

ALTA TENSIÓN

Guía de Trabajo



Universidad Continental

Material publicado con fines de estudio

Código: ASUC01131



Presentación

Esta guía ha sido diseñada para poder brindar al estudiante los conocimientos básicos en los temas relacionados el desarrollo de la asignatura de Alta Tensión, conteniendo lecturas y actividades que brinden una perspectiva general sobre las consideraciones a tener en cuenta en los sistemas eléctricos de alta tensión para garantizar una operación adecuada frente a los efectos producidos tanto por efectos ambientales externos como pueden ser las descargas atmosféricas u otros efectos propios de su funcionamiento como tensiones de servicio, condiciones de maniobra o fallas en el sistema.

Los contenidos de esta guía han sido distribuidos en cuatro unidades, la Unidad 1 de Conceptos Fundamentales, Unidad 2, titulada Efectos de la Alta Tensión, Unidad 3, titulada Protección contra Descargas Atmosféricas, Unidad 4, titulada Estudio de la coordinación de aislamiento, las cuales desarrollan actividades como lecturas y cuestionarios, así como desarrollo de casos prácticos.

Al finalizar la asignatura, el estudiante será capaz de analizar los fenómenos a los que se someten las líneas de transmisión, identificando las normas sobre coordinación de aislamiento y protecciones contra descargas atmosféricas y las de sistemas de puesta a tierra en instalaciones de potencia.

Para un buen uso de la guía de estudios, se recomienda al estudiante la lectura secuencial de los capítulos, así también, se recomienda consultar las referencias y materiales de consulta propuestos para una mejor comprensión de cada tema.

El autor



Primera Unidad

Semana 1

Sistema Eléctrico

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en este capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Describe el Sistema Eléctrico y los elementos que lo conforman
- II. **Descripción de la actividad a realizar :** Leer la información que se muestra a continuación y responder a las preguntas del cuestionario.

LECTURA

(Caso: Sistema eléctrico Español)

1. Introducción

La electricidad es la forma de energía más utilizada hoy en día en la industria y en los hogares. La electricidad es una forma de energía relativamente fácil de producir en grandes cantidades, de transportar a largas distancias, de transformar en otros tipos de energía y de consumir de forma aceptablemente limpia. Está presente en todos los procesos industriales y en prácticamente todas las actividades humanas por lo que se puede considerar hoy en día como un bien básico insustituible.

Para que la electricidad pueda ser utilizada es necesario, como en cualquier otra actividad industrial, un sistema físico que permita y sustente todo el proceso desde su generación hasta su utilización y consumo final. Este sistema es el sistema eléctrico.

El objetivo de este primer capítulo es describir qué es un sistema eléctrico en general, finalizando con el Sistema Eléctrico Nacional. Para ello, en primer lugar y como introducción, se ofrece una breve visión histórica de la Tecnología Eléctrica desde sus orígenes, hace poco más de un siglo, que sirve para entender mejor cómo se ha llegado a los sistemas eléctricos actuales.

2. Estructura de un sistema eléctrico

Un sistema eléctrico se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Desde finales del siglo XIX y durante todo el siglo XX, el crecimiento de los sistemas eléctricos ha ido a la par del avance tecnológico de la sociedad, hasta el punto de considerar el consumo de energía eléctrica como uno de los indicadores más claros del grado de desarrollo de un país.

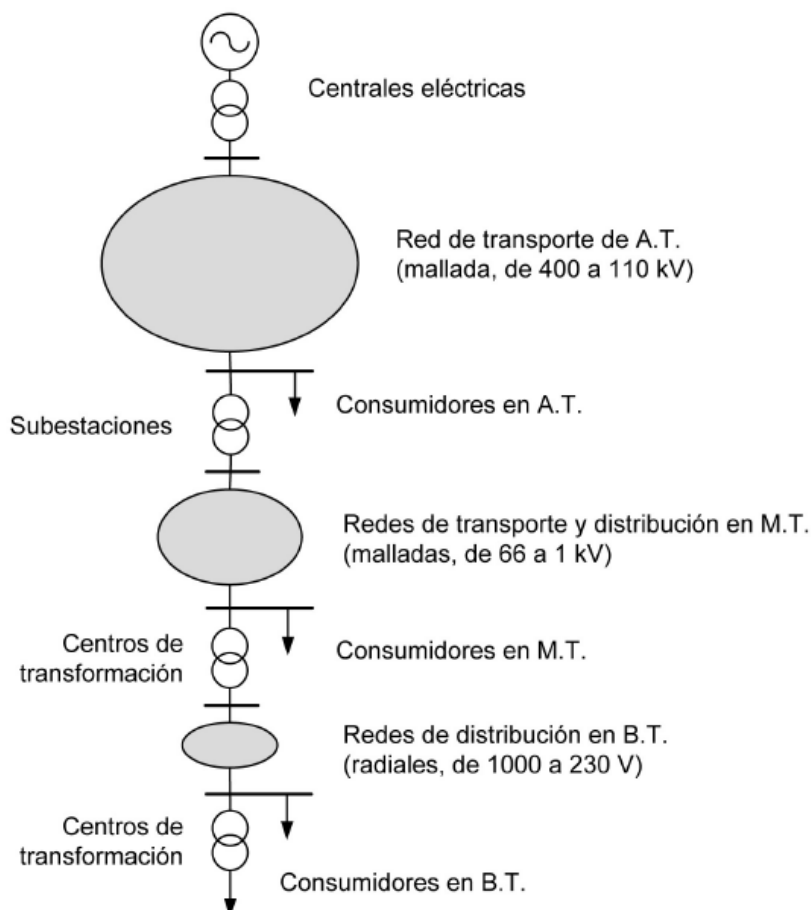


Figura 1.1. Estructura de un sistema eléctrico.

Los primeros sistemas eléctricos estaban aislados unos de otros; el crecimiento de la demanda de electricidad, y de la consiguiente capacidad de generación y de transporte, supuso un rápido proceso de concentración empresarial y de interconexión de esos pequeños sistemas dando lugar a otros mucho más grandes, tanto en potencia como en extensión geográfica, que son los que existen actualmente.

La generación de energía eléctrica tiene lugar en las centrales eléctricas. La mayor parte de las centrales son hidráulicas y térmicas, tanto convencionales (de carbón, de fuelóleo, de gas, de ciclo combinado y de cogeneración) como nucleares. Actualmente se está ampliando el tipo de centrales y así, aunque aún con una potencia instalada mucho menor que las anteriores, existen centrales basadas en energías renovables (eólicas, fotovoltaicas, de biogás obtenido a partir de la biomasa o de residuos sólidos urbanos, etc.). Los alternadores de las centrales producen la energía eléctrica en media tensión, de 6 a 30 kV,



tensión que se eleva mediante los transformadores de salida de la central, para ser inyectada en la red de transporte. La frecuencia del sistema de corriente alterna que se genera es fija y está normalizada: 50 Hz en Europa y 60 Hz en gran parte de América.

La red de transporte y distribución está formada por las líneas que llevan esa energía hasta los consumidores. El transporte se hace en alta tensión (400, 220 y 132-110 kV) para disminuir las pérdidas. La red de alta tensión es una red geográficamente extensa, va más allá de las fronteras de los países, y es mallada. En los nudos de esa malla, donde las líneas se interconectan (es decir, a donde llegan y de donde salen), se encuentran las subestaciones en las que están los transformadores, para cambiar a los niveles de tensión de las líneas, los elementos de mando y de protección, que sirven para manipular y proteger la red (interruptores, seccionadores, fusibles, pararrayos, etc.), y los elementos de medida, que permiten conocer en todo momento la situación del sistema y los valores de las variables más importantes. De algunas de esas subestaciones salen líneas a menor tensión que forman las redes de distribución en media tensión (de 66 a 1 kV), mucho menos malladas y de menor tamaño, en las se encuentran los centros de transformación en los que la tensión se va reduciendo hasta que finalmente, y conforme el sistema llega hasta los últimos consumidores, se transforman en otras redes de baja tensión (400 y 230 V).

Por último están los consumidores de esa energía eléctrica que se genera en las centrales. Esos consumidores, también llamados cargas, se conectan a la red en alta tensión (grandes industrias y, sobre todo, las redes de distribución de media tensión), en media tensión (industrias, distribución a las ciudades y redes de distribución en baja tensión) y en baja tensión (la mayoría de los consumidores como, por ejemplo, pequeñas industrias y los consumidores domésticos finales).

3. El Sistema Eléctrico Español

En el primer tercio del siglo XX en España, como en el resto del mundo, el desarrollo del sistema eléctrico se caracterizaba por un gran número de pequeñas empresas y sistemas locales, creados para el suministro de electricidad a las ciudades y zonas industriales. El constante crecimiento de la demanda y la necesidad de inversiones de capital cada vez mayores dieron lugar a una paulatina concentración empresarial. La Guerra Civil en España y la Segunda Guerra Mundial en Europa, supusieron un importante estancamiento de ese crecimiento que se prolongó en los años siguientes debido a la destrucción de las principales instalaciones.

Para unir esfuerzos y con el propósito de salir de esa situación, las principales empresas eléctricas españolas fundaron en 1944 UNESA (Unidad Eléctrica S.A.), sociedad cuyos principales objetivos eran procurar una explotación coordinada de los recursos eléctricos de los que disponían esas empresas eléctricas y promover el desarrollo del sistema eléctrico nacional con la interconexión de todas las redes que había. Esos objetivos dieron sus frutos y el sistema eléctrico español fue creciendo basándose en la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, primero, y luego térmicas y al constante desarrollo de la red eléctrica.

Hasta la primera mitad de la década de los 80, el sector eléctrico español estaba formado por un reducido conjunto de grandes empresas eléctricas privadas con una estructura vertical (es decir, cada una integraba los negocios de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica) y una empresa pública, Endesa, que tan solo tenía



generación (centrales térmicas que consumían carbón nacional). El funcionamiento del sistema se realizaba más o menos de forma independiente por cada empresa, de tal forma que cada una gestionaba su sistema buscando su óptimo económico, estableciendo o no, según le conviniese, acuerdos bilaterales de compra y venta de energía con las empresas vecinas. En el año 1984 esta situación cambia con la entrada en vigor del Marco Legal Estable. Esta ley garantizaba la viabilidad de las empresas eléctricas como un monopolio a cambio de una fuerte intervención en su gestión, al entender el sector eléctrico como un servicio público. Así, se crea Red Eléctrica de España S. A. (REE), que pasa a ser la propietaria de la red de transporte en alta tensión, que se nacionaliza, y la generación se centraliza, tanto en la planificación (a través del PEN, Plan Energético Nacional) como en su funcionamiento, según el denominado funcionamiento en pool: todo el sistema se gestiona como una única empresa mediante un despacho centralizado (que realiza REE) con una distribución posterior de los costes y de los beneficios entre las empresas.

En el año 1996, con la Directiva Europea del Mercado Interno de Electricidad se pretende liberalizar el mercado de la energía eléctrica en la Unión Europea rompiendo los monopolios que, en distintas formas, existían en cada país. En España esa directiva dio lugar, en el año 1997, a la Ley del Sector Eléctrico que supuso un cambio radical del sector al introducir la liberalización de las actividades reguladas (se prohíbe la tradicional integración vertical de negocio de las empresas eléctricas) y al suprimir el concepto de servicio público, los monopolios y la planificación centralizada.

Así, actualmente en España el mercado eléctrico está desregulado y funciona como una especie de bolsa donde se compra y vende energía eléctrica mediante un sistema de casación entre las ofertas de venta de energía, presentadas por los productores que tienen la generación, y las ofertas de compra realizadas por los comercializadores. Para supervisar este mercado de compraventa, la Ley del Sector Eléctrico establece la creación de dos entidades independientes: el Operador del Mercado y el Operador del Sistema. El primero, encomendado a OMEL (compañía Operador del Mercado Español de Electricidad S.A.), es el garante de la operación económica del sistema mediante la gestión de ese mercado de ofertas de compra y de venta de energía eléctrica y la liquidación final resultante. El segundo, encomendado a REE (Red Eléctrica de España S.A.), es el que garantiza el funcionamiento del sistema desde el punto de vista técnico, para asegurar la continuidad, calidad, seguridad y coordinación de las operaciones de generación y transporte. De esta forma España ha sido uno de los primeros países en crear y en poner en marcha su mercado eléctrico desregulado, modelo que ha servido de ejemplo para otros países.

Referencias bibliográficas:

Guirado, R., Asensi, R., Jurado, F. y Carpio, J. (2006) Tecnología Eléctrica. Ed. Mc. Graw Hill

Preguntas:

1. ¿Según la lectura cuál es la mejor definición de sistema eléctrico?
2. ¿Cuál crees que es la diferencia entre una subestación y un centro de transformación?
3. ¿Por qué crees que se ha empezado a dar el proceso de interconexión entre sistemas aislados?



4. Explica en 1984 ¿Que consecuencias trajo el Marco Legal Estable para el sistema eléctrico español?
5. ¿ Qué establece la Ley del Sector Eléctrico Española vigente después de 1997?
6. Realiza una indagación en la página de OSINERGMIN y explica cuáles son las similitudes y diferencias con el sistema eléctrico peruano.



Primera Unidad Semana 2

Subestaciones Eléctricas y sus componentes

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en este capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Describe los componentes de una subestación eléctrica
- II. **Descripción de la actividad a realizar :** Leer la información que se muestra a continuación y responder a las preguntas del cuestionario.

LECTURA 2

(Subestación de Potencia)

1. Equipamiento del Sistema.

Equipos de Alta Tensión.

- Interruptores automáticos.
- Seccionadores.
- Seccionadores de puesta a tierra.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de tensión.
- Pararrayos para los sistemas.
- Aisladores.
- Material de conexión.

Equipos de Transformación y Compensación.

- Reactores de línea.
- Reactores de terciario.
- Reactores de neutro.
- Baterías de condensadores.
- Compensación serie.
- Sistema de compensación estática.

- Transformador zigzag de puesta a tierra.

Algunos elementos de las subestaciones:

Sección de instalación, es una parte que incluye equipos o aparatos orgánicamente agrupados y conectados, caracterizados por una determinada tensión nominal, incluyendo sus estructuras portantes.

En el caso particular de las Estaciones Eléctricas la sección se denomina campo o vano (en inglés bay, algunos la llaman bahía).

Tablero de control y comando, es el conjunto orgánico de dispositivos y aparatos (incluidas sus estructuras portantes) alimentados por sistemas de baja tensión destinados a medición, comando, señalización, control, y protección de las máquinas, aparatos, y circuitos de una planta eléctrica, estación eléctrica o de un consumo.

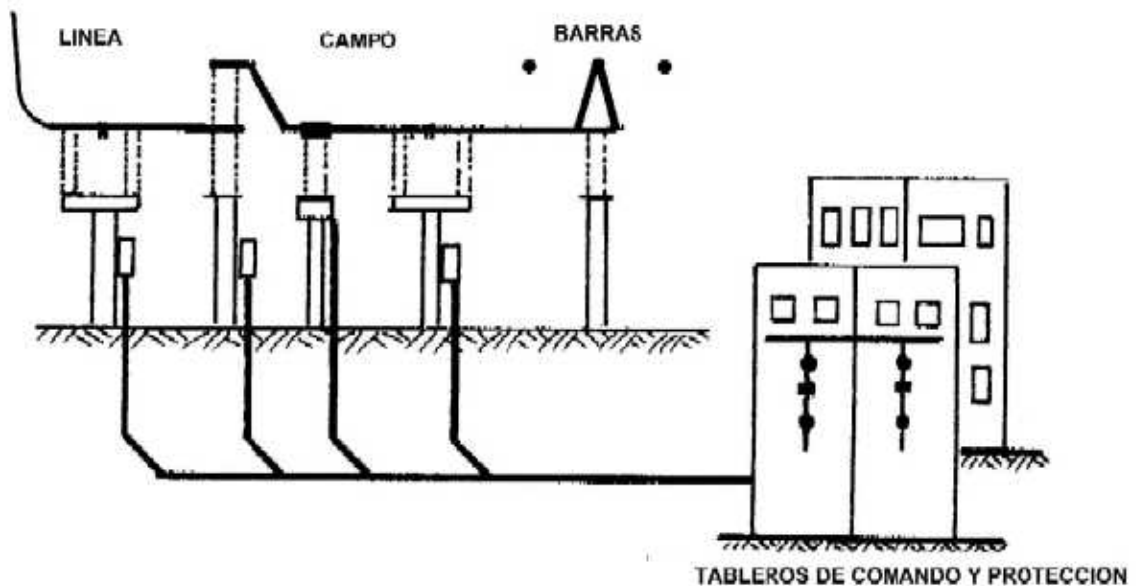


Figura 2.1 Representación de zonas de línea, campo y barras de una subestación

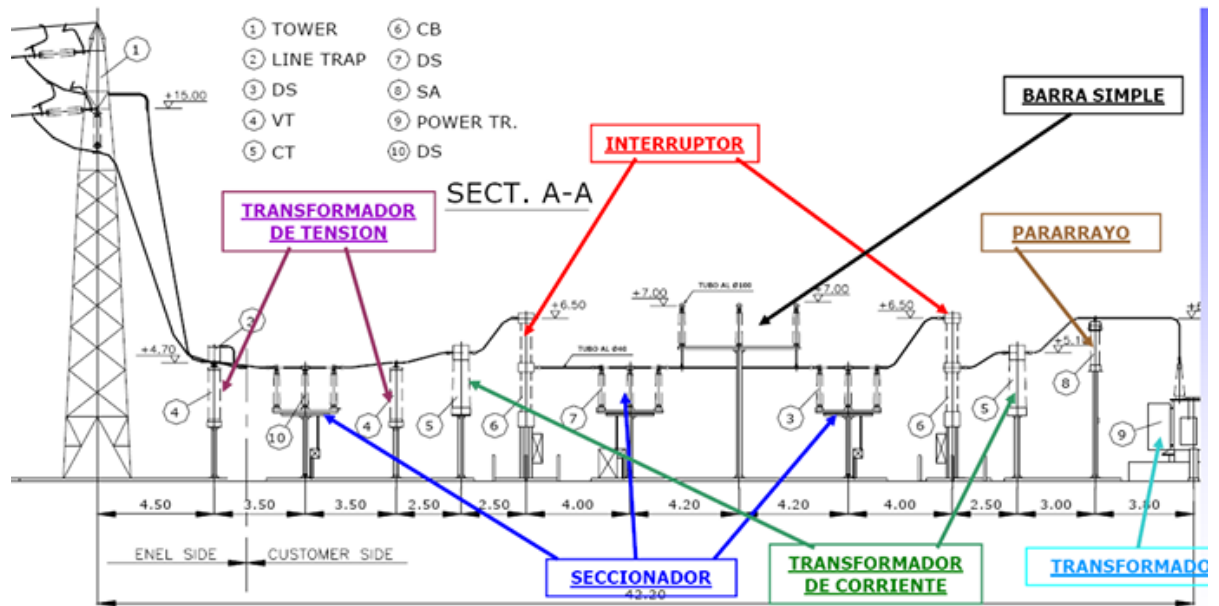


Figura 2.2 Partes de una subestación

Representación unifilar de los componentes de la subestación:

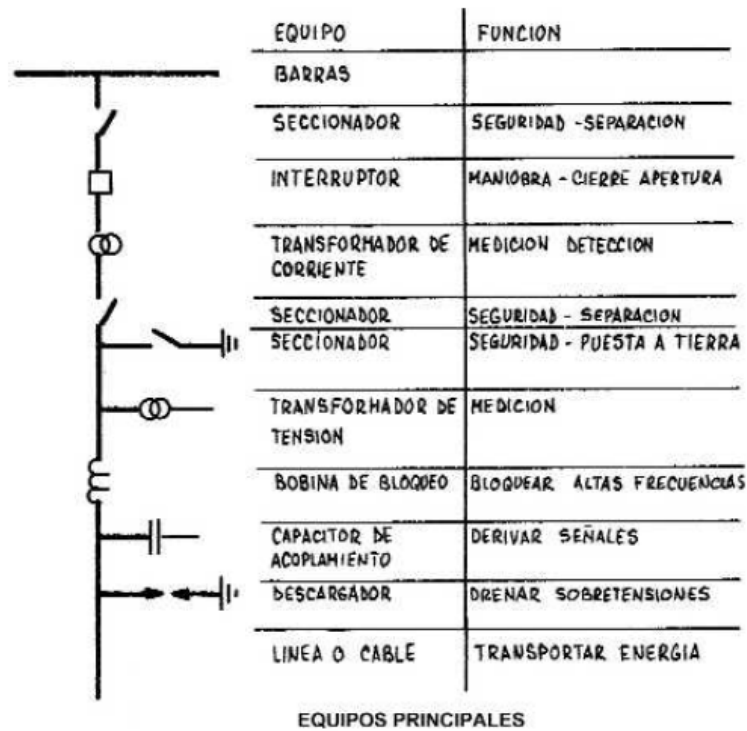


Figura 2.3 Esquema unifilar con simbología que representa las partes de una subestación

Referencia Bibliográfica:

Jorge N. L. Sacchi, (2014). Técnica de la Alta Tensión.



Preguntas

1. Realiza una descripción de los siguientes componentes indicando cual es el papel que desempeña dentro de la subestación:

- Transformador de tensión:

- Transformador de corriente:

- Seccionador de barra:

- Seccionador de línea:

- Interruptor de Potencia:

- Bobina de bloqueo:

- Capacitor de acoplamiento:

- Descargador / pararrayo:

- Barra:



2. Realiza una representación unifilar del esquema de una subestación mostrado en la figura 2.2 (Utilizar la simbología de la figura 2.3)



Primera Unidad

Semana 3

Líneas de transmisión y sistemas de distribución

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en este capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Calcula parámetros básicos de las líneas de transmisión así como el porcentaje de regulación y la tensión crítica disruptiva.
- II. **Descripción de la actividad a realizar :** Leer la información que se muestra a continuación y desarrollar el caso práctico que se propone. La actividad puede ser realizada en forma individual o grupal, pudiendo elegir los datos propuestos de Tipo A, B, C y D.

ACTIVIDAD PRÁCTICA

(Líneas de Transmisión y Sistemas de Distribución)

Uno de los aspectos claves en el diseño de las líneas de transmisión y los sistemas de distribución son los siguientes: Caídas de tensión y tensión crítica disruptiva.

Las caídas de tensión deben de mantenerse dentro de los límites permisibles, que para el caso de los sistemas de distribución urbanos es de 5% y para el caso de los rurales es de hasta 7%.

En el caso de la tensión crítica disruptiva, es necesario tenerla en cuenta, ya que ésta determinará la separación mínima que debe existir entre conductores antes de que se produzca la ruptura del aislamiento dieléctrico del aire, lo cual produciría una falla en el sistema.

La siguiente actividad propone realizar los cálculos eléctricos para una línea de transmisión, para lo cual se presenta el siguiente caso:

Caso Práctico

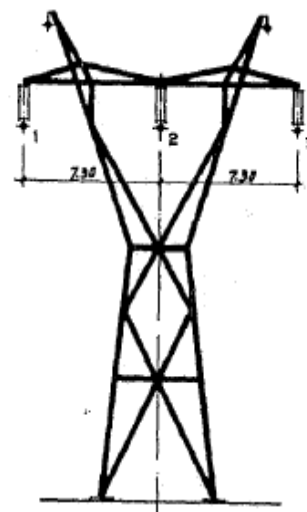


1. Se tiene una Línea de transmisión la cual tiene una carga conectada con una potencia P (MW), y una tensión de línea en la carga U_r (kV) El factor de potencia de la carga es de La línea tiene una sola terna con "n" conductores por fase. Considere los datos que se muestran a continuación dependiendo del tipo de práctica que le toca.

	L (km)	radio (mm)	Δ (mm)	n	Rk (ohm/km)	f (Hz)	y (Altitud m)	Vr (kV)	P(MW)	T (°C)	D12 (m)	D23 (m)	D13 (m)
Tipo A	80	6.65	300	2	0.365	60	500	132	120	25	4.50	4.50	8.00
Tipo B	110	6.65	450	3	0.365	60	1000	115	150	18	4.10	4.10	8.20
Tipo C	70	8.95	300	4	0.215	60	1500	138	80	16	4.60	4.60	4.60
Tipo D	130	8.95	450	2	0.215	50	2000	220	100	15	6.20	6.20	12.00

Calcule:

- DMG (Distancia media geométrica)
- r_{eq} (Radio equivalente para el número de conductores por fase)
- Parámetros por kilómetro : R_k , X_k , C_k , B_k
- Parámetros totales de la LT: R , X , Z , Y
- Impedancia característica Z_c (forma polar)
- Constante de propagación total: $(Y \times L)$ (forma polar)
- Tensión de línea en el lado generador U_s (forma polar)
- Regulación porcentual: %reg
- Potencia característica P_c
- Longitud de onda (km)
- Velocidad de propagación





Primera Unidad

Semana 4

Fundamentos del uso de tensiones más elevadas

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en éste capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Explica los fundamentos del uso de tensiones más elevadas.
- II. **Descripción de la actividad a realizar :** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

Lectura

Tensiones más elevadas

Cuando se deben transmitir grandes potencias desde la generación hasta los centros de consumo, es necesario en la electrotecnia de potencia el uso de tensiones elevadas. En la figura 4.1 se muestra un esquema unipolar de una instalación de transmisión simple. Los elementos más importantes de alta tensión de una instalación son: generador (G), barras (SS), transformador (T_r) e interruptor (S) del lado de generación, la línea de transmisión y nuevamente un transformador, interruptor y barras del lado de consumo. La corriente se conduce a través de conductores metálicos. Por lo tanto se producen pérdidas, entre las cuales la pérdida por efecto Joule es la más importante.



Figura 4.1 Esquema de sistema de transmisión

La pérdida Joule, P_j en un sistema de transmisión trifásico, cuando la resistencia óhmica de una fase es igual a R , resulta:



$$P_j = 3I^2 R$$

Introduciendo la potencia a transmitir

$$P = \sqrt{3}UI \cos\varphi$$

En la expresión anterior, la pérdida Joule resulta:

$$P_j = P^2 \frac{R}{U^2 (\cos\varphi)^2}$$

Esta expresión muestra que la pérdida Joule de una línea es proporcional al cuadrado de la potencia a ser transmitida P , y a la resistencia óhmica R de la línea, además, inversamente proporcional al cuadrado de la tensión U y al factor de potencia $\cos \varphi$.

Las pérdidas, por motivos económicos, no deben superar un determinado porcentaje de la potencia a ser transmitida. De esta expresión surge que la conclusión más eficaz es la elevación de la tensión a utilizar.

Con una elevación de la tensión, también, se eleva el costo de la instalación. Por eso es necesario, al proyectar una instalación de transmisión de potencia, considerar todas estos aspectos que inciden en el costo del sistema de transmisión.

La conclusión es que la tensión más económica de una línea es función de la distancia de transmisión y de la potencia, observándose una pequeña incidencia de la distancia y una gran influencia de la potencia en la determinación de la tensión más económica.

Referencia Bibliográfica:

Jorge N. L. Sacchi, (2014). Técnica de la Alta Tensión.

Preguntas:

1. ¿Cuál es la justificación para el uso de tensiones más elevadas?
2. ¿Cuáles son los problemas que surgen al ingeniero, en la utilización de tensiones elevadas?
3. ¿Cuáles son las tensiones más elevadas a considerar para sistemas de 22.9 kV, 44 kV, 60 kV, 138 kV y 220 kV?
4. Considerando las fórmulas mostradas calcule la pérdida por efecto Joule para una línea cuya resistencia del conductor es de 0.365 ohm/km y su longitud es de 80 km, su potencia es de 40 MVA con $\cos(\varphi) = 0.85$ y su tensión nominal de línea $U = 60$ kV.



Segunda unidad

Semana 5

Procesos electromagnéticos oscilatorios y sobretensiones

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 2	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en éste capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Explica el origen y tipo de sobretensiones, así como su importancia dentro de los sistemas eléctricos.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

LECTURA

La construcción de instalaciones eléctricas requiere adquirir equipamientos eléctricos que deben seleccionarse entre los existentes en el mercado, en general no se construyen equipos especialmente para una dada instalación, por lo tanto se inicia desarrollando estudios que tienden a fijar las características que deberían tener estos equipos, y se verifican que éstas características entren dentro de los rangos normales de producción.

Los estudios en cuestión (con distintas finalidades) reciben distintos nombres, y en ellos se trata de representar el funcionamiento normal del sistema eléctrico (flujo de potencia que determina las corrientes nominales), las condiciones de corrientes de falla (estudios de cortocircuito para determinar la capacidad de interrupción y los esfuerzos), los estados de sobretensión (estudios transitorios para determinar los niveles de aislamiento).

Sobretensiones y sistemas de puesta a tierra

En los sistemas eléctricos, por distintas causas se presentan sobretensiones, que pueden producir colapsos de la aislación y en consecuencia daños y/o pérdida del servicio. La aislación debe ser elegida económicamente, sobredimensionarla implica aumentos de tamaño y peso de los cables y equipos, aumento de la resistencia al flujo de calor (en consecuencia disminución de las densidades de corrientes y del aprovechamiento), factores que se reflejan todos en mayores costos.



El aislamiento debe estar dimensionado para soportar las solicitaciones que efectivamente se presentarán en servicio; resumiendo el párrafo anterior un ulterior sobredimensionamiento no implica beneficio alguno.

Las sobretensiones que se presentan dependen de factores externos a la red, de características de componentes de la red, y de características de diseño de la red. El problema debe ser correctamente planteado desde el comienzo del diseño, en forma tal de lograr que las sobretensiones sean mínimas, evitando configuraciones de la red que puedan causar sobretensiones, eligiendo componentes adecuados por sus parámetros y formas de operación, previendo y proyectando las protecciones oportunas.

Los valores de sobretensiones que se presentan están relacionados con las características de puesta a tierra del centro estrella del sistema eléctrico, pudiendo éste estar conectado rígidamente a tierra o aislado o en condiciones intermedias conectado a tierra a través de una impedancia (resistencia o reactancia).

Origen de las sobretensiones

Históricamente las sobretensiones se clasificaron por su origen, externas e internas, las primeras debidas a rayos, descargas atmosféricas y las segundas debidas particularmente a maniobras en la red.

Las solicitaciones en los equipamientos de un sistema eléctrico se originan por diversas causas y su estudio depende mucho del tipo de evento investigado. Se hacen estudios de sobretensiones, cuyo objetivo es obtener los valores correspondientes a los fenómenos transitorios, resultados que se utilizan para la especificación de los equipos.

Estos estudios se pueden realizar con programas de computadora que incluyen modelos para cálculo numérico que resuelve las ecuaciones diferenciales que corresponden al sistema eléctrico (EMTP ElectroMagnetic Transient Program – ATP Alternative Transient Program).

Anteriormente estos estudios se realizaban mediante modelos a escala, simuladores analógicos donde están representados los elementos del sistema eléctrico (TNA Transient Network Analyzer).

Ya hemos visto que las sobretensiones pueden ser clasificadas por su origen en forma muy amplia en dos grupos: sobretensiones externas y sobretensiones internas, respectivamente. Esta clasificación es meramente académica y no tiene en cuenta los intereses relacionados con la especificación de los equipamientos, siendo más adecuada otra clasificación, asociada con el tiempo de duración y el grado de amortiguamiento de las sobretensiones. Basándose en este concepto, por su forma y duración, se clasifican en sobretensiones de tipo atmosférico, sobretensiones de tipo de maniobra y sobretensiones temporarias.

Las sobretensiones atmosféricas están caracterizadas por un frente de onda de algunos microsegundos a pocas decenas de microsegundos. Una sobretensión de cualquier otro origen, que tenga características de frente de onda similares a las utilizadas para definir las sobretensiones atmosféricas, también se clasifica como sobretensión atmosférica.

La figura 5.1 representa un ejemplo típico de una sobretensión atmosférica, obtenida en bornes de un transformador de un estudio de inyección de sobretensiones en una

subestación, incluyéndose, por lo tanto, el efecto de los descargadores que limitan la amplitud de la sobretensión.

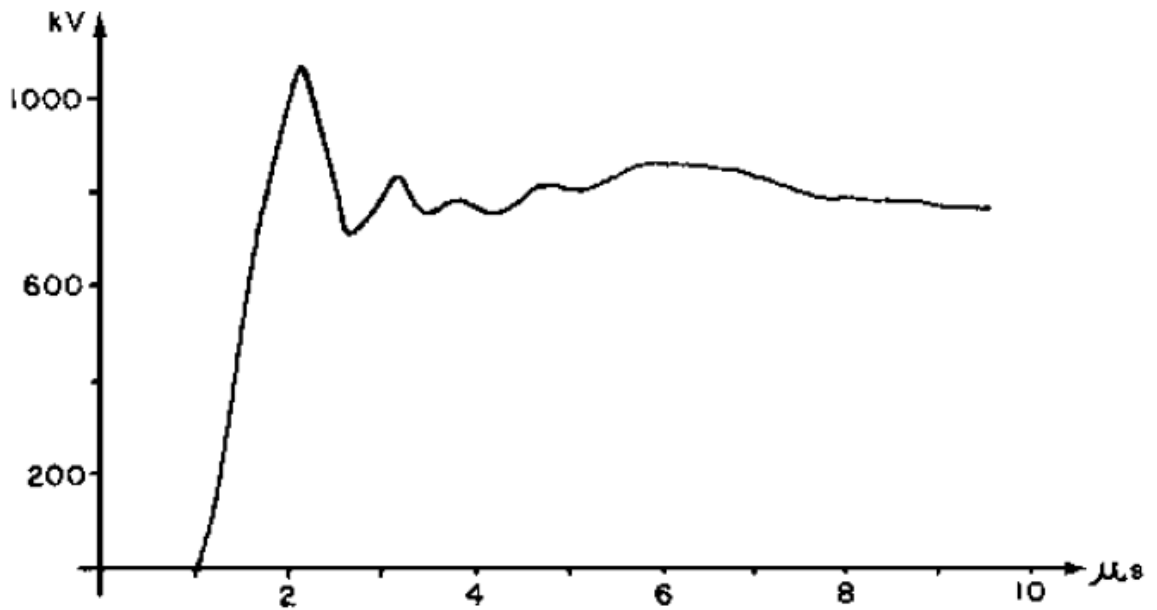


Figura 5.1 Representación de una sobretensión de origen atmosférico

Se puede observar que la tensión resultante es unidireccional y con un pico máximo bien definido. Las sobretensiones de maniobra resultan, principalmente por la apertura y cierre de circuitos y de fallas en el sistema eléctrico.

La figura 5.2 representa un ejemplo típico de una sobretensión de maniobra fuertemente amortiguada, que corresponde a una simulación de energización de una larga línea de transmisión (alimentada de un extremo y abierta en el otro extremo).

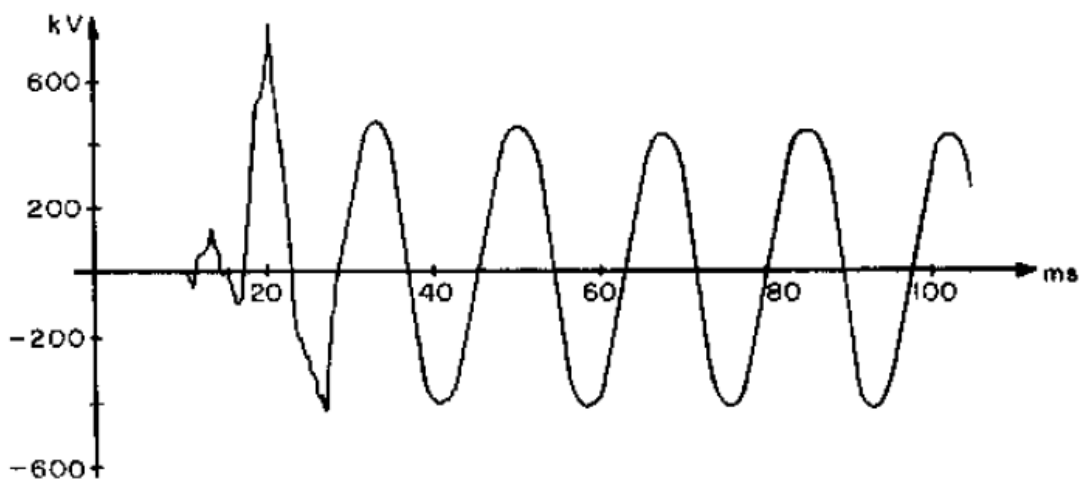


Figura 5.2 Representación de una sobretensión por maniobra fuertemente amortiguada

La figura 5.3 muestra un ejemplo típico de una sobretensión de maniobra oscilatoria, debida a una simulación de reconexión de carga en el sistema. Los ejemplos más comunes de eventos que provocan sobretensiones de maniobra son energización y reconexión de líneas de transmisión, ocurrencia de fallas con desplazamiento del neutro y eliminación de fallas, energización de transformadores y reconexión de carga.

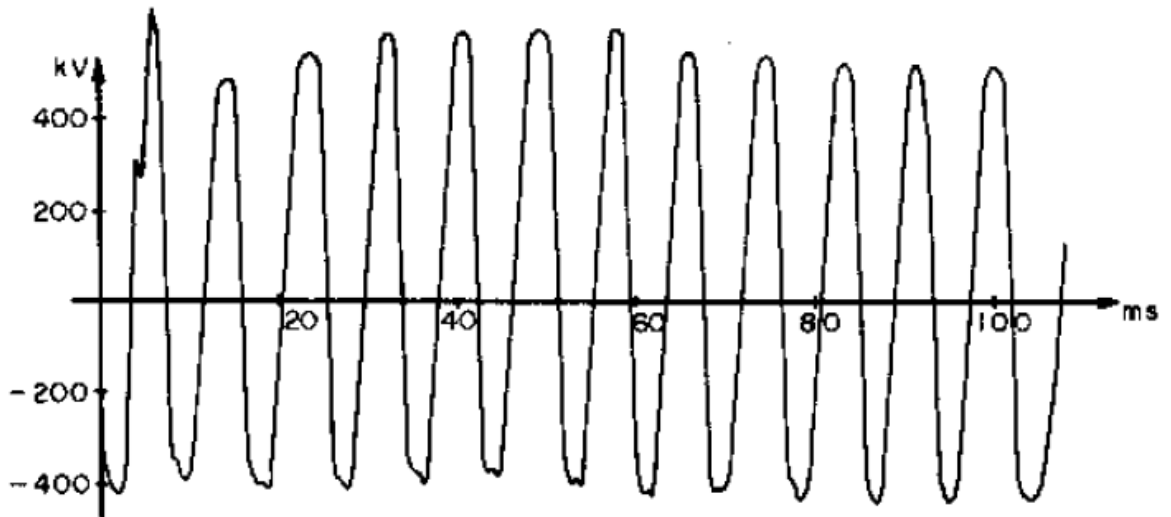


Figura 5.3 Representación de una sobretensión por maniobra oscilatoria

Referencia Bibliográfica:

Jorge N. L. Sacchi, (2014). Técnica de la Alta Tensión.

Preguntas:

1. ¿Por qué crees que es importante el estudio de las sobretensiones?
2. ¿Explica qué tipo de sobretensiones existen y cuál es su diferencia?
3. ¿Cuál es la relación entre los valores de las sobretensiones y las características de las puestas a tierra?
4. ¿Por qué se hacen estudios de sobretensiones?
5. ¿Cuándo aparecen en el sistema sobretensiones fuertemente amortiguadas?
6. ¿Cuándo aparecen en el sistema sobretensiones oscilatorias?



Segunda unidad

Semana 6

Sobretensiones transitorias de origen atmosférico

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 2	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en éste capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Explica la formación de descargas atmosféricas.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

LECTURA

Sobretensiones Atmosféricas

Las descargas atmosféricas son uno de los fenómenos naturales más espectaculares y comunes. En los dos siglos transcurridos desde que Benjamín Franklin demostró en 1752 que el rayo era una descarga eléctrica gigantesca, relámpagos, rayos y tormentas han sido objeto de numerosas investigaciones científicas.

Sin embargo, pese a la avalancha de nuevos equipos, los orígenes de las descargas atmosféricas y del mecanismo mediante el cual se electrifican las nubes continúan mostrándose esquivos.

La dificultad reside en la propia física de la descarga y de las tormentas, que abarca una escala de 15 órdenes de magnitud. Desde Franklin, se ha aceptado que el relámpago es el paso de carga eléctrica, positiva o negativa, de una región de la nube a otra y el rayo, el tránsito equivalente de la nube a tierra.

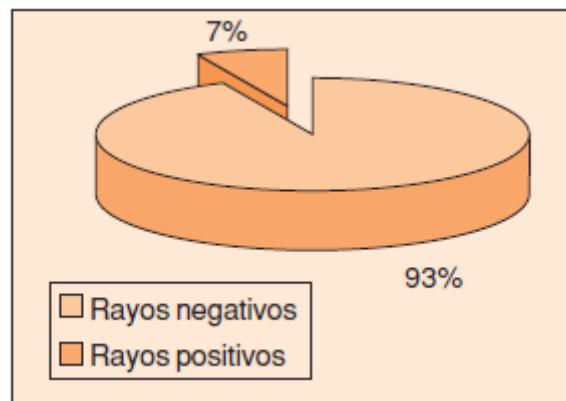


Figura 6.1 Porcentaje de rayos negativos y positivos

Se estima que en nuestro planeta existen simultáneamente unas 2.000 tormentas y que cerca de 100 rayos descargan sobre la tierra cada segundo. En total, esto representa unas 4.000 tormentas diarias y unos 9 millones de descargas atmosféricas cada día.

Según estudios realizados por el departamento de teledetección del Instituto Nacional de Meteorología (INM) durante el período del 28 de enero de 1992 hasta el 31 de enero de 1995, se observaron 1.615.217 impactos de rayos en España, lo que equivale a una media de 538.405 impactos observados por año.

Características de las sobretensiones atmosféricas

Las descargas atmosféricas son impredecibles. Diferentes estudios y pruebas de campo permiten conocer algunos datos escalofriantes. Por ejemplo, sabemos que la temperatura máxima de un rayo puede alcanzar valores superiores a 30.000 °C con una duración de una millonésima de segundo. Esta temperatura supera más de cuatro veces la de la superficie del sol.

La longitud de la descarga vertical es normalmente de 5 a 7 km, mientras que en una descarga horizontal oscila entre 8 y 16 km. Los valores eléctricos que componen el rayo son enormes y pueden descargar intensidades de 200 kA con una energía total inmensa.

La energía media disipada por unidad de longitud del canal de descarga formado por un simple rayo es del orden de 105 J/m, lo que equivale a unos 100 kg de dinamita. La energía media total por descarga es de 3108 J y su duración total se considera que es de aproximadamente 30 ms. Así, la potencia media por rayo es de unos 1013 W.

Cada rayo, en promedio, consta de 4 descargas separadas de 40 ms. Considerando la energía y las 100 descargas/segundo que caen, la energía eléctrica global total disipada en un año es de aproximadamente 109 kW/h, lo que equivale a 1/117 parte de la producción eléctrica española de 1988.

La formación de tormentas eléctricas

Aunque también se han observado relámpagos y rayos durante tormentas de nieve, de polvo, explosiones nucleares y erupciones volcánicas, los relámpagos y los rayos más visibles y audibles (truenos) se asocian con las nubes cumulonimbus. Las tormentas se clasifican en: tormentas de masa de aire (de calor) y tormentas organizadas.



Figura 6.2 Cumulonimbus

Las tormentas de masa de aire se forman independientemente y duran entre una y dos horas, produciendo descargas atmosféricas moderadas, vientos, lluvia y, ocasionalmente, granizo.

Las tormentas frontales son amplias, violentas y duran varias horas. Están asociadas con los frentes atmosféricos fríos, producen fuertes descargas atmosféricas, fuertes vientos y, ocasionalmente, granizo. Éstas son las más destructivas.

El desarrollo de una tormenta es el siguiente:

Desarrollo eléctrico de una nube tormentosa:

Desarrollo eléctrico de una nube tormentosa En una tormenta de verano, el desencadenamiento del proceso se debe a la elevación de aire caliente del suelo que se carga de humedad y produce una nube.

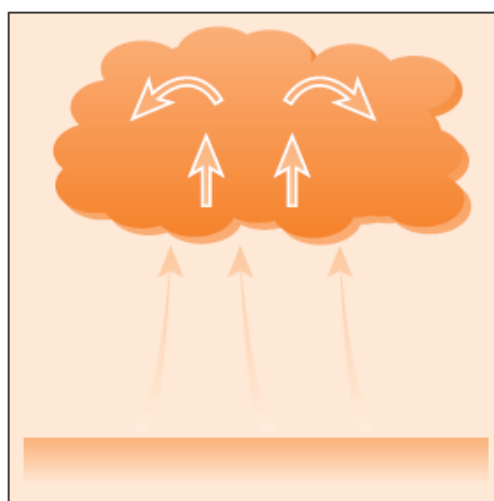


Figura 6.3 Cumulonimbus, formación de una nube

Fenómeno de electrificación

La violencia de las corrientes de aire ascendentes y descendentes, características de estas nubes, separan las gotas de agua. Debido a las bajas temperaturas que se dan en esas altitudes, estas gotas se transforman en cristal de hielo, que entran en colisión entre ellas, y crean cargas eléctricas positivas y negativas.

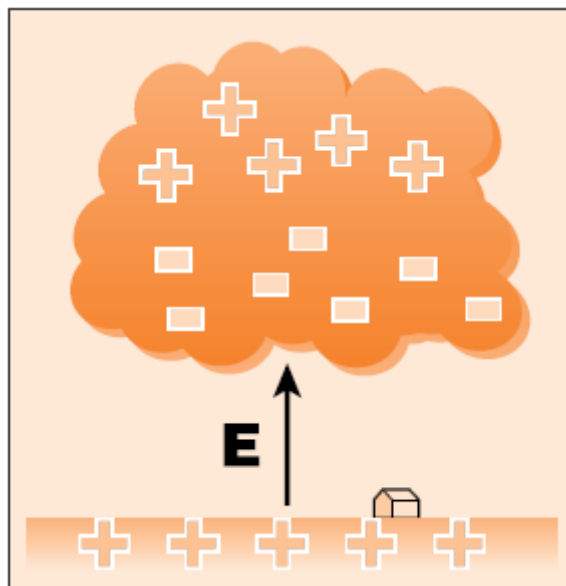


Figura 6.4 Inicio del fenómeno de electrificación

Fenómeno de la fase activa

Por un lado, las cargas de signo contrario se separan. Las cargas positivas formadas por cristales de hielo se sitúan en la parte superior de la nube, mientras que las negativas lo hacen en la inferior. Sin embargo, una pequeña cantidad de cargas positivas permanece en la base de la nube. Las primeras chispas entre nubes comienzan a aparecer cuando se entra en la fase de desarrollo.

Maduración de la fase activa

Esta nube eléctricamente equivale a un enorme condensador respecto al suelo. En el tiempo que transcurre desde que aparecen las primeras chispas dentro de la nube, comienzan a producirse relámpagos entre la nube y el suelo denominados pulsos de rayo. A continuación, aparecen las primeras lluvias.

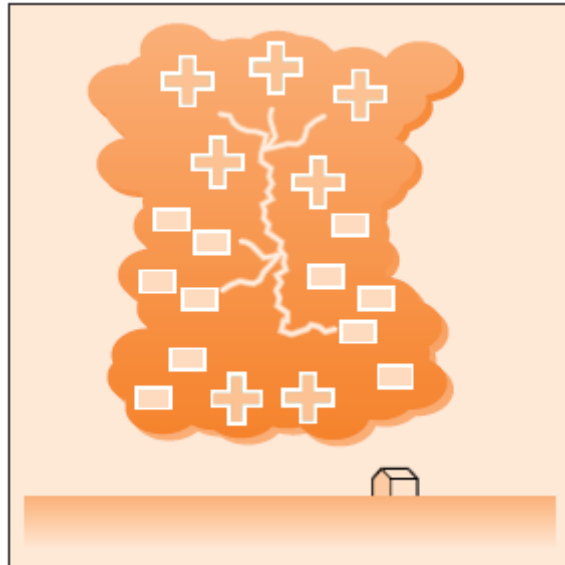


Figura 6.5 Inicio de la fase activa

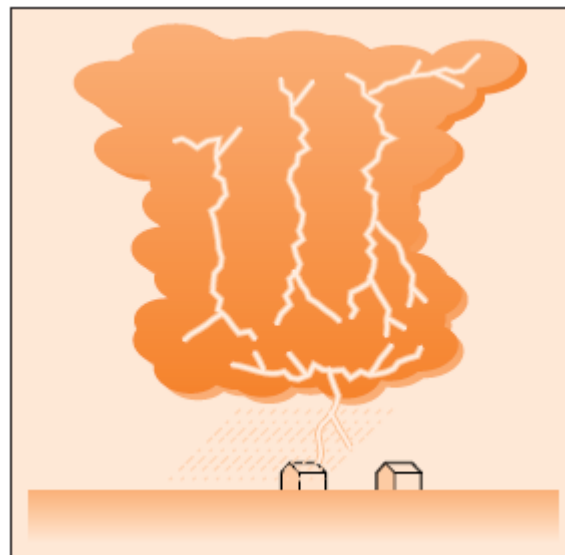


Figura 6.6 Maduración de la fase activa

Fin de la fase activa

La actividad de la nube disminuye mientras que los rayos hacia el suelo aumentan normalmente acompañados de fuertes precipitaciones, granizo y fuertes ráfagas de viento. En esta fase, se vacían centenas de miles de toneladas de agua que contenía la nube.

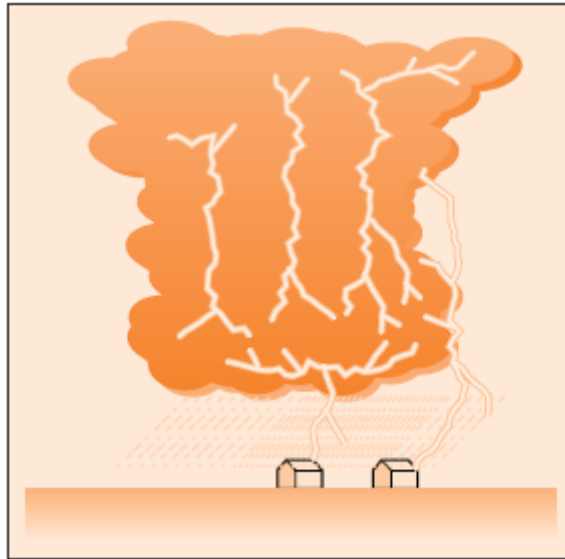


Figura 6.7 Fin de la fase activa

Referencia Bibliográfica:

Schneider Electric, (2011). Sobretensiones transitorias.

Texto completo disponible en :

<https://www.divulgameteo.es/fotos/meteoroteca/Sobretensiones-transitorias.pdf>

Preguntas:

1. ¿Qué son las descargas atmosféricas?
2. ¿Qué características tiene una descarga atmosférica?
3. ¿Cuáles son las fases en la formación de tormentas eléctricas?
4. ¿En qué fase de la formación de tormentas eléctricas inicia la descarga de rayos?
5. ¿Podrían existir descargas atmosféricas sin la presencia de lluvia?
6. ¿En tu región, cuáles son las zonas más propensas a descargas atmosféricas, por qué?



Segunda unidad

Semana 7

Materiales aislantes y semiconductores

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 2	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en éste capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

1. **Propósito:** Define características de los materiales aislantes y semiconductores usados en alta tensión.
2. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

Lectura

Características de los aislamientos en alta tensión

Los aislamientos, de una forma general, abarcan las distancias en aire, los aislamientos sólidos y los inmersos en líquido aislante. De acuerdo con la finalidad a que se destinan, se los clasifica como aptos para uso externo o uso interno, conforme se los utilice en instalaciones sujetas a agentes externos, tales como humedad, polución, intemperie, etc., o no respectivamente.

Además de esa clasificación, de orden general existe otra de mayor importancia, desde el punto de vista del aislamiento, que es aquella que diferencia los aislamientos entre autorregenerativos y no regenerativos.

Los aislamientos autorregenerativos son aquellos que tienen capacidad de recuperación de su rigidez dieléctrica, después de ocurrida una descarga (ruptura dieléctrica) causada por la aplicación de una sobretensión.

En una subestación, los aislamientos autorregenerativos de los componentes pueden ser clasificados en dos grupos, dependiendo del tipo de utilización. El primer grupo es el de los aislamientos de los equipamientos, tales como: parte externa de los aisladores de los

transformadores de potencia, reactores y transformadores de medición y parte externa de los equipamientos de maniobra y de medición (interruptores, seccionadores y divisores capacitivos de tensión). Las partes internas de esos equipamientos son de tipo no regenerativo y, por lo tanto, los equipamientos citados anteriormente poseen ambos tipos de aislamientos.

El segundo grupo de aislamientos es el que se refiere, solamente, a instalaciones propiamente dichas. En este grupo están incluidos los aislamientos en aire, correspondientes a la distancia conductor–estructura, barras–estructura, parte con tensión del equipamiento–estructura y conductor– conductor, los soportes aisladores, las cadenas de aisladores y las columnas aislantes de las bobinas de bloqueo. Todos estos son regenerativos.

Los aislamientos no regenerativos son aquellos que no tienen capacidad de recuperación de su rigidez dieléctrica, después de la ocurrencia de una descarga causada por la aplicación de una sobretensión. Habiendo la descarga dañado parcial o totalmente el aislamiento no regenerativo. Los elementos más importantes de una subestación están constituidos por este tipo de aislamiento, principalmente en su parte interna, como los transformadores de potencia y los reactores.

Los materiales aislantes en equipamiento de alta tensión

Antes de llegar a los detalles de cada material, hay un par de problemas que se aplican a todos los materiales. En primer lugar, es importante que el material aislante sea homogéneo. Esto es para garantizar que la constante dieléctrica sea la misma en todo momento, de modo que el gradiente de intensidad del campo eléctrico sea tan constante como sea práctico.



Figura 7.1 Aislamiento en equipos de alta tensión de uso interior



Los métodos de aislamiento de alta tensión más conocidos (enfoto: Dispositivo de distribución de alto voltaje de 400 kV aislado en gas en una subestación en la ciudad de Abu Dhabi. La nueva subestación que Siemens está suministrando a Dubai, que incluye por primera vez el equipo de conmutación para el nivel de voltaje de 400 kV, tendrá una apariencia similar. Con sus 24 bahías de conmutación a un nivel de voltaje de 400 kV y 28 bahías para 132 kV, esta subestación también será la más grande que Siemens haya entregado hasta la fecha en todo el mundo; crédito: SIEMENS)

Además, si hay bolsas de aire, podría haber arcos de corona o localizados. Las implicaciones van desde falla rápida de aislamiento, a la degradación gradual, a largo plazo. Por lo tanto, es una buena idea incluir un método para eliminar el aire de cualquier encapsulante.

Una implicación de la homogeneidad es que generalmente no es una buena idea utilizar más de un material aislante. Poner dos materiales "en serie" puede hacer más daño que bien. Adicionalmente, es importante para reducir la rigidez dieléctrica del aislamiento, a menudo expresada en kilovoltios. La cantidad de reducción depende de las formas de los conductores (la cuestión de los "puntos afilados"), el grosor del aislador y la homogeneidad del aislador. En general, se reduce la resistencia dieléctrica a medida que el material se vuelve más grueso. Para muchos materiales, se puede encontrar una ecuación que describe la relación entre el espesor y la resistencia dieléctrica.

A continuación se presentan materiales aislantes utilizados en alta tensión:

Aire

Ha sido utilizado por varios años en interruptores de potencia. Es gratis y el costo es sin duda una gran ventaja del aire. Sin embargo, el aire tiene la peor resistencia dieléctrica de todos los aisladores en este listado, por lo que distancias Tendrá que ser el mejor para una geometría dada. Así también para la separación de entre conductores desnudos se utiliza el aire como aislante dieléctrico natural.



Figura 7.1 Equipos eléctricos de alta tensión que utilizan aire como aislante natural.

Una segunda consideración es que las superficies deben permanecer limpias y libres de polvo durante largos períodos, de modo que no haya arcos a lo largo de una superficie.

Hexafluoruro de azufre (SF₆)



Figura 7.2 Disyuntores SF₆ en un patio de interruptores de alto voltaje

Este es un gran aislante porque las piezas permanecen limpias y los ensamblajes son fáciles de trabajar una vez que se abre la carcasa y se reemplaza el gas por aire. Una dificultad con el uso de SF₆ es que la carcasa debe estar herméticamente sellada. Existen dos problemas de seguridad. Gases venenosos se forman siempre que hay arcos. Además, es extremadamente peligroso si alguien lo respira. Es más denso que el aire, y se asentará en el fondo de los pulmones, y puede provocar asfixia. Dado que es un gas incoloro e inodoro, no se detecta. Se debe tener mucho cuidado para evitar la inhalación.

Epoxi

Mientras que epoxy tiene buenas características térmicas y excelente adherencia, si no se usa correctamente durante el proceso de fabricación, puede arruinar los componentes de un conjunto de alto voltaje. Las tensiones durante el proceso de encapsulación pueden dañar los componentes.

Las tensiones térmicas durante el funcionamiento del equipo pueden también dañar los componentes debido a la expansión y contracción térmica desiguales. Además, el proceso de curado con epoxy puede ser altamente exotérmico y las partes pueden dañarse por el calor generado durante el curado.



Figura 7.3 materiales aislantes hechos de epoxi

Los módulos epoxi son irreparables., por lo que sí hay una falla, el ensamblaje debe ser descartado. La otra implicación es que los análisis de fallas son muy limitados, lo que dificulta aprender de cualquier problema que surja.

Aceite

El aceite es de uso generalizado en parte debido a su costo relativamente bajo y características térmicas.

Antes de 1977, algunos aceites eran peligrosos debido a la inclusión de PCB tóxicos (bifenilos policlorados), pero afortunadamente es un problema del pasado lejano. Las consideraciones incluyen la necesidad de tener una carcasa sellada con una provisión para expansión y contracción.

El aceite puede contaminarse fácilmente con la formación de arcos y con la acumulación de materiales extraños. Además, puede ser complicado trabajar con aceite.



Figura 7.4 Interruptor de aceite

Referencia Bibliográfica:

Evan Mayerhoff (2012). Métodos de aislamiento de alto voltaje - Ingeniería de aplicaciones en High Voltage Connection, Inc.

Preguntas:

1. ¿Cuáles son las características de los materiales aislantes en alta tensión?
2. ¿Cómo es que el aire puede ser considerado como un aislante en alta tensión, explicarlo con ejemplos?
3. ¿En qué partes de los sistemas de alta tensión se utilizan los materiales epoxi, ejemplifica?
4. ¿Cuáles son los beneficios de utilizar el SF₆ en interruptores de potencia?
5. ¿Cuál es el papel que juega el aceite como un material aislante dentro de los equipos de alta tensión?



Segunda unidad

Semana 8

Puestas a tierra

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 2	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en éste capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Diseñar sistemas de puesta a tierra para subestaciones.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y utilizar los procedimientos mostrados para realizar el desarrollo del caso práctico propuesto.

DISEÑO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1. Investigación de las características del suelo

Los procedimientos presentados en esta guía están basados en las Normas UNE, IEEE Std 80-2000 así como el reglamento Español MIE. RAT-13.

Según la Norma DGE y los niveles de baja, media y alta tensión establecidos en el Perú:

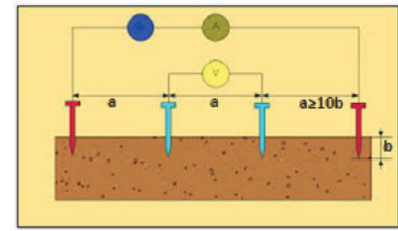
Primera categoría: $220 \text{ kV} < V_n < 66 \text{ kV}$
Segunda categoría: $66 \text{ kV} < V_n < 36 \text{ kV}$
Tercera categoría: $36 \text{ kV} < V_n < 1 \text{ kV}$

Se debe determinar la resistividad del terreno. En instalaciones de 1ª y 2ª categoría es necesario realizar mediciones reales en campo mediante:



- **Método Wenner** (de 4 electrodos):
 - Es el método más utilizado.
 - Adecuado para realizar medidas a una sola profundidad.

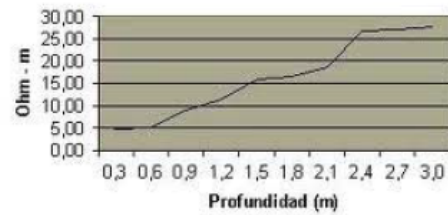
$$\rho = \frac{4 \pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{(a^2 + 4b^2)}} - \frac{a}{\sqrt{(a^2 + b^2)}}} (\Omega \cdot m)$$



- **Método Schlumberger:**
 - Adecuado para realizar medidas a distintas profundidades.
 - Permite crear perfiles geológicos de los suelos

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot (n + 1) \cdot na$$

PERFIL DE RESISTIVIDAD



En instalaciones de 3ª categoría (Centros de transformación) puede utilizarse la Tabla -1 del MIE.RAT-13 (para subestaciones solo usar a efectos orientativos)

Naturaleza del terreno	Resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Balasto o grava	3000 a 5000



Otros factores que influyen en la resistividad del terreno son:

• **Humedad y contenido de sales:**

- Son determinantes en el valor de la resistividad.
- Un alto contenido en sales hace que disminuya la resistividad.
- La resistividad decrece a medida que aumenta a humedad en el suelo.
- Para evitar la desecación del terreno en épocas estivales se emplean gravas superficiales.

Efecto de la humedad en la resistividad del terreno		
Contenido de humedad % por peso Resistividad (Ω-cm)	Terreno superficial	Arcilla arenosa
0.0	1.000 · 10 ⁶	1.000 · 10 ⁶
2.5	250.000	150.000
5.0	165.000	43.000
10	53.000	22.000
15	21.000	13.000
20	12.000	10.000
30	10.000	8.000

• **Temperatura:**

A medida que baja la temperatura, la resistividad aumenta drásticamente

Efecto de la temperatura en un terreno arcilloso-arenoso con 15% de humedad						
°C	20	10	0 (agua)	0 (hielo)	-5	-15
ρ (Ω·m)	75	100	138	300	790	3300

2. Parámetros de diseño

Las empresas responsables de las instalaciones de transporte (REP y /o las empresas concesionarias deben proporcionar los parámetros de diseño).

Línea	$3 \cdot I_0$ (KA)	ρ_i	Z_s (Ω/Km)	R_a (Ω)	L (Km)	Z_{eqL} (Ω)
Siendo:						
$3 \cdot I_0$: Intensidad de falta aportada por las líneas (Intensidad homopolar)						
ρ_i : Coeficiente para el cálculo de la intensidad extraída por inducción.						
Z_s : Autoimpedancia del cable.						
R_a : Impedancia de puesta a tierra de un apoyo de la línea.						
L: Longitud media de un vano.						
Z_{eqL} : Impedancia equivalente de los cables de tierra de las líneas.						

- Intensidad máxima de cortocircuito (I_{cc})
- Tiempo de duración del defecto; ($t = 0,5$ sg)



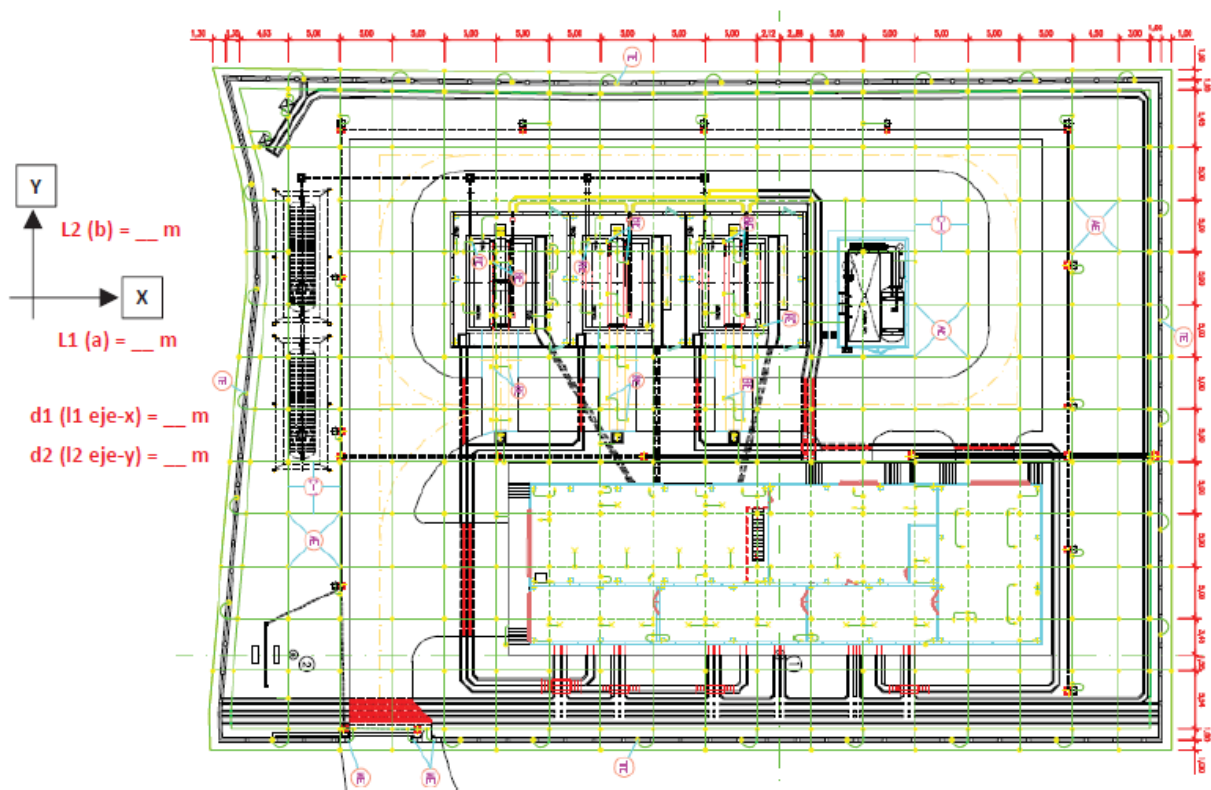
3. Datos de partida

DATOS DE LA RED (deben ser proporcionados por la compañía responsable de las instalaciones de transporte, (REE))			
Nivel de Tensión de BAJA (V_b)	$V_b =$	20	KV
Nivel de Tensión de ALTA (V_a)	$V_a =$		KV
Frecuencia de la red	$f =$		Hz
Relación de impedancias (X''/R)	$X''/R =$		
Número de Líneas que conectan con la ST	n_{LAT}	2	Líneas AT
Impedancia equivalente de PaT exterior de las líneas	$Z_{eqL} =$		Ω
Coefficiente de cálculo de la I extraída por inducción	$\rho_i =$		
Tiempo de despeje de la falta	$t =$	0,5	sg
Sistema de conexión del Neutro	Conexión =		Rígido a tierra

TENSIONES DE PASO Y CONTACTO			
Tiempo máximo de despeje de la falta	$t =$	0,5	sg
Intensidad máxima de defecto ($3 \cdot I_0$)	$I_{cc} =$		A



CARACTERÍSTICAS GEOMÉTRICAS			
Profundidad de soterramiento RED MALLADA		h =	m
Profundidad de soterramiento RED PERIMETRAL		hcp =	m
<u>Reticula</u>			
Área media de la retícula ($\geq 2m$)		A retícula=	m ²
Distancia media entre conductores Eje-X		d1 = l1 eje-x =	m
Distancia media entre conductores Eje-Y		d2 = l2 eje-y =	m
<u>Malla</u>			
Longitud del conductor enterrado: $L = (n_1 * L_1) + (n_2 * L_2)$		L =	m
Superficie de la malla		A =	m ²
Perímetro Longitudinal de la ET (Lado mayor)		L₁ (a) =	m
Perímetro Transversal de la ET (Lado Menor)		L₂ (b) =	m
Nº de conductores paralelos al lado mayor $n_1 = \frac{L_1}{I_1} + 1$		n₁ =	Cond.
Nº de conductores paralelos al lado menor $n_2 = \frac{L_2}{I_2} + 1$		n₂ =	Cond.
Radio (Superficie círculo = Área cubierta por la malla)		r =	m
<u>DATOS DEL TERRENO</u>			
Naturaleza del terreno		Arcilla plástica	
Resistividad del Terreno		ρ =	$\Omega \cdot m$
Espesor capa de grava superficial		e =	m
Resistividad de la capa Superficial de grava		ρ sup=	$\Omega \cdot m$



4. Cálculo de la sección del conductor de la red de tierra

- La sección será uniforme en toda la instalación.
- Comprenderá las tierras de Protección y de Servicio.
- Los cables pueden ser de Cobre, Aluminio o Acero

Densidad de corriente:	δ cobre = 160 A/mm ²
	δ aluminio = 100 A/mm ²
	δ acero = 60 A/mm ²

- A efectos de cálculo de secciones: **t = 1 sg**
- La sección viene determinada por:

$$S_{MIE.RAT-13} = \frac{I_{cc}}{\delta_{cu} \cdot 1,2} \quad (mm^2)$$

$$S_{SUNE, IEEE Std 80-2000} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t \cdot \rho_r \cdot \alpha_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (mm^2)$$



5. Cálculo de la resistencia de la malla a tierra

- La malla de tierra estará constituida por una retícula de conductores dispuestos longitudinal y transversalmente (uniones soldadas).

$$R_{MIE.RAT-13} = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L} \quad (\Omega)$$

L: Longitud total de conductores de la malla (m)

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

r: Radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla (m)

$$R_{UNE, IEEE Std 80-2000} = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (\Omega)$$

- La $R_{UNE, IEEE Std 80-2000}$ considera la profundidad de enterramiento y la superficie mallada.
- Un incremento de la profundidad, generalmente, hace disminuir la resistencia. (No considerado por MIE.RAT).
- La R puede disminuir añadiendo electrodos adicionales (picas, placas, etc.)

Según UNE, IEEE Std. 80-2000

Ecuaciones de Schwarz; Cálculo de la Resistencia considerando adicionales (picas, placas, etc.)

Resistencia combinada (Malla + Picas):

$$R_{combinada} = \frac{R_1 \cdot R_2 + R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} \quad (\Omega)$$

Resistencia de tierra de la malla (R1):

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_m} \cdot \left[\ln \left(\frac{2L_m}{a'} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \quad (\Omega)$$

Resistencia de tierra de las picas (R2):

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi \cdot n_p \cdot L_p} \cdot \left[\ln \left(\frac{4L_p}{b} \right) - 1 + \frac{2K_1 \cdot L_p}{\sqrt{A}} \cdot (\sqrt{n_p} - 1)^2 \right] \quad (\Omega)$$

Resistencia mutua (Rm):

$$R_m = \frac{\rho}{\pi \cdot L_m} \cdot \left[\ln \left(\frac{2L_m}{L_p} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \quad (\Omega)$$

7. Cálculo de corrientes de defecto (para el cálculo de tensiones de Paso y Contacto)

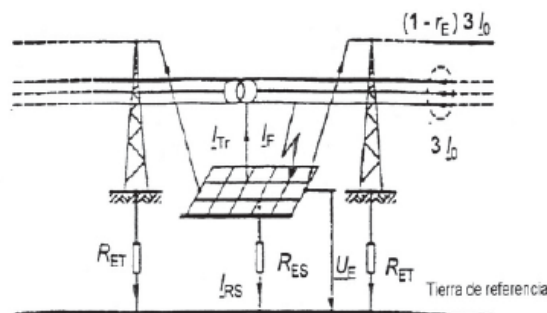
Es necesario conocer datos de Potencias de cortocircuito o Intensidades de cortocircuito, y valores de impedancias características de las líneas. (aportado por REE)

MIE.RAT-13 (5)

Para el cálculo de las corrientes de defecto y de puesta a tierra, se ha de tener en cuenta la forma de conexión del neutro a tierra, así como la configuración y características de la red durante el periodo subtransitorio.

Es necesario conocer los valores de las impedancias equivalentes de los cables de tierra de las líneas aéreas y/o de las pantallas de los cables subterráneos.

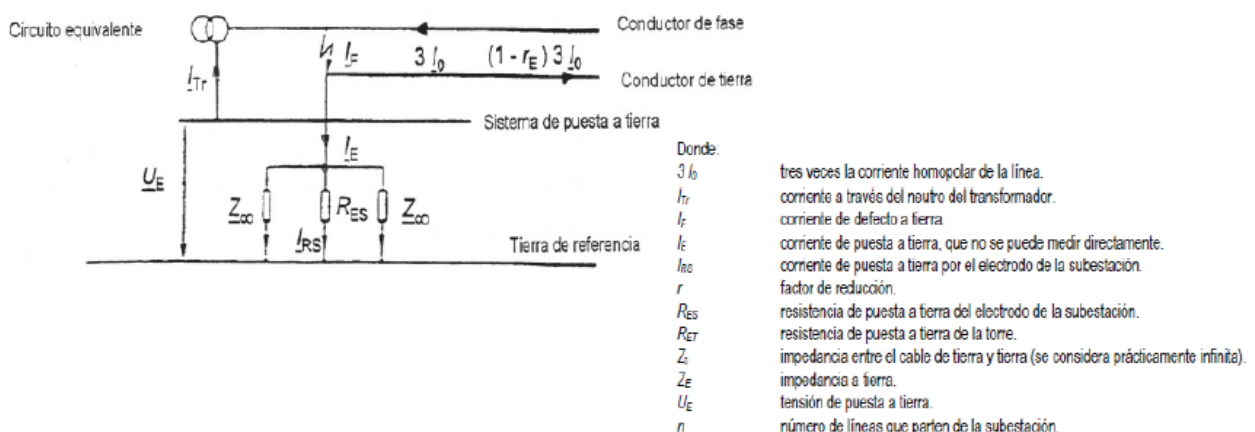
En el caso de redes con neutro a tierra (rígido o a través de impedancia), se considera el valor de la **Intensidad de la corriente de puesta a tierra (I_E)** que provoca la elevación del potencia de la instalación a tierra



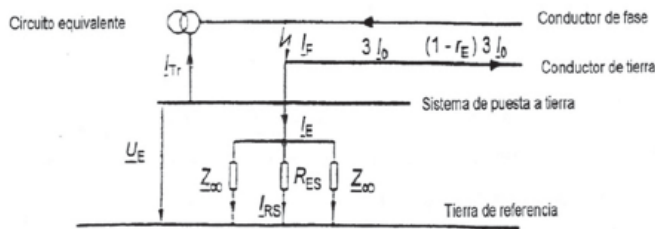
Es necesario conocer datos de Potencias de cortocircuito o Intensidades de cortocircuito, y valores de impedancias características de las líneas. (aportado por REE)

MIE.RAT-13 (5)

En el caso de redes con neutro a tierra (rígido o a través de impedancia), se considera el valor de la **Intensidad de la corriente de puesta a tierra (I_E)** que provoca la elevación del potencia de la instalación a tierra



- En caso de falta, no toda la corriente de defecto se deriva a tierra.
- Una parte circula por la malla de puesta a tierra y otra puede hacerlo confinada en los hilos de guarda ($3 \cdot I_0$) y pantallas de cables subterráneos.
- Son necesarias para la determinación de las Tensiones de paso y contacto.
- Los cálculos se realizarán mediante las prescripciones del MIE.RAT-13 (*metodología de UNE, IEEE Std 80-2000*).



I_F : Corriente de defecto a tierra

$$I_F = 3 \cdot I_0 + I_{Tr} \quad (A)$$

I_E : Corriente de puesta a tierra

$$I_E = r \cdot (I_F - I_{Tr}) = r \cdot 3 \cdot I_0 \quad (A)$$

r : Factor de reducción (para neutro rígido a tierra)

$$r = 0,7 \text{ para } U_n > 100 \text{ KV}$$

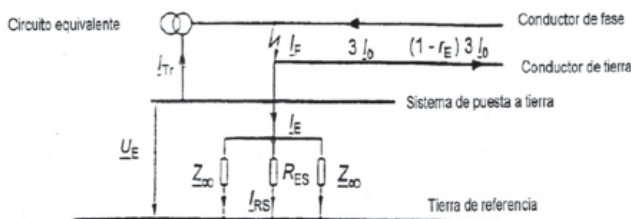
$$r = 1 \text{ para } U_n < 100 \text{ KV}$$

Pueden adoptarse valores típicos de los factores de reducción, según la UNE EN 50522.2010

U_E : Tensión de puesta a tierra

$$U_E = I_E \cdot Z_E \quad (V)$$

Impedancias de Puesta a Tierra:



Z_E : Impedancia de puesta a tierra del sistema:

Se supone que la impedancias entre el cable de tierra y la tierra de referencia es igual para todas las torres.

n : Número de líneas

$$Z_E = \frac{1}{\frac{1}{R_{ES}} + \frac{n}{Z_{\infty}}} \quad (\Omega)$$

R_{ES} : Resistencia de puesta a tierra del electrodo de la subestación:

$$R_{MIE.RAT-13} = R_{ES} = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L} \quad (\Omega)$$

Z_{∞} : Impedancia entre el cable de tierra y tierra; Impedancia en cadena (se considera prácticamente infinita):

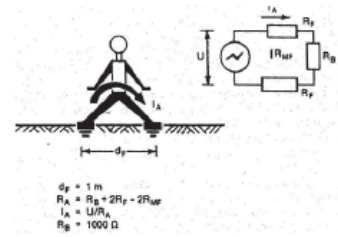
$$Z_{\infty} = \frac{1}{\sum \frac{1}{Z_{eq,L_i}}} \quad (\Omega)$$

Z_{eq,L_i} : Impedancias equivalentes (Thevenin) de los cables de tierra de las líneas aéreas y/o de las pantallas de los cables subterráneos.
(*Datos de partida*)

8. Cálculo de las tensiones máximas admisibles de caso y contacto

Tensión de Paso (Vp):

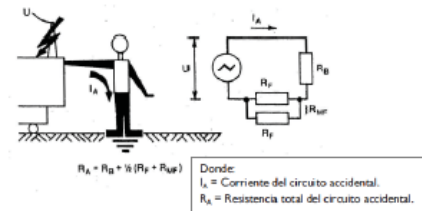
- Una persona al pisar puntos del terreno ($d = 1,0$ m), que al circular una corriente de falta se encuentran a distinto potencial, queda sometida entre sus pies a una ddp.



Circuito equivalente Tensión de Paso

Tensión de Contacto (Vc):

- Si una persona situada a una distancia "A máx = 1,0 m" de un electrodo, establece contacto entre la mano y una masa por la que circula una corriente de defecto, la mano esta a potencial del electrodo y los pies están a una ddp entre el potencial A y el suelo



Circuito equivalente Tensión de Contacto

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right]$$

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Vc / Vp
(MIE RAT-13)
Valores máximos
admisibles

Em / Es
UNE,
IEEE 80-2000
Valores teóricos
(para ρ)

$$E_m \text{ Teórica UNE, IEEE} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \left(\frac{I_g}{L_M} \right)$$

$$E_s \text{ Teórica UNE IEEE} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \left(\frac{I_g}{L_S} \right)$$

Tomar: $I_g = I_E = r \cdot 3 \cdot I_0$

Comparación
MIE—RAT-13 - UNE, IEEE 80-2000
 $V_p > E_s$
 $V_c > E_m$

SI → Si se verifica → **CORRECTO**

NO → Si NO se verifica → **Medidas correctoras
y recalculer Vp / Vc**



10. Cálculo de los valores teóricos de las tensiones de paso y contacto

Comprobación de los resultados

Se seguirá la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000

Tensión de Paso teórica (Es):

$$E_s \text{ teórica UNE, IEEE} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \left(\frac{I_g}{L_M} \right) (V)$$

Tensión de Contacto teórica (Em):

$$E_m \text{ teórica UNE, IEEE} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \left(\frac{I_g}{L_S} \right) (V)$$

Para malla sin picas o con picas no situadas en las esquinas o perímetro
(para calcular la tensión de contacto):

$$L_M = L_C + L_R (m)$$

Para malla con picas en las esquinas o repartidas por el perímetro
(para calcular la tensión de contacto):

$$L_M = L_C + L_R \cdot \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] (m)$$

Para mallas con o sin picas de tierra

(para calcular la tensión de paso):

$$L_S = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R (m)$$

Comprobación de los resultados:

Verificar que se cumple

$$E_m < V_c$$

$$E_s < V_p$$

Comprobación de los resultados

Se seguirá la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000

- Factor de espaciamento de la malla (para Vc):

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8 \cdot D \cdot h} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi \cdot (2n - 1)} \right] \right]$$

n: Nº de conductores equivalentes en una dirección

$$n = \sqrt{n^{\text{cond eje X}} \cdot n^{\text{cond eje Y}}}$$

h: Profundidad de soterramiento de la red mallada

d: Diámetro del electrodo enterrado

D: Separación media entre conductores paralelos

K_{ii}: Factor de ubicación de los electrodos pica:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}}$$

K_{ii} = 1; Para mallas con picas a lo largo de todo el perímetro o en las esquinas o además repartidas por toda la malla

K_h: Factor de profundidad de soterramiento:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

h₀: Profundidad de la malla de referencia; h₀ = 1 m



Comprobación de los resultados

Se seguirá la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000

- Factor de Geometría de la malla: (Irregularidad del flujo de corriente del conductor de tierra)

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n$$

Nº de conductores equivalentes en una dirección: $n = \sqrt{n^{\circ} \text{ cond eje X} \cdot n^{\circ} \text{ cond eje Y}}$

- Factor de espaciamiento de la malla (para Vp):

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

Referencias Bibliográficas

Blasco, Pedro Angel (2015). Manual de Sistema de Puesta a Tierra en Subestaciones Eléctricas. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALCOY.



Tercera unidad

Semana 9

Protecciones contra sobretensiones transitorias

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Anote las instrucciones de manera clara y precisa para que el estudiante tenga conocimiento del proceso.

- I. **Propósito:** Explica la normalización a nivel internacional.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

LECTURA

Introducción a las sobretensiones transitorias

Las redes de distribución eléctrica y redes de telecomunicación (redes telefónicas analógicas, digitales, informáticas o de datos), están sometidas continuamente a un número elevado de sobretensiones transitorias.

Una sobretensión es una onda o impulso de tensión que se superpone a la tensión nominal de la red (fig. 9.1), produciendo un gran aumento del valor eficaz de la tensión de la línea durante un período de tiempo muy corto (del orden de μs).

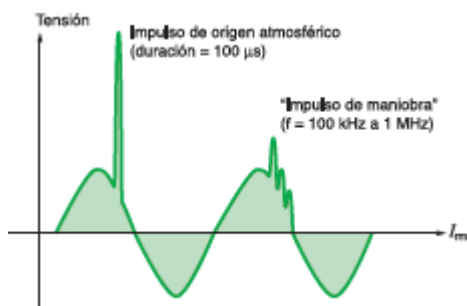


Figura 9.1 Ejemplos de sobretensión

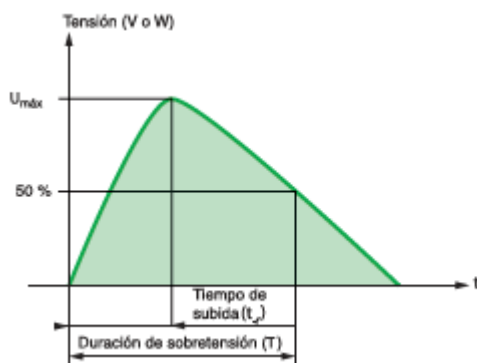


Figura 9.2 Principales características de la sobretensión

Este tipo de sobretensión se caracteriza por lo siguiente (fig. 9.2):

- El tiempo de subida (t_f) se mide en μs .
- El gradiente S se mide en $kA/\mu s$.

Estos dos parámetros afectan al equipo y producen radiaciones electromagnéticas. Además, la duración de la sobretensión (T) produce un aumento de energía en los circuitos eléctricos que puede destruir el equipo.

Debido a su aleatoriedad y difícil predicción, aparecerán en cualquier momento pudiendo inutilizar alguno de los receptores conectados, que pueden tener elevado valor económico: paralizar la producción de una fábrica con el coste que esto supone, destruir la instalación eléctrica o producir daños en las personas.

Estas sobretensiones transitorias pueden tener tres orígenes bien diferenciados:

- Sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.
- Sobretensiones debidas a maniobras en la red.
- Sobretensiones debidas a descargas electrostáticas.

Las sobretensiones atmosféricas, como su nombre indica, se deben a la caída directa o indirecta de rayos, uno de los fenómenos más espectaculares y comunes jamás visto. Son menos habituales que las de maniobra (aproximadamente, el 20%), pero mucho más peligrosas, pues poseen valores de cresta mucho más elevados y una alta energía. Y pueden provocar tanto la destrucción de los receptores como el envejecimiento prematuro y el mal funcionamiento de los mismos.

Las sobretensiones de maniobra están causadas principalmente por conmutaciones de potencia en las líneas de red, accionamiento de motores, dispositivos de mando, etc. Son las más habituales (el 75-80% de las sobretensiones transitorias). La sobretensión no es muy elevada, de manera que produce en la mayoría de los receptores un envejecimiento prematuro o un mal funcionamiento.

Por último, las **sobretensiones debidas a descargas electrostáticas (ESD)** se producen en un medio seco donde las cargas se acumulan creando un campo electrostático elevado. Estas sobretensiones son especialmente peligrosas para los equipos electrónicos.

Consecuencias de las sobretensiones transitorias

La influencia de las sobretensiones transitorias sobre los circuitos electrónicos puede llegar a causar su destrucción en caso extremo, pero también puede provocar fallos de funcionamiento en los receptores y resultar un peligro para las personas.



• Efectos en las personas

Debido al efecto de una sobretensión, se puede producir un cebado en el circuito de masas y una subida de potencial. En este caso, el hecho de tocar un objeto conectado a tierra puede constituir un riesgo en el momento preciso en que esta tierra evacua la corriente.

La red de masas de una instalación debe estar unida por una impedancia baja, de manera que se pueda limitar las diferencias de potencial entre los objetos metálicos accesibles simultáneamente por la misma persona.

Protección de instalaciones contra sobretensiones transitorias

El riesgo de electrocución de una persona está ligado no a este aumento de tensión de la tierra, sino a la corriente que circula a través de ella. Los principales parámetros que se deben tener en cuenta son:

- La amplitud y duración de la aplicación de la corriente.
- El trayecto seguido por ésta a través del cuerpo.
- El valor de las impedancias existentes.

Al producirse una sobretensión, puede aparecer un arco eléctrico entre dos piezas conductoras y provocar, por efecto térmico, accidentes corporales. Por otro lado, la explosión de un material también puede provocar accidentes por la dispersión de fragmentos de éste.

Efectos en los materiales

Cuando una sobretensión aplicada a un material sobrepasa el nivel de aislamiento, podemos tener una destrucción del aislante o de los componentes. Si el material no se destruye, existe un envejecimiento prematuro, sobre todo si las sobretensiones se repiten.

Las sobretensiones pueden provocar disparos intempestivos o problemas con los tiristores, transistores o diodos. Esto puede provocar cortocircuitos dentro de los equipos. Por lo tanto, los componentes pueden resultar dañados, ya sea directamente por la sobretensión, o indirectamente por el cortocircuito. El impacto de esta sobretensión es importante tanto en el ámbito doméstico como en el terciario/industrial.

Parámetro	Sobretensiones atmosféricas	Sobretensiones de maniobra	Sobretensiones electrostáticas
Intervalo de frecuencias (Hz)	10^3 a 5×10^6	10^4 a 5×10^8	10^3 a 5×10^9
Velocidad de subida de la intensidad (di/dt)	120 kA/ μ s	100 kA/ μ s	100 kA/ μ s
Tiempo de subida (ns)	1.000-2.000 r. periódica 200 a 500	10 a 50	~10
Campo eléctrico (kV/m)	~40 (d = 100m)	~10 (d = 10m)	20 kV (punto de impacto)
Campo magnético (A/m)	~160 (d = 100 m)	~300 (d = 10 m)	~80 (d = 1 m)
Velocidad de subida de la tensión (dV/dt)	600 V/ μ s	10 V/ μ s	2.000 kV/ μ s

Figura 9.3 Parámetros principales de los diferentes tipos de sobretensiones transitorias.



Referencias Bibliográficas

Schneider Electric (2010). Protección contra sobretensiones transitorias

Preguntas

1. ¿Qué es una sobretensión?
2. ¿Qué efectos producen las sobretensiones en las personas?
3. ¿Qué efectos producen las sobretensiones en los equipos eléctricos o materiales?
4. ¿Qué diferencia existe entre las sobretensiones atmosféricas y las sobretensiones electrostáticas?
5. Analice la tabla de la figura 9.3 y explique las diferencias entre los tipos de sobretensiones desde el punto de vista de sus parámetros.



Tercera unidad

Semana 10

Normativa Internacional relacionada a las sobretensiones

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Anote las instrucciones de manera clara y precisa para que el estudiante tenga conocimiento del proceso.

- III. **Propósito:** Explica la normalización a nivel internacional.
- IV. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

LECTURA

Normalización y unificación no son conceptos nuevos, sino que se remontan a los orígenes de las primeras comunidades humanas en las cuales, casi inconscientemente los hombres comenzaron a utilizar un lenguaje común (primeras unificaciones) y luego normas comunes de convivencia (primeras normalizaciones).

Hoy día en el campo industrial a las palabras "normalización" y "unificación" se atribuye el siguiente significado:

Normalización: se entiende el conjunto de aquellos criterios de índole general en base a los cuales deben ser proyectadas, construidas y ensayadas las instalaciones, las máquinas, los aparatos o los materiales objeto de las normas mismas, a fin de garantizar la eficiencia técnica y la seguridad de funcionamiento.

Unificación: se entiende el conjunto de prescripciones que fijan para la máquina, el aparato o el material objeto de unificación una estrecha gama de tipos constructivos y de dimensiones entre los infinitos posibles a fin de reducir los costos, de facilitar el aprovisionamiento de los repuestos y de permitir la reducción de las reservas en almacén.

Normalización y unificación liberan a las iniciativas de todas aquellas manifestaciones irracionales que no podrán producir ventajas ni a la comunidad, ni a sus mismos promotores. Tales iniciativas pueden requerir algún sacrificio a la libertad individual, pero este sacrificio debe ser evaluado en función de las ventajas de carácter colectivo que se consiguen.



La normalización en el campo electrotécnico

En campo internacional los trabajos de normalización electrotécnica son competencia del Comité Electrotécnico Internacional (IEC International Electrotechnical Commission). Para obtener su finalidad el IEC publica recomendaciones internacionales (muchas de las cuales con el nombre de Normas Internacionales) que expresan dentro de los límites más amplios posibles un acuerdo internacional sobre los argumentos tratados.

Tales recomendaciones están destinadas a ayudar a los Comités Nacionales en la elaboración de las normas del propio país, de manera de armonizar las prescripciones técnicas de las distintas naciones y facilitar los intercambios de material eléctrico.

Existe además la Commission International de Reglementation en vue del'aprobation de l'Equipment Electrique (CEEI).

Este organismo está limitado a países europeos y ha asumido la función de formular prescripciones precisas para la construcción del material eléctrico de uso común generalmente adquirido y utilizado por usuarios inexpertos, a fin de proteger personas y cosas de los riesgos que puedan derivar del uso de material eléctrico de calidad deficiente.

En Argentina el órgano oficial que provee a la normalización es el IRAM Instituto Argentino de Racionalización de Materiales.

Existe también una Asociación Argentina de Electrotécnicos que publicó normas y reglamentos aplicables a instalaciones.

Las atribuciones del CEI son las siguientes:

- Estudiar todos los problemas de carácter científico y técnico que se refieren a los materiales, las máquinas y los aparatos eléctricos como también la ejecución de las correspondientes instalaciones.
- Compilar las normas que conciernen la producción, la instalación, el ensayo, y el servicio de los materiales, máquinas e instalaciones antes citadas.
- Asegurar en el ámbito de la propia competencia la conexión con análogos entes extranjeros e internacionales y con el ente nacional de unificación.

Referencia Bibliográfica:

Jorge N. L. Sacchi, (2014). Técnica de la Alta Tensión.

Preguntas:

7. ¿Qué es la normalización, explica y propón un ejemplo relacionado a este tema?
8. ¿Qué es la unificación, explica y propón un ejemplo relacionado a este tema?
9. ¿Cómo crees que afecta la normalización a ejecución de proyectos en sistemas eléctricos de alta tensión?
10. ¿Cuál es la relación entre los valores de las sobretensiones y las características de las puestas a tierra?
11. ¿Cuáles son las organizaciones internacionales más destacadas en lo que se refiere a reglamentación y normalización?



Tercera unidad

Semana 11

Selección de limitadores de sobretensión en baja tensión

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 2	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en este capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Explica los criterios de selección de limitadores de sobretensiones.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas en los 3 casos prácticos para la selección de Limitadores.

CRITERIOS DE SELECCIÓN de SCHNEIDER ELECTRIC

Para determinar la necesidad de proteger una instalación eléctrica contra los riesgos de sobretensiones transitorias, se tienen en cuenta, por un lado, los criterios propios del lugar y, por otro, las características de los receptores que se encuentran en el interior de la instalación que se debe proteger.

Principio general

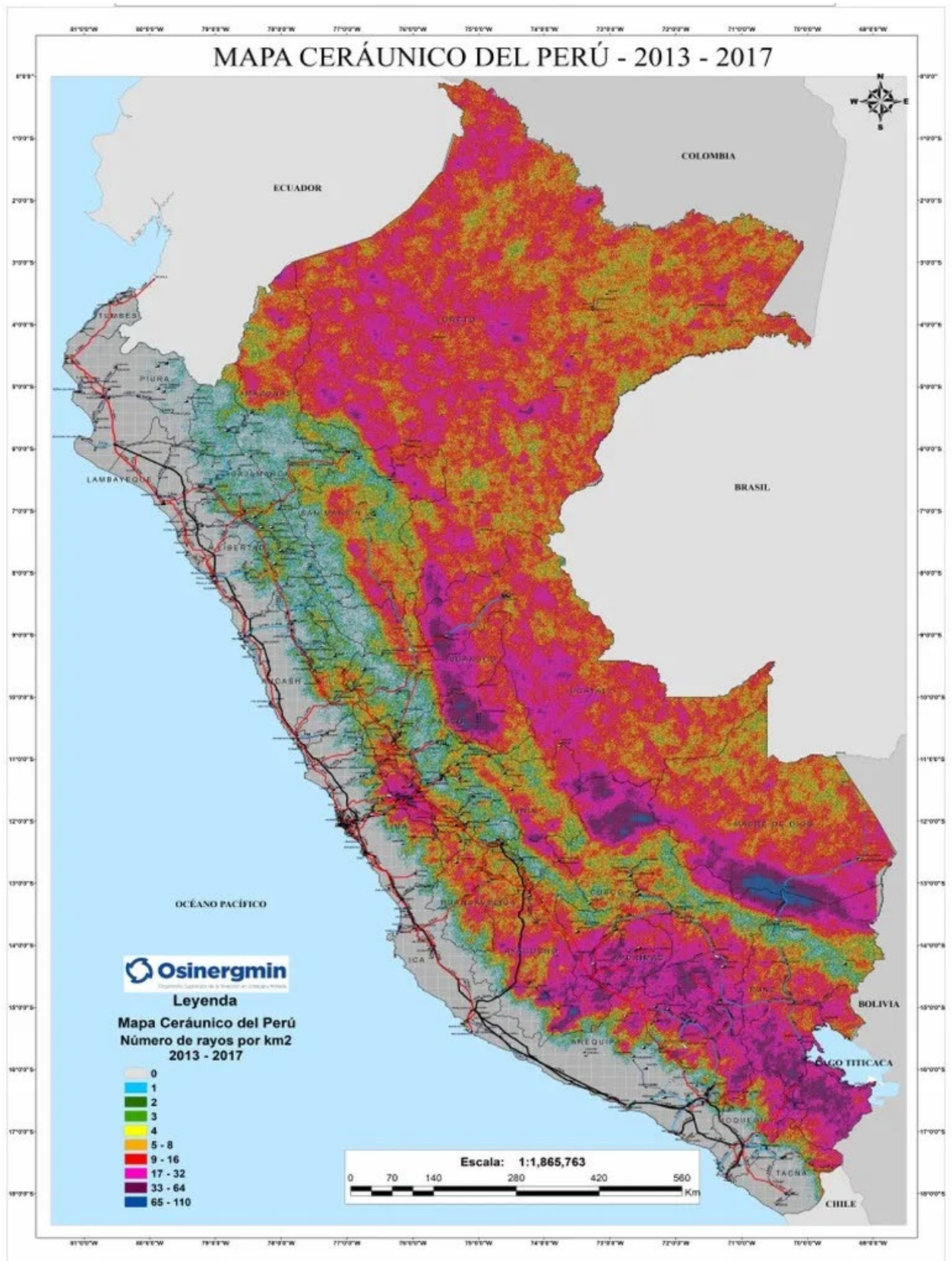
Los elementos que se tienen que considerar para la evaluación de los riesgos son:

- **La probabilidad de caída de rayos en la zona**

Para evaluar el riesgo de la instalación en función de su ubicación geográfica, el medio más utilizado es el mapa de densidad de caída de rayos (ver mapa de densidad de caída de rayos adjunto).

Mediante el mapa de densidad de caída de rayos podemos evaluar la probabilidad de caída de rayos en nuestra instalación en función de la provincia en que se encuentre.

En el Perú las zonas con mayor probabilidad de descargas suelen ser las zonas con mayor altitud como Cerro de Pasco o zonas altoandinas en Cuzco, Puno y Arequipa. A continuación se muestra el Mapa Cerámico de Osinergmin.





- **Naturaleza de la red**

Schneider Electric posee una amplia gama de limitadores para la protección de redes de distribución eléctrica. En primer lugar, tiene descargadores de rayos tipo 1 capaces de descargar a tierra la caída directa del rayo en nuestra instalación. Se trata de los limitadores para protección hasta PRF1.

Para la protección media, Schneider Electric cuenta con una amplia gama de limitadores desenchufables PRD tipo 2 de diferentes intensidades máximas.

Para obtener una máxima protección de las redes de distribución eléctrica se realizará la coordinación de limitadores tipo 1 y 2.

Para la protección de redes de comunicación existe una gama de limitadores PRC y PRI. Los PRC se usarán en la protección de líneas telefónicas analógicas, y se reservará la gama PRI para líneas digitales, redes de transmisión de datos, informáticas y automatismos.

- **Presencia o no de pararrayos**

Cuando nuestra instalación se sitúe cerca de un pararrayos tendremos la certeza de que un rayo no caerá directamente en nuestra instalación, pero debido al gran aumento del potencial de tierra que se creará, se tendrá que proteger de manera efectiva la instalación

- **El coste y sensibilidad de los materiales**

El nivel de protección Up va ligado estrechamente al coste y sensibilidad de los materiales. Cuanto más sensible sea un aparato y mayor coste tenga, mayor protección tendrá que recibir.

- **El coste de la inoperatividad del equipo**

Es muy importante tener en cuenta cuáles serán las consecuencias económicas que resultarán cuando un material quede destruido e inutilizable debido a una sobretensión transitoria.



Figura 7.1 Limitador de sobretensiones tipo 1 y tipo 2

- **Sobretensiones de maniobra**

La instalación de limitadores destinados a proteger contra las sobretensiones de origen atmosférico permite, en general, protegerse contra las sobretensiones de maniobra.

Guía de elección

Para determinar la necesidad de protección de una instalación eléctrica contra los riesgos de sobretensión, se propone la utilización de una simple tabla de elección.



Figura 7.3 Limitadores de sobretensiones para redes de comunicaciones

Este método de elección se utilizará solamente para la elección de la protección en las redes de distribución eléctrica. En el caso de protección de redes de comunicación, existen unos determinados limitadores para la protección en función del tipo de red (tabla pág. 11/14). En el caso de redes de distribución eléctrica, al tener aparatos de diferentes características ($I_{m\acute{a}x.}$, I_n , U_p), tendremos que instalar uno u otro limitador, en función de los receptores que se deben proteger, lugar de la instalación, etc.

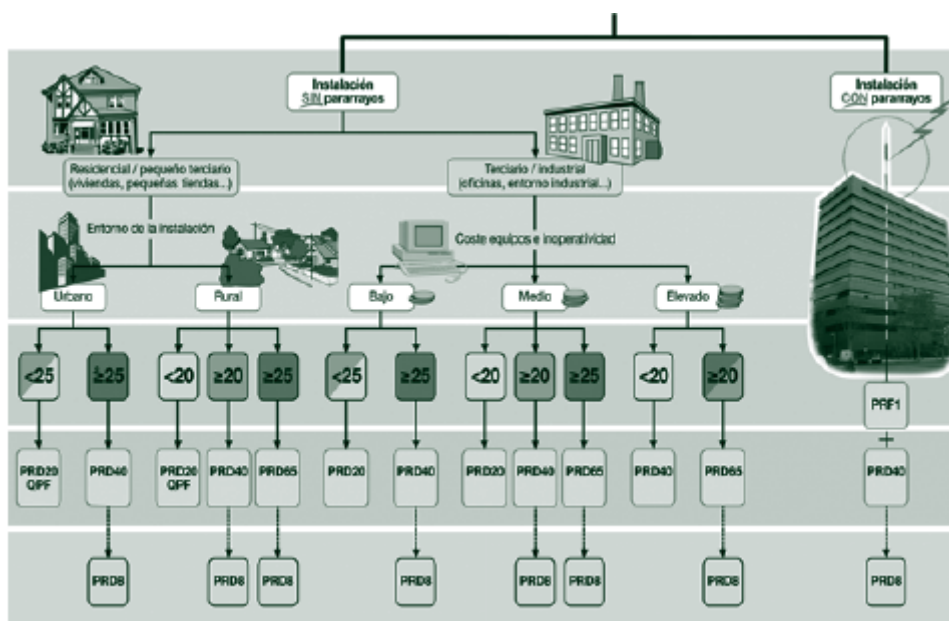


Figura 7.3 Guía de elección de dispositivos de protección

- Ejemplo

Queremos proteger los receptores de un edificio de oficinas ubicado en el centro de Burgos (en una zona urbana con un riesgo elevado de caída de rayos). En el caso de que la instalación disponga de pararrayos, se deberá instalar un limitador PRF1 (tipo 1), combinado con un limitador PRD40 (tipo 2). En el caso que no disponga de pararrayos, el limitador tipo



1 no será necesario. Posteriormente protegeremos con limitadores PRD8 (tipo 2) en cuadros secundarios, aquellos receptores sensibles o muy alejados del cuadro principal (informática...).

Caso Práctico

1. Queremos proteger los autómatas que controlan el proceso industrial de una fábrica situada en Arequipa ante las conmutaciones causadas por el accionamiento de motores eléctricos. ¿Cuál sería el mejor dispositivo de protección a seleccionar? Explique por qué.
2. Para la protección de los receptores (TV, HI-FI...) de una vivienda ubicada en la zona urbana de Huancaayo (riesgo medio de caída de rayos) ¿Cuál sería el mejor dispositivo de protección a seleccionar? Explique por qué.
3. Para la protección de un colegio ubicado en la zona rural de Concepción, el cual tiene centros de cómputo, televisores y algunos equipos electrónicos. ¿Cuál sería el mejor dispositivo de protección a seleccionar? Explique por qué.

Referencia Bibliográfica:

Schneider Electric. Manual de protección contra sobretensiones transitorias.



Tercera unidad

Semana 12

Aplicaciones de los limitadores de sobretensiones MT y AT

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 2	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Lea los conceptos detallados en este capítulo y complete los cuestionarios propuestos en las actividades prácticas.

- I. **Propósito:** Explica los criterios de selección de limitadores de sobretensiones.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas en los 3 casos prácticos para la selección de Limitadores.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE PARARRAYOS

Determinación del voltaje Línea-Tierra y MCOV o U_c mínimo.

A continuación se presenta el método matemático para determinar el voltaje Línea-Tierra y el índice MCOV o U_c , para la selección de pararrayos en redes de distribución.

Para determinar el valor del voltaje Línea – Tierra se aplica la siguiente expresión:

$$V_{L-T} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}}$$

Donde:

V_{L-T} = Volteje Línea – Tierra

V_{L-L} = Voltaje Línea – Línea.

El MCOV o U_c como se indicó en instancias anteriores es el valor máximo de la tensión (RMS), a frecuencia industrial que se puede aplicar de forma continua en los terminales de un pararrayos y está en función de la siguiente expresión:



$$MCOV \text{ ó } U_c \geq \frac{U_{max}}{\sqrt{3}}$$

Donde: *MCOV ó U_c* =Máxima tensión de servicio continuo del pararrayos en kV. *U_{max}* =Tensión entre fases de la red mas el factor de regulación del 5% para norma IEEE-ANSI y 10% para norma IEC de la tensión entre fases expresada en kV.



Por ejemplo; se tiene una red de distribución trifásica de 23kV, el voltaje nominal fase – fase será de 23kV, a este valor se incrementa el 5% de valor del voltaje nominal de la red, por lo tanto el valor de tensión máxima será 24.15kV≈24.2kV.

Paso siguiente, dividimos el mencionado valor para $\sqrt{3}$ o que es igual a 1.7023, obteniendo el valor de MCOV igual a 13.94kV; por consiguiente será el máximo valor de voltaje Línea –Tierra.

Es necesario indicar que la normativa IEEE y ANSI recomiendan el incremento del 5% del valor nominal del voltaje entre fases como factor de regulación y la normativa IEC recomienda el incremento del 10%.



Factor de regulación al 5% del valor nominal del voltaje línea- línea.

Typical IEEE System Voltages			
Nom Line to Line Voltage	Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Min MCOV
kV rms	kV rms	kV rms	kV rms
2.40	2.52	1.46	1.46
4.16	4.37	2.52	2.52
4.80	5.04	2.91	2.91
6.90	7.25	4.19	4.19
8.32	8.74	5.05	5.05
12.0	12.6	7.28	7.28
12.5	13.1	7.57	7.57
13.2	13.9	8.01	8.01
13.8	14.5	8.38	8.38
20.8	21.8	12.6	12.6
22.9	24.0	13.9	13.9
23.0	24.2	14.0	14.0
24.9	26.2	15.1	15.1
27.6	29.0	16.8	16.8
34.5	36.2	20.9	20.9
46.0	48.3	27.9	27.9
69.0	72.5	41.9	41.9
115.0	121	69.8	69.8
138.0	145	83.8	83.8
161.0	169	98	97.7
230.0	242	140	140
345.0	362	209	209
500.0	525	303	303
765.0	800	462	462



Factor de regulación al 10 % del valor nominal del voltaje línea- línea.

Typical IEC System Voltages			
Nominal Line to Line Voltage	Typical Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Minimum U_c
kV rms	kV rms	kV rms	kV rms
3.3	3.7	2.1	2.1
6.6	7.3	4.2	4.2
10.0	11.5	6.6	6.6
11.0	12.0	6.9	6.9
16.4	18.0	10.4	10.4
22.0	24.0	13.9	13.9
33.0	36.3	21.0	21.0
47.0	52	30.1	30.1
66.0	72	41.6	41.6
91.0	100	57.8	57.8
110.0	123	71.1	71.1
132.0	145	83.8	83.8
155.0	170	98.3	98.3
220.0	245	142	142
275.0	300	173	173
330.0	362	209	209
400.0	420	243	243

Coeficiente de falla a tierra de la red.

El coeficiente de falla a tierra K_e , se define como la relación entre la mayor tensión de fase sin daños durante una falla del tipo fase-tierra y la tensión de fase que se tendría en el punto de falla si esta no existiera , y está en función de la siguiente expresión:



$$Ke = \frac{U_{pf}}{U_p} \quad [ec. 31]$$

Donde:

$$U_{pf}$$

= Tensión eficaz entre una fase sin falla del punto de P y tierra durante una falla a tierra.

$$U_p$$

= Tensión eficaz entre cualquier fase del punto P y tierra en ausencia de falla.

Determinación de la elevación de tensión de fase debido a falla de tierra

Cuando una red de distribución trifásica experimenta una falla de puesta a tierra en una de sus fases, las dos fases sin falla presentan la elevación del voltaje entre fase-tierra y entre las fases y como se conoce que los pararrayos están de por medio entre la fase y la tierra; por lo tanto estos reaccionaran al incremento de tensión hasta la apertura el sistema, en el campo de los sistemas eléctricos de potencia este inconveniente es conocido como una falla asimétrica.

Para determinar el aumento de tensión durante un fallo a tierra se procede a multiplicar la tensión de línea – tierra por el factor de pérdida a tierra o factor de pérdida falla a tierra, en la tabla 12.3, se presenta los factores de falla a tierra sugeridas para el cálculo del aumento de tensión de fase sin falla durante una falla a tierra, es necesario indicar que los mencionados factores están directamente relacionados a la configuración de conexión de cada sistema.

Por ejemplo; en un sistema con nivel de tensión igual a 13.8kV con neutro sólidamente conectado a tierra – 4 hilos, el voltaje máximo continuo línea-tierra, será 8.36kV, en consecuencia el voltaje durante una falla a tierra en una fase sin daño será igual al producto del voltaje máximo continuo (MCOV), por el factor de falla a tierra (Ke), para un sistema sólidamente aterrado igual a 1.35, el procedimiento mencionado se resume en la siguiente expresión:

$$\text{Tensión de falla por falla a tierra} = \text{MCOV} * Ke$$

Para el ejemplo propuesto se obtiene que: *Tensión de falla por falla a tierra* = 8.36kV * 1.35
Tensión de falla por falla a tierra = 10.45kV

Algunos fabricantes en las hojas de información de los pararrayos consideran el valor de Ke, para determinar el MCOV de sus productos, es decir, que aplican la expresión de la ecuación



$$MCOV \text{ ó } U_c \geq \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} * Ke$$

Esto significa que es la aplicación de la ecuación 32, para determinar el MCOV. En el anexo 3 y 4 se presentan los valores de MCOV considerando el índice Ke .

Hoja de información del fabricante.

Todo elemento y dispositivo mecánico o eléctrico cuentan con un documento donde se indican las principales características físicas, técnicas y de funcionamiento de los mismos, este documento se lo conoce como "Hoja de Información del Fabricante" o con su sinónimo en inglés, "Datasheet".

En la tabla 12-4, se presenta los valores correspondientes las pruebas de impulso de corriente de gran amplitud, impulso de corriente de larga duración y corrientes de descarga, realizados a los pararrayos PDV65 y PDV100, las mencionadas pruebas están sujetas a la norma IEEE C62.22-2006.

Tabla 12.4 Pruebas de corriente para pararrayo PDV65 y PDV100.

Tipo de prueba	PDV100 Optima	PDV65 Optima
Alta corriente, Corta duración.	2 descargas , 100kA	2 descargas , 65kA
Alta corriente, Corta duración.	20 descargas 250 A*200us	20 descargas 75 A*2000us
Ciclo Normal	20-10 kA mas 2 de 40kA	22-5kA

El fabricante en la hoja de información correspondiente al producto, presenta las principales características eléctricas para este dispositivo y se muestra en la tabla 12-5, de igual forma presenta las principales características físicas (dimensiones), espaciamentos entre pararrayos y niveles de aislamiento como lo indica la tabla 12-6

Tabla 12.5 .Características eléctricas del pararrayo PDV100 Optima (Ohio Brass -Hubbell Power System).



Voltaje nominal (kV)	MCOV (kV)	FOW-Frente de onda. 0.5us ,10kA (kV)	Descarga de switcheo 500 A (kV)	Máxima tensión de descarga 8/20us					
				1.5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
3	2.55	10.6	7.6	8.0	8.5	9.0	9.9	11.1	13.2
6	5.1	21.3	15.3	15.9	17.0	18.0	19.8	22.3	26.5
9	7.65	31.2	22.4	23.3	24.9	26.4	29.0	32.6	38.8
10	8.4	34.0	24.4	25.4	27.1	28.8	31.6	35.6	42.3
12	10.2	40.4	29.0	30.3	32.3	34.2	37.6	42.3	50.3
15	12.7	51.4	36.9	38.5	41.1	43.5	47.8	53.8	64.0
18	15.3	60.6	43.5	45.4	48.4	51.3	56.4	63.5	75.5
21	17.0	68.3	49.0	51.1	54.5	57.8	63.5	71.4	85.0
24	19.5	81.9	58.8	61.3	65.5	69.3	76.2	85.7	102.0
27	22.0	91.9	65.9	68.8	73.4	77.8	85.5	96.2	114.4
30	24.4	101.1	72.5	75.7	80.7	85.5	94.0	105.8	125.8
36	29.0	121.4	87.0	97.9	97.0	102.7	112.9	127.0	151.1

En las redes de distribución por lo general no se cuenta con la información necesaria con respecto al tiempo de duración de la falla, es por esa razón que en redes de distribución con sistemas de configuración no efectivos como el sistema aislado o delta, se emplea el voltaje de línea como el valor de MCOV.

Tabla 12.6 .Dimensiones, espaciamiento entre pararrayos y niveles de aislamiento para PDV100 Optima (Ohio Brass -Hubbell Power System)

U _R Niveles de voltaje.	U _c MCOV	Altura X	Distancia de fuga	Espaciamientos Recomendados		Peso	Nivel de aislamiento (kV)	
				Fase-Fase	Fase-Tierra		BIL	Frecuencia a resistir
kV	kV	mm	mm	mm	mm	kg	1.2/50	Mojado
3	2.55	173	216	127	76	1.3	15.8	7.8
6	5.1	193	287	137	86	1.5	31.7	15.7
9	7.65	221	366	152	102	1.7	46.3	22.1
10	8.4	221	366	157	107	1.7	50.6	24.2
12	10.2	236	432	191	140	2.0	60.1	28.5
15	12.7	295	640	216	165	2.5	76.4	35.5
18	15.3	295	640	241	191	2.5	90.2	42.8
21	17.0	315	714	254	203	2.8	101.4	47.6
24	19.5	389	927	305	254	3.8	121.7	54.6
27	22.0	417	1006	330	279	4.0	136.6	61.6
30	24.4	429	1072	356	305	4.2	150.2	68.3
36	29.0	490	1280	419	368	47.7	180.3	81.1

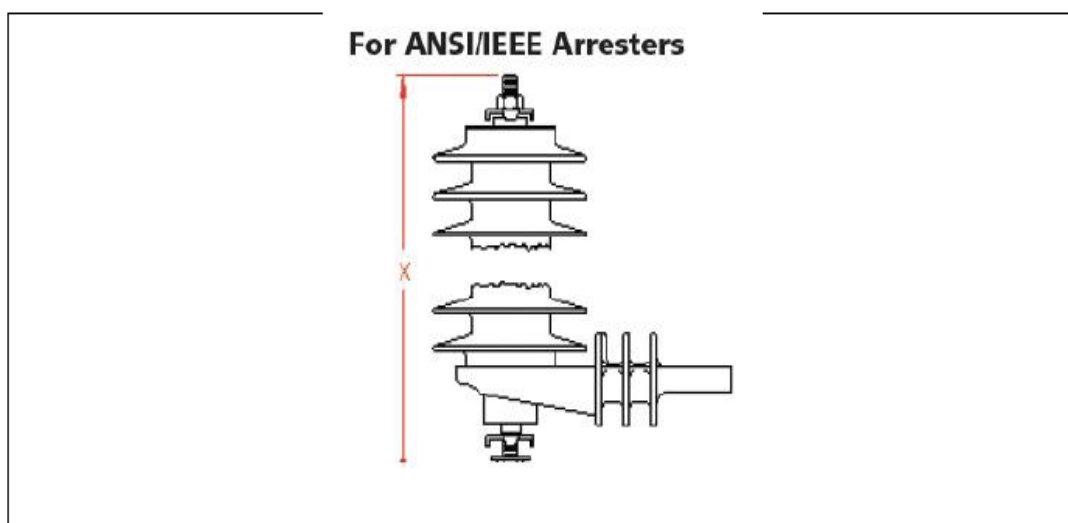


Figura 12.1 Grafica para consideración de Altura X en pararrayos PDV100 Optima (Ohio Brass -Hubbell Power System).

Otro dato importante que se presenta en la hoja informativa del fabricante es la curva del TOV, la misma, es indispensable para el dimensionamiento y selección de pararrayos en redes de distribución, y permite establecer por simple visualización, el límite hasta el cual el pararrayos puede soportar sobretensiones temporales con diferentes niveles de tensión y tiempos de duración. En la ilustración 6-5, se presenta la mencionada curva para los tres tipos de pararrayos que presenta Ohio Brass – Hubell Power System, para redes de distribución.

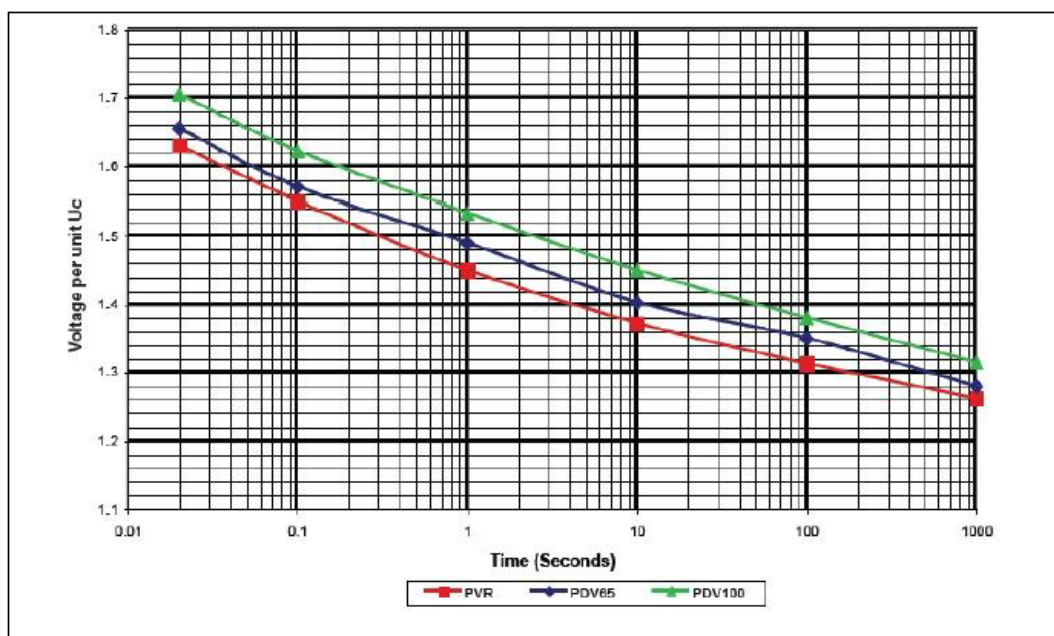


Figura 12.2 Curva de TOV para pararrayo PVR, PDV65 Optima (Normal Duty) y PDV100 OPTIMA (Heavy Duty).



Tabla 12.3

Tipo de sistema.	Configuración del sistema.	Coeficiente de falta a tierra
Sistema con neutro sólidamente conectado a tierra -4 hilos (Multiaterrado)		1.35
Aterrado en la fuente, 3 hilos		1.4
Sistemas con impedancias a tierra		1.73
Sistemas aislados y sistemas Delta.		1.73



Tabla ANEXO 3: Valores de MCOV sugeridos por IEEE- ANSI, de acuerdo al sistema de conexión de la red.

Typical IEEE System Voltages			Suggested IEEE Arrester MCOV Rating			
Nom Line to Line Voltage	Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Solid Multi-grounded System (4 wire)	Uni-grounded Systems (3 wire)	Impedance grounded Ungrounded and Delta Systems	Transmission Line Arrester for Lightning Protection Only
kV rms	kV rms	kV rms	MCOV	MCOV (*)	MCOV (*)	
2.4	2.52	1.46			2.55	
4.16	4.37	2.52	2.55	5.1	5.1	
4.8	5.04	2.91			5.1	
6.9	7.25	4.19			7.65	
8.32	8.74	5.05	5.1	7.65		
12.0	12.6	7.28	7.65	10.2		
12.5	13.1	7.57	7.65	12.7 (7.65)		
13.2	13.9	8.01	8.4	12.7 (8.4)		
13.8	14.5	8.38	8.4	12.7 (8.4)	15.3 (8.4)	15.3
20.8	21.8	12.6	12.7	15.3 (12.7)		21
22.9	24.0	13.9	15.3	19.5 (15.3)		22-24
23.0	24.2	14.0	15.3-17		24.4 (15.3)	22-24
24.9	26.2	15.1	15.3	22 (15.3)		24-29
27.6	29.0	16.8	17	24.4 (17)		24-29
34.5	36.2	20.9	22	29 (22)	36-39 (22)	29-36
46.0	48.3	27.9		29	39	29-39
69.0	72.5	41.9		42-48	53-67	48-67
115.0	121	69.8		70-76	84-98	76-98
138.0	145	83.8		84-98	106-115	98-115
161.0	169	98		98-115	115-131	115-131
230.0	242	140		140-152	182-190	152-190
345.0	362	209		209-245	230-289	245-289
500.0	525	303		318-452		>452
765.0	800	462		462-490		>490



Tabla Anexo 4: Valores de U_c sugeridos por IEC, de acuerdo al sistema de conexión de la red.

Typical IEC System Voltages			Suggested U_c for IEC Systems		
Nominal Line to Line Voltage	Typical Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Solidly Earthed Neutral at the Source Transformer	Impedance Earthed, Isolated and Delta System	Transmission Line Arresters for Lightning Protection Only
kV rms	kV rms	kV rms	U_c	U_c	
3.3	3.7	2.1	2.4	4.0	
6.6	7.3	4.2	4.8	7.2	
10.0	11.5	6.6	7.2	12	
11.0	12.0	6.9	9.6	12	12
16.4	18.0	10.4	12	18	18
22.0	24.0	13.9	16.8-24	24	24
33.0	36.3	21.0	24-36	36	36
47.0	52	30.1	33-43	53	43-53
66.0	72	41.6	43-58	72	58-72
91.0	100	57.8	66-77	102	77-102
110	123	71.1	77-86	125	86-125
132	145	83.8	96-115	145	115-145
155	170	98.3	110-125	170	125-170
220	245	142	154-188	245	188-245
275	300	173	182-192	300	192-300
330	362	209	221-230	360	230-360
400	420	243	269-288	420	288-420
500	550	318	420-440	550	440-550

Referencias Bibliográficas:

Lazo, J. (2016). Estudio para la implementación de Pararrayos en sistemas de distribución en media tensión. Universidad Politécnica Salesiana.

Caso Práctico:

Realice la selección de Pararrayos para un sistema de media tensión en 33 kV trifásico con neutro a tierra. Considere las tablas proporcionadas. Fundamente su respuesta con cálculos y tablas.



Cuarta unidad

Semana 13

Principio de coordinación de aislamiento

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Anote las instrucciones de manera clara y precisa para que el estudiante tenga conocimiento del proceso.

- I. **Propósito:** Explica las generalidades de la coordinación de aislamiento y sus definiciones básicas.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

LECTURA

1. Términos Básicos

Aislamiento autorregenerable y aislamiento no autorregenerable: se denomina aislamiento regenerable a aquel que recupera íntegramente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva y no autorregenerable al que las pierde o no las recupera íntegramente.

Aislamiento externo y aislamiento interno: aislamiento interno se refiere a distancias en el aire y las superficies en contacto con el aire de los aislamientos sólidos de un equipo, expuestos a la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos tales como polución, humedad, entre otros. Aislamiento interno se denomina a los elementos internos sólidos, líquidos o gaseosos del aislamiento de un equipo que están protegidos de la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos.

Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS): dispositivo que limita los valores de cresta de las sobretensiones, o sus duraciones o ambos. Estos dispositivos se clasifican en dispositivos de prevención (tal como resistencia de preinserción) o en dispositivos de protección (tal como pararrayos).



Nivel de aislamiento normalizado: conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Máxima tensión continua de operación (MCOV): valor eficaz máximo permitido de tensión a frecuencia industrial que podría ser aplicado continuamente entre los terminales del DPS.

Margen de protección: diferencia entre la rigidez dieléctrica del aislamiento del equipo y el nivel de protección del DPS.

Red con neutro aislado: red en la que ningún punto neutro está intencionalmente conectado a la tierra, a excepción de las conexiones a alta impedancia destinadas a dispositivos de protección o de medida.

Red con neutro puesto directamente a tierra: red cuyo(s) punto(s) neutros están conectados directamente a tierra.

Sobretensión: las diferencias de potencial transitorias o permanentes existentes entre fases o entre fase y tierra en una instalación, con un valor de cresta mayor a la tensión máxima del sistema. Estas diferencias de potencial son capaces de poner en peligro el material aislante o el adecuado servicio de una red eléctrica.

Tensión nominal de una red (Vn): valor aproximado adecuado de la tensión utilizada para designar o identificar una red.

Tensión máxima del sistema (Vm): valor eficaz máximo de la tensión entre fases para el cual está especificado el material en relación con su aislamiento, así como a algunas otras características que están provisionalmente conectadas a esta tensión en las normas propuestas para cada material.

2. Generalidades

La coordinación de aislamiento consiste en la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas para caracterizar el aislamiento de equipos, en función de las sobretensiones que podrían aparecer en el sistema, teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles.

Se han desarrollado dos enfoques principales para realizar el estudio de coordinación de aislamiento: el estadístico y el determinístico. A continuación, se describe cada uno de ellos.

El método estadístico determina el nivel de aislamiento por medio de una tasa de falla definida, valiéndose de la aleatoriedad tanto de las sobretensiones como del comportamiento de los materiales frente a estas. Los resultados obtenidos tienden a ser más precisos que los del método determinístico, lo que se traduce en una reducción en los costos de aislamiento. Este método se usa particularmente en sistemas con tensiones nominales por encima de 300 kV.

El método determinístico consiste en establecer las sobretensiones máximas a las que se someterá el sistema, para seleccionar el mínimo nivel de aislamiento requerido para equipos aplicando un margen que cubra las incertidumbres inherentes a la determinación de estos valores. Existen algunos procedimientos definidos para



determinar los factores de seguridad, sin embargo, la experiencia del ingeniero de diseño para evaluar los resultados tiene un papel importante en este método.

El procedimiento determinístico para la coordinación del aislamiento es suficientemente preciso para estudios en sistemas de distribución de energía [3]. La simplicidad del método, el hecho de no requerir información estadística de la tasa de falla del aislamiento y la precisión de los resultados obtenidos, hacen que la presente guía metodológica se desarrolle con este enfoque de trabajo.

Antes de realizar la coordinación de aislamiento es necesario caracterizar el sistema eléctrico.

Caracterización de la Red

Inicialmente se debe caracterizar el sistema eléctrico, considerando los siguientes aspectos fundamentales.

Origen y clasificación de las tensiones soportadas

Se deben determinar las sobretensiones que tienen mayor incidencia en el caso estudiado. En sistemas eléctricos se presentan los cinco tipos de sobretensiones que se enumeran a continuación junto con sus posibles causas. Las sobretensiones subrayadas son las que se deben considerar para efectos de la presente guía metodológica, porque son las que tienen mayor impacto en sistemas de distribución de energía.

a. Tensiones continuas a frecuencia industrial

b. Sobretensiones temporales

- Por fallas a tierra
- Por rechazo de carga
- Por resonancia y ferresonancia
- Por sobretensiones longitudinales durante sincronización
- Por combinaciones de sobretensiones temporales

b. Sobretensiones de frente lento

- Por energización y recierres de líneas
- Por fallas y despeje de fallas
- Por rechazo de carga
- Por maniobras de corrientes inductivas y capacitivas
- Por descargas eléctricas atmosféricas de frente lento

d. Sobretensiones de frente rápido

- Por descargas eléctricas atmosféricas

e. Sobretensiones de frente muy rápido

Para la coordinación de aislamiento en sistemas de distribución de energía del grupo EPM se deben contemplar mínimo las sobretensiones temporales por falla a tierra y de frente rápido por descargas eléctricas atmosféricas.

Características del aislamiento

Se debe establecer si el sistema eléctrico estudiado tiene aislamiento autorregenerable, no autorregenerable, interno y/o externo.



Referencias bibliográficas

EPM (2019). Guía Metodológica: coordinación de aislamiento para redes de distribución.

Preguntas

1. ¿Qué es un dispositivo de protección contra sobretensiones?
2. ¿Qué diferencia existe entre aislamiento interno y aislamiento externo?
3. ¿Qué diferencia existe entre una red con neutro aislado y neutro puesto directamente a tierra?
4. ¿Para qué sirve el método estadístico?
5. ¿En qué consiste el método determinístico?



Cuarta unidad

Semana 14

Niveles de Aislamiento Normalizados

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Anote las instrucciones de manera clara y precisa para que el estudiante tenga conocimiento del proceso.

- I. **Propósito:** Determina los niveles de aislamiento normalizado para un caso propuesto.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

LECTURA

Niveles de aislamiento Normalizados

El ANSI (American National Standards Institute) y la IEC (International Electrotechnical Commission) desarrollaron en paralelo estudios para la normalización de los niveles de aislamiento para equipos y bajo estos estándares se fabrican los elementos de los sistemas eléctricos alrededor del mundo. Siempre que se van a especificar equipos eléctricos, es necesario definir un nivel de aislamiento normalizado de acuerdo con una de estas normatividades.

La clasificación de los niveles de aislamiento se hace en función de la tensión V_m , que corresponde al valor eficaz máximo de la tensión entre fases del sistema. Los niveles de aislamiento se clasifican de la siguiente forma:

- Gama I: Sistemas con V_m de 1 kV hasta 245 kV.
- Gama II: Sistemas con V_m por encima de 245 kV.

Tabla 13.1 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I IEEE Std C.62.82.1-2010



Tensión máxima del sistema (fase - fase) V_m kV, rms	Nivel básico de aislamiento para impulso tipo rayo (fase - tierra) BIL kV, pico	Tensión de soportabilidad para impulsos de corta duración a frecuencia industrial (fase - fase) kV, valor rms
15	95 110	34
26.2	125 150	40 50
36.2	150 200	50 70
48.3	250	95
72.5	250 350	95 140
121	350 450 550	140 185 230
145	450 550 650	185 230 275
169	550 650 750	230 275 325
242	650 750 825 900 975 1050	275 325 360 395 480



Tabla 13.2 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I IEC 60071-1

Tensión más elevada para equipos V_m [kV] (valor rms)	Tensión de soportabilidad normalizada para impulsos de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor rms)	Tensión de soportabilidad normalizada para impulsos tipo rayo [kV] (valor pico)
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)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

NOTA – Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.



Las diferencias entre los valores normalizados mostrados en las tablas anteriores se deben fundamentalmente a que estos estándares se construyeron desde dos ópticas diferentes; mientras el ANSI empleó datos históricos de las sobretensiones en el sistema eléctrico estadounidense combinados con un análisis estadístico, la IEC realizó la normalización a partir del estudio de los fenómenos electromagnéticos que se presentan durante una sobretensión.

Las sobretensiones de soportabilidad requeridas para los equipos de un sistema eléctrico (Calculados por medio del procedimiento que se describirá más adelante), representan el mínimo valor de aislamiento con el que deben contar los elementos del sistema estudiado, cualquier valor mayor a este límite es aceptable, sin embargo se recomienda seleccionar el nivel de aislamiento normalizado por encima y más próximo a las sobretensiones de soportabilidad requeridas, independientemente del estándar bajo el cual se hayan definido (ANSI o IEC).

Referencias bibliográficas

EPM (2019). Guía Metodológica: coordinación de aislamiento para redes de distribución.

Preguntas

1. Desde el punto de vista de la clasificación de las tensiones soportadas, ¿Por qué crees que juegan un papel importante éstos tipos de sobretensiones en la coordinación del aislamiento de los equipos de media y alta tensión?
2. Considerando las tablas de los niveles de aislamiento normalizados, determinar el nivel de aislamiento mínimo que debería de tener un sistema que opera a una tensión de 60 kV. Fundamenta tu respuesta.



Cuarta unidad Semana 15

Disposiciones normativas en la coordinación del aislamiento

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: <u>60 min</u>

Instrucciones: Anote las instrucciones de manera clara y precisa para que el estudiante tenga conocimiento del proceso.

- I. **Propósito:** Explica la norma CEI 71 y los pasos establecidos a seguir para realizar estudios de coordinación de aislamiento.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

LECTURA

Disposiciones normativas y coordinación del aislamiento

Después de numerosos años la Comisión Electrotécnica Internacional ha abordado el problema de la coordinación del aislamiento en AT.

Dos documentos generales tratan de la coordinación del aislamiento:

- el CEI 664 para el dominio de la BT,
- el CEI 71 para el dominio de la AT.

El CEI 71 está organizado en dos partes, la segunda es una guía de aplicación muy completa.

Las normas «producidas» o sea:

- la CEI 694 «partes comunes para la aparamenta»,
- la CEI 76 «transformadores»,
- la CEI 99 «pararrayos» ,

están en coherencia con la CEI 71 en cuanto a las tensiones soportadas específicas.

La coordinación del aislamiento AT según CEI 71



Uno de los objetivos de esta norma, que deberá ser aplicada en 1993, es la explicación y la descomposición de los diferentes coeficientes que permiten determinar las tensiones soportadas.

Esta determinación favorece la búsqueda de una optimización, o sea una bajada de los niveles de tensión soportada.

La CEI 71 propone una modelización convencional de las solicitaciones reales por formas de onda realizables en los laboratorios y que han demostrado una equivalencia satisfactoria.

Por otra parte, aparecen dos preocupaciones nuevas en esta norma:

- el aislamiento longitudinal (entre los bornes de la misma fase de un aparato abierto)
- la toma en cuenta de la altitud así como del fenómeno de envejecimiento de las instalaciones.

En este proyecto se distinguen el aislamiento interno, el aislamiento externo y dos gamas de tensiones:

- el aislamiento interno interesa a todo lo que no está emplazado en el aire atmosférico (aislamiento líquido para los transformadores, SF₆ o vacío para los interruptores automáticos)
- El aislamiento externo corresponde a distancias en el aire.
- gama I: de 1 kV a 245 kV incluido
- gama II: por encima de 245 kV

Para cada uno de ellos, la puesta en obra de la coordinación del aislamiento es ligeramente diferente.

A cada gama está asociada una tabla de tensiones soportadas asignadas normalizadas. Estas tablas se han establecido siguiendo criterios diferentes, hasta el presente a menudo empíricos, pero cuya elección ha sido confirmada, a veces con algunas reservas, por la experiencia. En efecto, es innegable que los niveles impuestos, sin grandes modificaciones en estos años, son de hecho aceptados desde el punto de vista de la seguridad de servicio. Además, el abandono progresivo de los explosores, en beneficio de los pararrayos, permite reducir el margen de seguridad, convertido en excesivo, entre el nivel de protección de los pararrayos y la tensión de aislamiento específica de los materiales.

Determinación de los niveles de aislamiento

La norma no indica con precisión tensiones soportadas invariables y válidas en todos los casos, pero permite la realización de estudios de coordinación de aislamiento en varias etapas:

- Definición de las relaciones entre el tipo de red y la elección de sus aislamientos.
- Coordinación de los aislamientos de la red.

Se trata de establecer las características de las tensiones máximas permanentes posibles y las sobretensiones temporales previsible en función:

de la estructura de la red y su tensión nominal, o del esquema de las uniones a tierra del neutro, o de los centros de transformación y de las máquinas giratorias presentes en la línea, o del tipo y del emplazamiento de los eventuales dispositivos de limitación de las sobretensiones, y según las consideraciones comunes a todas las clases de sobretensiones definidas por la norma.

clase de sobretensión	baja frecuencia		transitoria		
	permanente	temporal	de frente lento	de frente rápido	de frente muy rápido
forma					
gama de formas (frecuencia, frente de subida, duración)	$f = 50 \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600} \geq T_t \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000} > T_p > 20 \text{ } \mu\text{s}$ $20 \text{ ms} \geq T_2$	$20 > T_1 > 0,1 \text{ } \mu\text{s}$ $300 \text{ } \mu\text{s} \geq T_2$	$100 > T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 > f_1 > 100 \text{ MHz}$ $30 > f_2 > 300 \text{ kHz}$ $3 \text{ ms} \geq T_t$
forma normalizada	$f = 50 \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_t (*)$	$48 \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \text{ } \mu\text{s}$	(*)
ensayo de tensión soportada normalizada	(*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo de choque de maniobra	Ensayo de choque de rayo	(*)

(*) a especificar por el Comité del producto considerado

Fig. 26: Forma de sobretensiones representativas y ensayos considerados por el proyecto de la norma CEI 71.

Figura 15.1 Forma de sobretensiones representativas y ensayos considerados en la norma CEI 71

Coordinación de aislamientos en la red

Una vez reunidos estos datos, para cada clase de sobretensión, es necesario determinar la tensión soportada de coordinación correspondiente teniendo en cuenta la garantía buscada y generalmente el porcentaje de fallos aceptables del aislamiento. El valor obtenido es específico de la red estudiada y de su situación: es la tensión más reducida soportada a la sobretensión considerada que la red debe tener en sus condiciones de explotación.

Para escoger los elementos constitutivos de una red deben definirse sus tensiones soportadas especificadas. La determinación de las tensiones soportadas de coordinación consiste en fijar los valores mínimos de la tensión soportada de aislamiento que satisfacen al criterio de garantía, cuando el aislamiento está sometido a las sobretensiones representativas en las condiciones de servicio.

La determinación de las tensiones soportadas específicas del aislamiento consiste en convertir las tensiones soportadas de coordinación en condiciones de ensayo normalizadas apropiadas. Esto se realiza multiplicando las tensiones soportadas



de coordinación por factores que compensan las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y aquéllas de los ensayos de tensión soportada normalizados.

La elección del nivel de aislamiento asignado consiste en seleccionar la serie de tensiones soportadas normalizadas más económicas, suficiente para demostrar que todas las tensiones soportadas especificadas son satisfechas.

El plan de estudio para determinar finalmente el aislamiento asignado viene representado en la figura 15.2 . Sobre este plan los dos factores de dispersión de fabricación y de altitud definidos en el proyecto están reagrupados bajo el término factor correctivo.

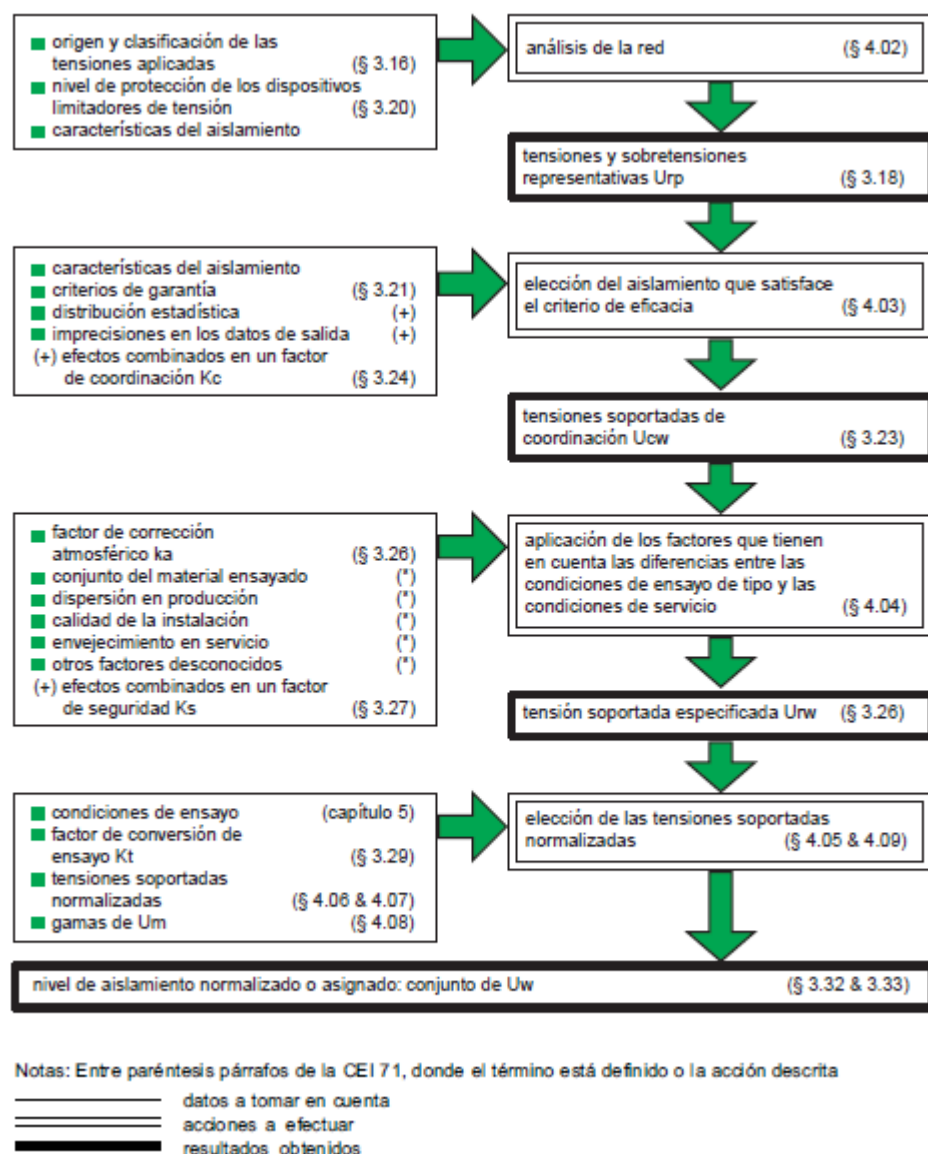


Figura 15.2 Organigrama de determinación de los niveles de aislamiento asignado normalizados



La tensión soportada asignada o nivel de aislamiento es la misma que la tensión soportada especificada para las sobretensiones que pueden ser objeto de ensayo, es decir:

- Ensayo a frecuencia industrial
- Ensayo a ondas de choque de maniobra
- Ensayo a ondas de choque de rayo

los factores de equivalencia propuestos por la CEI 71 permiten generalmente no especificar más que dos tensiones soportadas entre las tres consideradas.

Para tensiones de servicio inferiores a 245 kV el caso más corriente consiste en retener el ensayo a frecuencia industrial y el ensayo al choque del rayo.

tensión más elevada para el material Um kV eficaz	tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV eficaz	tensiones soportadas normalizadas al choque del rayo kV eficaz
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

Figura 15.3 Niveles de tensión Normalizados según la Norma CEI 71

Referencias Bibliográficas

Schneider Electric de Formación (2014). Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento. Cuadernillo Técnico CT-151

Preguntas

Explica con un ejemplo cuales son los pasos para realizar la coordinación de aislamiento para una subestación de distribución de 22.9 kV.



Cuarta unidad

Semana 16

Coordinación de aislamiento en subestación

(Caso Subestación 13.2 kV)

Sección:	Apellidos :
Docente :	Nombres :
Unidad : Unidad 1	Fecha:/...../..... Duración: 60 min

Instrucciones: Anote las instrucciones de manera clara y precisa para que el estudiante tenga conocimiento del proceso.

- I. **Propósito:** Explica las generalidades de la coordinación de aislamiento y sus definiciones básicas.
- II. **Descripción de la actividad a realizar:** Leer la información que se muestra a continuación y responder las preguntas propuestas.

CASO DE APLICACIÓN COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA UN TRANSFORMADOR DE 13.2 KV

Datos

Se realizará la coordinación de aislamiento para una subestación en poste, aislada en aceite con los siguientes datos operativos:

- Ubicación : Matucana, Lima.
- Altitud : 1495 m.s.n.m.
- Nivel de polución : Muy ligero.
- Tensión nominal del sistema (V_r) : 13.2 kV en Y.
- Régimen de conexión del neutro : Sistema con neutro corrido y con puesta a tierra múltiple con baja resistencia de puesta a tierra.
- Tensión residual al impulso tipo rayo del DPS seleccionado (LPL) : 42.9 kV
- Tensión residual al impulso tipo maniobra del DPS seleccionado (FOW) : 41.5 kV
- Número mínimo de redes de distribución conectadas a la subestación : 1.
- Longitud media del vano (L_{sp}) : 80 m
- Tasa de fallas máxima tolerable (R_a) : 15 fallas -año
- Tasa de falla observada R_{km} : 5 fallas/100 km - año
- Transformador aislado en aceite.



Las redes de distribución conectadas a la subestación se soportan en postes de concreto con cruceta metálica.

Determinación de las tensiones de coordinación V_{cw}

De acuerdo con la presente guía metodológica para la coordinación de aislamiento en sistemas de distribución se deben considerar las sobretensiones temporales de corta duración y las sobretensiones de frente rápido.

Tensiones de coordinación temporales de corta duración

De acuerdo con la Tabla 3 para sistemas con neutro corrido, baja resistencia y puesta a tierra múltiple, se tiene un ELG de 1.25. entonces:

$$V_{cw (temporales)} = \frac{V_r}{\sqrt{3}} * E_{LG}$$

$$V_{cw (temporales)} = \frac{13.2}{\sqrt{3}} * 1.25$$

$$V_{cw (temporales)} = 9.53 \text{ kV}$$

Tensiones de coordinación de frente rápido

El cálculo de las sobretensiones de frente rápido se realiza con las siguientes expresiones:

$$V_{cw (frente rápido aislamiento interno)} = LPL + \frac{A}{n} * \frac{L_{(aislamiento interno)}}{L_{sp} + L_a}$$

$$V_{cw (frente rápido aislamiento externo)} = LPL + \frac{A}{n} * \frac{L_{(aislamiento externo)}}{L_{sp} + L_a}$$

De los datos de entrada se conoce que LPL es 42.9 kV, n=1, Lsp=80 m y Rkm= 5 fallas/100 km - año.

Como el sistema de distribución emplea postes de concreto con crucetas metálicas de la Tabla 4 se obtiene que A= 900 kV.

En los sistemas de distribución de EPM a 13.2 kV la tasa de falla tolerable es de Ra=15 fallas/año y Rkm se puede expresar como:

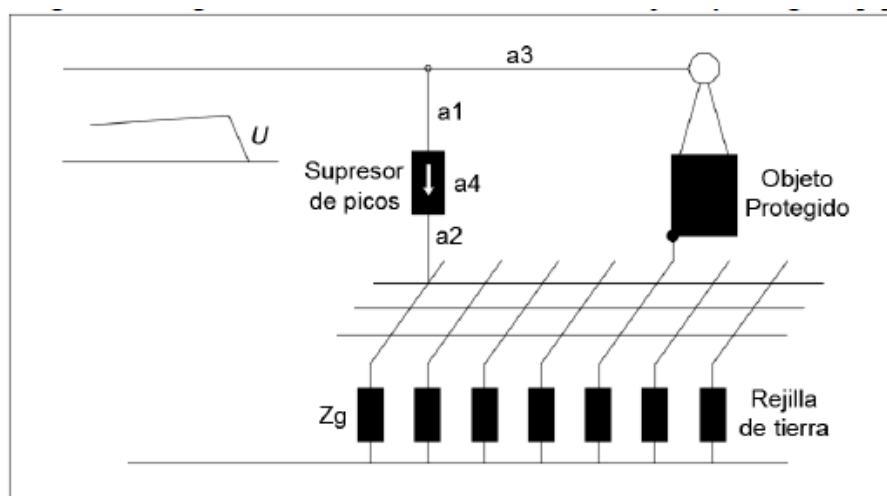
$$\frac{5}{100.000} \frac{[fallas]}{[m - año]} = 5 \times 10^{-5} \text{ fallas/m} - \text{año}$$

Con lo que se obtiene un La de:

$$L_a = R_a / R_{km}$$

$$L_a = \frac{15}{5 \times 10^{-5}} = 300000 \text{ m}$$

Con el procedimiento mostrado en la Figura 16.1 se calcula L_{interno} y L_{externo} como se muestra en la Figura 16.2, para el aislamiento externo la distancia a_3 se mide hasta los bujes del transformador, mientras que para el aislamiento interno a_3 se mide hasta la cuba de este (donde se almacena el aislante de los devanados que no está expuesto a las condiciones ambientales).



Donde:

- a_1 : es la longitud entre el punto de conexión del DPS y la línea [m].
- a_2 : es la longitud de la conexión a tierra del descargador de sobretensiones [m].
- a_3 : es la longitud del conductor de fase entre el descargador de sobretensiones y el aislamiento del equipo a proteger [m] (normalmente presenta un valor para el aislamiento interno y otro para el aislamiento externo).
- a_4 : Es la longitud del descargador de sobretensiones [m].

Figura 16.1 Diagrama de conexión del DPS al objeto protegido

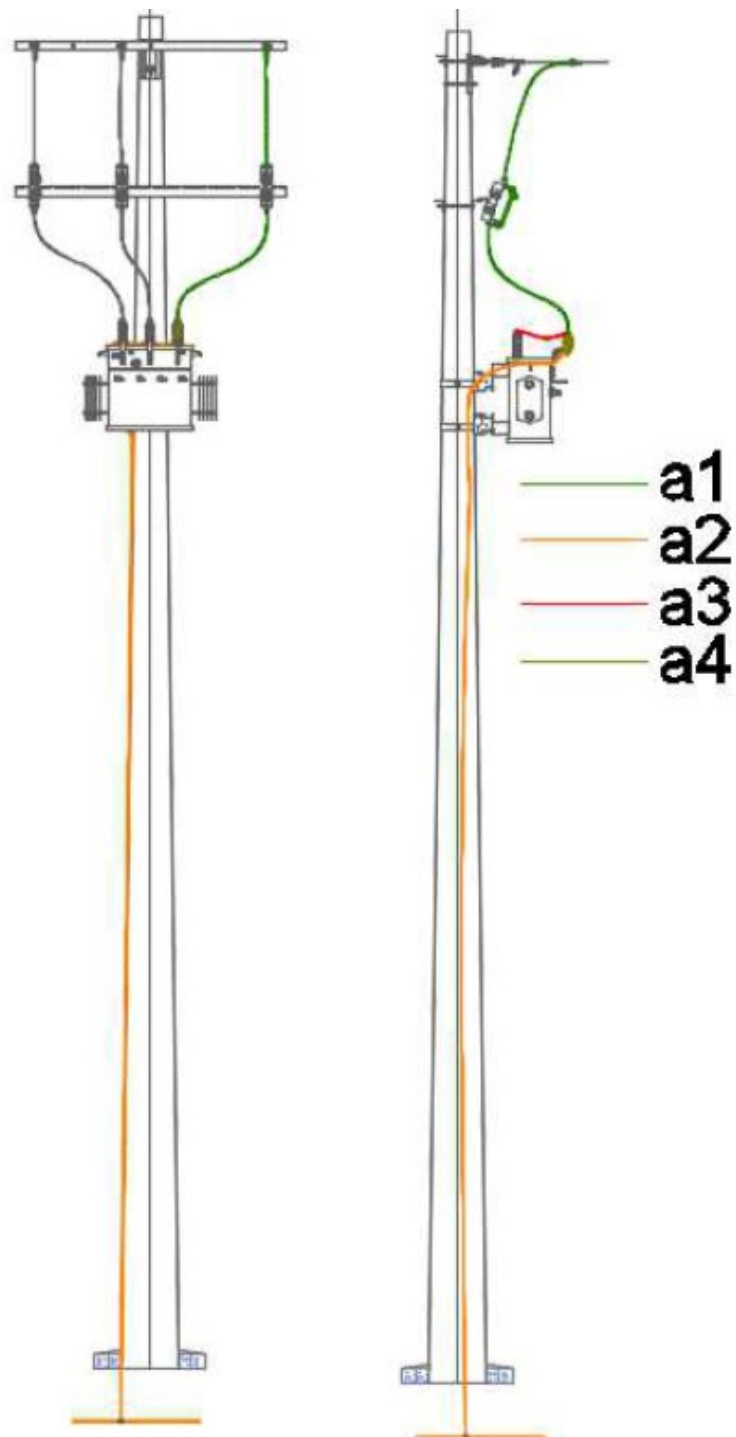


Figura 16.2 Ejemplo de cálculo de la distancia equivalente de separación entre el DPS y el elemento a proteger

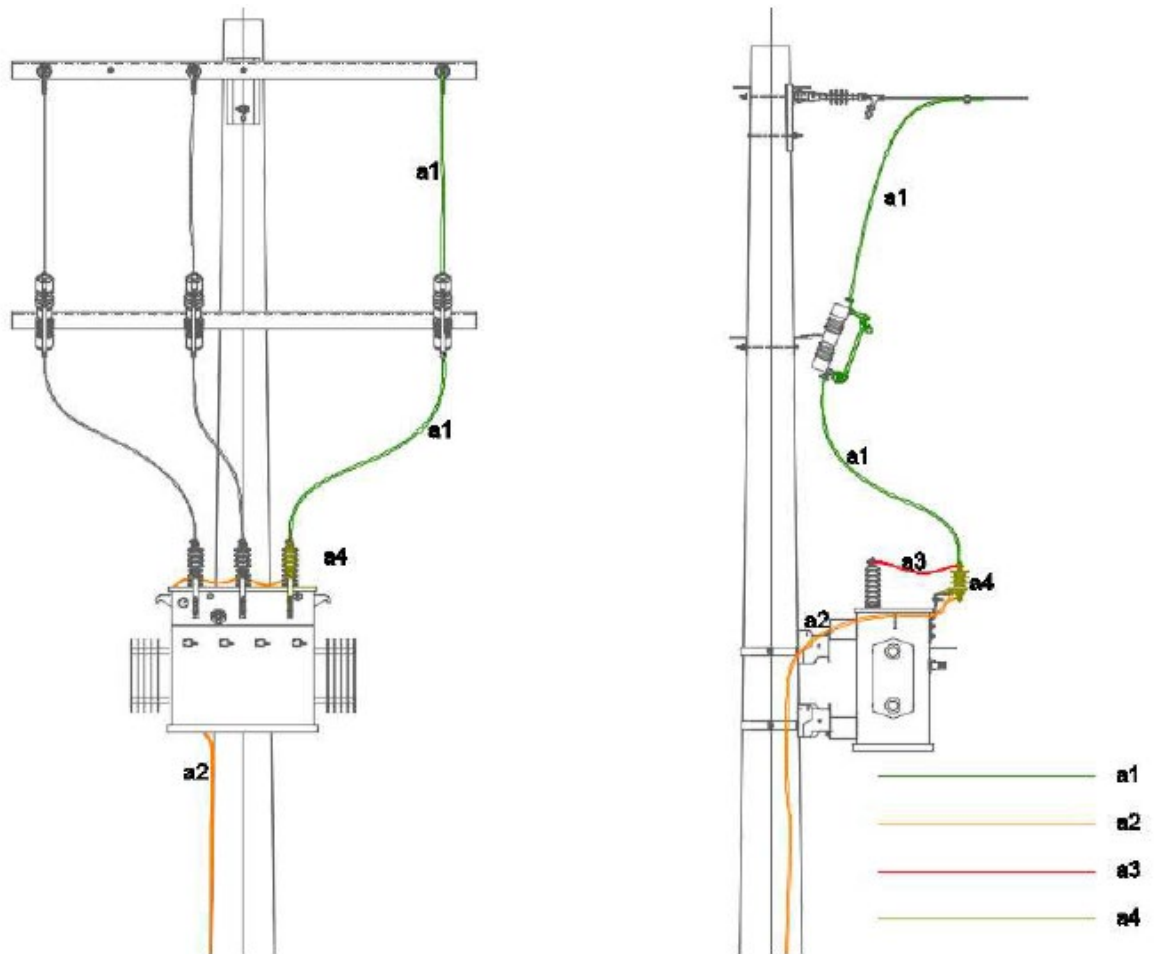


Figura 16.3 Ejemplo de cálculo de la distancia equivalente de separación entre el DPS y el elemento a proteger

Del análisis anterior se obtiene que $L(\text{aislamiento externo}) = 13.5 \text{ m}$ y $L(\text{aislamiento interno}) = 14.5 \text{ m}$, por lo tanto, se tiene

$$V_{cw} (\text{frente rápido aislamiento interno}) = 42.9 \text{ kV} + \frac{900 \text{ kV}}{1} * \frac{14.5 \text{ m}}{80 \text{ m} + 300000 \text{ m}} = 42.943 \text{ kV}$$

$$V_{cw} (\text{frente rápido aislamiento externo}) = 42.9 \text{ kV} + \frac{900 \text{ kV}}{1} * \frac{13.5 \text{ m}}{80 \text{ m} + 300000 \text{ m}} = 42.940 \text{ kV}$$

Determinación de las sobretensiones de soportabilidad requeridas

Las sobretensiones de soportabilidad requeridas se calculan mediante las siguientes expresiones:

Aislamiento interno

$$V_{rw} = V_{cw} * 1.15$$



Aislamiento externo

$$V_{rw} = V_{cw} * 1.05 * k_a$$

ka se determina de la siguiente expresión:

$$k_a = e^{m * \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

Debido a que m=1 para todas las sobretensiones consideradas Ka se puede calcular para todas las sobretensiones de la siguiente forma:

$$k_a = e^{\left(\frac{1495}{8150}\right)} = 1.2014$$

Con los datos anteriores se obtiene:

Sobretensiones temporales de corta duración

Fase - tierra

Aislamiento interno $V_{rp} = 9.53 \text{ kV} \times 1.15 = 10.959 \text{ kV}$

Aislamiento externo $V_{rp} = 9.53 \text{ kV} \times 1.05 \times 1.2014 = 12.022 \text{ kV}$

Sobretensiones de frente rápido

Aislamiento interno $V_{rw} = 42.943 \text{ kV} \times 1.15 = 49.384 \text{ kV}$

Aislamiento externo $V_{rw} = 42.940 \text{ kV} \times 1.05 \times 1.2014 = 54.168 \text{ kV}$

Selección del nivel de aislamiento asignado

A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

	Sobretensiones temporales		Sobretensiones por descargas eléctricas atmosféricas	
	Interno	Externo	Interno	Externo
Tensiones de soportabilidad requeridas	10.959	12.022	49.384	54.168
Mínimas tensiones de soportabilidad requeridas	12.022		54.168	

Los mínimos valores de soportabilidad requeridos son 12.020 kV para los impulsos de corta duración y 54.168 kV para impulso tipo rayo. Al revisar los valores normalizados que se presentaron en la Tabla 1 y la Tabla 2 se evidencia que los



mínimos valores normalizados que satisfacen los requerimientos de aislamiento encontrados se definieron bajo el estándar IEC y se presenta a continuación:

- $V_m = 17.5 \text{ kV}$
- Sobretensiones de corta duración a frecuencia industrial = 38 kV
- BIL = 75 kV

Es importante aclarar que cualquier valor normalizado superior al definido anteriormente es aceptable. Con los valores definidos anteriormente se especifican los equipos y materiales involucrados en la instalación aguas abajo del dispositivo de protección contra sobretensiones.

Selección de aisladores

A continuación, se calculan las distancias de fuga y arco para los aisladores y la separación entre fases asociados a la estructura que soporta el transformador. Debido a que el sistema tiene neutro corrido con puesta a tierra múltiple, la distancia de fuga se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Distancia de fuga} = V_{Ln} * 1.1 * K_a * \Delta_{fuga}$$

De acuerdo con la Tabla 16.1, la distancia mínima de fuga para el nivel de contaminación muy ligera es 12.7 mm/kV.

$$\text{Distancia de fuga} = \frac{V_L * 1.1}{\sqrt{3}} * K_a * \Delta_{fuga} = \frac{13.2 * 1.1}{\sqrt{3}} * 1.2014 * 12.7 = 127.91 \text{ mm}$$

La distancia de fuga de los aisladores debe ser por lo menos de 127.91 mm.

Las distancias de arco (Fase a tierra) y entre fases son iguales para los sistemas en la gama I y se determinan con la Tabla 16.2. El aislamiento que se está especificando se encuentra aguas arriba de los DPS, por lo que no cuenta con protección contra sobretensiones y de acuerdo con lo especificado en la presente guía metodológica se debe trabajar con los valores de BIL de referencia dados en la Tabla 5. De esta forma se obtiene que para un BIL de 95 kV las distancias deben ser mínimo de 160 mm.

Los aisladores se deben especificar con los siguientes valores:

- Distancia de fuga mínima: 128 mm
- Distancia de arco mínima: 160 mm

La distancia entre fases se especifica con el siguiente valor:

- Distancia entre fases mínima: 160 mm



Tabla 16.1 Distancias de fuga recomendadas

Nivel de contaminación	Ejemplos de ambientes típicos	Distancia de fuga específica nominal mínima mm/kV ¹⁾
I - Muy ligera	<ul style="list-style-type: none">- Áreas sin densidad de industrias, pero sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes.- Todas estas áreas deben estar situadas a más de 20 km del mar y no deben estar expuestas directamente a los vientos provenientes del mar ³⁾.	12,7
II - Ligera	<ul style="list-style-type: none">- Áreas sin industrias y de baja densidad de casas equipadas con plantas de calentamiento.- Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes.- Áreas agrícolas²⁾- Áreas montañosas.- Todas estas áreas deben estar situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no deben estar expuestas directamente a los vientos provenientes del mar ³⁾.	16,0
III - Media	<ul style="list-style-type: none">- Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con plantas de calentamiento.- Áreas con alta densidad de casas y/o industrias sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes.- Áreas expuestas al viento del mar, pero no demasiado cerca de las costas (al menos a varios kilómetros de distancia)³⁾	20,0
IV - Fuerte	<ul style="list-style-type: none">- Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación.- Áreas cercanas al mar, o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.³⁾	25,0
V – Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none">- Áreas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial, que producen depósitos conductores particularmente espesos.- Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a la espuma del mar, o a vientos muy fuertes y vientos contaminantes provenientes del mar.- Áreas desiertas, caracterizadas por largos	31,0



Tabla 16.2 Correlación entre tensiones no disruptivas normalizadas al impulso de rayo y distancias en el aire mínimas

Tensión no disruptiva normalizada al impulso de rayo KV	Distancia mínima en el aire mm	
	Estructura punta	Estructura conductor
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
380	750	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
1050	1900	1700
1175	2100	1900

Referencias Bibliográficas

EPM (2019) Guía Metodológica: coordinación de aislamiento para redes de distribución.

Actividad

Realizar una aplicación en EXCEL para el cálculo de los niveles de aislamiento utilizando los datos del ejemplo mostrado.



Lista de referencias

- Balbás, F. (2017). Sistemas de energía eléctrica en alta tensión. Editorial de la Universidad de Cantabria.
- EPM (2019). Guía Metodológica: coordinación de aislamiento para redes de distribución.
- Fulchiron, D. (1994). Sobretensiones y coordinación de aislamiento. Cuaderno Técnico Schneider N.º 151
- Martínez, J. (2013). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. Editorial Mc. Graw-Hill
- Martínez, P. (2016). Cálculo Eléctrico de Líneas Eléctricas de Alta Tensión: Casos Prácticos. Editorial Universidad De Sevilla-Secretariado De Publicaciones.
- Sacchi, J. y Rifaldi, A. (2015). Técnica de la Alta tensión.
- Schneider Electric (2010). Protección contra sobretensiones transitorias.
- Sanz, J. (2016). Aislamiento Eléctrico de Equipos de Alta Tensión. Garceta Grupo Editorial