidad electromagnética tiene cinco arrollamientos de ajuste en el lado de tierra del arrollamiento primario. La cantidad de vueltas de estos arrollamientos fue elegida para que la relación pueda ser ajustada  $\pm 6,05\%$  en pasos de  $0,05\%$ . Estos arrollamientos son accesibles externamente en la caja de terminales secundarios. El CVT se entrega ajustado para la carga y clase especificadas, y generalmente no se requieren más ajustes. No obstante, si fuese necesario, los arrollamientos de ajuste pueden utilizarse para ampliar o mejorar la precisión del CVT, por ejemplo:

Para mantener o mejorar la precisión para un campo de cargas que difieren de la carga nominal.

Para minimizar el error de relación de transformación para una carga fija conocida a menos de  $0,025\%$ .

Para poder cambiar el divisor de tensión in situ, y reajustar el transformador para la nueva combinación de divisor de tensión/unidad electromagnética.

### Interruptor de potencial de tierra (ANSI)

Dado que nunca deben efectuarse trabajos en el CVT bajo tensión, el diseño de CPA y CPB no incluye detalles innecesarios, como un interruptor de desconexión de tierra para la unidad electromagnética. Este dispositivo también estaría en discrepancia con la ventaja de la tensión intermedia alta (ver la página 2). Además, nuestra unidad electromagnética está aislada con aceite y, por consiguiente, el interruptor no es necesario. Las partes con tensión no son accesibles como en el caso de la unidad electromagnética aislada con aire.

### Placas de características

Las placas de características de acero inoxidable tienen grabado texto y diagramas de circuito. Los datos generales pueden encontrarse en la puerta de la caja de terminales, el diagrama de conexiones y los datos del arrollamiento secundario, en el lado interior.

Los condensadores están marcados con la capacitancia medida en la brida del aislador inferior.

# Instalación y mantenimiento

## Desembalaje

En el momento de la entrega, controlar las jaulas y su contenido para ver si han sufrido daños durante el transporte. Si hay daños, consultar a ABB Switchgear. Esperar antes de seguir manipulando las mercancías. Todos los daños deben documentarse (fotografiarse).

La unidad electromagnética y el divisor capacitivo de tensión se entregan como una unidad para los CVT con tensiones del sistema de 245 kV como máximo.

## Montaje

Los CVT con tensiones del sistema más altas, que tienen más de una parte de CVD, se entregan con la unidad inferior del CVD montada en la unidad electromagnética. La unidad electromagnética, con la unidad inferior del CVD, debe instalarse primero, antes de colocar en su lugar la(s) pieza(s) superior(es) del CVD. Las instrucciones de izaje se incluyen en cada embalaje.

Controlar que el aislador superior e inferior tengan el mismo número de serie (para CVD con más de una unidad condensadora).

## Mantenimiento

CPA y CPB están diseñados para una vida útil de más de 25 años, y son prácticamente libres de mantenimiento. No obstante, recomendamos efectuar los siguientes controles y mediciones.

### Control visual

Recomendamos efectuar un control periódico, para ver si hay fugas de aceite, y una revisión del aislamiento exterior, para ver si hay suciedad acumulada en los aisladores.

### Mediciones de control del CVD

Dado que los divisores de tensión están sellados permanentemente con una ligera sobrepresión, no se pueden extraer muestras de aceite de los mismos. En condiciones de funcionamiento normales, no se producirá un envejecimiento perceptible en el interior de los condensadores (verificado por ensayos de envejecimiento). No obstante, las discrepancias entre las tensiones secundarias en fases paralelas pueden indicar un fallo en una pieza del condensador de uno de los transformadores de tensión, por lo que se recomienda efectuar una comparación de este tipo. En este caso, se recomienda medir además el valor de capacitancia. Las lecturas pueden tomarse entre el terminal superior y el terminal "L" en la caja de terminales secundarios.

### Mediciones de control de la unidad electromagnética

Un ensayo sencillo es medir la resistencia de aislamiento en megohmios (tensión máxima del ensayo: 1000 V CC) en los arrollamientos secundarios. Como el arrollamiento de alta tensión del transformador no tiene graduación capacitiva, una medición del ángulo de pérdidas ( $\tan \delta$ ) no dará ningún resultado importante. Lo que sí puede hacerse es sacar una muestra de aceite para un análisis de cromatografía de gases de la unidad electromagnética, para determinar su condición. La cuba de la unidad electromagnética puede ser equipada, previa solicitud, con una válvula de muestreo, y podemos suministrar los equipos de muestreo adecuados. Un método sencillo es tomar la muestra del orificio de relleno de aceite. Los intervalos de muestreo variarán según las condiciones de servicio; generalmente, no debería ser necesario ningún análisis de aceite durante los primeros 20 años de servicio.

## Aspectos ambientales

### Impregnante

Tanto FARADOL 300, (divisores de tensión), y Nynäs NYTRO 10 X (unidad electromagnética) son libres de PCB y otras sustancias altamente tóxicas, y representan una amenaza muy pequeña para el entorno. Los dos impregnantes están clasificados en la máxima clase alemana de protección de las aguas (WGK 1). Faradol 300 es un aceite sintético, y NYTRO 10 X es un aceite para transformadores estándar.

### Eliminación

Después de evacuar los aceites, estos pueden quemarse en una planta especial. De este modo, FARADOL 300 posee características de combustión similares al aceite mineral normal.

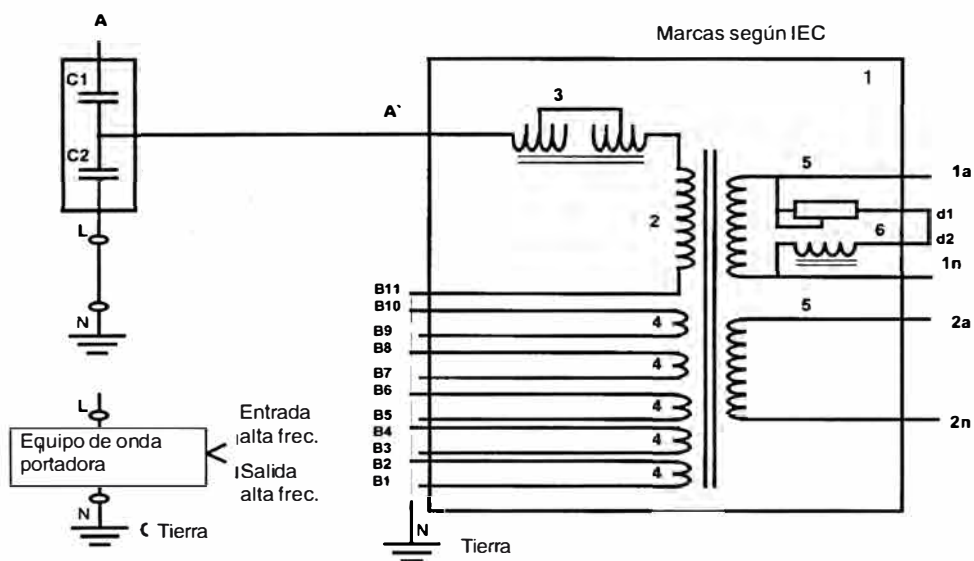
La porcelana puede ser depositada después de habersido triturada.

Los metales en la unidad electromagnética y el alojamiento del divisor de tensión son reciclables. Las piezas de aluminio tienen etiquetas con especificación de los materiales. Para aprovechar el cobre de los arrollamientos, se debe quemar el aislamiento de papel saturado.

El aluminio en los elementos condensadores, con su combinación de papel de aluminio, papel y película de polipropileno, pueden reclamarse después de quemar el aislamiento. La película plástica no emitirá sustancias nocivas durante este proceso.



# Diagrama esquemático del transformador de tensión capacitivo



- 1 Unidad electromagnética (EMU) de transformador de tensión intermedia con reactor de compensación
- 2 Arrollamiento primario del transformador de tensión intermedia
- 3 Reactor de compensación
- 4 Arrollamientos de ajuste
- 5 Arrollamientos secundarios
- 6 Circuito amortiguador de ferresonancia

# Datos de diseño

## Capacitancia nominal, distancia disruptiva y de fuga

Tipo	Nº de cuerpos de porcelana	Capacitancia nominal pF (+10;-5%)	Distancia disruptiva mm	Dist. de fuga (val. mín.)	
				Total mm	Proteg. mm
CPA/CPB 72	1	20000	700	2200	890
CPA/CPB 123	1	14300	980	3160	1282
CPA/CPB 145	1	12700	1190	3880	1545
CPA/CPB 170	1	10500	1400	4600	1835
CPA/CPB 245	1	7400	1960	6510	4250
CPA/CPB 300	2	6300	2380	7760	5610
CPA/CPB 362	2	5200	2800	9200	3670
CPA/CPB 420	2	4600	3220	10630	4250
CPA/CPB 550	2	3500	4200	13980	5610

## Tensiones de ensayo IEC 186, IEC 358, BS 7625, SS 427 08 13

Tipo	Tensión del sistema kV	1 min. A/C húmedo/seco kV	Impulso tipo rayo seco kV	Sobretensión tipo maniobra. Húmedo kV	Ensayo PD Tensión kV	Máx. PD nivel pC
CPA/CPB 72	72.5	140/140	325	-	46	10
CPA/CPB 123	123	230/230	550	-	78	10
CPA/CPB 145	145	275/275	650	-	92	10
CPA/CPB 170	170	325/325	750	-	108	10
CPA/CPB 245	245	460/460	1050	-	156	10
CPA/CPB 300	300	-/460	1050	850	191	10
CPA/CPB 362	362	-/510	1175	950	230	10
CPA/CPB 420	420	-/630	1425	1050	267	10
CPA/CPB 550	525	-/680	1550	1175	350	10

Las tensiones de prueba mencionadas arriba rigen para altitudes □ 1000 m sobre el nivel del mar.

## Tensiones de ensayo ANSI C 93.1 - 1990, (CAN 3 - C 13.1 - M 79)

Tipo	Tensión del sistema kV	Seco 1 min. kV	Húmedo 10 s kV	Impulsos tipo rayo seco kV	Sobretensión tipo maniobra. Húmedo kV	Ensayo RIV Tensión kV	Max. RIV Nivel µV
CPA/CPB 72	72.5	165	140	350	-	42 (46)	50
CPA/CPB 123	121 (123)	265	230	550	-	70 (77)	50
CPA/CPB 145	145	320	275	650	-	84 (92)	50
CPA/CPB 170	169 (170)	370	325	750	-	98 (108)	50
CPA/CPB 245	242 (245)	525	460	1050	-	140 (154)	50
CPA/CPB 362	-(300)	-(650)	-(565)	-(1300)	-	-(190)	50
CPA/CPB 420	362	785	680	1550	975	209 (230)	50
CPA/CPB 550	525	900	780	1800	1300	318 (350)	50

Los valores entre paréntesis se refieren a CAN 3 - C 13.1 - M 79. Las tensiones de prueba indicadas arriba rigen para altitudes □ 1000 m sobre el nivel del mar.

### Ensayos de rutina

Como estándar, se realizan los siguientes ensayos en cada transformador, conforme a la norma aplicable:

#### Unidad electromagnética

##### IEC 186, párrafo 10.2

- a Verificación de marcación y polaridad de terminales.
- b,c Ensayo a frecuencia de la red aplicada en arrollamientos secundarios y arrollamientos de ajuste. Tensión de ensayo: 4 kV, 50 Hz; duración: un minuto.
- d Ensayo a frecuencia de la red inducida en arrollamiento primario, 75 Hz; duración: un minuto.

##### IEC 358, párrafo 6.1

- d Ensayo a frecuencia de la red aplicada en terminal L. Tensión de ensayo: 10 kV, 50 Hz; duración: un minuto.

#### Ensayos específicos de ABB

- a Revisión y medición de circuito amortiguador.
- b Ensayo de estanqueidad.

### Divisor capacitivo de tensión/Condensador de acoplamiento

#### IEC 358, § 6.1

- a,b Medición de capacitancia y tan d para cada unidad de condensador antes de ensayos de tensión.
- c Ensayo a frecuencia de la red aplicada entre terminales, 50 Hz; duración: un minuto.
- d Ensayo a frecuencia de la red aplicada entre terminal de baja tensión y tierra. Tensión de prueba: 10 kV, 50 Hz; duración: un minuto.
- e Ensayo de descarga parcial de cada unidad de condensador.
- f Ensayo de estanqueidad de cada unidad de condensador.
- a,b Medición de capacitancia y tan d para cada unidad de condensador, como ensayo final. Cálculo de relación de transformación.

#### Ensayos de tipo:

Por pedido especial, pueden suministrarse protocolos de ensayos de tipo para ensayos efectuados en transformadores de tipos similares a la especificación del cliente.

# Tensiones y cargas secundarias

Normas Internacionales IEC 186, IEC 358, IEC 60044-2

Datos nominales con 50 ó 60 Hz, de tensión 1,5 ó 1,9 El transformador tiene generalmente uno o dos arrollamientos para carga continua y un arrollamiento de tensión residual. Pueden ofertarse otras configuraciones según la necesidad.

## Cargas totales máximas aproximadas en VA

Clase máx.	Arrollamiento(s) de medición			
	CPA Factor de tensión 1,5 *	CPB	CPA Factor de tensión *	CPB
0,2	70	120	40	100
0,5	200	400	125	300
1,0/3P	400	400	200	400
Arrollamiento de falla a tierra, independientemente del factor de tensión				
3P/6P	100	100	100	100

\*) Los datos estándar para el factor de tensión nominal son: 1,5/30 s para sistemas con conexión a tierra efectiva y 1,9/30 s para sistemas sin conexión a tierra efectiva, con disparo automático por fuga a tierra, y 1,9/8 h para sistemas sin conexión a tierra efectiva ni disparo automático por fuga a tierra.

Los datos indicados arriba son valores máximos totales para arrollamiento(s) secundario(s), tensión 100.3 ó 110.3 V sin o con un arrollamiento de fuga a tierra, clase 3P 6P, destinado(s) para conexión en delta abierto, tensión 100/3 ó 110/3 V. Para otras configuraciones, consultar a ABB.

Si el transformador tiene más de un arrollamiento con carga continua, posiblemente de clase diferente, la tabla de arriba debe aplicarse a la suma de la carga de esos arrollamientos y a la mejor de las clases.

Como el arrollamiento de falla a tierra no está cargado, salvo durante una falla, conforme a IEC, el efecto de su carga en la precisión de otros arrollamientos es insignificante. Los datos enumerados deben considerarse solamente como valores máximos. Adviértase que los medidores y equipos de protección modernos constituyen cargas mucho menores que las indicadas arriba, y debe evitarse una especificación de cargas más elevadas de lo necesario si se desea obtener la máxima precisión (ver la página 3).

Normas ANSI C93.1 - 1990  
Canadian CAN3 - C13.1 - M79

Datos relacionados a 60 Hz, factor de tensión 1,5 El transformador generalmente tiene uno o dos arrollamientos para carga continua. Pueden obtenerse otras configuraciones por pedido especial, según la necesidad. Los datos indicados abajo se basan en tensiones secundarias de 69,3 V y 120 V.

Carga total máxima aproximada para carga continua. El CVT viene ajustado de fábrica a una de las clases indicadas abajo.

Nº de arrollamientos secundarios	Relación de espiras (sólo relaciones pares)	CPA de carga nominal y factor de tensión 1,5						Máx. total simultáneo		
		Arrollamiento secundario 1			Arrollamiento secundario 2			clase		
		clase			clase			0,3	0,6	1,2
1	sin derivación	YY	Z	ZZ	-	-	-	-	-	-
1	con derivación	Y	Z	ZZ	-	-	-	-	-	-
2	sin derivación	Y	Z	ZZ	Y	Z	ZZ	Y	Z	ZZ
2	con derivación	Y	Z	ZZ	Y	Z	ZZ	Y	Z	ZZ
Nº de arrollamientos secundarios	Relación de espiras (sólo relaciones pares)	CPB de carga nominal y factor de tensión 1,5						Máx. total simultáneo		
		Arrollamiento secundario 1			Arrollamiento secundario 2			clase		
		clase			clase			0,3	0,6	1,2
1	sin derivación	YY	ZZ	ZZ	-	-	-	-	-	-
1	con derivación	Y	ZZ	ZZ	-	-	-	-	-	-
2	sin derivación	Y	ZZ	ZZ	Y	Z	ZZ	Y	ZZ	ZZ
2	con derivación	Y	Z	ZZ	Y	Z	ZZ	YY	Z	ZZ

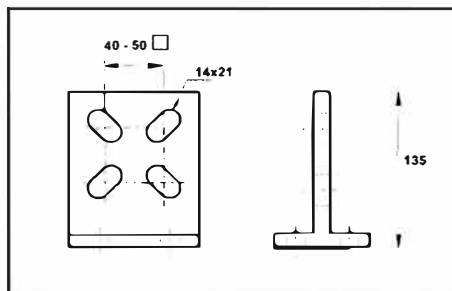
Cargas nominales  
W = 12,5 VA factor de tensión 0,1  
X = 25 VA factor de tensión 0,7  
Y = 75 VA factor de tensión 0,85  
YY = 150 VA factor de tensión 0,85  
Z = 200 VA factor de tensión 0,85  
ZZ = 400 VA factor de tensión 0,85

Ejemplo de relación de espiras  
300&500: 1 significa un arrollamiento secundario con relación 300:1 y un arrollamiento terciario con relación 500:1.  
300/500:1/1 significa un arrollamiento secundario y un arrollamiento terciario; ambos con derivaciones para relaciones 300:1 y 500:1.  
Las clases de relé 1,2R según ANSI y 1P, 2P and 3P según CAN 3 - C 13.1 - M79 están disponibles por pedido especial. El factor de tensión 1,9 según CAN 3 - C13.1 M79 está disponible por pedido especial.

# Terminales

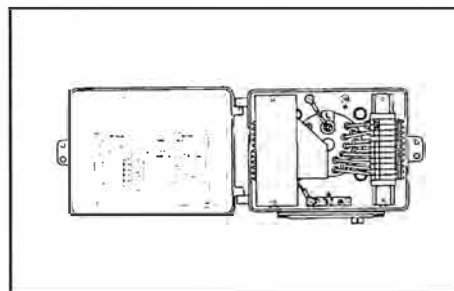
## Terminal primario

Los CPA y CPB se entregan normalmente con un terminal fijo de aluminio, plano de 4 agujeros, adecuado para tornillo C-C de 40 a 50 mm y para conectar grampas para cables normales de aluminio. Otros terminales primarios pueden ofertarse por pedido especial, como un contacto cilíndrico de aluminio,  $\varnothing=30$  mm. La fuerza máxima en el terminal primario es 2000 N en todas las direcciones.



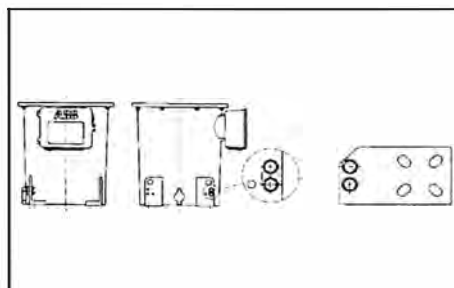
## Caja de terminales secundarios y terminales secundarios

El transformador viene equipado con una caja de terminales secundarios, clase de protección IP 55. Esta caja viene equipada con una placa prensaestopas sin perforar y desmontable, que en la instalación puede perforarse para manguitos de cable con un diámetro máximo de 38 mm (1 1/2"). El transformador puede equiparse también con una caja de terminales más grande, con espacio para fusibles o interruptores de miniatura y/o protección para equipo de onda portadora. Los terminales secundarios consisten normalmente en bloques de terminales de estándar Phoenix para alambre  $\leq 10$  mm<sup>2</sup>. En la caja de terminales hay también terminales (d1-d2) para controlar el circuito amortiguador de ferresonancia, terminales para los arrollamientos de ajuste (B1 a B10 detrás de una placa de cubierta, para evitar la reconexión inadvertida) y el terminal "L" de baja tensión del condensador (para equipo de onda portadora - PLC).



## Terminales de tierra

El transformador viene equipado generalmente con una grampa de tierra con una tapa de latón niquelado, para cable de  $\varnothing=8-15$  mm, que puede ser trasladada a cualquiera de las bases de montaje. También hay disponible una barra de tierra (ver el ejemplo a la derecha) por pedido especial. Los terminales de tierra para los circuitos secundarios están situados en la caja de terminales.





# Dimensiones

## Transformadores de tensión capacitivos CPA

Tipo	Altura total A mm	Distancia disruptiva B mm	Altura caja inferior de terminales C mm	Distancia agujero de fijación D mm	Altura nivel de tierra altura E mm
CPA 72	1700	700	340	335	740
CPA 123	1980	980	340	335	740
CPA 145	2190	1190	340	335	740
CPA 170	2400	1400	340	335	740
CPA 245	2960	1960	340	335	740
CPA 300*	3755	2380	340	335	740
CPA 362*	4175	2800	340	335	740
CPA 420*	4595	3220	340	335	740
CPA 550*	5575	4200	340	335	740

\*) dos aisladores

## Transformadores de tensión capacitivos CPB

Tipo	Altura total A mm	Distancia disruptiva B mm	Altura caja inferior de terminales C mm	Distancia agujero de fijación D mm	Altura nivel de tierra altura E mm
CPA 72	1755	700	390	410	790
CPA 123	2035	980	390	410	790
CPA 145	2245	1190	390	410	790
CPA 170	2455	1400	390	410	790
CPA 245	3015	1960	390	410	790
CPA 300*	3810	2380	390	410	790
CPA 362*	4230	2800	390	410	790
CPA 420*	4650	3220	390	410	790
CPA 550*	5630	4200	390	410	790

\*) dos aisladores

## Condensadores de acoplamiento CCA

Los condensadores de acoplamiento tipo CCA están destinados a aplicaciones de onda portadora. El diseño del aislador y condensador son idénticos a los divisores capacitivos de tensión tipo CSA pero sin un terminal de tensión intermedia, y las descripciones anteriores de los divisores de tensión rigen también para el CCA. Otros valores de capacitancia aparte de los descritos abajo pueden adquirirse por pedido especial y a un precio más alto.

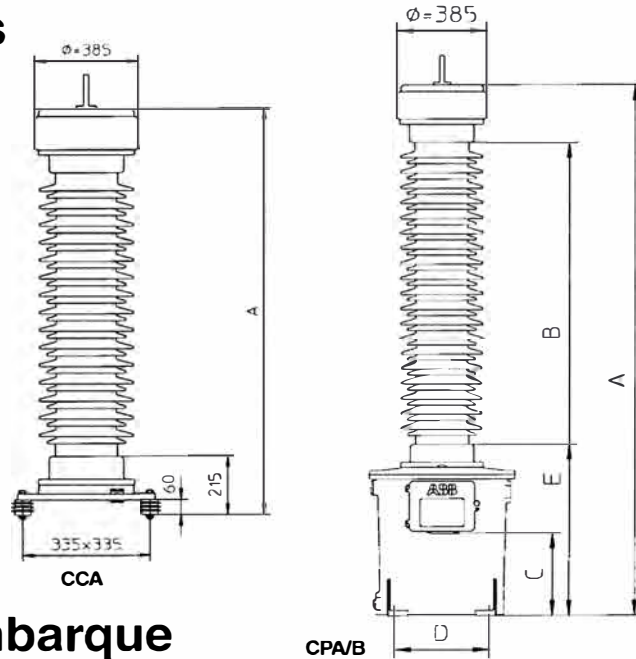
Una trampa de onda puede montarse en la mayoría de los casos directamente arriba del condensador de acoplamiento. El terminal primario conforme al estándar de ABB, así como los aisladores para el montaje, vienen incluidos en la entrega.

Tipo	Número de aisladores condensadores	Capacitancia nominal pF(+10;-5%)	Distancia disruptiva mm	Distancia de fuga (valores mín.)	
				Total mm	Proteg. mm
CPA 72	1	20000	700	2200	890
CPA 123	1	14300	980	3160	1282
CPA 145	1	12700	1190	3880	1545
CPA 170	1	10400	1400	4600	1835
CPA 245	1	7400	1960	6510	2610
CPA 300*	2	6300	2380	7760	3090
CPA 362*	2	5200	2800	9200	3670
CPA 420*	2	4500	3220	10360	4250
CPA 550*	2	3500	4200	13980	5610

\*) dos aisladores

## Dimensiones

Tipo	Altura total A
CCA 72	1180
CCA 123	1460
CCA 145	1670
CCA 170	1880
CCA 245	2440
CCA 300	3235
CCA 362	3655
CCA 420	4075
CCA 550	5430



## Datos del embarque

Transformador de tensión capacitivo CPA				
Tipo	Peso neto incl. aceite kg	Aceite kg	Peso del embarque kg	Volumen del embarque m <sup>3</sup>
CPA 72	295	70	340	1.0 <sup>1)</sup>
CPA 123	330	78	380	1.2 <sup>1)</sup>
CPA 145	350	80	400	1.2 <sup>1)</sup>
CPA 170	370	80	420	1.3 <sup>1)</sup>
CPA 245	440	85	650	2.3 <sup>2)</sup>
CPA 300	520	105	630	1.9 <sup>3)</sup>
CPA 362	560	110	780	2.1 <sup>3)</sup>
CPA 420	630	110	755	2.3 <sup>3)</sup>
CPA 550	740	120	820	2.9 <sup>4)</sup>

Transformador de tensión capacitivo CPB				
Tipo	Peso neto incl. aceite kg	Aceite kg	Peso del embarque kg	Volumen del embarque m <sup>3</sup>
CPB 72	395	100	440	1.3 <sup>1)</sup>
CPB 123	430	108	485	1.6 <sup>1)</sup>
CPB 145	450	110	505	1.6 <sup>1)</sup>
CPB 170	470	110	525	1.8 <sup>1)</sup>
CPB 245	540	115	775	3.1 <sup>2)</sup>
CPB 300	620	135	740	2.4 <sup>3)</sup>
CPB 362	660	135	785	2.6 <sup>3)</sup>
CPB 420	730	140	865	2.8 <sup>3)</sup>
CPB 550	840	150	1050	3.6 <sup>4)</sup>

Condensador de acoplamiento CCA				
Tipo	Peso neto incl. aceite kg	Aceite kg	Peso del embarque kg	Volumen del embarque m <sup>3</sup>
CCA 72	130	20	180	0.5 <sup>5)</sup>
CCA 123	165	23	220	0.7 <sup>5)</sup>
CCA 145	185	25	245	0.7 <sup>5)</sup>
CCA 170	205	25	270	0.8 <sup>5)</sup>
CCA 245	275	35	360	1.1 <sup>5)</sup>
CCA 300	360	50	480	1.5 <sup>5)</sup>
CCA 362	410	55	540	1.7 <sup>5)</sup>
CCA 420	470	60	630	1.8 <sup>5)</sup>
CCA 550	615	80	740	2.3 <sup>5)</sup>

- 1) Paquete vertical de tres unidades
- 2) Paquete horizontal de 1 unidad (normalmente, debido a la altura de transporte)
- 3) Paquete vertical, parte inferior, 3 unidades; paquete horizontal, parte superior, 3 unidades
- 4) Paquete horizontal, parte inferior, 1 unidad; paquete horizontal, parte superior, 3 unidades (normalmente, debido a la altura de transporte)
- 5) Normalmente, los divisores capacitivos vienen embalados en paquetes horizontales de tres unidades. Los enumerados son válidos para 1/3 de un paquete de 3 unidades.
- 6) La(s) parte(s) superior(e) e inferior(e) se embalan en dos cajas; horizontal, paquete de 3 unidades.

## Datos para pedidos y consultas

Para poder realizar una oferta correcta, deben incluirse por lo menos los siguientes datos:

Número de unidades, norma internacional/especificación del cliente, frecuencia, máxima tensión del sistema, tensión nominal de servicio, relaciones de transformación, factor de tensión nominal, distancia de fuga, capacitancia fase-tierra.

**Tensiones de ensayo:** Impulso tipo rayo, frecuencia de la red seco/húmedo si no se ajusta estrictamente a una norma nacional.

**Cargas y precisión:** Arrollamiento 1, 2, (3), clase de carga y uso, carga térmica límite.

**Requisitos adicionales:** Porcelana gris, caja de terminales con fusibles, protección para equipo de onda portadora, otros requisitos relacionados del cliente.

ABB seleccionará: Designación de tipo, y entregará algún tipo de plan de datos y/o otros datos técnicos pertinentes.



NOTA: ABB Switchgear trabaja continuamente para mejorar los productos. Por eso, nos reservamos el derecho a modificar el diseño, las dimensiones y especificaciones sin previo aviso.

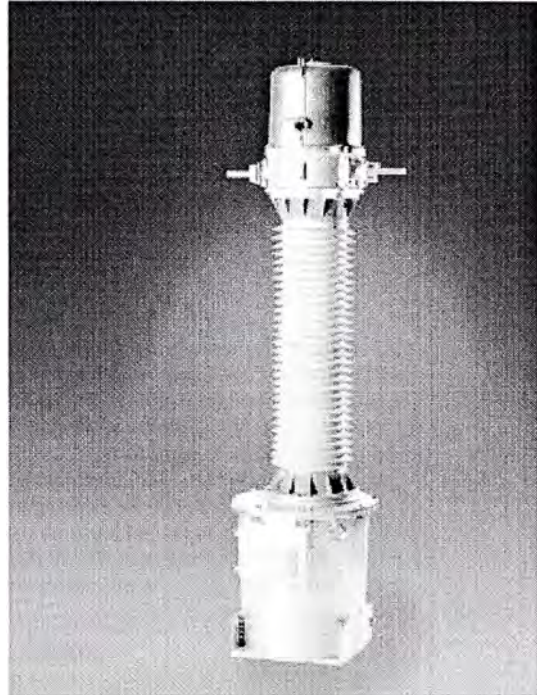
ABB Switchgear AB  
SE-771 80 LUDVIKA, Suecia  
Tel +46 240 78 20 00  
Fax +46 240 783891  
E-mail:  
instr.transf@seswg.mail.abb.com  
Internet: <http://www.abb.se/swg>

Catálogo SESWG/I 4025 es  
Tercera edición, 1999-08

# **TRANSFORMADOR DE CORRIENTE**



## **Transformador de corriente tipo IMB**



**Tensiones del sistema 36-300 kV**

**Instalación Al aire libre**

**Tipo horquilla/de cuba**

**Aislamiento de aceite - papel - cuarzo**

ABB Switchgear

**ABB**

# Transformador de corriente tipo IMB

El transformador de corriente con mínimo volumen de aceite tipo IMB es del tipo denominado de horquilla (forma del conductor primario), conocido también como de cuba. La construcción básica ha sido utilizada por ABB durante 60 años y se han suministrado más de 115.000 unidades.

La construcción cumple con las normas SS, IEC, IEEE y BS. También pueden suministrarse soluciones especiales para satisfacer otras normas y/o especificaciones. El exclusivo relleno de arena de cuarzo embebida en aceite proporciona un aislamiento estable en un modelo compacto, con una cantidad mínima de aceite. El transformador IMB tiene una construcción muy flexible que admite, por ejemplo, núcleos grandes y/o numerosos.

## Devanado primario

El devanado primario consiste en uno o varios conductores paralelos de aluminio o cobre, y tiene la forma de devanado en "U" con dieléctricos del condensador que controlan la tensión.

El devanado está aislado con papel especial, resistente a los esfuerzos mecánicos, y tiene alta facultad de aislamiento, pocas pérdidas dieléctricas y buenas propiedades de envejecimiento.

## Núcleos y devanados secundarios

Normalmente, el transformador de corriente puede tener hasta 4 núcleos. Si se aumenta el tamaño de la cuba, se pueden suministrar más núcleos y/o núcleos más grandes por pedido especial. Los núcleos de medición están fabricados en aleación de níquel (metal micrométrico) que proporciona pérdidas bajas (=alta precisión) y bajo nivel de saturación.

Los núcleos de relé están fabricados en chapa orientada de alta calidad. Para propósitos especiales, se pueden suministrar núcleos de relé con entrehierro.

El devanado secundario es un hilo de cobre con doble barnizado que se arrolla en forma pareja en toda la circunferencia del núcleo. Por eso, la reactancia de fuga en el devanado, incluso entre bornes adicionales, es insignificante.

Los núcleos de relé están fabricados sin corrección de espira, pero los núcleos de medición tienen normalmente corrección de espira para adaptarse a la carga y clase de precisión.

## Impregnación

Los devanados se secan al calor y por vacío. Una vez instalados, se llenan todos los espacios libres del transformador (aproximadamente el 60%) con arena de cuarzo seca y limpia. El transformador ya montado es tratado y llenado al vacío con aceite mineral desgasificado y sin humedad, haciendo que el aceite penetre inmediatamente en el aislamiento y se mezcle con la arena. El transformador se entrega siempre lleno de aceite y cerrado herméticamente.

## Cuba y porcelana

La parte inferior del transformador es una cuba de aluminio donde están situados los devanados secundarios y los núcleos. El aislador, montado arriba de la caja del transformador, es en la versión estándar de porcelana esmaltada marrón de alta calidad. Por pedido especial, se pueden suministrar versiones con aislador polimérico. El sellado consiste en juntas tóricas. Todas las juntas, salvo las situadas junto a la brida de relleno de aceite, están debajo del nivel de aceite. Esto es para evitar que se sequen y tengan fugas. La brida de relleno de aceite tiene juntas tóricas dobles (la junta exterior protege la interior).

## Sistema de expansión

El IMB tiene un depósito de expansión situado en la parte superior de la porcelana. Como el relleno de cuarzo reduce el volumen de aceite y las variaciones de presión son mínimas gracias a un volumen de gas relativamente grande, el IMB puede tener un sistema de expansión cerrado, sin piezas móviles, con un colchón de nitrógeno, que se comprime con la expansión del aceite.

## Ventajas del IMB

### Clima

Los transformadores están contruidos, y ya han sido instalados en condiciones climáticas muy variables, que van de polares a desérticas, en todas las partes del mundo.

### Vida útil

La carga de tensión baja y pareja en el aislamiento del devanado primario confiere un producto seguro y de larga vida útil. El IMB y sus predecesores se vienen suministrando desde la década de los cuarenta, en una cifra que supera las 115.000 unidades.

### Sistema de expansión

El sistema de expansión, con colchón de nitrógeno, aumenta la seguridad de funcionamiento y reduce al mínimo el mantenimiento y los controles necesarios.

### Relleno de cuarzo

Reduce al mínimo el volumen de aceite, permitiendo un sistema de expansión sencillo como se explicó anteriormente. También da soporte mecánico a los núcleos y conductores primarios.

### Flexibilidad

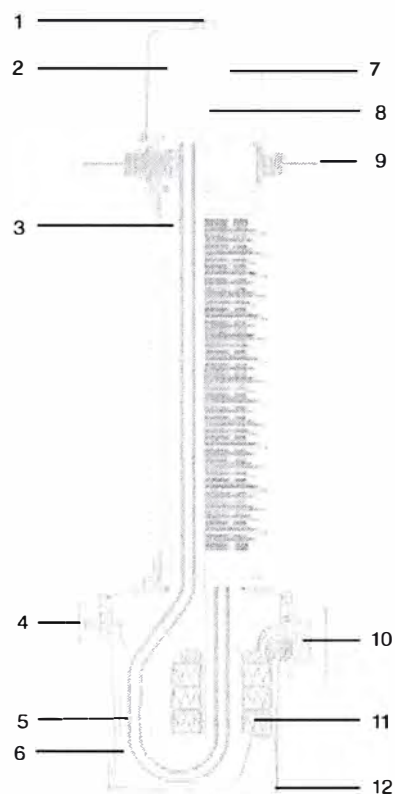
Cubre una amplia zona de corrientes primarias de hasta 3150 A. Si se aumenta el volumen de la cuba, el transformador puede adaptarse fácilmente a muchos núcleos y/o núcleos grandes.

### Resistencia a la corrosión

La aleación de aluminio seleccionada proporciona alta resistencia a la corrosión, incluso en entornos exigentes, sin necesidad de pintura protectora adicional. De extremadas condiciones ambientales se entrega IMB con tanque pintado.

### Resistencia sísmica

El IMB tiene una construcción mecánicamente robusta diseñada para soportar altos requisitos de aceleración sísmica sin necesidad de amortiguadores (0,5 G).



Transformador de corriente IMB

- |    |  |
|----|--|
| 1  | Brida para relleno                     |
| 2  | Colchón de gas                         |
| 3  | Arena de cuarzo                        |
| 4  | Borne capacitivo (por pedido especial) |
| 5  | Conductor primario                     |
| 6  | Aislamiento de papel                   |
| 7  | Sistema de expansión                   |
| 8  | Mirilla de nivel de aceite             |
| 9  | Borne primario                         |
| 10 | Caja de bornes                         |
| 11 | Núcleos/devanados secundarios          |
| 12 | Cuba                                   |

# Características de la construcción del IMB

## Material

Todas las superficies metálicas exteriores son de aleación de aluminio, resistente a la mayoría de las condiciones ambientales conocidas. Los tornillos, tuercas, etc. son de acero a prueba de ácido. Normalmente, no es necesario pintar las superficies de aluminio. Por pedido especial, puede suministrarse pintura de protección (gris) o del color especificado por el cliente.

El aceite mineral del tipo Nynäs Nytro 10X cumple con los requisitos según IEC 296 clase II A, y no contiene PCB.

## Líneas de fuga

Como versión estándar, el IMB se entrega con aislador de porcelana con línea de fuga de 25 mm/kV. Por pedido especial, puede suministrarse una línea de fuga más larga.

Por pedido especial, puede suministrarse también un aislador polimérico con línea de fuga de 20 mm/kV o 25 mm/kV.

## Bornes primarios y secundarios

Ver la descripción detallada con esquemas en la página 10.

## Resistencia mecánica

La resistencia mecánica proporciona un margen de seguridad suficiente para las cargas del viento y cargas normales de los conductores. Las fuerzas en el borne primario no deben ser superiores a 4000 N en cualquier dirección. El IMB soporta también la mayoría de las cargas sísmicas (0,5 G).

## Caja de bornes

La caja de bornes de aluminio para los bornes secundarios está montada sobre la cuba del transformador. La caja de bornes estándar tiene una brida no perforada y desagüe. Por pedido especial, la brida puede suministrarse con juntas roscadas para cables según especificación. La caja de bornes tiene protección del tipo IP 55 según IEC 529.

## Placas indicadoras

En la tapa de la caja de bornes hay montadas placas indicadoras de acero inoxidable, con texto grabado y diagrama de conexiones.

## Transporte - almacenamiento

Normalmente, los IMB 36-170 se transportan y almacenan en posición vertical. Si se prefiere una posición horizontal, especificarlo en el pedido. El almacenamiento prolongado (más de tres meses) debe ser siempre en posición vertical. Los IMB 36-170 vienen embalados generalmente para transporte en posición vertical (paquete de 3 unidades).

No obstante, por un precio adicional, pueden entregarse embalados para transporte horizontal (paquete de 1 unidad).

Los IMB 245-300 se embalan siempre para transporte horizontal. El almacenamiento prolongado debe ser en posición vertical.

Ver datos para el embarque en la página 15.

### **Control en la entrega - Montaje**

Al momento de la entrega, controlar siempre si el embalaje y su contenido presentan daños de transporte. Si la mercancía ha sufrido daños, solicitar más información a ABB Switchgear antes de la manipulación. Tomar nota de los daños (fotografiarlos). El transformador debe montarse sobre una superficie plana, de lo contrario puede producirse una tracción inclinada con el riesgo de fugas de aceite.

Las instrucciones de montaje se adjuntan con la entrega.

### **Peligro: ¡nunca dejar un circuito secundario abierto!**

### **Mantenimiento**

El IMB está diseñado para una duración de más de 30 años y por eso requiere un mantenimiento mínimo. Normalmente, sólo es necesario controlar el nivel de aceite y si hay fugas. Ocasionalmente, controlar que los devanados primarios estén bien ajustados para evitar un sobrecalentamiento.

Los transformadores están cerrados herméticamente y no requieren otros controles regulares. Después de 20-25 años, se recomienda realizar una inspección más detallada para mayor seguridad y un futuro funcionamiento sin problemas.

Los métodos de control y su alcance dependen en gran medida de las condiciones locales. Si el transformador tiene un borne capacitivo (borne F), éste puede utilizarse para medir el valor tan d in situ. También pueden tomarse muestras de aceite para un análisis de gas. El método más sencillo es a través de la brida de relleno de aceite en el recipiente de expansión.

Las instrucciones de mantenimiento se incluyen con la entrega.

Para más información y consultas, contactar con ABB Switchgear.

### **Impregnación**

El aceite de tipo NYNAS NYTRO 10X no contiene PCB ni otras sustancias tóxicas fuertes. Está clasificado como aceite de bajo impacto medioambiental y, según la clasificación alemana sobre protección de las aguas, como WGK 1.

### **Desguace**

Una vez evacuado el aceite, quemarlo en una instalación adecuada. Quemar los restos de aceite en la arena de cuarzo y vaciar después la arena en el vertedero.

La porcelana, una vez triturada para reducir su volumen, puede arrojarse al vertedero. Los metales en el transformador son reciclables. Todas las piezas de aluminio están marcadas con la denominación del material.

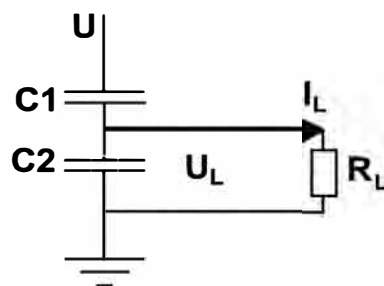
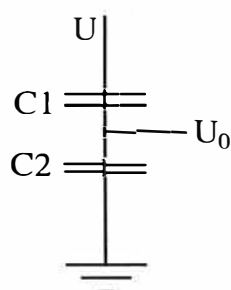
Para aprovechar el aluminio y el cobre de los devanados, quemar el aislamiento de papel embebido en aceite.



## Borne capacitivo por pedido especial

Los dieléctricos del condensador en el aislamiento del devanado primario se pueden utilizar como un regulador capacitivo. Para ello, conectar el segundo dieléctrico desde afuera a un pasamuros en la caja del transformador, y conectar el dieléctrico exterior internamente a la caja.

Una gran ventaja del borne capacitivo es que puede utilizarse para controlar el estado del aislamiento de papel midiendo el valor  $\tan\delta$ . El borne puede utilizarse también para indicar la tensión, sincronización, etc., pero la potencia de salida está limitada por la baja capacitancia de los dieléctricos.



Tipo de IMB	Máx. tensión de constr. kV	Capacitancia		Tensión secundaria con tensión de constr. máx.		Corriente útil con tensión de constr. máx. y carga de 10 kohm	
		C1 pF	C2 pF	Borne sin carga		Carga de 10 kohm UL V	IL mA
				Uo kV			
36	36	1800	14000	2,3		850	85
72	72,5	1400	16000	3,3		175	18
123	123	900	21000	3,0		200	20
145	145	1000	20000	4,1		250	25
170	170	900	25000	3,5		250	25
245	245	800	35000	3,2		350	35
300	300	1100	50000	3,7		525	53

## Definiciones

<b>Versiones especiales y accesorios</b>	
<b>Enfriador</b>	El transformador con corriente primaria alta tiene un enfriador situado entre la brida del borne primario y el recipiente de expansión.
<b>Embalaje para transporte horizontal</b>	Un transformador por caja.
<b>Porcelana con línea de fuga larga</b>	Con 31,5 mm/kV o 45 mm/kV. (Normalmente, 25 mm/kV). Ver la pág. 10.
<b>Aislador polimérico</b>	Con línea de fuga de 20 mm/kV y 25 mm/kV. (El aislador polimérico viene siempre en la versión gris claro).
<b>Porcelana gris claro</b>	En lugar de la esmaltada en marrón. Disponible para todos los tipos.
<b>Bornes primarios especiales</b>	Por pedido especial, se suministran bornes primarios en versiones no estándar. Ver la pág. 13.
<b>Bornes secundarios especiales</b>	Tableros de bornes de otro tipo que PHOENIX tipo UK 16.
<b>Bornes secundarios adicionales</b>	Bornes secundarios para otra relación de transformación menor.
<b>Caja de bornes grande</b>	Utilizarla al montar equipos como radiadores o distancias disruptivas en la caja de bornes.
<b>Brida de borne perforada</b>	Para la caja de bornes secundaria. Indicar el diseño de los agujeros al efectuar el pedido.
<b>Curvas de error</b>	Curvas de relaciones de transformación y errores angulares para pruebas de rutina. Deben solicitarse junto con el transformador.
<b>Borne capacitivo (borne F)</b>	Si se desea un borne de tensión capacitivo (ver la pág. 3), especificarlo en el pedido.
<b>Accesorios</b>	
<b>Cuerno de arco</b>	Distancia disruptiva exterior con accesorios de fijación, para todos los tipos de IMB.
<b>Borne de tierra</b>	Barra de acero inoxidable de 80 x 8 x 145 mm. Puede suministrarse sin perforar o con perforación según norma IEC, DIN o NEMA.
<b>Adaptador</b>	Para adaptar la distancia entre agujeros al cambiar transformadores de corriente del tipo IMBA, IMBD o IMBE.
<b>Pararrayos de resistencia variable</b>	Pararrayos de resistencia variable de montaje exterior entre los bornes primarios.
<b>Otras versiones</b>	Contactar con ABB Switchgear para otros requisitos no incluidos en las versiones especiales más comunes mencionadas más arriba.



## Comentarios sobre los datos para la oferta y el pedido

<b>Normas/especificación del cliente</b>	Existen normas nacionales e internacionales, así como diferentes especificaciones del cliente. ABB Switchgear puede satisfacer la mayoría de los requisitos, siempre y cuando sean de nuestro conocimiento. De lo contrario, les rogamos que adjunten una copia al efectuar el pedido.
<b>Tensión de construcción</b>	Máxima tensión de línea (valor nominal) para la que fue construido el transformador. La tensión de construcción es la máxima tensión del sistema con la que debe utilizarse el transformador.
<b>Corriente nominal</b>	Valor de la corriente primaria y secundaria en la que se basa la capacidad del transformador.
<b>Tensiones de prueba</b>	El transformador de corriente debe soportar las sobretensiones que pueden surgir en una red. Las normas establecen la magnitud de las tensiones de prueba con relación a la tensión de construcción. La mayoría de los pruebas se realizan como pruebas de tipo, y no se repiten sin coste adicional. Lo mismo rige para pruebas específicas del cliente más allá de lo exigido por las normas.
<b>Frente escarpado de 1,2/50 ms</b>	Forma de curva estándar para simular sobretensión de tormenta. Si se desean pruebas con sacudida troncada, especificarlo en el pedido.
<b>Onda de maniobra de 250/250 <math>\mu</math>s</b>	Para tensiones de 300 kV hay especificada una onda larga y húmeda (sustituye al prueba de tensión alterna húmeda especificada para tensiones más bajas), que simula sobretensiones del circuito. Sólo requiere especificarse si no coincide con las normas.
<b>Corrientes Corriente primaria</b>	Se elige aproximadamente 10-40% más alta que la corriente de servicio estimada hacia el valor estándar más próximo. (Generalmente, centenas redondas.)
<b>Corriente secundaria</b>	Se elige de 5 ó 1 A. (En Suecia hay todavía 2 A.) Actualmente, se prefiere 1 A debido a las cargas reducidas de medidores y relés. Además, 1 A significa menos requisitos de carga en total debido a las cargas de cables menores.
<b>Conmutación</b>	Para obtener más relaciones de transformación de corriente, el transformador puede diseñarse con conmutación primaria o secundaria, o una combinación de ambas. La conmutación primaria significa que los amperios-espigas no varían y con ello tampoco la demanda de energía (carga). La capacidad de cortocircuito se reduce para las relaciones de transformación menores. La conmutación secundaria significa que se extraen bornes secundarios adicionales (espigas) del devanado secundario. Dado que los amperios-espigas se reducen en "las espigas", se reduce también la demanda de energía, pero la resistencia en cortocircuito permanece constante.
<b>Factor de carga</b>	Factor que, multiplicado por la corriente primaria, da por resultado la corriente útil continua. Valores normales: 1,0 ó 1,2.
<b>Corriente de corta duración admisible</b>	La corriente térmica de corta duración admisible $I_m$ depende de la potencia de cortocircuito. $I_m = P_k / U_n \times \sqrt{3}$ kA ef. La corriente dinámica de cortocircuito es según IEC $I_{dyn} = 2,5 \times I_m$ .
<b>Cargas y precisión Cargas</b>	La carga es la impedancia en el circuito secundario en ohm y el factor de potencia. Se expresa generalmente como la potencia aparente, en VA, que es absorbida con la corriente nominal secundaria. Es importante determinar el consumo de potencia en medidores y protecciones conectados, incluso placas* (a menudo, se especifican cargas innecesariamente elevadas para los equipos modernos). Adviértase que con una carga nominal muy alta, la precisión, para la clase medida, puede estar fuera del límite si la carga real es menor que el 25% de la carga nominal, y los instrumentos pueden dañarse dado que la cantidad $F_s$ rige para la carga nominal.
<b>Clase de precisión</b>	Para núcleos de medición se indica normalmente como clase 0,2 ó 1,0, según la aplicación. Para núcleos de relé, las clases son normalmente 5P o 10P (P significa protección).
<b>Sobrecorriente</b>	Para proteger los medidores e instrumentos de las sobrecorrientes, los núcleos de medición llevan un número $F_s$ , 5 ó 10, que significa que la tensión secundaria aumenta 5 ó 10 veces como máximo con una carga nominal. Controlar siempre la especificación del equipo conectado. Para núcleos de relé, no se desea que el núcleo se sature con la corriente del fallo. El número de sobrecorriente se denomina ALF. (Por ejemplo, 10 ó 20.) Siempre debe hacerse un cálculo de los requisitos. Al igual que el número $F_s$ , ALF rige para carga nominal.
<b>Versiones especiales y accesorios</b>	Ver ejemplos y descripciones en la pág. 7.



## Datos para la oferta y el pedido

Cantidad	_____
Denominación del tipo	_____
Norma/especificación del cliente	_____
Frecuencia	_____
Tensión de construcción	_____
Tensión nominal	_____
<b>Tensiones de prueba</b>	
Frente escarpado de 1,2/50 ms	_____
Tensión alterna seca/húmeda	_____
¿Otros?	_____
<b>Corrientes</b>	
Relación de transformación	_____
(corriente primaria y secundaria)	
Conmutación (primaria o secundaria)	_____
Factor de carga	_____
(= máx. corriente nominal cont.)	
Corriente de corta duración admisible	_____
térmica/1 segundo	
Corriente establecida	_____
<b>Cargas y precisión</b>	
Núcleo 1: Carga/clase/nº de sobrecorriente	_____
Núcleo 2: Carga/clase/nº de sobrecorriente	_____
Núcleo 3: Carga/clase/nº de sobrecorriente	_____
Núcleo 4: Carga/clase/nº de sobrecorriente	_____
(Más núcleos) Carga/clase/nº de sobrecorriente	_____
Clase de medio ambiente	_____
<b>Versiones especiales</b>	
Aislador polímero	_____
Línea de fuga	_____
Porcelana gris claro	_____
Bornes primarios especiales	_____
Caja de bornes grande	_____
Bornes secundarios especiales	_____
Brida de bome perforada	_____
Curvas de error	_____
Transporte horizontal	_____
Otra versión	_____
Requisitos adicionales	_____
<b>Cuerno de arco</b>	
Barra de tierra especial	_____
Adaptador	_____
Pararrayos de resistencia variable	_____



## Datos de construcción

### Distancias disruptivas y líneas de fuga nominales

Tipo	Porcelana nonnal de 25 mm/kV (val. mín.)			Porcelana con línea de fuga larga de 31 m m/kV (val. mín.)		
	Distancia disruptiva m m	Línea de fuga total m m	Línea de fuga protegida m m	Distancia disruptiva m m	Línea de fuga total m m	Línea de fuga protegida m m
IMB 36	350	1000	390	-	-	-
IMB 72	630	1960	785	630	2265	950
IMB 123	980	3160	1280	980	3875	1630
IMB 145	1120	3640	1480	1120	4565	1860
IMB 170	1330	4360	1780	1330	5355	2210
IMB 245	1915	6740	2750	1915	8355	3450
IMB 300	2315	8250	3370	2315	10230	4220

### Tensiones de prueba: IEC 44-1 (IEC 185), BS 7626, SS 427 08 11

Tipo	Tensión del sistema kV	Prueba de tensión allema, 1 minuto húmedo/seco kV	Frente escarpado 1,2/50 µs kV	Onda de manlobia kV	Tensión de prueba RIV kV	Nivel RIV máx. µV
IMB 36	36	70/70	170	-	-	-
IMB 72	72,5	140/140	325	-	-	-
IMB 123	123	230/230	550	-	78	250
IMB 145	145	275/275	650	-	92	250
IMB 170	170	325/325	750	-	108	250
IMB 245	245	460/460	1050	-	156	250
IMB 300	300	- /460	1050	850	191	250

Las tensiones de prueba indicadas arriba rigen para = 1000 metros sobre el nivel del mar.

### Tensiones de prueba: IEEE C57. 13: Tabla 2

Tipo	Tensión del sistema kV	Prueba de tensión allema, 1 minuto en seco en húmedo 1 min. 10 seg. kV	Frente escarpado 1,2/50 µs kV	Onda cortada kV	Tensión de prueba RIV kV	Nivel RIV máx. µV
IMB 36	34.5	70	200	230	21	125
IMB 72	69	140	350	400	42	125
IMB 123	115	230	550	630	78	250
IMB 145	138	275	650	750	92	250
IMB 170	169	325	750	865	108	250
IMB 245	230	460	1050	1210	156	250

Las tensiones de prueba indicadas arriba rigen para = 1000 metros sobre el nivel del mar.

# Pruebas de muestro/pruebas de tipo

Antes de la entrega, se realizan las siguientes pruebas estándar en todos los transformadores según la norma aplicable:

## IEC 44-1, 11.2

- a Control de las marcaciones de los bornes y la polaridad.
- b Prueba de tensión en los devanados secundarios. Tensión de prueba de 4 kV, 50 Hz en 1 minuto.
- c Prueba de tensión de 1 minuto entre piezas del devanado primario.
- d Prueba de 1 minuto con devanado secundario abierto.
- e Prueba de tensión de 1 minuto en el lado primario.  
Prueba de medición luminosa de descargas internas.
- g Medición de errores de relación de transformación y de ángulo.

## IEC 44-1, 11.3

Medición de capacitancia y taná.

- a Prueba de estanqueidad.
- b Medición de la resistencia secundaria (aleatoria).
- c Curva de magnetización completa para todos los núcleos en un transformador. Para los demás transformadores, se controlan todos los núcleos en uno o dos puntos de la curva de magnetización.

## Prueba de tipo

Por pedido los protocolos de pruebas de tipo se presentan por pedido especial.

# Datos del pedido

## Corrientes nominales y corrientes de corta duración admisibles

Cantidad de espiras primarias 1)	Corriente primaria cont. máx. 2)	Máx. amperios-espiras	Máx. corriente de corta duración adm. 1 seg. 3)	Máx. corriente dinám. Valor de cresta en kA
8 - 4 - 2 <sup>4)</sup>	125 - 250 - 500	1000	12.5 - 25 - 31.5	32 - 63 - 79
4 - 2 - 1 <sup>4)</sup>	250 - 500 - 1000	1000	25 - 31.5 - 31.5	63 - 79 - 79
2 - 1 <sup>4)</sup>	720 - 1440	1440	31.5 - 40	79 - 100
8	125	1000	12.5	32
4	250	1000	25	63
2	720	1440	31.5	79
1	3150	3150	63	158

1) Pueden suministrarse otros tipos de conductores primarios por pedido especial.

2) Máx. corriente primaria continua = factor de carga x corriente nominal primaria con relación a una temperatura media diaria inferior a 35°C.

3) Valores para 3 segundos por pedido especial.

4) El devanado primario es conmutable. Puede diseñarse con posibilidad de conmutación entre dos y tres corrientes nominales primarias con relaciones de transformación 2:1 ó 4:2:1.



## Elección de cargas y clases

La capacidad de carga y clase de precisión para un transformador están determinadas, ante todo, por los "amperios-espiras", es decir el producto de la corriente nominal primaria por la cantidad de espiras primarias. Ver la tabla de arriba.

La tabla de abajo da una idea de la carga posible para las clases de precisión de 0,2 Fs5, 5P20 y 1,0. Los números porcentuales de volumen del núcleo indica el espacio disponible ocupado por cada devanado secundario.

El espacio disponible para núcleos de relé es del 100% en la versión IMB estándar. Por eso, pueden combinarse 4 núcleos de 25%, 2 de 25% y 1 de 50%, o 2 de 50%. Además de los núcleos de relé de 100%, siempre hay espacio para un núcleo de saturación. Si se desea más de un núcleo de saturación, se reduce el espacio disponible para núcleos de relé en aprox. 25% para cada núcleo de saturación adicional.

Si es necesario, es posible aumentar el espacio de núcleos disponible para que haya más lugar para más devanados secundarios o cargas mayores.

Amperios - espiras

Volumen de núcleo		Clase	500	1000	1500	2000	2500
<b>IMB 36, 72</b>	0%	0,2 Fs5 $R_{ct}^{1)}$	20 VA 0,1	45 VA 0,25	50 VA 0,4	75 VA 0,65	90 VA 0,85
	25%	5P20 1 $R_{ct}^{1)}$	10 VA 70 VA 0,1	20 VA 200 VA 0,25	30 VA 200 VA 0,4	45 VA 200 VA 0,65	60 VA 200 VA 0,75
	50%	5P20 1 $R_{ct}^{1)}$	30 VA 30 VA 0,25	60 VA 60 VA 0,45	60 VA 90 VA 0,65	160 VA 200 VA 0,9	200 VA 200 VA 1,2
<b>IMB 123, 145, 170</b>	0%	0,2 Fs5 $R_{ct}^{1)}$	35 VA	75 VA	80 VA	75 VA	90 VA
	25%	5P20 1 $R_{ct}^{1)}$	20 VA 70 VA 0,15	40 VA 200 VA 0,35	60 VA 200 VA 0,5	45 VA 200 VA 0,65	60 VA 200 VA 0,75
	50%	5P20 1 $R_{ct}^{1)}$	50 VA 150 VA 0,3	100 VA 200 VA 0,5	150 VA 200 VA 0,75	160 VA 200 VA 0,9	200 VA 200 VA 1,2
<b>IMB 245, 300</b>	0%	0,2 Fs5 $R_{ct}^{1)}$	30 VA 0,25	70 VA 0,5	120 VA 0,75	90 VA 1,0	100 VA 1,25
	25%	5P20 1 $R_{ct}^{1)}$	40 VA 40 VA 0,3	80 VA 150 VA 0,6	100 VA 75 VA 0,85	100 VA 75 VA 1,1	140 VA 175 VA 1,4
	50%	5P20 1 $R_{ct}^{1)}$	100 VA 120 VA 0,45	200 VA 200 VA 0,85	200 VA 200 VA 1,15	200 VA 200 VA 1,5	200 VA 200 VA 1,85

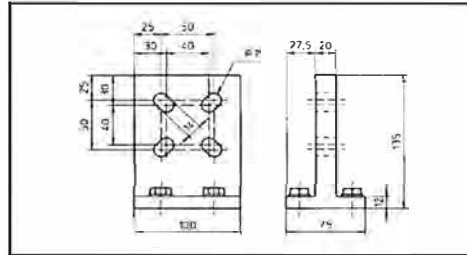
1)  $R_{ct}$  es la resistencia estimada en el devanado secundario corregida para 75°C, para corriente secundario de 5A. Para 1A se multiplica  $R_{ct}$  con 20.

# Conexiones

## Bornes primarios

Los IMB 36-300 incluyen como estándar una conexión de platina de aluminio, que cumple con las especificaciones de NEMA, IEC y DIN. Por pedido especial, se suministran otras soluciones según especificación del cliente.

La máxima fuerza de tracción en el borne primario es de 4000 N. La máxima fuerza de rotación es de 1000 Nm.

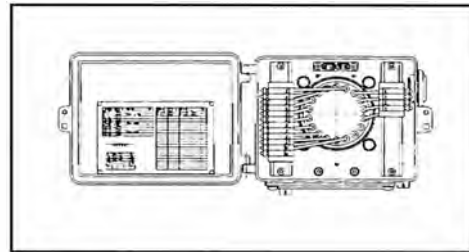


## Caja de bornes secundarios y bornes secundarios

La caja de bornes para los devanados secundarios está montada sobre la cuba del transformador y es de fundición de aluminio resistente a la corrosión. La caja de bornes estándar tiene lugar, como máximo, para 30 toques de terminales del tipo PHOENIX UK 16 para diámetros de cable de £ 10 mm. Por pedido especial, se pueden suministrar otros tipos de conexiones secundarias.

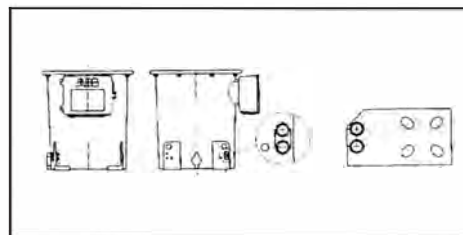
La caja de bornes tiene una brida no perforada desmontable con desagüe. Por pedido especial, la brida puede suministrarse con juntas roscadas para cables o perforación según especificación del cliente.

La clase de protección para la caja de bornes es IP 55. Por pedido especial, puede suministrarse una caja de bornes secundarios más grande con lugar para más bornes secundarios u otros equipos.



## Conexiones a tierra

El transformador incluye normalmente una conexión a tierra con abrazadera de latón cincado, para conductores de 8-15 mm de diámetro (ver abajo a la izquierda), que pueden trasladarse a cualquiera de las patas de montaje. Por pedido especial, se puede suministrar una conexión a tierra con barra (ver el ejemplo de abajo). Los bornes de tierra para los circuitos secundarios están en la caja de bornes.



# Dimensiones

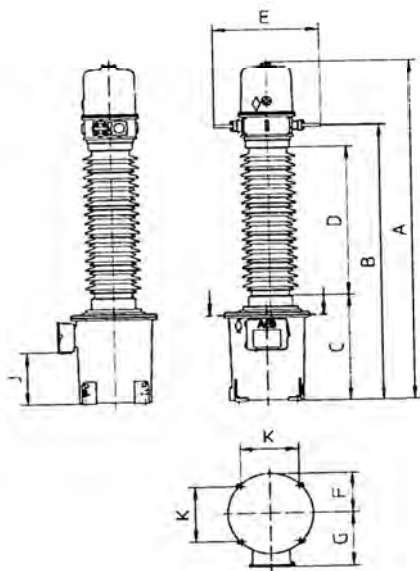
Tipo de IMB	A Altura total mm	B Altura a conexión primaria mm	C Altura plano de tierra mm	D Distancia disruptiva mm	E Long. sobre conexión primaria mm	F Dimensiones caja de fondo mm	G mm	H caja de fondo mm	J Altura a caja de bornes mm	K Dist. agujeros de sujeción mm
36	1735	1260	745	350	746	260	361	-	339	335
72	2015	1540	745	630	746	260	361	-	339	335
123	2365	1890	745	980	746	260	361	-	339	335
123	2415	1940	795	980	746	300	397	-	389	410
145	2555	2080	795	1120	746	300	397	-	389	410
170	2765	2290	795	1330	746	300	397	-	389	410
245	3630	3045	965	1915	746	271	370	885	554	450
245	3630	3045	965	1915	796	271	370	885	554	450
300	4030	3445	965	2315	796	271	370	885	554	450

1 Mayor altura de cuba: las medidas A, B y C aumentan 210 ó 420 mm.

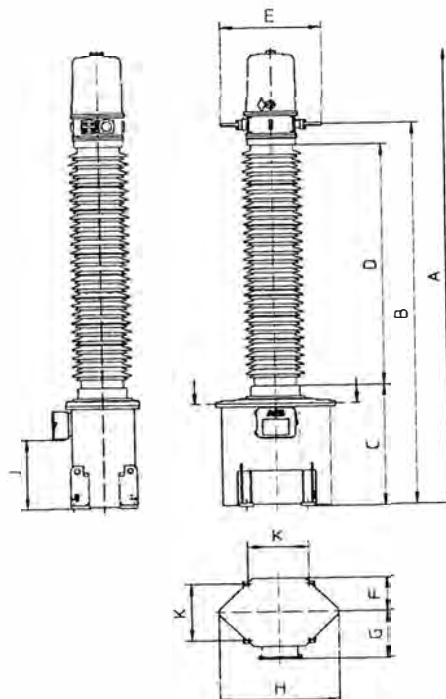
2 Enfriador: la medida A aumenta 210 mm.

3 Tres relaciones de transformación: la medida A aumenta 178 mm.

Dibujo con medidas IMB 36-170 kV



Dibujo con medidas IMB 245-300 kV



## Datos de embarque

### Transformador de corriente tipo IMB

Tipo IMB	Peso muerto Incl. aceite kg	Aceite kg	Peso kg	Volumen m <sup>3</sup>
36	360	53	400	0,9 <sup>1)</sup>
72	395	53	440	1,0 <sup>1)</sup>
123	430	55	480	1,2 <sup>1)</sup>
123	580	69	635	1,6 <sup>1)</sup>
145	600	70	660	1,7 <sup>1)</sup>
170	635	72	700	1,8 <sup>1)</sup>
245	1060	106	1350	4,1 <sup>1)</sup>
245	1370	182	1670	4,2 <sup>1)</sup>
300	1500	198	1820	4,6 <sup>2)</sup>

- 1) Los IMB 36-170 se embalan normalmente para transporte vertical en paquete de 3 unidades. Por pedido especial, se puede suministrar transporte vertical en paquete de 1 unidad.
- 2) Los IMB 245-300 se embalan siempre para transporte horizontal en paquete de 1 unidad según la altura de transporte.
- 3) El peso y volumen rigen para el IMB estándar. Con datos menores, el peso se reduce. Con mayor altura de cuba, enfriador, tres relaciones de transformación y/o línea de fuga más larga aumentan el peso y el volumen.



NOTA! ABB Switchgear trabaja continuamente en el desarrollo de dud productos. Nos reservamos el derecho de cambiar los datos técnicos sin prevo aviso.

---

ABB Switchgear AB  
SE-771 80LUDVIKA, Suecia  
Tel +46 240 78 20 00  
Fax+46 240 78 38 91  
E-mail: [instr.transf@seswg.mail.abb.com](mailto:instr.transf@seswg.mail.abb.com)  
Internet: <http://www.abb.se/swg>

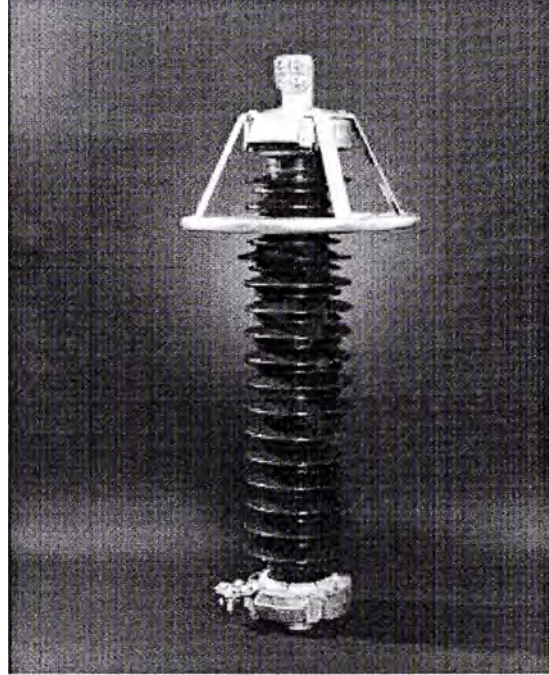
Catálogo SESWG/1 4022 es  
Versión 1, 1998-09



**PARARRAYOS**



## Zinc oxide surge arrester EXLIM Q



10 kA, line discharge class 3  
as per IEC

Station class as per ANSI

Porcelain insulator

Design/test standards as  
IEC 99-4; ANSI/IEEE C62.11

ABB Switchgear



# Surge arrester Exlim Q

**Protection of switchgear, transformers and other equipment in high voltage networks against atmospheric and switching overvoltages**

- in areas with high lightning intensity
- where grounding or shielding conditions are poor or incomplete
- for important installations.

## Brief performance data

System voltages ( $U_m$ )	52 – 362 kV
Rated voltages ( $U_r$ )	30 – 288 kV
Nominal Discharge current (IEC)	10 kA <sub>crest</sub>
Lightning classifying current (ANSI/IEEE)	10 kA <sub>crest</sub>
Discharge current withstand strength:	
High current (4/10 $\mu$ s)	100 kA <sub>crest</sub>
Low current (2 400 $\mu$ s)	700 A <sub>crest</sub>
Low current (2 000 $\mu$ s)	900 A <sub>crest</sub>
Energy capability:	
Line discharge class (IEC)	Class 3
[(2 impulse, IEC cl. 7.5.5)	7.8 kJ/kV( $U_r$ )}
Fulfils / exceeds requirements of ANSI/IEEE transmission line discharge test for 362 kV systems	
Short-circuit/Pressure-relief capability	65 kA
External Insulation withstand	Fulfils/exceeds Standards
Mechanical Strength (DIN 48113)	6 000 Nm

## Service conditions

Ambient Temperature	-40°C to +45 °C
Altitude	max. 1 000 m
Frequency	15 Hz to 62 Hz
Erection	Vertical upright
Arresters for other service conditions	On request

NOTE! Arresters, type EXLIM Q, for higher system voltages up to 420 kV and higher mechanical strength are presently quoted on request.

## Contents

- 3 Definitions
- 4 Design
- 5 Selection of arrester
- 6 Quality control and testing
- 7 Guaranteed protective data
- 8 Neutral-ground arresters
- 9 Technical data for housings
- 10 Accessories
- 11 Shipping data

# Definitions

## Maximum system voltage ( $U_m$ )

The max voltage between phases during normal service.

## Nominal discharge current (IEC)

The peak value of the lightning current impulse, which is used to classify the arrester.

## Lightning classifying current (ANSI/IEEE)

The designated lightning current used to perform the classification tests.

## Rated voltage ( $U_r$ )

An arrester fulfilling the IEC standard must withstand its rated voltage for 10 s after being preheated to 60 °C and subjected to energy injection as defined in the standard. Thus,  $U_r$  shall equal at least the 10 s TOV capability of an arrester. Additionally, rated voltage is used as a reference parameter.

*Note! TOV capability of EXLIM arresters exceeds the IEC requirements.*

## Continuous operating voltage

It is the max. permissible r.m.s. power frequency voltage that may be applied continuously between the arrester terminals. This voltage is defined in different ways (verified by different test procedures) in IEC and ANSI/IEEE.

## IEC ( $U_c$ )

IEC gives the manufacturer the freedom to decide  $U_c$ . The value is verified in the operating duty test. Any uneven voltage distribution in the arrester shall be accounted for.

## ANSI/IEEE (MCOV)

ANSI/IEEE lists the maximum continuous operating voltage (MCOV) for all arrester ratings used in a table. The value is used in all tests specified by ANSI/IEEE. MCOV is less stringent as regards uneven voltage distribution in an arrester.

## Temporary overvoltages (TOV)

Temporary overvoltages, as differentiated from surge overvoltages, are oscillatory power frequency overvoltages of relatively long duration (from a few cycles up to hours).

The most common form of TOV occurs on the healthy phases of a system during an earth-fault involving one or more phases. Other sources of TOV are load-rejection, energisation of unloaded lines etc.

The TOV capability of EXLIM Q arresters is indicated with/without prior energy stress. Refer to Publ. SESWG/A 2221E.

Publ. SESWG/A 2220E Exlim Q

## Residual voltage Discharge voltage ( $U_{res}$ )

This is the peak value of the voltage that appears between the terminals of an arrester during the passage of discharge current through it.  $U_{res}$  depends on both the magnitude and the waveform of the discharge current. Complete V/I curves are shown in Publ. SESWG/A 2221E.

## Energy capability

Standards do not explicitly define energy capability of an arrester. The only measure specified is the Line Discharge Class in IEC. Often, this is not enough information to compare different manufacturers and, therefore, ABB presents energy capability also in kJ/kV ( $U_r$ ). This is done in 3 different ways:

### Two impulses as per IEC clause 7.5.5.

This is the energy that the arrester is subjected to in the switching surge operating duty test (cl. 7.5.5.) while remaining thermally stable thereafter against the specified TOV and  $U_c$ . For EXLIM Q arresters this value is 7.8 kJ/kV( $U_r$ )

### Routine test energy

This is the total energy which each individual block is subjected to in our production tests. For EXLIM Q blocks, this value is not less than 5.6 kJ/kV( $U_r$ ).

### Single-impulse energy

This is the max. permissible energy which an arrester may be subjected to in one single impulse of 4 ms duration and remain thermally stable against specified TOV and  $U_c$ . For EXLIM Q arresters this value is 4.5 kJ/kV( $U_r$ ).

*Note! Corresponding values based on  $U_c$  are obtained by multiplying the above figures by the ratio  $U_r/U_c$ .*

## Short-circuit / Pressure relief capability

This is the ability of an arrester, in the event of an overload due to any reason, to conduct the resulting system short-circuit current without violent shattering which may damage nearby equipment or injure personnel. After such an operation, the arrester must be replaced. The system short-circuit current may be high or low depending on the system impedance and earthing conditions. Hence the short-circuit capability is verified at different current levels.

# Design

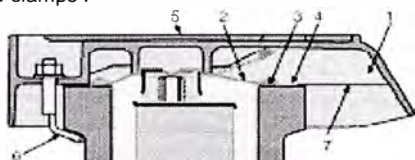
**Each arrester consists of one or more hermetically-sealed arrester units, each containing a single-column of ZnO blocks which are extensively tested during manufacture. The porcelain housing is brown in colour (grey colour on request).**

## Sealing and pressure-relief

The sealing arrangement, at both ends of each unit consists of a pre-stressed stainless steel plate together with a rubber gasket. The sealing plate exerts a continuous pressure on the rubber gasket against the sealing surface of the insulator. This ensures effective sealing even if the gaskets sets due to ageing.

The sealing also acts as an over-pressure relief system. If, due to any reason, the arrester is over-stressed causing an internal over-pressure, the sealing plate flaps over and the ionised gas flows out through the venting ducts. The venting ducts are directed towards each other resulting in an external flash-over as soon as the two gas streams meet; thus relieving the internal pressure and preventing a violent shattering of the insulator.

The metal flanges are fixed to the insulators by padded clamps.



Overpressure relief arrangement of each arrester unit. Sectional view. (Top end shown, bottom end is reversed.)  
 1. Venting duct      4. Bedding      7. Indicating plate  
 2. Sealing plate    5. Flange  
 3. Rubber gasket    6. Padded clamp

## Pollution performance

### Creepage distance

The creepage distance is the distance measured along the insulator's external profile and serves as a measure of the arrester performance in polluted environments with respect to risk of external flashover.

### Classification as per IEC

Different levels of pollution are classified in IEC with minimum creepage distances being specified for each class as under:

Pollution Level	Creepage in mm/kV ( $U_m$ )
Light (L)	16
Medium (M)	20
Heavy (H)	25
Very Heavy (V)	31

The standard range of EXLIM surge arresters have creepage distances in accordance with pollution levels M, H and V. Arresters with creepage distances greater than 31 mm/kV are available on request.

## External insulation

External insulation withstand strength of an apparatus is the max. value of the voltage (of a given wave shape) that can be applied without external flashover. Surge arresters, whose primary function is to limit overvoltages in other equipment, will obviously be the best protected of all.

The voltage across an arrester can never be higher than that given by its protective characteristics. Only the need for an additional safety factor, including correction factor for installation altitude, can justify technically a higher external insulation strength.

All EXLIM surge arresters fully comply with the requirements stated in IEC and ANSI/IEEE standards for altitudes up to 1 000 m above sea level. In the table "Technical data for housings" the insulation withstand for each empty arrester unit housing is stated and this value generally exceeds the requirements as per standards significantly.

## Mechanical strength

The mechanical strength of porcelain insulators, i.e. the minimum fracture moment, is defined in accordance with standard DIN 48113. For EXLIM Q arresters, this value is 6 000 Nm. The catalogue terminals and insulating base (when applicable) withstand the corresponding loads. Arresters with higher mechanical strength are quoted on request.

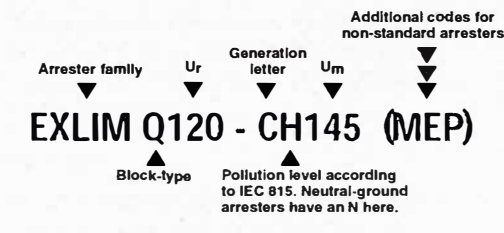
## Horizontal load

The maximum permissible horizontal force can be derived by dividing the maximum permissible bending moment, as given above, with the distance between the arrester base and the centre of the force.

# Selection of arrester

## Type designation

The type designation gives detailed information of the arrester and its application. See example below.



The most important parameters for proper selection are:

- The max. system voltage at the arrester location
- Amplitude and duration of TOV; e.g. system grounding and short-circuit duration
- Energy requirements
- Desired margin of protection or LIPL and SIPL
- Creepage and/or pollution level

Selection is simplified by reference to ABB Selection Guide, SESWG/A 2300E and/or by intimating details as per enquiry form SESWG/A 2406E (available at your nearest ABB office) to us.

## Ordering data

We recommend that the same form, SESWG/A 2406E, be filled-in and sent to us with your order, to ensure inclusion of all important parameters and commercial terms and conditions. The information must include at least:

- Quantity and type of arrester
- Rated voltage of arrester
- Type of line terminal
- Type of earth terminal
- Type of insulating base (if required)
- Quantity and type of surge counter (if required)
- Routine test report, if desired

## Ordering example

- 3 EXLIM Q192-CH245  
Rated voltage 192 kV  
Line terminal, LB 910 316-A  
Earth terminal, LB 910 408-A
- 3 Insulating base, LB 910 120-A
- 3 Surge counter, EXCOUNT-A

Publ. SESWG/A 2220E Ed:im Q

## Mounting

EXLIM arresters are intended for vertical, upright erection. No bracing is required for installation. Suspension-mounted arresters and arresters for other angles are quoted on request.

## Installation and Maintenance

Arresters are very easy to install and do not need any special tools or instruments. Installation instructions are packed in each case.

A properly chosen and installed arrester is practically maintenance-free for its lifetime. If, for any reason however, monitoring of the arrester condition in service is desired, the same is best carried out by a special portable instrument, ABB type LCM, which measures the internal resistive leakage current after filtering all other current components. ABB does not recommend the use of simple mA-meters (usually built-in in surge counters) as such instrument cannot differentiate between the internal and external leakage current as well as other components and harmonics.

Note also that operation of arresters without grading rings, where supplied, may lead to failure and invalidates our guarantees.

# Quality control and testing

**ABB Switchgear is certified by BVQI to fulfil the requirements of ISO 9001.**

## Type tests

Type (design) tests have been performed in accordance both with IEC 99-4 and ANSI/IEEE C62.11 as well as the latest draft standard IEC 37. Test reports are available on request.

## Routine tests

Routine tests are performed on ZnO blocks as well as on assembled arrester units and accessories. The most important type tests data is verified on all batches of ZnO blocks, thus verifying catalogue data.

## Tests on ZnO blocks

### Energy withstand test on all blocks

The blocks pass three energy test cycles with cooling in-between. In each cycle the injected energy is far in excess of the single impulse energy capability. Blocks with insufficient energy capability are automatically rejected.

### Classification of all blocks

The blocks are classified at 1 mA (d.c.) and 10 kA (8/20  $\mu$ s) and the residual voltages are printed on each block together with a batch identification. Finally all blocks are visually inspected.

### Accelerated life tests on samples

Power losses after 1000 hours calculated from a test with shorter duration (approx. 300 hours) at an elevated temperature of 115 °C at 1.05 times  $U_c$  shall not exceed the losses at start of the test. Batches in which unapproved blocks appear are rejected.

### Impulse current tests on samples

Blocks are subjected to high current impulses (4/10  $\mu$ s) and long duration current impulses (2 500  $\mu$ s) of amplitudes verifying catalogue data.

### Other sample tests

In addition to the above, low current characteristics, protection characteristics and capacitance are checked on samples.

## Tests on assembled units

Routine tests on units fulfil the demands of both IEC 99-4 and ANSI/IEEE C62.11. Each arrester unit has a serial number as per IEC 99-4.

### Guaranteed residual voltage

The residual voltage at 10 kA, 8/20  $\mu$ s impulse current of each unit is calculated as the sum of the residual voltages for all blocks connected in series in the unit. The residual voltage of the complete arrester is the sum of the residual voltages for its units.

### Tightness check

Is performed by placing each unit in a vacuum chamber connected to a He-spectrometer. Maximum permissible leakage is 0.000011 mbar/s at a pressure difference of 0.1 MPa.

### Power frequency reference voltage

Is measured at reference current (of 2 mA crest resistive) on each unit. The reference voltage for EXLIM Q arresters is equal to or greater than its rated voltage.

### Internal corona

Is checked on each unit at 0.9 times  $U_r$ . A steady internal corona level less than 5 pC is required in a pass/no-pass test.

### Grading current

Is measured at  $U_c$  on each unit.

### Power losses

Are measured at  $U_c$  on each unit verifying that the thermal performance is in compliance with performance type tests.

### Test reports

Routine test reports are filed and are available on request. The reports include reference voltages, power losses and residual voltages.

## Tests on accessories

### Surge counters, EXCOUNT

All counters are routine-tested in a pass/no-pass test before leaving the factory.



# Guaranteed protective data

Max. system voltage, $U_m$ kV <sub>rms</sub>	Rated voltage, $U_r$ kV <sub>rms</sub>	Max. continuous operating voltage <sup>1)</sup>		TOV capability <sup>2)</sup>		Max. residual voltage ( $U_{res}$ ) with current wave							
		as per IEC, $U_c$ kV <sub>rms</sub>	as per ANSI/IEEE MCOV kV <sub>rms</sub>	1 $\phi$ kV <sub>rms</sub>	10 $\phi$ kV <sub>rms</sub>	30/60 $\mu$ s			8/20 $\mu$ s				
						0,5 kA kV <sub>crest</sub>	1 kA kV <sub>crest</sub>	2 kA kV <sub>crest</sub>	5 kA kV <sub>crest</sub>	10 kA kV <sub>crest</sub>	20 kA kV <sub>crest</sub>	40 kA kV <sub>crest</sub>	
36	30 <sup>3)</sup>	24.0	24.4	34.8	33.0	57.6	59.5	61.8	67.0	70.5	77.6	86.8	
	33 <sup>3)</sup>	26.4	26.7	38.2	36.3	63.4	65.4	68.0	73.7	77.6	85.4	95.4	
	36 <sup>3)</sup>	28.8	29.0	41.7	39.6	69.2	71.4	74.2	80.4	84.6	93.1	105	
	39 <sup>3)</sup>	31.2	31.5	45.2	42.9	74.9	77.3	80.3	87.1	91.7	101	113	
52	42	34	34.0	48.7	46.2	80.7	83.3	86.5	93.8	98.7	109	122	
	48	38	39.0	55.6	52.8	92.2	95.1	98.9	108	113	125	139	
	51	41	41.3	59.1	56.1	98.0	102	105	114	120	132	148	
	54	43	43.0	62.6	59.4	104	107	112	121	127	140	157	
72	60	48	48.0	69.6	66.0	116	119	124	134	141	156	174	
	54	43	43.0	62.6	59.4	104	107	112	121	127	140	157	
	60	48	48.0	69.6	66.0	116	119	124	134	141	156	174	
	66	53	53.4	76.5	72.6	127	131	136	148	156	171	191	
81	72	58	58.0	83.5	79.2	139	143	149	161	170	187	209	
	75	60	60.7	87.0	82.5	144	149	155	168	177	194	217	
	78	62	63.1	90.4	85.8	150	155	161	175	184	202	226	
	81	65	65.6	93.9	89.1	156	161	167	181	191	210	235	
100	84	67	68.0	97.4	92.4	162	167	173	188	198	218	243	
	90	72	72.0	104	99.0	173	179	186	201	212	233	261	
	96	77	77.0	111	105	185	191	198	215	226	249	278	
	123	72	72.0	104	99.0	173	179	186	201	212	233	261	
123	96	77	77.0	111	105	185	191	198	215	226	249	278	
	108	78	84.0	125	118	208	214	223	242	254	280	313	
	120	78	98.0	139	132	231	238	248	268	282	311	347	
	132	78	106	153	145	254	262	272	295	311	342	382	
145	138	78	111	160	151	265	274	285	309	325	357	399	
	108	86	86.0	125	118	208	214	223	242	254	280	313	
	120	92	98.0	139	132	231	238	248	268	282	311	347	
	132	92	106	153	145	254	262	272	295	311	342	382	
170	138	92	111	160	151	265	274	285	309	325	357	399	
	144	92	115	167	158	277	286	297	322	339	373	417	
	132	106	106	153	145	254	262	272	295	311	342	382	
	144	108	115	167	158	277	286	297	322	339	373	417	
245	162	108	131	187	178	312	321	334	362	381	419	469	
	168	108	131	194	184	323	333	346	376	395	435	486	
	180	144	144	208	198	346	357	371	402	423	466	521	
	192	154	154	222	211	369	381	396	429	452	497	555	
300	198	156	160	229	217	381	393	408	443	466	512	573	
	210	156	170	243	231	404	417	433	469	494	543	608	
	216	156	175	250	237	415	428	445	483	508	559	625	
	219	156	177	254	240	421	434	451	489	515	567	634	
300	228	156	180	264	250	438	452	470	510	536	590	660	
	216	173	175	250	237	415	428	445	483	508	559	625	
	228	182	182	264	250	438	452	470	510	536	590	660	
	240	191	191	278	264	461	476	495	536	564	621	694	
362	258	191	209	299	283	496	512	532	576	607	667	746	
	264	191	212	306	290	507	523	544	590	621	683	764	
	276	221	221	320	303	530	547	569	617	649	714	798	
	288	230	230	334	316	553	571	593	643	677	745	833	

More detailed information on the TOV capability and the protective characteristics can be found in SESWG/A-2221E.

<sup>1)</sup> The continuous operating voltages  $U_c$  (as per IEC) and MCOV (as per ANSI/IEEE) differ only due to deviations in type test procedures.  $U_c$  has to be considered only when the actual system voltage is higher than the tabulated.

Any arrester with  $U_c$  higher than or equal to the actual system voltage divided by  $\sqrt{3}$  can be selected.

<sup>2)</sup> With prior duty equal to the maximum single impulse energy stress.

<sup>3)</sup> Applicable only for neutral-ground arresters.



# Neutral-ground arresters

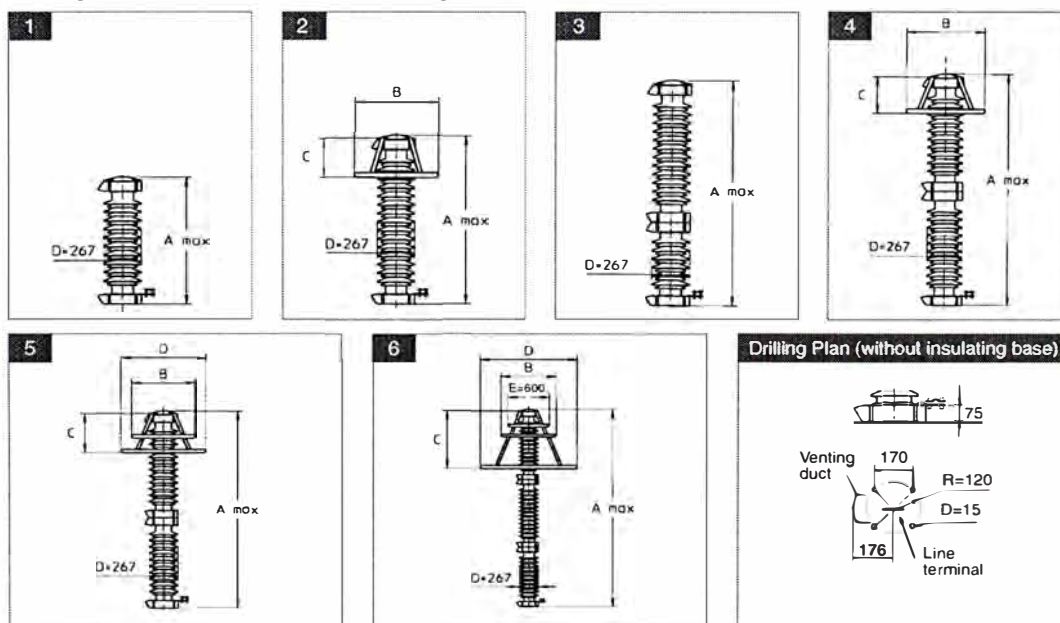
For neutral-ground arresters the recommended rated voltage is approximately the maximum system voltage divided by  $\sqrt{3}$ . The recommended neutral-ground arresters are calculated for unearthed systems with relatively long fault duration. The electrical characteristics are identical to standard catalogue arresters with the corresponding rated voltage. The neutral-ground arrester should preferably be of the same type as the phase-ground arresters. For resonant earthed systems with *long radial lines* special considerations must be taken. A higher rated voltage (20% to 40%) than listed may be necessary.

Max system voltage $U_m$ kV <sub>rms</sub>	Rated voltage $U_r$ kV <sub>rms</sub>	Housing	Dimensions identical to EXLIM O
52	30	CN052	030-CV036
72	42	CN072	042-CH052
100	60	CN100	060-CH052
123	72	CN123	072-CV072
145	84	CN145	084-CV072
170	108	CN170	108-CM123

# Technical data for housings

System voltage $U_M$ kV <sub>rms</sub>	Rated voltage $U_r$ kV <sub>rms</sub>	Housing	Creepage distance mm	External insulation (tested values on empty housings)				Mass kg	Dimensions				Figure
				LIWL 1.2/50 kV <sub>crest</sub>	50 Hz wet (60 s) kV <sub>rms</sub>	60 Hz wet (10 s) kV <sub>rms</sub>	SIWL wet kV <sub>crest</sub>		A <sub>max</sub>	B	C	D	
36	30-39	CV036	1385	309	147	147	n. a.	45	685	-	-	-	1
52	42-60	CH052	1385	309	147	145	n. a.	50	685	-	-	-	1
	42-60	CV052	2290	455	242	170	n. a.	60	980	-	-	-	1
72	54-84	CV072	2290	455	242	242	n. a.	70	980	-	-	-	1
100	84-96	CM100	2290	455	242	242	n. a.	70	980	-	-	-	1
	84-96	CH100	2715	535	273	279	n. a.	75	1095	-	-	-	1
	84-96	CV100	3390	633	305	294	n. a.	80	1300	-	-	-	1
123	90-108	CM123	2715	535	273	279	n. a.	75	1095	-	-	-	1
	90-138	CH123	3390	633	305	294	n. a.	85	1300	-	-	-	1
	90-96	CV123	4100	844	420	426	n. a.	115	1745	600	300	-	4
	108-138	CV123	4100	844	420	426	n. a.	115	1745	-	-	-	3
145	108-144	CM145	3390	633	305	294	n. a.	85	1300	-	-	-	1
	108-144	CH145	3625	676	336	312	n. a.	95	1390	-	-	-	1
	108-132	CV145	4580	910	484	486	n. a.	125	1915	600	300	-	4
	138-144	CV145	4580	910	484	486	n. a.	125	1915	-	-	-	3
170	132-144	CM170	3625	676	336	312	n. a.	100	1390	600	300	-	2
	132-168	CH170	5005	990	515	522	n. a.	135	2035	600	400	800	5
	132-168	CV170	5430	1070	546	558	n. a.	140	2155	600	400	800	5
245	180-210	CM245	5005	900	515	522	753	140	2035	600	400	800	5
	180-228	CH245	6780	1266	610	588	884	165	2565	600	500	900	5
	180-228	CV245	7720	1525	788	801	1159	210	3095	800	800	1400	6
300	216-264	CM300	6780	1266	610	588	884	170	2565	600	500	900	5
	216-264	CH300	8145	1605	819	837	1218	220	3215	800	800	1400	6
	216-264	CV300 <sup>1)</sup>	9495	1800	883	867	1290	240	3620	800	1000	1600	6
362	258-288	CM362	8145	1365	726	729	1041	225	3215	800	800	1400	6
	258-288	CH362 <sup>1)</sup>	9495	1800	883	867	1290	240	3620	800	1000	1600	6

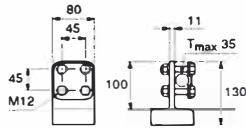
All catalogued arresters have external insulation exceeding the requirements as per ANSI/IEC for installation up to an altitude of 1000 m.



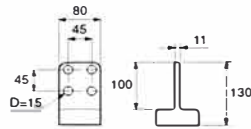
<sup>1)</sup> E only valid for housing CV300 and CH362.

# Accessories

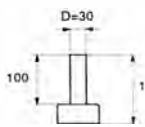
## Line terminals



**Type A**  
**LB 910 316-A**  
Al with stainless steel hardware

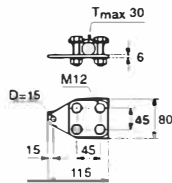


**Type B**  
**LB 910 306-A (NEMA)**  
Aluminium

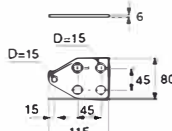


**Type C**  
**LB 910 304-A**  
Galvanized steel

## Earth terminals

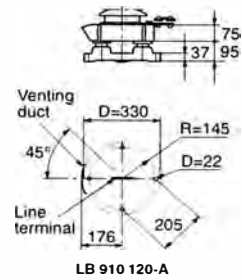


**Type A**  
**LB 910 408-A**  
Galvanized steel with stainless steel hardware

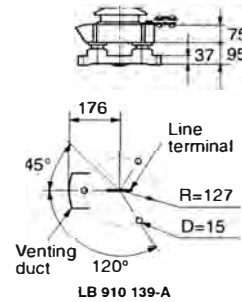


**Type B**  
**LB 910 404-A (NEMA)**  
Galvanized steel

## Insulating bases



**LB 910 120-A**



**LB 910 139-A**

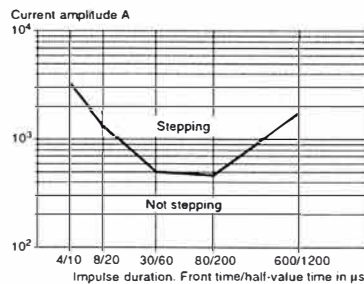
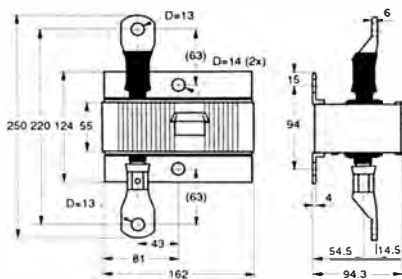
## Surge counter EXCOUNT

EXCOUNT is designed for service in connection with gapless ZnO-arresters of any make. EXCOUNT is designed to withstand mechanical shocks and vibrations as well as operation in severe climate conditions. EXCOUNT records the total number of impulses significant for the arrester, i.e. impulses representing negligible energy are not counted, see figure below.

### Brief performance data

Short-circuit proof 80 kA  
Ambient temperature -55 °C up to +70 °C

Detailed information is available in catalogue *SESWG/ A 2280E*.



Typical criteria for stepping/not stepping for pulses of different duration.

# Shipping data

EXLIM type	Number of arresters per case							
	One		Two		Three		Six	
	Volume m <sup>3</sup>	Gross kg	Volume m <sup>3</sup>	Gross kg	Volume m <sup>3</sup>	Gross kg	Volume m <sup>3</sup>	Gross kg
CV036	0.135	55	0.5	100	0.66	200	0.88	345
CH052	0.135	60	0.5	110	0.66	215	0.88	375
CV052	0.176	85	0.75	210	0.91	290	1.1	510
CV072	0.176	85	0.75	210	0.91	290	0.88	510
CM100	0.176	90	0.75	210	0.91	290	1.1	510
CH100	0.19	90	0.83	225	0.91	305	1.2	545
CV100	0.22	105	0.91	260	1.1	360	1.43	645
CM123	0.19	90	0.83	225	0.91	305	1.2	545
CH123	0.22	105	0.91	260	1.1	360	1.43	645
CV123	0.83	185	1.1	310	1.1	420	-	-
CM145	0.22	100	0.91	250	1.1	345	1.43	615
CH145	0.5	115	1.1	280	1.2	375	1.53	605
CV145	0.75	180	1.1	310	1.1	420	-	-
CM170	0.5	115	1.1	280	1.2	375	11.53	605
CH170	1.0	240	1.44	390	1.5	525	-	-
CV170	1.0	245	1.44	400	1.5	540	-	-
CM245	1.0	240	1.44	390	1.5	525	-	-
CH245	1.1	275	1.44	450	1.6	630	-	-
CV245	1.21	325	1.51	555	2.35	845	-	-
CM300	1.1	280	1.44	460	1.5	645	-	-
CH300	1.21	335	1.51	575	1.5	875	-	-
CV300	1.3	350	1.6	600	2.5	910	-	-
CM362	1.21	335	1.51	575	1.5	875	-	-
CH362	1.3	350	1.6	600	2.5	910	-	-

The arresters are packed in wooden cases. Each case contains a certain number of arrester units and accessories for assembly and erection. Externally on each case is attached a packing list. Each separate case is numbered and the numbers of all cases and their contents are listed in the shipping specification. Non-standard packing may involve additional charges.

## References

A large number of technical and other literature is available on request. A full list is published in Publ. SESWG/A 2101E.

For any specific question or advise, please contact your nearest ABB representative or us at the address given here.



NOTE! ABB Switchgear is working to continuously improve the products. Therefore we reserve the right to change design, dimensions and data without prior notice.

---

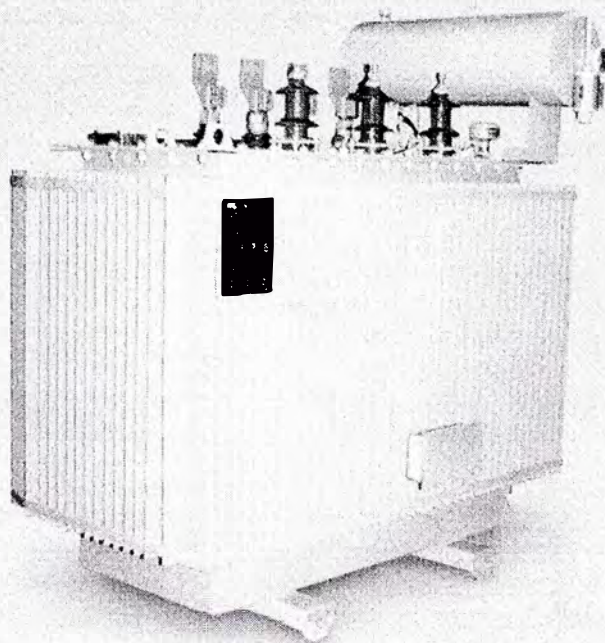
ABB Switchgear AB  
Surge Arrester Division  
Dept. SESWG/AF  
S-771 80 LUDVIKA, Sweden  
Tel +46 240 78 20 00  
Fax +46 240 179 83

Catalogue Publ. SESWG/A 2220E  
Edition 7, 1998-01

# **SERVICIOS AUXILIARES**



**TRANSFORMADORES TRIFASICOS  
DE DISTRIBUCION EN ACEITE  
De 50 a 2000 kVA hasta 36 kV.**



**ABB**

## **GENERALIDADES**

Los transformadores son aparatos estáticos con dos ó más arrollamientos, los cuales mediante inducción electromagnética transforman un sistema de corriente y tensión alterno en otro sistema de tensión y corriente, generalmente de diferentes valores y a la misma frecuencia con el propósito de transmitir potencia eléctrica.

## **NORMAS :**

Los transformadores ABB se diseñan, construyen y son probados de acuerdo a las normas internacionales IEC-76. Además, cumplen con exigencias particulares de las normas ANSI C57.12.00

## **CONDICIONES DE SERVICIO :**

Todos los transformadores son fabricados para trabajar tanto en instalaciones interiores como exteriores, poseen refrigeración natural ONAN y son diseñados para entregar en funcionamiento normal y continuo la potencia nominal especificada, con el conmutador en cualquiera de sus tomas.

## **REQUERIMIENTOS DE CONSTRUCCION**

### **NUCLEO :**

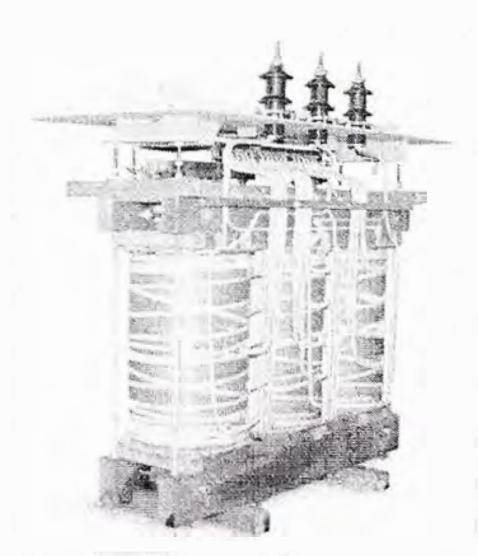
El circuito magnético es del tipo ensamblado, compuesto por columnas y yugos constituidos de láminas de acero al silicio

de grano orientado, laminado en frío y de alta permeabilidad magnética recubierto de aislamiento inorgánico en ambas caras, que cortadas asegurando la ausencia de rebabas, permiten obtener bajos valores de corriente de excitación y pérdidas en vacío.

### **ARROLLAMIENTOS :**

Los devanados están formados por bobinas concéntricas de cobre electrolítico de alta conductividad y el aislamiento es papel impregnado en aceite (clase A). Su diseño permite que el transformador pueda suministrar la potencia nominal en cualquier posición del conmutador de derivaciones. Las bobinas son compactas, ensambladas y aseguradas.

Las conexiones al cambiador de derivaciones y a los aisladores pasatapas de alta y baja tensión son realizadas de manera que aseguren una correcta conexión eléctrica y mecánica, a prueba de vibraciones durante el transporte y la operación del transformador.





### **TANQUE :**

El tanque es del tipo corrugado con tapa empernada, en el cual las paredes están conformados por aletas onduladas soldadas a la estructura y constituyen el sistema de refrigeración del transformador.

Con esta construcción en plancha de acero estructural se obtiene una robustez de gran resistencia a los esfuerzos mecánicos y se permite el despacho de los transformadores llenos de aceite listos para entrar en servicio. La protección contra la intemperie incluye la eliminación de todo óxido mediante granallado previo a la aplicación de pintura base anticorrosiva (2 capas) y de pintura de acabado (2 capas).

### **ACEITE :**

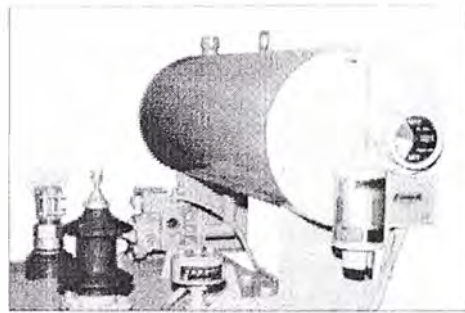
Es mineral, constituyendo el elemento aislante y refrigerante del transformador. Sus características destacables son las siguientes:

- Baja viscosidad para obtener una buena transferencia de calor.
- Alta rigidez dieléctrica.
- Ausencia de ácidos inorgánicos, alcalis y azufre corrosivo, para prevenir un deterioro en los aislamientos y los conductores.
- Resistencia a la oxidación y a la formación de lodos.
- Resistencia a emulsiones con agua.
- Bajo punto de congelación.

Antes de ser introducido al tanque, el aceite se somete a proceso de filtrado y secado. El llenado se hace bajo vacío para asegurar la eliminación de la humedad.

### **SISTEMA DE CONSERVACION DEL ACEITE :**

El sistema de preservación del aceite contra la oxidación consiste en un tanque de expansión de sección circular conectado mediante tubo al tanque del transformador. El tanque conservador cuenta con indicador de nivel y puede opcionalmente equiparse con Relé Buchholz y respiradero deshidratante lleno de cristales de silicagel.



### **AISLADORES PASATAPAS :**

Los aisladores pasatapas son de porcelana marrón, de material denso y homogéneo, libre de porosidades, burbujas e imperfecciones que puedan afectar sus características eléctricas o mecánicas.

Las características eléctricas de los aisladores pasatapas cumplen con la norma IEC Pub. 137.

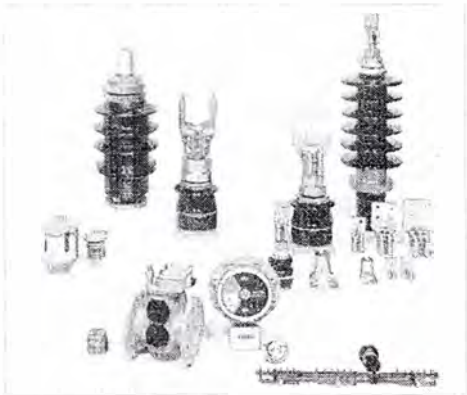
Los aisladores se encuentran montados sobre la tapa y pueden ser reemplazados sin necesidad de desencubar el transformador.

### ACCESORIOS NORMALES :

- Conmutador de tomas en vacío de 5 posiciones con mando exterior sobre la tapa.
- Indicador de nivel de aceite.
- Placa de características.
- Válvula de filtrado.
- Perno de puesta a tierra del tanque.
- Ganchos de suspensión.
- Pozo termométrico.

### ACCESORIOS OPCIONALES :

- Relé Buchholz.
- Desecador de aire.
- Ruedas.
- Cajuela de protección AT / BT.
- Válvula de seguridad (desde 250 kVA).
- Termómetro de aceite.



### PRUEBAS ELECTRICAS :

#### RUTINA :

- Medida de la resistencia de los arrollamientos.
- Medida de la relación de transformación.
- Control del grupo de conexión.

- Medida de la tensión de cortocircuito.
- Medida de las pérdidas en carga.
- Medida de las pérdidas sin carga y de la corriente de excitación.
- Ensayo de la tensión inducida.
- Ensayo de la tensión aplicada.
- Medida de la resistencia de aislamiento.

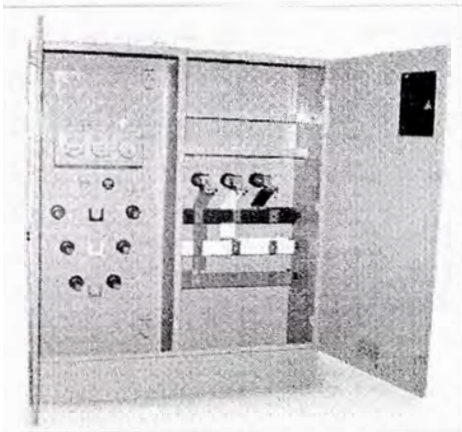
### TIPO (OPCIONAL) :

- Prueba de calentamiento.
- Prueba de tensión de impulso.
- Análisis fisicoquímico incluye determinación de: cantidad de agua presente, tangente delta, rigidez dieléctrica, índice de neutralización (acidez) y tensión interfacial.
- Análisis cromatográfico.- Estudia los gases disueltos que se encuentran en suspensión en el aceite.

Contamos con la certificación ISO 9002 para el análisis de aceite aislante.

### EJECUCIONES ESPECIALES

- *Tipo Pedestal (gabinete)*
- *Tipo Bóveda (subterráneo)*
- *Tipo Integrado (adaptable a celda o tablero)*



Transformador tipo Pedestal.

### SOBRECARGA :

En función de la carga previa a la sobrecarga y la temperatura ambiente en la instalación, nuestros transformadores pueden someterse a sobrecarga durante el tiempo en horas indicado en la tabla adjunta.

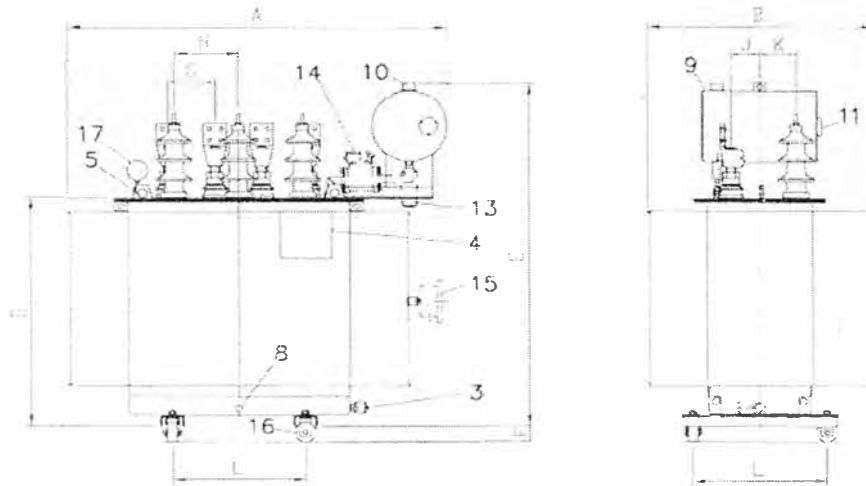
Tiempo de Sobrecarga en horas		Sobrecarga sin exceder la temperatura nominal de los bobinados																
		Carga previa al pico																
		50%					70%					90%						
		Temperatura ambiente máxima °C					Temperatura ambiente máxima °C					Temperatura ambiente máxima °C						
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1/2	2.00	1.99	1.83	1.64	1.46	1.25	2.03	1.88	1.71	1.52	1.32	1.10	1.92	1.75	1.56	1.34	1.12	*
1	1.89	1.75	1.61	1.46	1.30	1.12	1.82	1.68	1.54	1.38	1.20	1.02	1.74	1.58	1.43	1.26	1.06	*
2	1.64	1.52	1.41	1.28	1.15	1.00	1.60	1.49	1.37	1.24	1.10	0.95	1.56	1.44	1.31	1.18	1.04	*
4	1.46	1.37	1.27	1.16	1.04	0.90	1.45	1.36	1.25	1.14	1.02	0.88	1.44	1.34	1.25	1.12	1.01	*
8	1.40	1.30	1.21	1.11	1.01	0.86	1.40	1.30	1.21	1.11	1.01	0.86	1.40	1.30	1.21	1.11	1.01	*
24	1.38	1.28	1.20	1.10	1.00	0.84	1.38	1.28	1.20	1.10	1.00	0.84	1.38	1.28	1.20	1.10	1.00	*

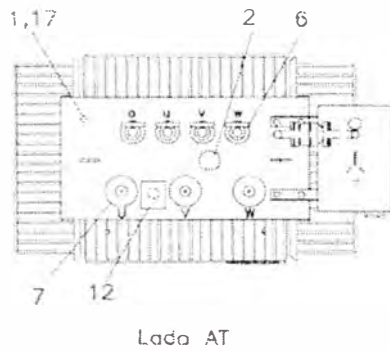
Tiempo de Sobrecarga en horas		Sobrecarga con 10 °C de temperatura adicional en los bobinados																
		Carga previa al pico																
		50%					70%					90%						
		Temperatura ambiente máxima °C					Temperatura ambiente máxima °C					Temperatura ambiente máxima °C						
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1/2	2.00	2.00	1.96	1.79	1.62	1.43	2.00	2.00	1.85	1.68	1.49	1.29	2.00	1.98	1.71	1.52	1.32	1.09
1	1.98	1.86	1.72	1.58	1.41	1.28	1.92	1.79	1.65	1.50	1.35	1.18	1.84	1.70	1.56	1.40	1.23	1.05
2	1.72	1.61	1.50	1.38	1.25	1.10	1.69	1.58	1.46	1.34	1.22	1.08	1.65	1.53	1.41	1.28	1.16	1.02
4	1.52	1.44	1.34	1.24	1.14	1.03	1.52	1.41	1.33	1.22	1.12	1.01	1.50	1.42	1.32	1.22	1.11	1.00
8	1.46	1.38	1.29	1.19	1.09	0.99	1.45	1.37	1.29	1.19	1.09	0.99	1.45	1.37	1.29	1.19	1.09	0.99
24	1.44	1.36	1.26	1.16	1.08	0.96	1.44	1.36	1.26	1.18	1.08	0.98	1.44	1.36	1.26	1.18	1.08	0.98

\* Resultan inferiores a la carga previa.

**ABB**



**Transformador Trifásico en Aceite**



- 1. Pozo termométrico
  - 2. Mando del conmutador
  - 3. Válvula de filtrado G1"
  - 4. Placa de características
  - 5. Orja de suspensión
  - 6. Bornes RT
  - 7. Bornes AT
  - 8. Borne de conexión a tierra
  - 9. Conservador
  - 10. Tubo de llenado
  - 11. Indicador nivel de aceite
  - 12. Válvula de seguridad
  - 13. Desecador
  - 14. Relé Buchholz
  - 15. Caja de bornes
  - 16. Ruedas
  - 17. Termómetro
- } Opcional

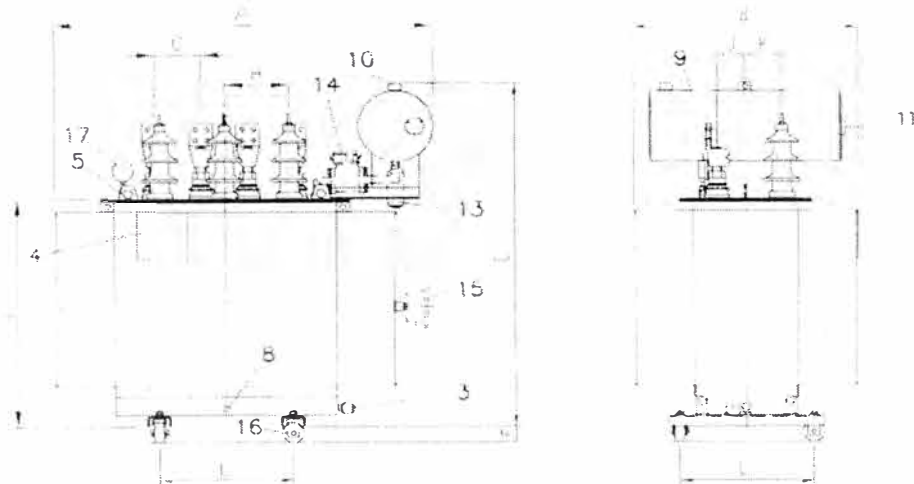
Tensión prueba / Bil. AT : 28/75 kV

Altura : 1000 msnm. ; 60 Hz

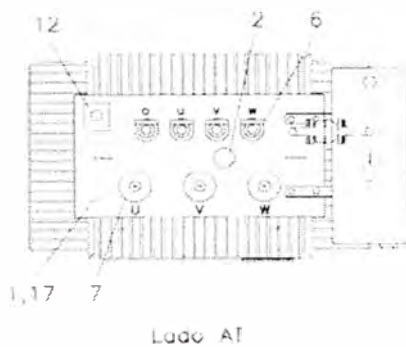
Dimensiones en mm.

kVA	Dimensiones Exteriores				Distancia						Pesos	
	A	B	C	D	Bornos		Ruedas		F	L	Aceite	Total
50	955	485	930	630	G	H	J	K	71	310	70	280
100	1070	595	985	690	100	215	84	69	71	350	100	425
160	1190	710	1115	785	100	275	79	79	71	350	125	560
200 + 250	1275	755	1170	840	100	275	101	101	71	400	185	805
320	1425	790	1350	930	150	275	118	118	71	470	220	1020
400 + 500	1490	870	1645	1190	210	315	155	150	71	570	540	1900

**ABB**



**Transformador Trifásico en Aceite**



- 1. Pote termométrico
- 2. Mando del conmutador
- 3. Válvula de llenado GI
- 4. Placa de características
- 5. Oruga de suspensión
- 6. Bornes BT
- 7. Bornes AT
- 8. Borne de conexión a tierra
- 9. Conservador
- 10. Tubo de llenado
- 11. Indicador nivel de aceite
- 12. Válvula de seguridad
- 13. Desecador
- 14. Relé Buchholz
- 15. Caja de bornes
- 16. Ruedas
- 17. Termómetro

E- Ejecución especial : BT > 1500A  
Dimensiones en mm

tensión prueba : BIL AT : 50/125 kV  
Altura : 3000 msnm : 60 Hz

kVA	Dimensiones Exteriores				Distancia						Pesos	
	A	B	C	D	Bornes			Ruedas			Aceite	Total
					G	H	J	K	F	L		
640 + 800	1950	1025	1915	1233	210	345	160	160	71	570	680	2600
1000 + 1250	2100	1070	2190	1473	210	345	175	175	88	670	900	3560
1600	2150	1070	2300	1585	210	345	200	200	88	820	1095	4120
1000 + 1250E	2150	1140	2190	1475	210	345	180	230	88	820	1090	3910
1600E	2200	1200	2350	1585	210	345	200	250	88	900	1410	4765
2000	2200	1200	2350	1585	210	345	200	250	88	900	1370	4970





**Líder Mundial en Ingeniería Eléctrica**

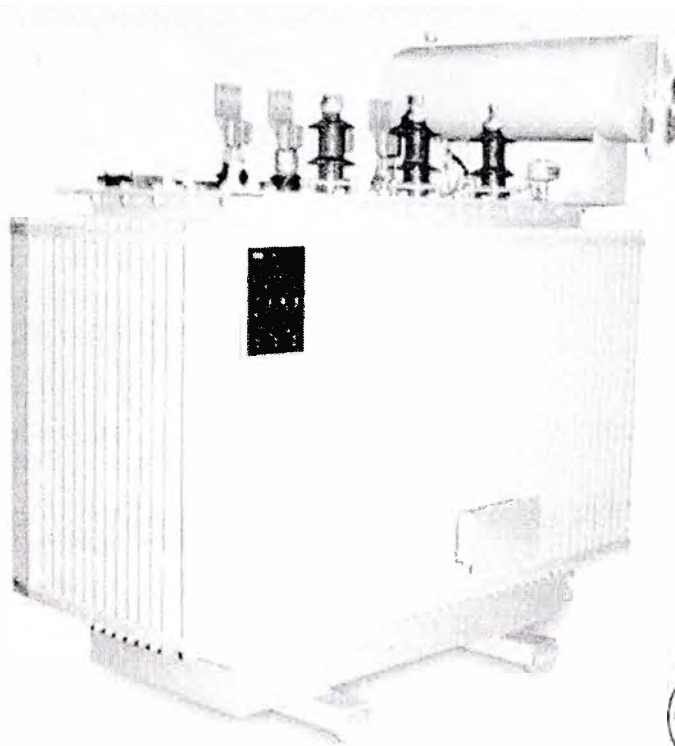
**ASEA BROWN BOVERI S.A.**  
Av. Argentina # 3120 Lima - Perú  
Apartado Postal 3946 Lima 100 - Perú  
Teléfono: +51-1-5610404  
Fax: +51-1-5613040  
+51-1-5612902



Instrucciones de Servicio

# Transformadores Trifásicos de Distribución en Aceite

de 50 a 2500 kva. Hasta 36 kv.



Asea Brown Boveri S.A.

**ABB**

## 1. Generalidades

En la fabricación del transformador se han tomado toda clase de cuidados con el fin de darle una máxima seguridad de servicio y una "vida útil" prolongada.

El objeto de estas instrucciones es poder preservar las cualidades del transformador. Todos los trabajos de montaje deben ser ejecutados de tal manera que el transformador guarde las cualidades que tenía al dejar nuestra fábrica. La "vida útil" así como los costos de mantenimiento de los transformadores dependen principalmente de la calidad de su aislamiento (papel, aceite) y de su contenido en humedad y gases.

### Consideraciones de Diseño

Los transformadores de ASEA BROWN BOVERI S.A. se diseñan, construyen y son probados de acuerdo a las normas internacionales IEC-76. Además, cumplen con exigencias particulares de la norma ANSIC57 12.00.

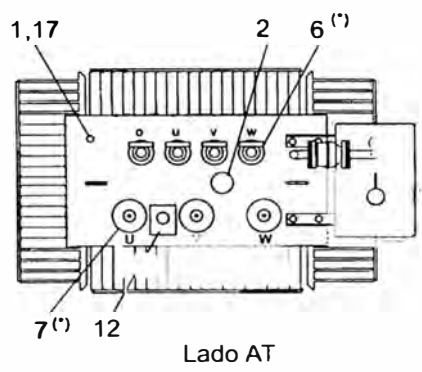
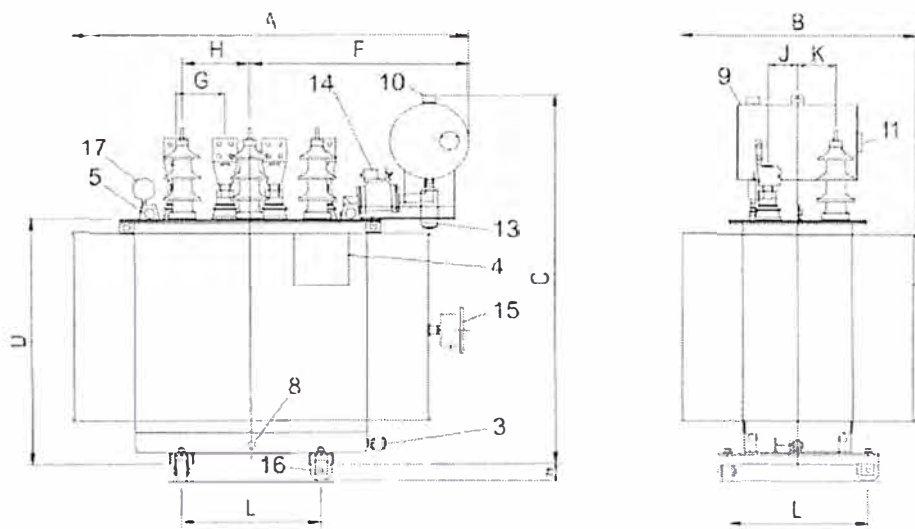
Todos los transformadores son fabricados para trabajar tanto en instalaciones interiores como exteriores. El sistema de refrigeración es natural (ONAN). La fig. No. 1 muestra la disposición típica de un transformador trifásico en aceite.

### NOTAS DE SEGURIDAD PARA LA INSTALACION Y OPERACION

- NO IZAR O MOVER EL TRANSFORMADOR SIN EL EQUIPO ADECUADO.
- SEGUIR LAS INSTRUCCIONES INDICADAS EN ESTE MANUAL.
- NO HACER NINGUNA CONEXION QUE NO ESTE AUTORIZADA EN LA PLACA DE CARACTERISTICAS.
- NO CONECTAR EL TRANSFORMADOR SIN LA CONEXION DE PUESTA A TIERRA.
- EL CAMBIO DE LA POSICION DEL CONMUTADOR DEBE SER HECHO EN VACIO, ES DECIR CON EL TRANSFORMADOR COMPLETAMENTE DESCONECTADO.
- SE DEBE USAR ROPAS Y EQUIPOS DE SEGURIDAD ADECUADOS PARA LA INSTALACION CON EL FIN DE EVITAR ACCIDENTES PERSONALES GRAVES.
- SEGUIR LAS REGLAMENTACIONES DE IMPACTO CONTRA EL MEDIO AMBIENTE.

The ABB logo consists of the letters 'A', 'B', and 'B' stacked vertically. Each letter is bold and has a unique, stylized font where the letters are interconnected and have a slightly irregular, blocky appearance.





**Transformador Trifásico en Aceite**

- 1. Pozo termométrico
- 2. Mando del conmutador
- 3. Válvula de filtrado G 1"
- 4. Placa de características
- 5. Oreja de suspensión
- 6. Bornes BT (\*)
- 7. Bornes AT (\*)
- 8. Borne de conexión a tierra
- 9. Conservador
- 10. Tubo de llenado
- 11. Indicador nivel de aceite
- 12. Válvula seguridad
- 13. DeseCADador
- 14. Relé Buchholz
- 15. Caja de bornes
- 16. Ruedas
- 17. Termómetro.

} Opcional

Fig. 1

(\*) Detalle de Bornes AT y BT.

- Dimensiones en mm

kVA	Dimensiones Exteriores				Distancia						Pesos	
	A	B	C	D	F	G	H	J	K	L	Aceite	Total
400	1575	940	1400	960	900	200	275	108	143	570	272	1330
500	1575	940	1435	995	900	200	275	118	143	570	305	1480
640	1625	960	1575	1050	890	200	275	120	155	570	355	1810
800	1790	1010	1595	1070	985	200	300	143	172	570	453	2150



## 2. Transporte

Los transformadores normalmente son despachados completamente armados y embalados para evitar daños durante la manipulación y transporte, con su dotación de aceite, listos para ser instalados. Sin embargo, al momento de recibirlos deben ser cuidadosamente inspeccionados para detectar cualquier daño en el tanque, aisladores o instrumentos. Si las paredes del tanque muestran manchas de aceite, verificar en el indicador de nivel de aceite el grado del descenso y comunicarse con ASEA BROWN BOVERI S.A. (Área de Distribución).

Durante el transporte se recomienda observar las siguientes velocidades máximas:

Pista pavimentada : 80 km/hr.  
Tierra y cascajos : 50 km/hr.  
Tierra : 20 km/hr.

Los transformadores despachados cuentan con un seguro cuando el transporte es responsabilidad de ASEA BROWN BOVERI S.A. En caso de daño durante el transporte se recomienda:

Comunicarse con la compañía aseguradora y con ASEA BROWN BOVERI S.A. (Área de Distribución) indicando el número de serie de la unidad.

Redactar inmediatamente un reporte de los daños.

<p><b>NOTA:</b> El transformador debe transportarse solamente en posición vertical.</p>
---

## 3. Manipulación del transformador

En caso de levantamiento por medio de gatos debe realizarse simultáneamente y por igual en por lo menos, dos puntos de apoyo vecinos. Las aletas de refrigeración y válvulas de vaciado no deben utilizarse en ningún caso como puntos de apoyo aún cuando el transformador se encuentre sin aceite.

Los transformadores están provistos de ruedas para su deslizamiento. Los transformadores que no van montados sobre ruedas están provistos de patines en el fondo de la cuba con el fin de permitir su desplazamiento.

## 4. Instalación y Puesta en servicio

Durante la instalación la secuencia recomendada para las conexiones es:

- Realizar todas las conexiones a tierra.
- Realizar las conexiones de baja tensión.
- Realizar las conexiones de alta tensión.

En caso de instalarse el desecador de aire se recomienda lo siguiente:

- Retirar la tapa metálica ubicado en el tubo de llenado (10) y el corcho de seguridad.
- Colocar el desecador en el tubo de llenado, asegurar la instalación con cinta teflón.

Se debe evitar forzar los terminales de los aisladores. El transformador debe conectarse apropiadamente antes de energizarse. De no hacerlo podría ocurrir graves lesiones. Para tal fin se debe utilizar los dispositivos de puesta a tierra provistos con el transformador.

Controlar los siguientes puntos:

Controles Mecánicos
- Fijación del transformador.
- Aisladores de porcelana en buen estado.
- Nivel de aceite, en el conservador.
- Estanqueidad (libre de fugas de aceite).
- Puesta a tierra de tanque y neutros.
- Desecador de aire (silicagel color naranja).
- Conmutador bloqueado en la posición de tensión deseada.
- Purgar el aire en los aisladores en el Relé Buchholz.
- Pintura (libre de raspaduras y puntos de óxido).

Controles Eléctricos
- Las conexiones deben estar ajustadas y aseguradas.
- Los circuitos de los accesorios deben estar operativos.
- El conmutador debe estar en la posición adecuada.
- La conexión a tierra y el neutro deben estar instalados correctamente.
- Verificar la continuidad en las bobinas.
- Medir el aislamiento de las bobinas AT contra tierra, BT contra tierra y AT contra BT.

### Conexión a la Red

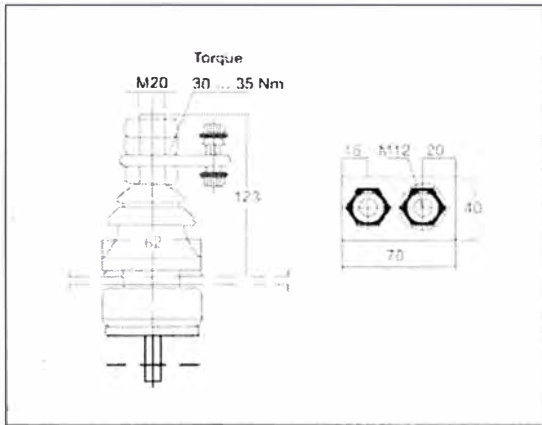
Los conductores, barras y cables (no suministrados por ASEA BROWN BOVERI S.A.) deben ser instalados de manera que la presión mecánica no sea recibida por el aislador.

Las conexiones recomendadas se muestran en la Tabla 1 y las dimensiones de los terminales en la fig. 5.

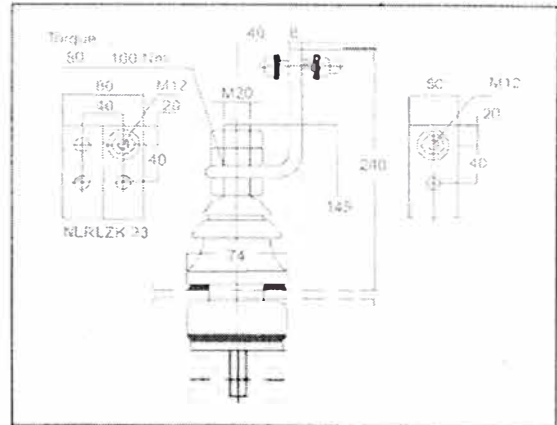
**TABLA 1.** Conectores recomendados para Aisladores de Porcelana.

AISLADOR	CONEXIÓN A:	
	Barra de Cu	Cable de Cu
<b>Aisladores B T</b>		
<b>1 -3kv/630A</b>	Conexión directa	Terminal de cable
<b>1-3kv/1000A</b>	Conexión directa	Terminal de cable
<b>1-3kv/2000A</b>	Conector tipo bandera 2 agujeros	Terminal de cable
<b>1-3kv/3150A</b>	Conector tipo bandera 4 agujeros	Terminal de cable
<b>1-3kv/3150A</b>	Conector tipo bandera 4 agujeros	Terminal de cable
<b>Aisladores A T</b>		
<b>10kv - 250A</b>		
<b>20kv - 250A</b>		
<b>30kv - 250A</b>		
<b>10kv - 630A</b>	Conexión directaTerminal de cable	Terminal de cable
<b>20kv - 630A</b>		
<b>30kv - 630A</b>		
<b>45kv - 1000A</b>		

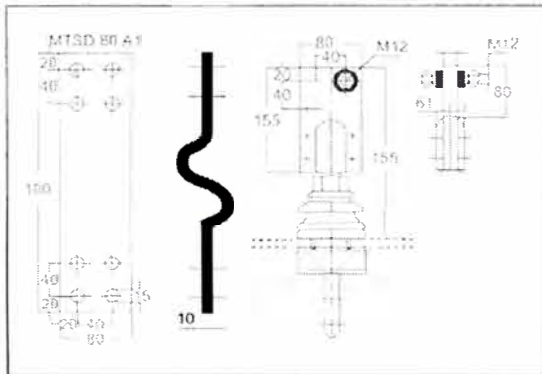




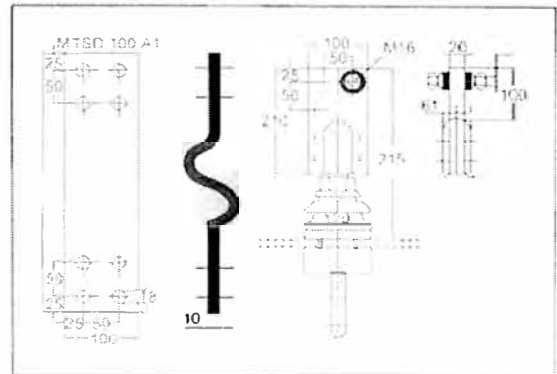
1-3kv/250A



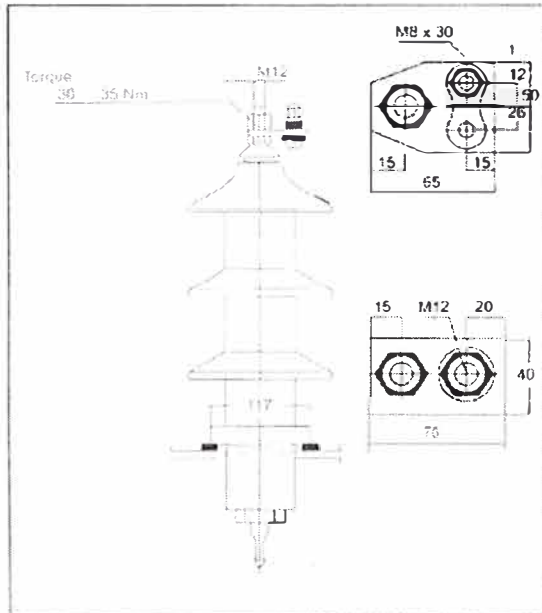
1-3kv/1000A



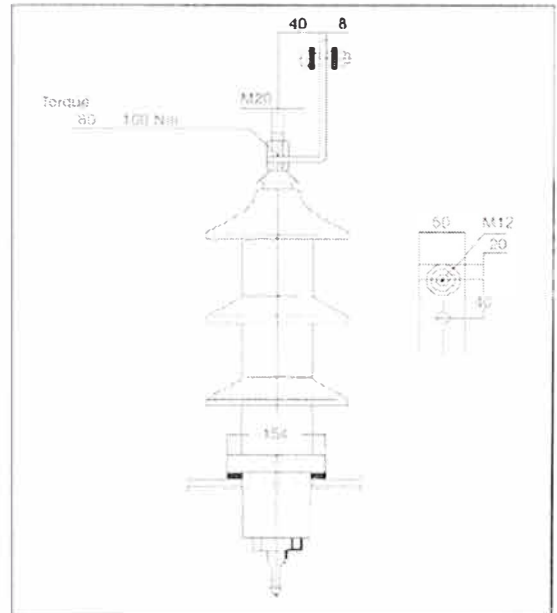
1-3kv/2000A



1-3kv/3150A



10kv - 250A, 20kv - 250A, 30kv - 250A, 10kv - 630A / 20kv - 630A, 30kv - 630A, 45kv - 1000A



45kv/1000A

## 5. Ventilación

Para transformadores instalados en ambientes cerrados, es preciso asegurar la evacuación del calor que generan las pérdidas en núcleo y en los arrollamientos.

De acuerdo a normas internacionales existen procedimientos que permiten calcular los parámetros para una óptima ventilación.

Aquellos parámetros son:

- Dimensiones de las Ventanas de Entrada y Salida de aire.
- Diferencia de nivel entre el punto

medio del tanque del transformador y la ventana superior.

La base del Transformador debe estar calculada para soportar el peso de la unidad y debe estar bien nivelada. Es recomendable que el Transformador esté montado sobre sus rieles y que quede siempre por encima de la entrada de aire.

La Ventana de Salida Superior generalmente se considera un 10% mayor que la Ventana de Entrada de aire.

Aumento de 25% por existencia de reja  
 Aumento de 10-30% por conducción complicada del aire a través de los canales

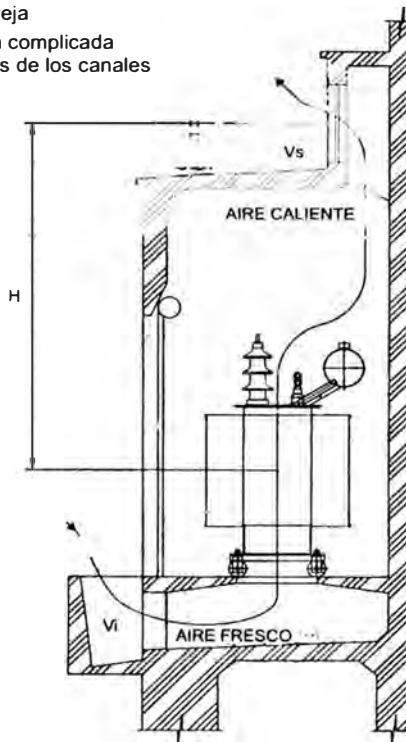
### HIPOTESIS

- Temperatura del aire de enfriamiento ; máx. 35°C
- Sobreelevación de temperatura; 15°C
- Temperatura del aire a la salida; máx. 50°C

$$V_i = \frac{P_{tot}}{H \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta T}$$

Donde:

- $V_i$  = Sección de entrada
- $V_s$  = Sección de salida de aire caliente
- $P_{tot}$  = Pérdidas totales en kW
- $H$  = Altura (tiro) útil en metros; medida entre la mitad de la altura de la cuba del transformador y la mitad del área de la ventana de salida "Vs"



## 6. Operación

### Conmutador de tomas de vacío

En el mando se muestran números del 1 al 5 correspondientes a los valores de tensión indicados en la placa de características. El No. 1 corresponde a la tensión más elevada y el No. 5 al menor valor.

Para operar el conmutador se debe considerar:

Desconectar completamente el transformador.  
Desbloquear el mando del conmutador.  
Girar la manija del conmutador hasta llegar a la posición deseada.  
Ajustar la perilla para bloquear nuevamente el conmutador.

#### NOTA:

- No intente girar el mando del conmutador más allá de las posiciones extremas 1 y 5.
- No dejar por ninguna razón el mando en un punto intermedio de dos posiciones.

### Cuando actúa el Relé Buchholz

En circuito de Desconexión

La señal de alarma actúa:

Dejar desconectado el transformador y efectuar el análisis del gas. El resultado del análisis puede reportar:

- a. Gas no inflamable, con resultado negativo del análisis del acetileno. El gas contiene restos de aire al interior del transformador. Este puede ser conectado nuevamente una vez eliminado dichos restos de aire.
- b. Gas inflamable, con resultado positivo del análisis del acetileno. El transformador tiene un defecto al interior que debe ser atendido por

ASEA BROWN BOVERI S.A. antes de conectarlo nuevamente.

- c. No sale ningún gas, el nivel de aceite desciende en el Relé Buchholz y el aire es aspirado. El nivel de aceite está por debajo del mínimo o hay pérdidas de aceite, esta situación requiere asistencia de ASEA BROWN BOVERI S.A.

Actúa el termómetro

El transformador se ha calentado excesivamente.

Hay que determinar la causa del sobrecalentamiento.

### Indicador de Nivel

Está graduado en °C indicando a +20 °C como un nivel normal.

La rotura del visor de vidrio del termómetro no pone en contacto el aceite con el medio ambiente y se mantiene la estanqueidad del transformador.

### Desecador de Aire

El buen estado del Silicagel se reconoce cuando su apariencia es de color naranja.

El color transparente del Silicagel es sinónimo de humedad saturada y es necesario secarlo al horno (Entre 150 - 180 °C) debiendo retornar su color naranja, de lo contrario se le debe reemplazar por una nueva dotación.

## 7. Mantenimiento

Nuestros transformadores han sido fabricados de tal manera que su mantenimiento se reduce a un mínimo, prácticamente solo consiste del control del estado del aceite.

El estado del aceite dieléctrico es de primordial importancia en la operación del transformador y el establecimiento de la vida útil del mismo. Por ello

recomendamos la verificación anual de los valores y propiedades que determinan la calidad del aceite dieléctrico, de acuerdo a la tabla 2 y 3.

La rigidez dieléctrica puede comprobarse en sitio, las otras características físico - químicas pueden ser revisadas en el Laboratorio de ASEA BROWN BOVERI S.A..

Se analizará el aceite, si el transformador es almacenado por un periodo superior a 180 días.

Si se detectan conexiones en mal estado, porcelanas rajadas, fugas de aceite por empaquetaduras o cualquier otra condición potencialmente peligrosa, el transformador debe retirarse inmediatamente de servicio hasta que estas deficiencias hayan sido corregidas.

Se recomienda una inspección visual periódica del transformador en la que debe anotarse el estado del aceite, aisladores, la conexión a tierra, accesorios, empaquetaduras y señales de fuga de aceite.

**TABLA 2. Rigidez dieléctrica en función de la tensión de servicio del transformador recomendada por ASEA BROWN BOVERI S.A.**

Tensión de servicio del transformador KV.	TRANSFORMADORES NUEVOS			TRANSFORMADORES YA EN SERVICIO		
	CEI 156 KV/2,5mm	ASTM D-1816 KV/0.08"	ASTM D-877 KV/0.1	CEI 156 KV/2,5mm	ASTM D-1816 KV/0.08"	ASTM D-877 KV/0.1
Hasta 30	> 50	> 40	> 28	> 40	> 32	> 25

**TABLA 3. Contenido en agua y gases.**

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR	MÉTODO DE ENSAYO
Contenido de agua	ppm (P/P)	15 máx	ASTM D - 1533
Contenido en gases Combustibles	ppm (P/P)	30 máx	ASTM D - 3612

## Notas





Líder Mundial en Ingeniería Eléctrica

**Asea Brown Boveri S.A.**  
Av. Argentina 3120 Lima - Perú  
Telf.: (51-1) 561-0404  
Fax: (51-1) 561-3040 / 561-2902  
web site: [www.abb.com/pe](http://www.abb.com/pe)  
e-mail: [abb.peru@pe.abb.com](mailto:abb.peru@pe.abb.com)



## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- MANUAL DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
BBC BROWN BOVERI.
- 2.- DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSION  
JORGE LINARES O.
- 3.- DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS  
JOSÉ RAÚL MARTÍN  
MAC GRAW-HILL
- 4.- ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS  
ENRIQUE HARPER  
LUMISA  
NORIEGA EDITORES
- 5.- MANUAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
DONAL G. FINK.  
H. WAYNE. BEATY  
MAC GRAW-HILL
- 6.- CURTO - CIRCUITO  
GERALDO KINDERMANN  
UFSC-SGRALUZZATTO-1997
- 7.- APUNTES DE CLASE DEL PRIMER PROGRAMA DE TITULACIÓN POR ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS.  
ING. JOSÉ MARÍA RABANAL ABANTO