

Apuntes de Cálculo y Diseño de Subestaciones Eléctricas

Adrián Teixeira de Uña

2025

Índice general

Índice	ii
1. Tensiones y sobretensiones	1
1.1. Clasificación del material de alta tensión.	1
1.1.1. Tensión nominal de una red o instalación.	1
1.1.2. Tensión más elevada de una red trifásica.	1
1.1.3. Tensión más elevada del material.	2
1.1.4. Clasificación de los materiales por grupos.	2
1.2. Sobretensiones en redes de alta tensión.	3
1.2.1. Tipos de sobretensiones en redes eléctricas de alta tensión.	3
1.2.2. Sobretensiones temporales. Faltas fase-tierra.	4
1.2.3. Sobretensiones transitorias de frente lento. Maniobras en interruptores.	5
1.2.4. Sobretensiones derivadas de descargas atmosféricas. Tipo rayo.	7
1.2.5. Sobretensiones de frente muy rápido.	9
1.2.6. Normalización de sobretensiones.	10
1.3. Niveles de aislamiento nominales.	11
1.3.1. Niveles de aislamiento nominales para los materiales del Grupo A.	12
1.3.2. Niveles de aislamiento nominales para los materiales del Grupo B.	13
1.3.3. Niveles de aislamiento nominales para los materiales del Grupo C.	13
1.4. Ensayos de tensiones soportadas nominales.	14
1.5. Distancias en aire entre elementos en tensión y tierra.	16
1.5.1. Relaciones entre las tensiones soportadas y las distancias en aire.	16
1.5.2. Elección de las distancias mínimas en aire reglamentarias.	17
1.5.3. Requisitos reglamentarios sobre las distancias mínimas en aire.	17
2. Cortocircuitos y puesta a tierra del neutro	19
2.1. Definiciones.	19
2.2. Circuitos equivalentes.	21
2.3. Cálculo de corrientes de cortocircuito.	24
2.3.1. Cortocircuito trifásico.	24
2.3.2. Valor de pico de la corriente de cortocircuito.	24
2.3.3. Componente continua de la corriente de cortocircuito.	24
2.3.4. Corriente de cortocircuito simétrica de corte.	24
2.3.5. Corriente de cortocircuito permanente.	25
2.3.6. Corriente térmica de cortocircuito.	26
2.4. Ejemplos.	26
2.4.1. Centro de transformación.	26
2.4.2. Red de media tensión.	29
2.5. Cortocircuitos fase-tierra. Bobina Petersen.	32
2.5.1. Falta a tierra con neutro aislado.	32
2.5.2. Falta a tierra en redes con neutro a tierra a través de bobina Petersen.	33
2.5.3. Requisitos normativos de extinción de la corriente de falta en redes con neutro no unido rígidamente a tierra.	35
2.5.4. Extinción de la corriente de la falta a tierra en redes de 20 kV.	35
2.5.5. Extinción de la corriente de la falta a tierra en redes de 110 kV.	36

2.5.6. Límite de la corriente residual de falta en redes compensadas de media tensión de 20 kV, considerando la influencia de la extensión de la red.	36
2.5.7. Límite de la corriente residual de falta en redes compensadas de media tensión de 20 kV para asegurar su extinción, considerando la influencia de la extensión de la red y la pendiente de la tensión de restablecimiento.	38
2.5.8. Mejora de la bobina Petersen para asegurar el despeje de la falta.	40
2.5.9. Limitaciones e inconvenientes de la compensación con bobina Petersen.	40
2.5.10. Circuito equivalente de una red con neutro a tierra mediante bobina Petersen. . . .	40
3. Tipos de subestaciones, aparamenta y fusibles	41
4. Transformadores de potencia	43
5. Transformadores de medida y protección	45
6. Apantallamientos y pararrayos	47
7. Criterios de coordinación de aislamiento	49
8. Puestas a tierra	51

Índice de figuras

1.1. Sobretensiones. a) Temporal derivada de un cortocircuito fase-tierra. b) Transitoria de frente rápido provocada por un rayo.	4
1.2. Cortocircuito fase-tierra con neutro aislado.	5
1.3. Formas de onda de las sobretensiones transitorias de la energización de una instalación por la maniobra de un interruptor trifásico.	5
1.4. Modelo de un transformador de potencia. a) Capacidades distribuidas de sus arrollamientos. b) Circuito equivalente de una fase a alta frecuencia	6
1.5. Caídas de rayo (sucesos independientes): a) Sobre el conductor activo. b) Sobre el cable de guarda. c) Sobre el apoyo. d) Sobre el terreno próximo.	7
1.6. Impulsos de tensión tipo rayo cortados en el frente, en la cresta o después de la cresta, por el cebado de sus cadenas de aisladores.	8
1.7. Función densidad de probabilidad normalizada de una distribución normal ($U_{50\%} = 1$). . .	15
2.1. Corriente de cortocircuito de un cortocircuito alejado de un alternador con componente de corriente alterna constante.	19
2.2. Símbolo de una red de potencia.	21
2.3. Circuito equivalente de una red de potencia.	21
2.4. Símbolo de un transformador de dos devanados.	21
2.5. Circuito equivalente de un transformador de dos devanados.	21
2.6. Símbolo de un transformador de tres devanados.	22
2.7. Circuito equivalente de un transformador de tres devanados.	22
2.8. Símbolo de una línea o cable de alta tensión.	23
2.9. Circuito equivalente de una línea o cable de alta tensión.	23
2.10. Símbolo de un generador síncrono.	23
2.11. Circuito equivalente de un generador síncrono.	23
2.12. Símbolo de un motor asíncrono.	23
2.13. Circuito equivalente de un motor asíncrono.	23
2.14. Centro de transformación.	26
2.15. Circuito equivalente para el caso de falta en F1.	28
2.16. Circuito equivalente para el caso de falta en F2.	28
2.17. Circuito equivalente para el caso de falta en F2.	29
2.18. Red de media tensión.	30
2.19. Circuito equivalente para la falta en interruptor CB3.	31
2.20. Sistema con neutro aislado equilibrado.	32
2.21. Sistema con neutro aislado con defecto a tierra en la fase T.	33
2.22. Falta a tierra en la fase T en un esquema con neutro aislado.	33
2.23. Falta a tierra en la fase T en un esquema con neutro puesto a tierra a través de una bobina Petersen.	34
2.24. Falta a tierra en la fase T en un esquema con neutro puesto a tierra a través de una bobina Petersen, considerando efectos resistivos.	34
2.25. Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 20 kV.	36
2.26. Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 110 kV.	37

2.27. Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 20 kV, considerando que el valor límite de corriente de extinción de la falta depende de la extensión de la red.	37
2.28. Límite de la TTR admisible en función de la corriente de falta capacitiva para redes de 20 kV (aproximado).	38
2.29. Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 20 kV, considerando que el valor límite de corriente de extinción de la falta depende de la extensión de la red y la influencia de la máxima pendiente de la TTR.	39
2.30. Circuito equivalente para una red con neutro a tierra mediante bobina Petersen.	40

Índice de tablas

1.1. Tensiones más elevadas de la red.	2
1.2. Grupos de materiales en función de su tensión más elevada del material.	2
1.3. Clasificación y normalización de sobretensiones.	10
1.4. Tensiones soportadas nominales a frecuencia industrial y a impulsos tipo rayo. Distancia mínima de asilamiento fase a tierra y entre fases para los materiales del grupo A.	12
1.5. Tensiones soportadas nominales a frecuencia industrial y a impulsos tipo rayo. Distancia mínima de asilamiento fase a tierra y entre fases para los materiales del grupo B.	13
1.6. Tensiones soportadas nominales a impulsos tipo rayo y a impulsos tipo maniobra. Distancia mínima de asilamiento fase a tierra y entre fases para los materiales del grupo C.	14
1.7. Coeficientes del factor de separación fase-tierra.	16
1.8. Coeficientes del factor de separación fase-fase.	16
1.9. Distancias mínimas de aislamiento en aire normalizadas y distancias libres en aire asociadas a las tensiones soportadas nominales de frecuencia industrial, de impulsos rayo y de impulsos tipo maniobra.	17

1

Tensiones y sobretensiones

En este tema se presentan las tensiones nominales y tensiones más elevadas de las redes eléctricas de alta tensión, las tensiones más elevadas del material a instalar en ellas, las tensiones nominales del aislamiento y las distancias mínimas de aislamiento en aire que la normativa aplicable establece.

1.1. Clasificación del material de alta tensión.

Las tensiones más elevadas de los materiales a instalar en las redes trifásicas de alta tensión dependen de las tensiones más elevadas de las redes y de las sobretensiones esperadas en ellas.

1.1.1. Tensión nominal de una red o instalación.

Representada por U_n , la tensión nominal de una red es el valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

La tensión nominal de la red está establecida en los reglamentos españoles de Baja Tensión (BT) y Alta Tensión (AT). Para la red trifásica de BT se establece en 400 V, mientras que para el reglamento de AT se establecen una amplia gama de niveles, normalmente de 10, 15, 20, 25 y 30 kV para las redes de distribución de media tensión (MT); 45, 66, 132 y 150 kV para las redes de distribución de alta tensión (AT) y de 220 y 400 kV para las redes de transporte, aunque existen excepciones, ya que las redes de 220 kV también se usan para redes de distribución de AT y en las Islas Canarias y Baleares se utilizan tensiones de transporte con niveles por debajo de 220 kV. Normas internacionales establecen además otros niveles de tensiones nominales a las consideradas en los reglamentos españoles, que no son aplicadas en España.

1.1.2. Tensión más elevada de una red trifásica.

Representada por U_s , la tensión más elevada de una red trifásica es el valor eficaz más elevado de la tensión entre fases que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación. Este valor no tiene en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo, las tensiones transitorias que aparecen durante las maniobras en la red), ni las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (averías o desconexiones bruscas de cargas importantes, sobretensiones por faltas asimétricas, etc.).

Existe una relación directa entre la tensión nominal de la red, U_n , y la tensión más elevada de la red U_s . Dicha relación para instalaciones de alta tensión viene recogida en la Tabla 1.1, de manera que a cada tensión nominal normalizada de la red le corresponde un valor de tensión más elevado de la red.

Distribución y transporte	U_n [kV]	U_s [kV]
Distribución de MT	10	12
	15	17.5
	20	24
	25	30
	30	36
Distribución de AT	45	52
	66	72.5
	110	123
	132	145
	150	170
Transporte de AT	220	245
	400	420

Tabla 1.1: Tensiones más elevadas de la red.

1.1.3. Tensión más elevada del material.

Representada por U_m , la tensión más elevada del material corresponde con la mayor tensión eficaz entre fases para el cual se define el material, en lo que se refiere al aislamiento y determinadas características que están eventualmente relacionadas con esta tensión, en las normas propuestas para cada material. Esta tensión puede estar aplicada al material de forma permanentemente sin que su aislamiento sufra daño apreciable.

Dependiendo del tipo de material se utiliza también como parámetro adicional el valor de la tensión asignada del material, también conocida por tensión nominal del material. Tal es el caso de los cables aislados de alta tensión, los transformadores de potencia, los transformadores de medida y los de protección y los fusibles (limitadores o de expulsión). Para la paramenta (seccionadores, interruptores, interruptores automáticos, etc.) el valor de la tensión más elevada del material corresponde con la tensión nominal o tensión asignada.

No se debe confundir la tensión más elevada de la red con la tensión más elevada del material. La tensión más elevada del material debe ser igual o superior a la tensión más elevada de la red, dependiendo de las sobretensiones esperadas en la red¹.

$$U_m \geq U_s \quad (1.1)$$

1.1.4. Clasificación de los materiales por grupos.

Los materiales se clasifican en tres grupos en función del nivel de tensión más elevado del material: A, B y C. Para cada uno de estos grupos se establecen diferentes niveles de aislamiento nominal, como se ve en la Tabla 1.2.

Grupo	U_m [kV]
A	$1 \leq U_m < 36$
B	$36 \leq U_m < 245$
C	$U_m > 245$

Tabla 1.2: Grupos de materiales en función de su tensión más elevada del material.

Según el RAT, salvo casos especiales debidamente justificados por el proyectista, se exige que las instalaciones estén diseñadas con niveles de tensiones de aislamiento nominales elegidos conformes a los

¹Las redes eléctricas de media tensión de tensión nominal $U_n = 15$ kV ($U_s = 17,5$ kV) utilizan aparatura de de tensión más elevada del material de $U_m = 24$ kV.

criterios establecidos por las normas de coordinación de aislamiento UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2. Estas normas tienen en cuenta las condiciones específicas de ubicación geográfica de la instalación (altitud, nivel de contaminación y nivel cerámico) y el emplazamiento dentro de la red que condiciona las sobretensiones que pueden aparecer².

Para cada uno de los tres grupos se establecen unos niveles de tensión de aislamiento diferentes junto con unos ensayos dieléctricos que deben ser capaces de soportar el material. Estos niveles de tensión de ensayo tienen en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer en la red.

1.2. Sobretensiones en redes de alta tensión.

1.2.1. Tipos de sobretensiones en redes eléctricas de alta tensión.

Las sobretensiones que pueden aparecer en las redes e instalaciones eléctricas de alta tensión se clasifican en sobretensiones temporales, sobretensiones transitorias de frente lento (por ejemplo las debidas a las maniobras de cierre y apertura de interruptores), sobretensiones transitorias de frente rápido (como las provocadas por el rayo) y sobretensiones transitorias de frente muy rápido (*Very Fast Transients*, producidas, por ejemplo, por las maniobras de seccionadores realizadas en el interior de los conductos de las subestaciones aisladas en gas, GIS, a alta presión³).

Lo primero que cabe destacar en esta clasificación es la diferencia establecida entre las sobretensiones temporales y las sobretensiones transitorias. Para entender esta diferencia se debe tomar como referencia el intervalo de tiempo de un ciclo de tensión de red, que para redes de 50 Hz, corresponde con un período de 20 ms. Sobre este periodo de red se establece el carácter más o menos transitorio de las sobretensiones. Por ejemplo, las sobretensiones temporales permanecen durante varios ciclos de red, mientras que las sobretensiones de duración inferior a un periodo de red se califican como transitorias.

El caso más característico de las sobretensiones temporales en una red trifásica es la originada por un cortocircuito fase-tierra. Durante este se producirá una sobretensión en las fases sanas. La duración de la corriente de cortocircuito depende del tiempo que tardan las protecciones en despejarlo, el cual, si las protecciones siguen una característica de tiempo inverso, dependerá a su vez de la amplitud de la corriente de la falta.

Excepto en los casos de faltas a tierra de baja corriente de falta⁴, la duración de la falta será, normalmente inferior a 3 s. En media tensión normalmente las faltas se despejan en un intervalo de tiempo inferior a 1 s y en alta tensión la duración es inferior a 0,5 s. Los órdenes de magnitud para despejar un cortocircuito normalmente se encontrarán entre 1 s y 0,1 s, tiempos que para red de 50 Hz equivalen a 50 y 5 ciclos de red, respectivamente, por lo que la duración de la sobretensión en las fases sanas debida a un cortocircuito fase-tierra probablemente durará varios periodos de red, lo que justifica la denominación de sobretensión temporal.

Sin embargo, una sobretensión transitoria como, por ejemplo, la derivada de un rayo, tiene una duración muy inferior al periodo de la red. Los rayos son pulsos positivos o negativos, que presenta un tiempo de frente, T_1 , breve, entre 0,1 y 2 μ s, y un tiempo hasta el valor mitad de su cresta, T_2 , algo más largo, del orden de decenas de microsegundos y nunca superior a 300 μ s⁵, de forma que en unos 500 μ s desde el inicio del rayo la sobretensión del rayo habrá desaparecido. Si se compara la duración total del

²En el tema 7 de coordinación de aislamiento se desarrolla los conceptos para que el riesgo de fallo dieléctrico esté dentro de niveles aceptables.

³El hexafluoruro de azufre (SF_6) es un gas aislante tradicionalmente utilizado en las GIS, de excelentes propiedades dieléctricas y frente a la extinción del arco eléctrico de las maniobras de corte. Es estable, inodoro, incoloro, más pesado que el aire. Sin embargo, las fugas de SF_6 al aire ambiente diluyéndose con éste contribuye con el efecto invernadero afectando al calentamiento global. Por esta razón, en la actualidad se utilizan en las nuevas GIS gases alternativos ecológicos.

⁴Las faltas a tierra de bajo valor de corriente pueden ser debidas a fallos a través de impedancias de alto valor, como faltas a través de ramas de árbol o aislamientos defectuosos, o en redes con neutro aislado con baja capacidad entre las fases y tierra.

⁵Los impulsos tipo rayo normalizados $T_1 = 1,2 \mu$ s y $T_2 = 50 \mu$ s siguen una forma de onda unidireccional de doble exponencial $u(t) = A_0 \cdot e^{-t/\alpha} \cdot e^{-t/\beta}$, con $\alpha = 68,48 \mu$ s y $\beta = 0,40 \mu$ s

pulso de un rayo ($< 0,5 \text{ ms}$) con el periodo de red (20 ms) es fácil comprender el carácter transitorio del rayo, según se muestra en la Fig. 1.1.

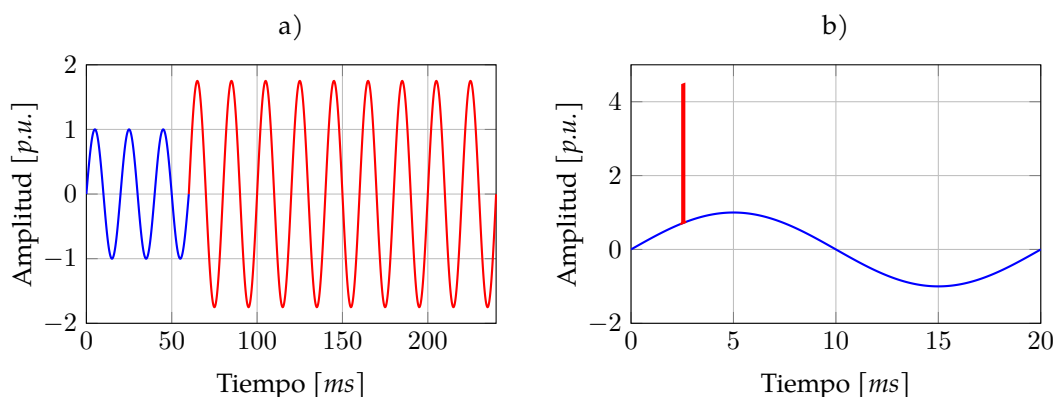


Figura 1.1: Sobretensiones. a) Temporal derivada de un cortocircuito fase-tierra. b) Transitoria de frente rápido provocada por un rayo.

Las sobretensiones transitorias de frente lento están asociadas, normalmente, con las maniobras de la aparataje, por ejemplo, las que aparecen en el extremo de una línea al cerrar o abrir un interruptor en el extremo opuesto. Su duración de unos pocos milisegundos permite clasificarlas también dentro del grupo de las sobretensiones transitorias, pero más lentas que las originadas por el rayo. Por el contrario, las sobretensiones transitorias de frente muy rápido son mucho más escarpadas que las provocadas por el rayo, con frentes de onda extremadamente breves de unos pocos nanosegundos.

1.2.2. Sobretensiones temporales. Faltas fase-tierra.

La sobretensión debida a un cortocircuito fase-tierra es la sobretensión temporal más representativa de este tipo⁶. La falta de una fase a tierra en un sistema trifásico produce una sobretensión en las fases sanas (fases sin defecto). Los conductores de estas fases adquirirán una tensión superior a la que tenían antes del fallo.

En general la tensión de cada fase en régimen normal de funcionamiento es, a lo sumo, $U_s/\sqrt{3}$. En un sistema trifásico equilibrado, esté o no referenciado a tierra, siempre existen capacidades a tierra, como las propias de los cables aislados de las redes de alta tensión con sus pantallas puestas a tierra, que condicionan a que en condiciones normales la tensión sea $U_s/\sqrt{3}$, aunque el neutro de la red de alimentación no estuviera referido a tierra.

Cuando se produce un cortocircuito fase-tierra, las fases sanas incrementan su tensión en función del tipo de conexión a tierra del neutro de la red. En la Fig. 1.2 se representa una red trifásica con neutro aislado. Aunque muchas redes eléctricas utilizan el neutro puesto a tierra a través de una impedancia se utiliza este caso para por su simplicidad de análisis en caso de cortocircuito fase tierra.

Supóngase que se produce el fallo fase a tierra en la fase R mostrada en la Fig. 1.2. Desde el momento en que se produce el cortocircuito, la fase en defecto estará referida a tierra, al mismo potencial que los aislamientos de las fases sanas. Eso significa que desde el momento del cortocircuito y en los instantes siguientes, los aislamientos de las fases sanas tendrán que soportar la tensión entre fases de la red, que como ya se ha dicho podrá ser U_s .

En consecuencia, después de la falta la tensión de las fases sanas es U_s , mientras que antes de la falta era $U_s/\sqrt{3}$. La tensión en las fases sanas se ha incrementado $\sqrt{3}$ veces respecto de la tensión que inicialmente tenía. Este factor de elevación la tensión recibe el nombre de coeficiente de defecto tierra (k), que es la

⁶Dentro de las sobretensiones temporales también se incluyen las sobretensiones por ferresonancias producidas por fenómenos de saturación de núcleos ferromagnéticos (ver Tema 5). Por lo general, las ondas sinusoidales que se producen en las ferresonancias son múltiplos o submúltiplos de la frecuencia de red.

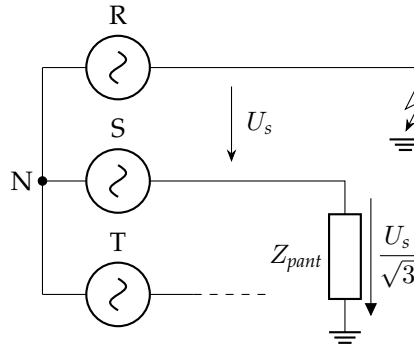


Figura 1.2: Cortocircuito fase-tierra con neutro aislado.

relación entre la tensión máxima que aparece en las fases sanas tras la falta respecto de la tensión máxima que tenían antes de la falta.

$$k = \frac{U_{\text{máx, con falta}}}{U_{\text{máx, sin falta}}} \quad (1.2)$$

Si el neutro no estuviera aislado, sino conectado a tierra a través de una impedancia, la tensión en las fases sanas no hubiera sido tan elevada. Para conocer la tensión en las fases sanas después de un cortocircuito debería aplicarse el método de las componentes simétricas, el cual no es temario de esta asignatura. En el anexo A de la norma IEC 60071-2 se establecen gráficas para conocer el coeficiente de defecto a tierra a partir de las relaciones entre las impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar de puesta a tierra.

Cuando el neutro de la red está aislado, en caso de cortocircuito monofásico la sobretensión en las fases sanas es mayor que cuando está conectado rígidamente a tierra a través de una impedancia, pero la corriente de defecto es menor, por lo que las protecciones pueden tardar un mayor tiempo en despejar el cortocircuito. En redes con neutro aislado, en general, las sobretensiones son más elevadas y perduran por más tiempo (minutos, horas o incluso no ser despejadas).

1.2.3. Sobretensiones transitorias de frente lento. Maniobras en interruptores.

Una conexión o reenganche de una línea trifásica produce sobretensiones de maniobra en las tres fases de la línea. Por lo tanto, cada maniobra produce tres sobretensiones fase-tierra y las tres sobretensiones correspondientes fase-fase. En la Fig. 1.3 se muestran las tensiones de fase en una instalación durante los primeros periodos de su energización. Inicialmente se encuentra fuera de servicio ($U_R = U_S = U_T = 0$) y al efectuar el cierre del interruptor situado en una subestación lejana, se producirán ondas sinusoidales deformadas en cada una de las fases, que evidencian procesos transitorios.

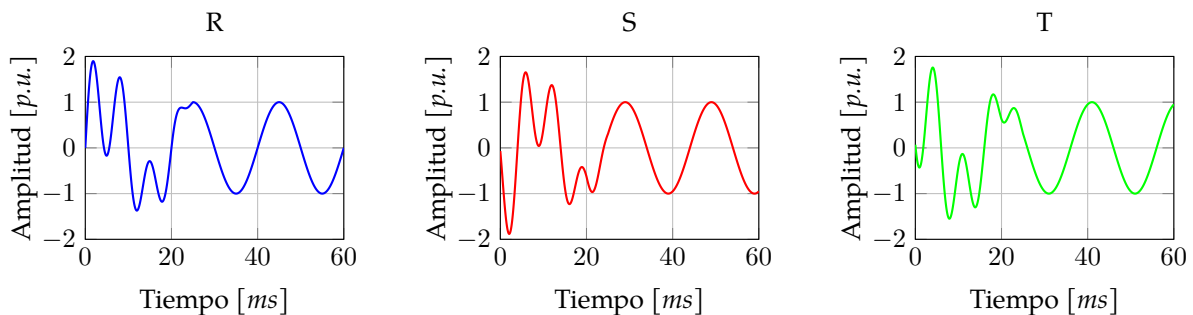


Figura 1.3: Formas de onda de las sobretensiones transitorias de la energización de una instalación por la maniobra de un interruptor trifásico.

Algunos elementos como las capacidades tendrán que cargarse, las reactancias o transformadores de potencia deberán magnetizarse... con sus constantes de tiempo correspondientes. Además, se producirá la propagación de una onda viajera de tensión debido a la conexión a través de cada una de las fases que, al llegar al extremo de la instalación, provocarán reflexión, completa si el interruptor de entrada de la subestación estuviera abierto, o parcial si estuviera cerrado pero la impedancia característica de la subestación es diferente a la de la línea⁷.

Estos transitorios son complejos de analizar por métodos analíticos, por lo que se recurre a software especializado, que utiliza modelos eléctricos para los diferentes componentes y elementos de la red (ver Fig. 1.4). Los pararrayos, si existen, deben también ser modelados, ya que estos elementos limitarán las sobretensiones transitorias de la red.

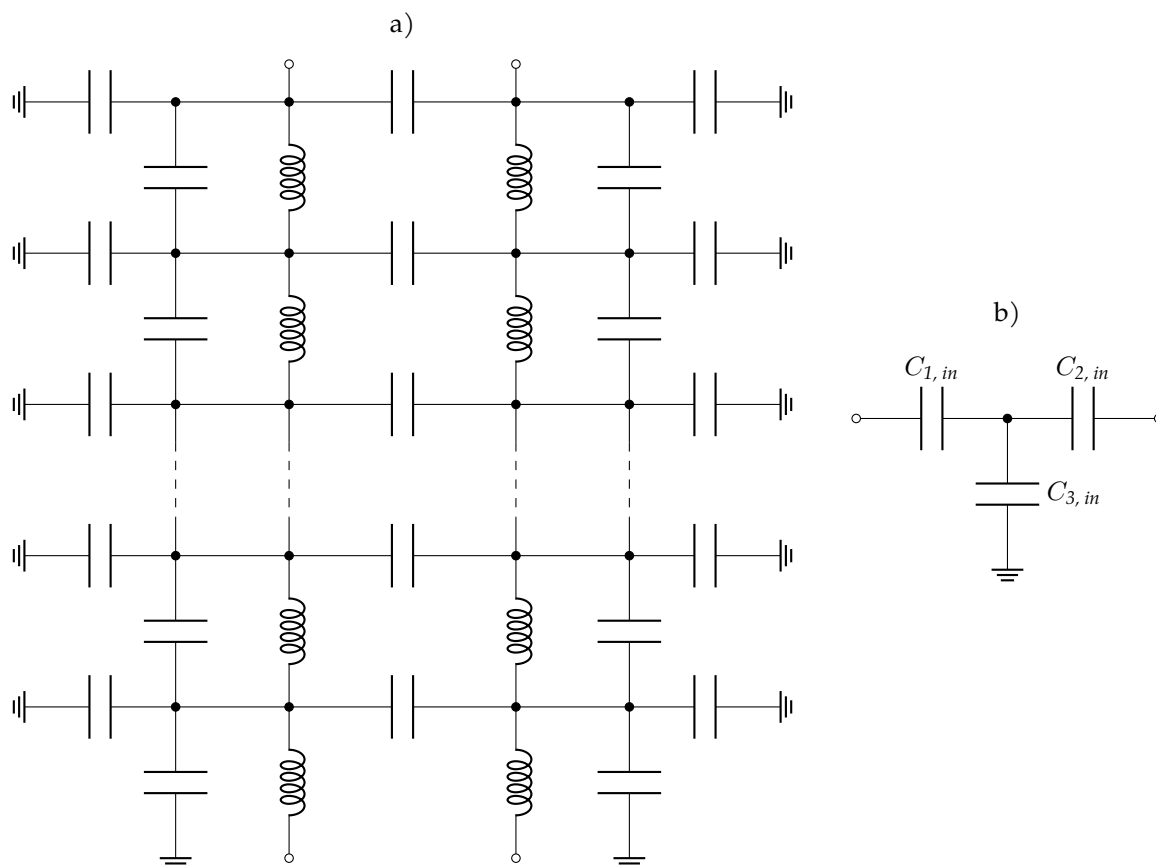


Figura 1.4: Modelo de un transformador de potencia. a) Capacidades distribuidas de sus arrollamientos.
b) Circuito equivalente de una fase a alta frecuencia

A partir del modelo de la instalación con los elementos y su interconexión se simulan diferentes maniobras de apertura o de cierre, por ejemplo, la de un determinado interruptor localizado en un punto específico de la red considerando que el cierre se efectúa justo en un determinado instante de la onda de tensión. Variando el instante de cierre del interruptor se obtendrá una distribución estadística de sobretensiones que aparecen en el punto de la red objeto de análisis. La distribución estadística de sobretensiones, cuya probabilidad de ser superada es el 2%⁸, U_{e2} , es un parámetro de gran interés para la coordinación de aislamiento.

⁷La impedancia característica de una línea aérea es del orden de 400 Ω , mientras que la de una GIS es del orden de 50 Ω , y la de un cable aislado del orden de 25 Ω

⁸Para determinar la función de distribución de probabilidad de sobretensiones de una maniobra se puede aplicar el *método del valor cresta por fase*. Este método consiste en utilizar los valores de cresta de la tensión fase-tierra más elevados, uno por fase, para cada maniobra. También se puede aplicar el *método del valor de cresta por caso* en el que por cada maniobra, el valor de cresta más alto de las sobretensiones entre las tres fases y tierra o entre las tres fases se elige. Es decir, cada maniobra contribuye con un valor a la distribución de probabilidad de la sobretensión representativa.

Existen diferentes factores que afectan a las sobretensiones de maniobra:

- Las sobretensiones en los reenganches son mayores que en las producidas en la conexión inicial.
- Los interruptores con resistencia de preinserción generan sobretensiones de maniobra menos severas que aquellos interruptores que no las tienen.
- Cuanto menor es la componente resistiva de la impedancia de la red que alimenta a la instalación, la sobretensión será mayor.
- Cuanto menor sea la compensación en paralelo de reactiva mayor será la amplitud de la sobretensión.

Todos estos factores conducen a valores de sobretensiones superiores al valor de cresta máximo en condiciones normales de funcionamiento, $\sqrt{2} \cdot U_s / \sqrt{3}$.

1.2.4. Sobretensiones derivadas de descargas atmosféricas. Tipo rayo.

Las sobretensiones provocadas por las descargas atmosféricas (rayos) son las más características dentro de las sobretensiones transitorias de frente rápido. En la Fig. 1.5 se muestra un rayo impactando en el conductor de fase de una línea aérea desnuda (caso a), impactando en el conductor de guarda (caso b) y en el apoyo (caso c). También podría impactar en el terreno en la proximidad de la línea, a unas decenas de metros de la línea (caso d), en cuyo caso inducirá una tensión en la línea por acoplamiento electromagnético.

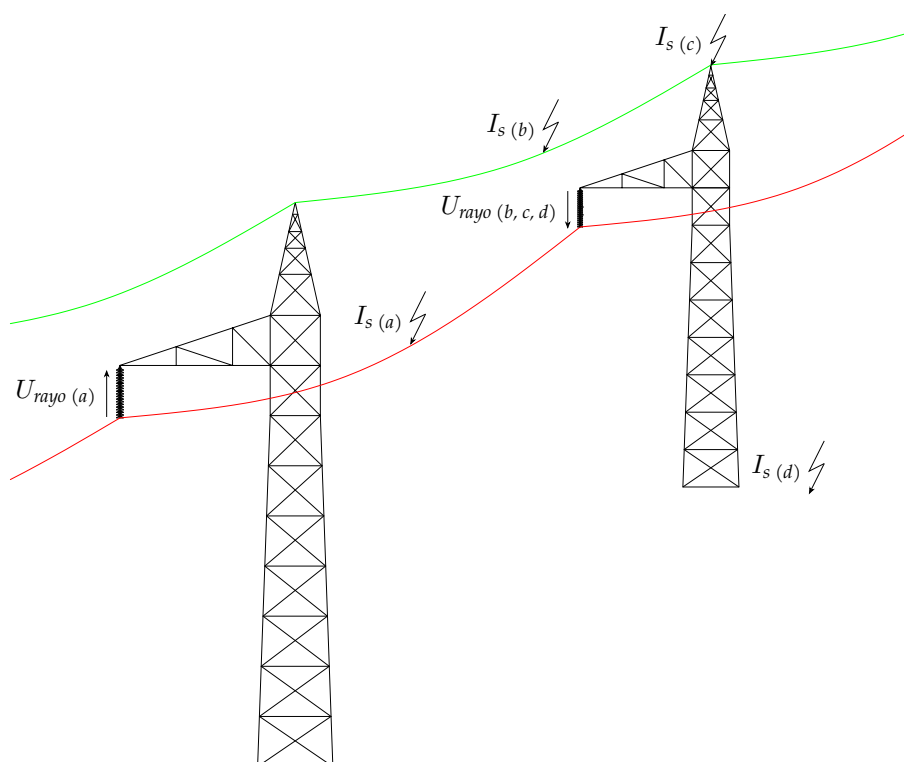


Figura 1.5: Caídas de rayo (sucesos independientes): a) Sobre el conductor activo. b) Sobre el cable de guarda. c) Sobre el apoyo. d) Sobre el terreno próximo.

El rayo impacta sobre un conductor fase. En este caso la corriente del rayo, I_s , se divide en dos mitades aproximadamente iguales, $I_s/2$, que viajan a cada lado de la línea, ya que, tanto a un lado del punto de impacto como en el otro, la impedancia onda de la línea es similar. La mitad de la corriente que se propaga a cada lado de la línea provocará una tensión viajera, resultante de multiplicar la corriente

$I_s/2$ por la impedancia de onda, Z .

Por ejemplo, si impacta un rayo de 2 kA , 1 kA viajará a cada lado de línea. Asumiendo que la impedancia de onda de la línea fuera de $400\ \Omega$, resultarían 400 kV de tensión viajara a cada lado. Si en lugar de impactar un rayo de 2 kA impactara uno rayo de amplitud diez veces mayor, 20 kA , en vez de viajar una tensión de 400 kV , viajarían una tensión de 4 MV .

Evidentemente, dependiendo del nivel de sobretensión tipo rayo que viaje por la línea, podrá hacerlo sin provocar fallo de aislamiento o provocará la descarga disruptiva en la onda viajera, creando un impulso de tensión cortado en el frente en la cresta o después de la cresta (ver Fig. 1.6). El nivel de tensión de 4 MV es tan elevado que no podría ser soportado por la cadena de aisladores que sustenta a la línea en el apoyo, por lo que se provocará un cebado entre el conductor y el apoyo, generando un impulso de tensión cortado en el frente viajero por la línea.

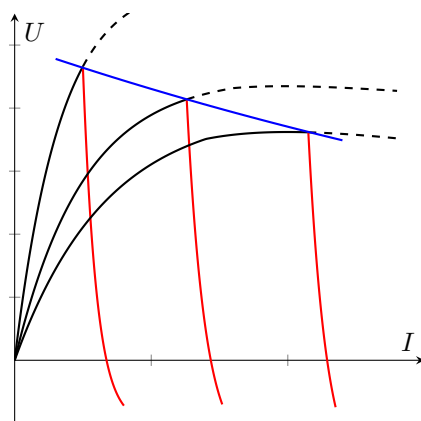


Figura 1.6: Impulsos de tensión tipo rayo cortados en el frente, en la cresta o después de la cresta, por el cebado de sus cadenas de aisladores.

El rayo impacta sobre el cable de guarda o el apoyo. El valor de la impedancia de onda del cable de guarda y apoyo es mucho bajo que el del conductor de fase de la línea y, por lo tanto, la sobretensión será menor. Si la tensión resultante fuera insuficiente para provocar la descarga disruptiva de la cadena de aisladores no se provocará sobretensión en los conductores de fase. Los conductores de fase solo sufrirán sobretensión si la amplitud del rayo fuera tan elevada como para provocar fallo en la cadena de aisladores o en la distancia libre de aire entre el apoyo (eleva su potencial) y uno de los conductores de fase.

Cuando el fallo es debido a la elevación de potencial de la estructura del apoyo (puesto a tierra) por el paso de la corriente del rayo se denomina *cebado inverso*.

El rayo impacta en el terreno próximo al apoyo. En estos casos la sobretensión que se inducen en la línea es del orden de algunos pocos de cientos de kV (del orden de 100 a 200 kV)⁹.

⁹Según Rusck, la tensión inducida $U(x)$ en un conductor de una línea situado a una altura $h\text{ [m]}$ cuando un rayo de intensidad $I\text{ [kA]}$ descarga sobre el terreno próximo de resistividad $\rho\text{ (}\Omega \cdot \text{m}\text{)}$ a una distancia $x\text{ [m]}$ del conductor viene dada por la expresión siguiente (ver tema 6):

$$U(x) = \frac{Z_0 \cdot I \cdot h_e}{x} \cdot \left[1 + \frac{\frac{v}{v_0}}{\sqrt{2 - \left(\frac{v}{v_0}\right)^2}} \right]$$

Donde Z_0 es la impedancia de onda del aire ($\approx 30\ \Omega$), $\frac{v}{v_0} = \frac{0,486}{1 + \frac{27,3}{I}}$ y $h_e = h + \frac{4,7}{\sqrt{\frac{1000}{\rho}}}$

Esto significa que las líneas de media tensión, cuyo nivel de aislamiento no es superior de 125 kV, fallarían cuando un rayo cayera en el terreno próximo a la línea. Este es el motivo por el cual las redes de media tensión no se apantallan habitualmente, pues lo estén o no lo estén las probabilidades de que su aislamiento falle en caso de rayos es muy alta.

Las sobretensiones del frente rápido que pueden aparecer en una subestación dependen del número de las líneas que se conectan a la subestación. Cuanto mayor sea el número de líneas que lleguen a la subestación mayor será la probabilidad que aparezca una sobretensión transmitida por una u otra línea. Si se trata de líneas de gran longitud, que además transcurren por zonas de gran densidad impactos de rayos, con estadísticas históricas de alto número de impactos por km^2 y año, la probabilidad de sobretensiones en la subestación aumentará. También dependerá del mejor o peor apantallamiento de las líneas aéreas (ver tema 6).

El número de unidades de aisladores que componen las cadenas de aisladores afectará al valor máximo de la sobretensión que llega a la subestación. Si el número de aisladores está sobredimensionado (exceso del número aisladores), la cadena de aisladores soportará una mayor sobretensión y, en caso de una caída de tensión sobre un conductor de fase, se propagará a la subestación con un mayor nivel de sobretensión, al no descargar la cadena de aisladores. Si, por el contrario, el número de aisladores es demasiado pequeño, se producirá el contorneo de la cadena de aisladores para sobretensiones inferiores, de forma que no podrán propagarse sobretensiones superiores al nivel de tensión de contorneamiento de la cadena de aisladores¹⁰.

Las sobretensiones que llegan a la subestación, si alcanzan valores excesivos para el material, deben ser limitadas por los pararrayos. La función de los pararrayos es reducir la sobretensión por debajo del nivel del aislamiento del material al que protege, tales como los transformadores de potencia y los cables de alta tensión, de tal manera que la tensión residual limitada por el pararrayos pueda ser soportada por el transformador o el cable al que protege.

Las cadenas de aisladores se eligen de nivel de aislamiento nominal para que las máximas sobretensiones tipo rayo que viajen queden recortadas por la cadena aisladores y, por lo tanto, el pararrayos de la subestación tendrá que drenar una energía limitada por la longitud de las cadenas de aisladores. Si el nivel de aislamiento nominal de las cadenas de aisladores se reduce, el pararrayos de la subestación drenará menos energía, aspecto positivo para el pararrayos, pero negativo para línea, ya que sufriría una tasa de fallos por año y km demasiado elevada, afectando negativamente a la calidad de suministro. Por lo tanto, la elección del nivel de aislamiento es un compromiso entre limitar las sobretensiones que viajen por la línea y que no se produzcan excesivos fallos por año y km en la línea¹¹.

1.2.5. Sobretensiones de frente muy rápido.

Las sobretensiones de frente muy rápido se producen en las subestaciones de alta tensión aisladas en gas (GIS) a alta presión (del orden de 6 bar), por ejemplo en SF_6 u otros gases alternativos más ecológicos para evitar el efecto invernadero. También en estas subestaciones se pueden producir el resto de sobretensiones (temporales y transitorias).

Estas sobretensiones se producen con motivo de maniobras de energización de las subestaciones aisladas en gas, por ejemplo, en la maniobra de cierre de los seccionadores inmersos en gas a alta presión. El

¹⁰La norma UNE-EN 60071-2 estima que la tensión de probabilidad del 50% en descargar (rigidez dieléctrica) de las cadenas de aisladores de las líneas aéreas para rayos de polaridad negativa viene dada por la expresión. Se considera que la línea está situada a nivel del mar, en caso de otras altitudes debe corregirse esta tensión (ver Tema 7).

$$U_{50\%} [kV] = 700 \cdot d [m]$$

¹¹En determinados países con niveles cerámicos elevados (gran tasa de rayos por año y km^2), en el lugar donde se produzcan numerosos cebados en las cadenas de aisladores de la línea y tener una tasa muy alta de fallos por año y km se utilizan pararrayos de línea, con el fin de limitar la sobretensión en las cadenas de aisladores y evitar que se produzca un fallo fase-tierra en la cadena de aisladores (los pararrayos limitan la sobretensión sin provocar un cortocircuito a tierra).

escalón de tensión que se produce en la maniobra de cierre, desde el cero de tensión (fuera de servicio) hasta la tensión de la red, que en el caso más desfavorable puede alcanzar $U_s \cdot \sqrt{2}/\sqrt{3}$, provoca una onda de frente escarpado de tiempos de subida de nanosegundos. Este rápido frente de onda viaja entre el conductor y el conducto de la GIS.

Las GIS de 220 kV están blindadas en cada fase con conductos de un diámetro aproximado de unos 0,5 m que integran en su interior los conductores de fase, los seccionadores, los interruptores automáticos, los transformadores de tensión y de corriente para la medida y protección, etc. Las impedancias de onda de estos elementos pueden ser muy diferentes, lo que provoca que la onda de tensión viajera sufra reflexiones debido al cambio de impedancia de onda. Los codos de los conductos son cambios importantes de curvatura que, junto con los diferentes elementos de la GIS, son causa de reflexiones múltiples de las ondas viajeras, dando lugar a diferentes modos de propagación electromagnética. Esto hace que las sobretensiones que aparecen en estas instalaciones sean sobretensiones con ondas arbitrarias, con componentes frecuenciales muy elevadas, superpuestas, con tiempos de frente muy breves difícil de predecir.

1.2.6. Normalización de sobretensiones.

La norma UNE-EN 60071-2 clasifica y normaliza las sobretensiones según se muestra en la Tabla 1.3. En esta tabla se resumen las tensiones y sobretensiones que aparecen en las redes eléctricas de alta tensión. En la primera columna se establecen las características a analizar de cada tipo de tensión y sobretensión, rango de variación, formas de ondas normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizados. La segunda columna de la tabla corresponde a la tensión permanente de la red que el material debe soportar de forma continuada en condiciones normales de servicio. Las normas particulares de cada material especifican el ensayo representativo en las condiciones de explotación de la red, carga y duración, para demostrar que el material ha sido diseñado y fabricado correctamente. La forma de onda de ensayo para esta tensión permanente es sinusoidal de 50 ó 60 Hz, dependiendo de la red a la que vaya a ser destinado. En las cuatro últimas columnas se resumen las sobretensiones temporales y las tres transitorias (de frente lento, frente rápido y de frente muy rápido).

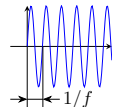
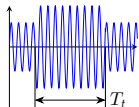
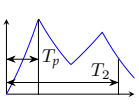
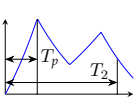
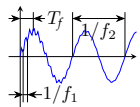
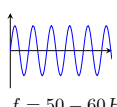
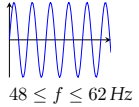
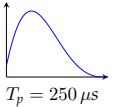
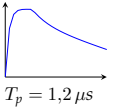
Clase	Baja frecuencia		Transitorios		
	Continua	Temporal	F. lento	F. rápido	F. muy rápido
Forma de onda					
Rango de frecuencia	$f = 50 - 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_t \leq 3600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$ $T_2(50\%) \leq 200 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2(50\%) \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
FF.OO. normalizadas	 $f = 50 - 60 \text{ Hz}$	 $48 \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \mu\text{s}$	 $T_p = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	-
Pruebas normalizadas	-	Prueba de potencia-frecuencia de baja duración	Prueba de conmutación	Prueba de impulso tipo rayo	-

Tabla 1.3: Clasificación y normalización de sobretensiones.

En la primera fila se muestra la forma de las ondas de la tensión o sobretensión que pueden presentarse en la red. En la segunda fila se muestran los rangos de variación de los parámetros temporales o frecuenciales de estas formas de onda. En la tercera fila se muestran las formas de la onda normalizadas y sus parámetros asociados, que representan cada uno de los tipos de tensiones y sobretensiones y la última fila se especifica el nombre normalizado del ensayo de tensión soportada que demuestra que el aislamiento es capaz de soportar un cierto nivel de tensión para el tipo de tensión o sobretensión en consideración asociado al aislamiento correspondiente.

- **Sobretensiones temporales.** Corresponden a ondas sinusoidales con rangos de las frecuencias que pueden variar de 10 Hz hasta 500 Hz. Las duraciones de estas sobretensiones pueden variar desde 30 s hasta una hora. La forma de onda normalizada para todo este tipo de sobretensiones es una onda sinusoidal, de frecuencia comprendida entre 48 y 62 Hz, con una duración del ensayo normalizado de un minuto. La denominación normalizada del ensayo es *ensayo de frecuencia industrial de corta duración*, y se realiza bajo lluvia normalizada para el material de exterior y en seco para el de interior¹².
- **Sobretensiones de frente lento.** En las sobretensiones de frente lento se incluyen cualquier onda unidireccional cuyo tiempo hasta la cresta T_p sea mayor a 20 μs , pero no superiores a 5 ms y con un tiempo hasta valor mitad de la cresta, T_2 , inferior de 20 ms. Como ya se ha indicado, estas sobretensiones tienen una duración de unos pocos de milisegundos, y la onda normalizada correspondiente al *ensayo de tensión soportada a impulsos maniobra* es una onda de $T_p = 250 \mu s$ y $T_2 = 2500 \mu s$ (onda 250/2500).
- **Sobretensiones de frente rápido.** En el grupo de sobretensiones de frente rápido se encuentran todos los impulsos unidireccionales que tengan un tiempo de frente T_1 superior a 0,1 μs , pero inferior a 20 μs , y un tiempo hasta el valor mitad de la cresta T_2 inferior a 300 μs . Los impulsos tipo rayo se normalizan por una onda 1,2/50, es decir, una onda de tiempo de frente $T_1 = 1,2 \mu s$ y tiempo hasta el valor mitad $T_2 = 50 \mu s$. El ensayo normalizado se denomina de *ensayo de tensión soportada a impulsos tipo rayo*.
- **Sobretensiones de frente muy rápido.** Las solicitaciones de frente muy rápido son ondas con tiempos de frente T_1 del orden de nanosegundos (entre 100 y 3 ns), y las frecuencias de oscilación representativas son frecuencias del orden de MHz. No existe un ensayo normalizado representativo para estas sobretensiones. Los ensayos de tensión soportada de impulsos tipo rayo y de impulsos maniobra son suficientes para demostrar que el material también podrá soportar las sobretensiones de frente muy rápido.

Solo las sobretensiones temporales deben ser soportadas por los materiales instalados en una red o subestación, pero las sobretensiones transitorias que aparecen en la red pueden ser superiores a las que sean capaces de soportar.

La norma UNE-EN 60071-2 exige que los materiales soporten hasta un cierto nivel las tensiones transitorias, pero si en la instalación se prevé que éstas sean superiores a las que puede soportar el material y como consecuencia de ello el material puede quedar dañado, entonces se precisará utilizar pararrayos. Tal es el caso de ciertos equipos o materiales (cables de alta tensión, transformadores de potencia, etc.), que deberán ser protegidos por pararrayos según se explica en tema 6. Sin embargo, otros materiales con aislamiento autorregenerable, tales como las cadenas de aisladores de vidrio, aisladores soporte de porcelana, no precisan, en general, de protección alguna de pararrayos.

1.3. Niveles de aislamiento nominales.

Una vez descritos los tipos de sobretensiones que se producen en las redes de alta tensión y presentados los ensayos normalizados asociados a estas sobretensiones se repasan los requisitos establecidos por el reglamento de instalaciones eléctricas de alta tensión. El reglamento, en su ITC 12, establece los niveles de aislamiento nominales para los diferentes grupos de materiales (A, B y C).

Los valores de las tensiones que deben soportar los aislamientos son valores normalizados. No se admiten elegir valores intermedios a los indicados en las Tablas 1.4, 1.5 y 1.6. El nivel de aislamiento nominal debe ser elegido en función del correspondiente estudio de coordinación de aislamiento a realizar para cada instalación de alta tensión (ver tema 7). En caso de no haber realizado estudio de coordinación de aislamiento será necesario elegir el valor máximo de la tabla, es decir, la última fila para cada una de las U_m .

¹²Pueden admitirse ensayos a frecuencias fuera del rango de frecuencia de los 48 Hz a 62 Hz cuando se hacen ensayos en campo, como es el caso de recepción de sistemas de cables de alta tensión, para los que se utilizan generadores resonantes de alta tensión que trabajan a frecuencias comprendidas entre 30 Hz y 300 Hz.

1.3.1. Niveles de aislamiento nominales para los materiales del Grupo A.

Para el material del grupo A, los ensayos se especifican con el fin de comprobar que el aislamiento es capaz de soportar los niveles de tensión especificados, en particular los devanados y los arrollamientos de las máquinas eléctricas (transformadores de distribución, generadores), que deben ser capaces de soportar las sobretensiones de origen atmosférico y sobretensiones de maniobras, especialmente debidas a recebados entre contactos de los aparatos de maniobra.

El reglamento establece para el material del grupo A dos listas: La lista 1 es de menor exigencia de aislamiento y la lista 2 de mayor exigencia. La elección del nivel de aislamiento de una u otra lista debe efectuarse en función del grado de exposición a sobretensiones tipo rayo y de maniobra, de la forma de puesta a tierra del neutro de la red y de los dispositivos de protección contra sobretensiones que existan. Todo ello con el fin de que exista una coordinación entre el nivel de aislamiento nominal capaz de soportar el material y las tensiones limitadas por los pararrayos (ver tema 7).

En la tabla 1.4 se muestran los niveles de aislamiento nominal a frecuencia industrial y de impulsos tipo rayo para el material del grupo A. Para cada nivel de U_m hay un solo valor de tensión de ensayo a frecuencia industrial, pero al menos dos niveles de impulsos tipo rayo a elegir, uno de menor exigencia y otro de mayor exigencia, excepto para el caso de los materiales de 24 kV, para el que existen dos valores de tensión de la lista 2 (mayor exigencia): 125 kV y 145 kV.

Además, para el material del grupo A no se establecen diferencias entre las distancias libres en aire entre fase y tierra y distancias mínimas libres entre fases. Se especifican para la lista 1 distancias mínimas en aire menores cuando la instalación es de interior que cuando es de exterior, aunque para el material de $U_m = 24$ y 36 kV estas distancias son iguales, independientemente que se trate de instalaciones de interior o de exterior.

Cabe destacar que en los materiales del grupo A se establecen dos tensiones nominales de aislamiento: la *tensión soportada a frecuencia industrial* y la *tensión soportada a los impulsos tipo rayo*. No se establece ningún valor de tensión soportada a impulsos tipo maniobra. Esto no significa que este material no esté sometido a sobretensiones de tipo maniobra, sino que si el material se ensaya y soporta las tensiones nominales de frecuencia industrial y de impulsos tipo rayo también soportará sobretensiones de maniobra de un cierto nivel considerado en la norma de coordinación de aislamiento, sin necesidad de realizar ningún ensayo específico de maniobra.

U_m [kV _{ef}]	$U_{f.i.}$ [kV _{ef}]	$U_{rayo}(1,2/50)$ [kV _p]		Distancia mínima de aislamiento en aire fase-tierra y fase-fase [mm]			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				I. interior	I. exterior	I. interior	I. exterior
3,6	10	20	-	60	120	-	-
		-	40	-	-	60	120
7,2	20	40	-	60	120	-	-
		-	60	-	-	90	120
12	28	60	-	90	150	-	-
		-	75	-	-	120	150
17,5	38	75	-	120	160	-	-
		-	95	-	-	160	160
24	50	95	-	160	160	-	-
		-	125	-	-	220	220
		-	145	-	-	270	270
36	70	145	-	270	270	-	-
		-	170	-	-	320	320

Tabla 1.4: Tensiones soportadas nominales a frecuencia industrial y a impulsos tipo rayo. Distancia mínima de aislamiento fase a tierra y entre fases para los materiales del grupo A.

En la tabla puede observarse que el valor de la tensión soportada a impulsos tipo rayo de la lista 2 para una determinada U_m corresponde con el mismo valor de la lista 1 para el material del siguiente nivel de tensión. Así, por ejemplo, la tensión soportada nominal de la lista 2 del material de $U_m = 17,5 \text{ kV}$, es de 95 kV , valor que coincide con la tensión nominal soportada de la lista 1 para el material de $U_m = 24 \text{ kV}$.

1.3.2. Niveles de aislamiento nominales para los materiales del Grupo B.

En la Tabla 1.5 se asocia, para cada nivel de U_m del grupo B, las tensiones soportadas nominales de frecuencia industrial y de impulsos tipo rayo. Este grupo corresponde a materiales por encima de 36 kV y hasta 245 kV de tensión más elevada de la red. La elección de las distancias mínimas en aire se establece en función de las sobretensiones tipo rayo nominales. Puede observarse que, para cada nivel de tensión más elevada de la red a partir de 123 kV , inclusive, existen varias alternativas de niveles de aislamiento nominales. También puede observarse que las dos primeras filas de valores de tensiones soportadas nominales correspondientes al material de $U_m = 145 \text{ kV}$ son coincidentes con las dos filas de valores de tensiones soportadas nominales del material $U_m = 123 \text{ kV}$. Análogamente las dos primeras filas de tensiones soportadas nominales del material de $U_m = 170 \text{ kV}$ son las mismas que las dos últimas del material de $U_m = 145 \text{ kV}$. También, la primera fila de valores de tensiones soportadas nominales correspondiente al material de $U_m = 245 \text{ kV}$ es coincidente con la última de valores de tensiones soportadas nominales del material de $U_m = 170 \text{ kV}$. Todo ello demuestra que puede existir niveles de aislamientos iguales para materiales de distinto valor de U_m .

$U_m \text{ [kV}_{ef}]$	$U_{f.i.} \text{ [kV}_{ef}]$	$U_{\text{rayo}}(1,2/50) \text{ [kV}_p]$	Distancia mínima de aislamiento en aire fase-tierra y fase-fase [mm]
52	95	250	480
72.5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Tabla 1.5: Tensiones soportadas nominales a frecuencia industrial y a impulsos tipo rayo. Distancia mínima de aislamiento fase a tierra y entre fases para los materiales del grupo B.

Al igual que para los materiales el grupo A, el reglamento indica para los del grupo B que no se pueden elegir niveles intermedios a los valores normalizados. Se aconseja que, en caso de redes con el neutro conectado a una bobina de extinción o en las instalaciones cuyo coeficiente de defecto a tierra sea superior a 1,4, se elija el nivel de aislamiento más elevado previsto para ese material. También, al igual que para los materiales del grupo A, en los del grupo B se establece la misma distancia libre en aire para las distancias mínimas de separación fase-tierra que para las distancias mínimas entre fases. Las distancias libres se aplican cuando no es posible realizar los ensayos de tensión soportada frecuencia industrial, ni de impulsos tipo rayo.

1.3.3. Niveles de aislamiento nominales para los materiales del Grupo C.

Los ensayos de tensión soportada a impulsos tipo rayo e impulsos de maniobra son requeridos para los materiales del grupo C (ver tabla 1.6). El reglamento establece seis combinaciones posibles de tensiones soportadas, siendo la tensión soportada a impulsos tipo rayo diferente para cada una de ellas, mientras que los valores de la tensión soportada a los impulsos tipo maniobra son comunes para dos

valores consecutivos de tensiones soportadas a impulsos tipo rayo.

A diferencia de los grupos A y B, para el material del grupo C se establecen valores diferentes de tensiones soportadas nominales para distancias de aislamiento fase-tierra y las distancias en aire entre fases, siendo superiores los valores de las tensiones soportadas a impulsos tipo maniobra entre fases que entre fase y tierra. También, a diferencia de los materiales de los grupos A y B, para los del grupo C se requieren distancias mínimas de aislamiento en aire entre fases diferentes a las de entre fase y tierra.

Solo para el material del grupo C el reglamento establece distancias mínimas en aire diferentes en función de la forma geométrica de los conductores que separan el espacio libre en aire. La forma geométrica de los electrodos en el caso de fase tierra pueden ser punta/estructura o conductor/estructura. Si se trata de punta/estructura significa que el campo eléctrico es más intenso (menos homogéneo) que con conductor/estructura, y por lo tanto es necesario mayor distancia de separación. Cuando el campo eléctrico es más homogéneo, con menor distancia es posible soportar el mismo nivel de tensión. Análogamente sucede para las distancias mínimas de aislamiento en aire entre fases. Por ejemplo, la configuración punta/conductor requiere mayores distancias mínimas de separación que conductor/conductor, ya que la configuración punta/conductor es menos homogénea que conductor/conductor.

U_m [kV _{ef}]	$U_{rayo}(1,2/50)$ [kV _p]	$U_{man}(250/2500)$ [kV _p]	Distancia mínima de aislamiento en aire fase-tierra [mm]		$U_{man}(250/2500)$ [kV _p]	Distancia mínima de aislamiento en aire fase-fase [mm]	
			Cond.- est. [mm]	Punta- est. [mm]		Cond.-cond. () [mm]	Punta- cond [mm]
420	1050 1175	850	1900 2200	2400	1360	2900	3400
	1175 1300	950	2200 2400	2900	1425	3100	3600
	1300 1425	1050	2600	3400	1575	3600	4200

Tabla 1.6: Tensiones soportadas nominales a impulsos tipo rayo y a impulsos tipo maniobra. Distancia mínima de aislamiento fase a tierra y entre fases para los materiales del grupo C.

El reglamento permite para los materiales del grupo C emplear combinaciones distintas de tensiones soportadas a las establecidas en la tabla 1.6 cuando, debido a las características de la red o a los métodos elegidos para controlar las sobretensiones de maniobra o de rayo, quede justificado, siempre que se utilicen valores nominales de los que figuran en la tabla. El reglamento también permite que, para los materiales del grupo C, puedan coexistir varios niveles de aislamiento nominal en diferentes materiales pertenecientes a una misma instalación.

1.4. Ensayos de tensiones soportadas nominales.

Los ensayos de tensiones soportadas nominales aplicables a los distintos aparatos e instalaciones de alta tensión están destinados a la comprobación del nivel de aislamiento nominal de frecuencia industrial, de impulsos tipo rayo y de impulsos de tipo maniobra que sean de aplicación según el grupo al que pertenezca el material (A, B o C). Aunque en las redes pueden aparecer cualquier tipo de sobretensiones (temporales, de tipo rayo y de tipo maniobra), tan solo se establecen dos ensayos de tensión soportada nominales para los materiales de cada grupo. Si se realizan estos dos ensayos con resultado favorable, el material también sería capaz de soportar hasta un cierto nivel sobretensiones del tipo de sobretensión no ensayado. Es decir, para los materiales de los grupos A y B las sobretensiones debidas a maniobras no son ensayadas, pero serán soportadas hasta un cierto nivel, si el material ha superado los ensayos de tensión soportada nominal de frecuencia industrial y de impulsos tipo rayo. Análogamente, para el material del grupo C se sabe que soportarán las sobretensiones temporales de un cierto nivel que aparezcan en la red, si los ensayos de tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo y a impulsos tipo maniobra

han sido superados.

Para la realización de los ensayos de verificación del nivel de aislamiento nominal se debe seguir las recomendaciones establecidas en la norma UNE EN 60060-1 sobre técnicas de ensayos de alta tensión. Esta norma es una norma horizontal que establece los criterios y requisitos generales de los ensayos, tales como las formas de onda, tolerancias y métodos de ensayo. También debe seguirse la norma UNE EN 60071-2 sobre coordinación de aislamiento. Además, para cada tipo de material, aparato o instalación (aislador, cable, transformador de potencia, transformador de medida, fusible, etc.) debe aplicarse la norma UNE EN correspondiente¹³. En estas normas se fijan aspectos específicos de las condiciones de los ensayos aplicables a cada material, tales como modo de instalación, condiciones de funcionamiento durante los ensayos, etc.

La normativa internacional considera como nivel de tensión soportada, U_w , para los aislamientos de aire ambiente¹⁴ el nivel de tensión cuya probabilidad de producir un cebado es el 10%, $U_{10\%}$, lo que significa que la probabilidad de ser soportado es del 90%. Asumiendo que la función densidad de probabilidad de la descarga disruptiva en aire sigue una evolución gaussiana se puede determinar la tensión de probabilidad de ser soportada del 10% a través del valor tensión de probabilidad de ser soportada del 50%, $U_{50\%}$, y su desviación típica σ ¹⁵:

$$U_{10\%} = (1 - 1,3\sigma) \cdot U_{50\%} \quad (1.3)$$

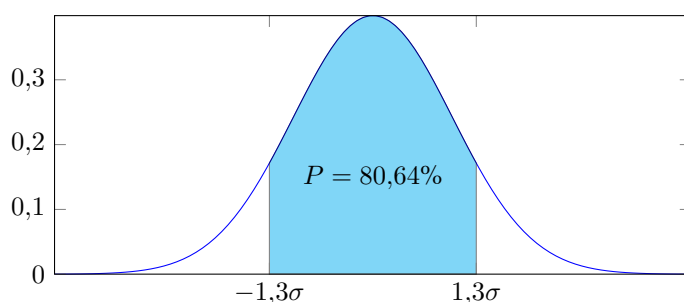


Figura 1.7: Función densidad de probabilidad normalizada de una distribución normal ($U_{50\%} = 1$).

Uno de los métodos normalizados más habituales para determinar $U_{50\%}$, aplicable a las tensiones de impulsos tipo rayo y de tipo maniobra, es el *método de subida y bajada*. Este método consiste en incrementar progresivamente el valor de la tensión de ensayo en una pequeña cantidad, ΔU ¹⁶, desde un nivel de tensión algo inferior al estimado como $U_{50\%}$ hasta alcanzar la primera descarga. Tras la primera descarga, la tensión se reducirá ΔU . Si al aplicar el nuevo nivel de tensión vuelve a producirse una descarga, se reducirá nuevamente la tensión otro escalón ΔU , de lo contrario se incrementará ΔU , de forma que detrás de una descarga la tensión se reduce ΔU , y si no descarga (soporta) la tensión, se incrementa ΔU . Tras un número suficientemente amplio de aplicaciones de tensión después de la primera descarga, por ejemplo, $m = 50$, se determina la tensión $U_{50\%}$ como valor medio de las tensiones aplicadas:

$$U_{50\%} = \frac{\sum_{i=1}^m U_i}{m} \quad (1.4)$$

¹³Ver listado de normas establecida en la ITC 02 del RAT.

¹⁴El aire ambiente es un aislamiento autorregenerable que, tras una descarga disruptiva, recupera sus propiedades dieléctricas, al renovarse por aire ambiente circundante. Para aislamientos no autorregenerables, como dieléctricos sólidos y líquidos (resinas, materiales poliméricos, siliconas, aceite, papel-aceite, etc.) la tensión soportada corresponde al valor de truncamiento de la función de densidad de probabilidad:

$$U_t = (1 - 3\sigma) \cdot U_{50\%}$$

¹⁵Según la norma UNE EN 60071-2, la desviación típica, σ , para las tensiones de frecuencia industrial e impulsos tipo rayo o maniobra de polaridad positiva puede considerarse del orden del 3%, mientras que para impulsos de polaridad negativa es del orden del 5%. La presencia de aisladores incrementa la desviación típica de 5% a 9%.

¹⁶la norma UNE-EN 60060-1 recomienda que ΔU esté comprendido entre el 1% y el 3% de $U_{50\%}$.

1.5. Distancias en aire entre elementos en tensión y tierra.

1.5.1. Relaciones entre las tensiones soportadas y las distancias en aire.

El anexo F de la norma IEC 60071-2 establece la formulación empírica que relaciona la tensión $U_{50\%}$ con la distancia de separación en aire para las ondas normalizadas de frecuencia industrial, impulsos tipo rayo y tipo maniobra. Estas fórmulas son aplicables a separaciones de aire punta-plano y distancias superiores a 1 m:

- *Frecuencia industrial.*

$$U_{50\%}(f.i.) [kV_{ef}] = 750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot d[m]^{1,2}) \quad (1.5)$$

- *Impulsos tipo rayo (1.2/50).*

$$U_{50\%}(\text{rayo } 1,2/50) [kV_p] = 530 \cdot d[m] \quad (1.6)$$

- *Impulsos tipo maniobra (250/2500).*

$$U_{50\%}(\text{man. } 50/2500) [kV_p] = 500 \cdot d[m]^{0,6} \quad (1.7)$$

Sin embargo, la separación obtenida no siempre corresponde a una configuración punta-plano, que es la más desfavorable. Cualquier otra configuración de electrodos para la misma distancia de separación soportará más tensión. Dependiendo de como sea la configuración de los electrodos que conforman la separación libre en aire, la tensión para impulsos tipo maniobra se incrementa en un factor K , denominado factor de separación. El resto de ensayos ven incrementada su tensión en relación a este mismo factor. En las tablas 1.7 y 1.8 se muestran factores de separación definidos en el anexo F de la norma, para las geometrías más usuales.

Tipo de separación	K
Conductor-cruceta	1,45
Conductor-ventana	1,25
Conductor-plano	1,15
Conductor-estructura inferior en punta	1,47
Conductor-estructura lateral	1,45
Longitudinal: Punta-estructura	1,35

Tabla 1.7: Coeficientes del factor de separación fase-tierra.

Tipo de separación	K
Anillo-Anillo o electrodos planos de gran tamaño	1,70 – 1,80
Conductores cruzados	1,53 – 1,70
Puntapunta o conductor-conductor (a lo largo del vano)	1,62 – 1,52
Soporte de embarrados	1,40 – 1,50
Geometrías Asimétricas	1,36 – 1,45

Tabla 1.8: Coeficientes del factor de separación fase-fase.

Luego las expresiones corregidas por el factor K y la distribución normal resultan:

- *Frecuencia industrial.*

$$U_w(f.i.) [kV_{ef}] = (1 - 1,3\sigma) \cdot (1,35K - 0,35K^2) \cdot [750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot d[m]^{1,2})] \quad (1.8)$$

- *Impulsos tipo rayo (1.2/50).*

$$U_w(1,2/50) [kV_p] = (1 - 1,3\sigma) \cdot (0,74 + 0,26K) \cdot 530 \cdot d[m] \quad (1.9)$$

- *Impulsos tipo maniobra (250/2500).*

$$U_w(50/2500) [kV_p] = (1 - 1,3\sigma) \cdot K \cdot 500 \cdot d[m]^{0,6} \quad (1.10)$$

1.5.2. Elección de las distancias mínimas en aire reglamentarias.

Como ya ha sido indicado, una vez elegido el nivel de aislamiento para una instalación, el material elegido de un determinado grupo (A, B o C) debe soportar dos tensiones nominales de aislamiento. Por ejemplo, el material de $U_m = 145 \text{ kV}$, perteneciente al grupo B, con el mayor nivel de aislamiento debe ser capaz de soportar una tensión nominal a frecuencia industrial de 275 kV y una tensión a impulsos tipo rayo de 650 kV . Para el caso de los materiales del grupo C, el material deberán soportar una tensión nominal a impulsos tipo rayo, dos a impulsos tipo maniobra, una entre fase y tierra y la otra entre fase y fase. La pregunta que cabe plantearse es cuál de las tensiones nominales de aislamiento requeridas es la que impone la mayor distancia de separación en aire.

En la segunda, tercera y cuarta columnas de la tabla 1.9 se muestran las parejas de tensiones soportadas nominales de frecuencia industrial, impulsos tipo rayo e impulsos tipo maniobra asociadas a los materiales del grupo B y las correspondientes para un material del grupo C (última fila), que pueden ser comunes a diferentes U_m (ver primera columna). En la quinta columna se incluye la distancia mínima de aislamiento en aire reglamentaria para separaciones fase-tierra y separaciones entre fases para el material del grupo B y la distancia mínima de aislamiento en aire fase-tierra para la configuración punta/estructura del material del grupo C (última fila).

Teniendo en cuenta las expresiones presentadas que relacionan las tensiones soportadas, U_w , con las distancias de separación, d , es posible determinar las distancias de separación asociadas a cada tensión nominal soportada reglamentaria: la distancia asociada a la tensión soportada nominal de frecuencia industrial (columna sexta), asociada a impulsos tipo rayo (columna séptima) y asociada a impulsos tipo maniobra (columna octava). Puede observarse que para el material del grupo B la tensión soportada nominal asociada a impulsos tipo rayo es la que impone la mayor distancia libre, mientras que para el caso del material del grupo C la que impone mayor distancia libre en aire es la tensión soportada nominal impulsos tipo maniobra.

U_m [kV]	$U_w (f.i.)$ [kV]	$U_w (1,2/50)$ [kV]	$U_w (250/2500)$ [kV]	d [m]	$d(U_w (f.i.))$ [m]	$d(U_w (1,2/50))$ [m]	$d(U_w (250/2500))$ [m]
52	95	250	-	-	-	-	-
72,5	140	325	-	-	-	-	-
123, 145	185	450	-	0,9	0,6	0,9	-
123, 145, 170	230	550	-	1,1	0,7	1,1	-
145, 170	275	650	-	1,3	0,8	1,3	-
170, 245	325	750	-	1,5	1,0	1,5	-
245	360	850	-	1,7	1,1	1,7	-
	395	950	-	1,9	1,2	1,9	-
	460	1050	-	2,1	1,4	2,1	-
420	-	1050	850	2,4	-	2,1	2,4

Tabla 1.9: Distancias mínimas de aislamiento en aire normalizadas y distancias libres en aire asociadas a las tensiones soportadas nominales de frecuencia industrial, de impulsos rayo y de impulsos tipo maniobra.

1.5.3. Requisitos reglamentarios sobre las distancias mínimas en aire.

Si no es posible efectuar los ensayos de tensión soportada se pueden guardar unas distancias mínimas en el aislamiento en aire que permiten garantizar los niveles de tensión soportada. Aunque las distancias mínimas dependen de las configuraciones de las partes activas y de las estructuras próximas, solo para los materiales del grupo C se recogen diferentes distancias en función del factor de separación K . Para el resto de los materiales correspondientes a los grupos A y B se utiliza la distancia más conservadora para cada nivel de aislamiento nominal.

No es necesario cumplir las distancias mínimas si existen ensayos de tensión soportada especificados en las normas particulares del material realizados con resultados favorables, puesto que ello entorpecería a su diseño, aumentaría su costo y dificultaría en progreso tecnológico.

Las distancias mínimas en el aire reflejadas en las tablas 1.4, 1.5 y 1.6 deben respetarse en los equipos e instalaciones donde no se hayan realizado ensayos que justifiquen que las tensiones soportadas nominales de su nivel de aislamiento se cumplen. Estas distancias especificadas son distancias en el aire sin tener en consideración caminos de descarga por contorno de un aislador. En el caso de los aisladores deberán efectuarse ensayos conforme a las normas específicas UNE EN 60168 y UNE EN 60507 de la línea de fuga. Esta última norma tiene en cuenta el fenómeno de contaminación por polución, que producen descargas a través de la superficie externa de los aislamientos que difieren de distancias en aire libres requeridas en las tablas anteriores. Las descargas por fenómenos de contaminación afectan a la longitud y forma de línea de fuga de los aisladores y deben ser satisfechas, además de las tensiones soportadas nominales o distancias mínimas en aire que establece el reglamento.

Asimismo, el reglamento establece que para separar eléctricamente circuitos se utilizan preferentemente seccionadores diseñados conforme a la norma correspondiente. No obstante, nos indica que también pueden lograrse la condición de seccionamiento sin necesidad de seccionador si las distancias entre los dos extremos seccionados de cada una de las fases se incrementa, al menos un 25% respecto a las distancias mínimas de aislamiento en el aire establecidas en las tablas 1.4 y 1.5, para los grupos A y B, y para las distancias mínimas de aislamiento entre fases de la tabla 1.6 para materiales del grupo C. Es decir, en el caso del grupo C, donde hay dos columnas de distancias de separación, una distancia fase-tierra y la otra distancia entre fases, se debe elegir la distancia entre fases, que requiere mayores valores, e incrementarla en un 25%, de tal manera que las sobretensiones en la red nunca podrán provocar una descarga entre los contactos separados esa distancia.

Las distancias que vienen en las tablas 1.4, 1.5 y 1.6 son valores mínimos determinados por consideraciones de tipo eléctrico, pero en algunos casos deben ser incrementadas para tener en cuenta otros conceptos como las tolerancias de construcción, los efectos de esfuerzos provocados por cortocircuitos, efectos del viento que pueden hacer moverse partes de conductores que no estén fijados de forma segura, etc. Estas distancias no se deben confundir con las distancias de seguridad del personal, tales como pasillos, que corresponden a otros criterios de diseño. Las distancias de proximidad y de trabajos con o sin tensión relacionadas con seguridad para las personas se rigen por Real Decreto 614.

Las distancias establecidas en las tablas 1.4, 1.5 y 1.6 son válidas para altitudes no superiores a 1000 m. Para las instalaciones situadas por encima de esta altitud, las distancias mínimas en el aire, hasta los 3000 m, deben aumentarse en un 1,4% por cada 100 m, o fracción por encima de los 1000 m¹⁷.

¹⁷Este aumento de las distancias mínimas es debido a la reducción de la presión atmosférica. Conforme a lo establecido por la norma IEC 60071-2, la reducción de presión atmosférica, al aumentar la altitud, conduce a una reducción de la tensión soportada del aislamiento externo, que es determinada a través del factor de corrección atmosférica K_a :

$$K_a = e^{-m \cdot h / 8150}$$

Donde h es la altitud sobre el nivel del mar [m] y m es un factor que toma valores entre 0 y 1 en función del tipo de sobretensión (temporal, tipo rayo o tipo maniobra) y del valor de la sobretensión. La variación de la tensión soportada por cada metro de altitud incremental se determina derivando la expresión anterior:

$$\frac{\partial K_a}{\partial h} = -\frac{m}{8150} \cdot e^{-m \cdot h / 8150}$$

Cuando $m = 1$ se produce la mayor disminución de tensión soportada al incrementar la altitud, por lo que se tomará este valor como el más desfavorable. Esta variación, expresada en tanto por ciento:

$$\left(\frac{\partial K_a}{\partial h} \cdot \frac{1}{K_a} \right) \Big|_{100\%} = -\frac{m}{8150} \cdot 100 = -0,0123\%$$

Tomando la referencia de incremento de altitud 100 m resulta:

$$\left(\frac{\partial K_a}{\partial h} \cdot \frac{1}{K_a} \right) \Big|_{100\%} = -1,23\% \text{ por cada } 100 \text{ m}$$

Como ya ha sido indicado, las sobretensiones tipo maniobras son las que imponen las distancias de aislamiento mayores, siendo la relación entre las distancias libres en aire con las sobretensiones tipo maniobra: $U_{50\%} = 500 \cdot d^{0,6}$. Por lo tanto, el incremento de distancia en aire para compensar la disminución de la tensión soportada será

$$1,23^{1/0,6} = 1,4\% \text{ por cada } 100 \text{ m o fracción por encima de los } 1000 \text{ m de altitud}$$

2

Cortocircuitos y puesta a tierra del neutro

2.1. Definiciones.

- **Corriente de cortocircuito prevista (disponible).** Corriente que circularía si el cortocircuito fuera reemplazado por una conexión ideal (impedancia despreciable) sin ningún cambio en la alimentación.
- **Corriente de cortocircuito simétrica.** Valor eficaz de la corriente de cortocircuito prevista, despreciando la componente de continua.
- **Corriente de cortocircuito simétrica inicial I''_k .** Valor eficaz de la corriente de cortocircuito prevista aplicable en el instante de cortocircuito si la impedancia permanece en el valor del instante cero (ver fig. 2.1¹).

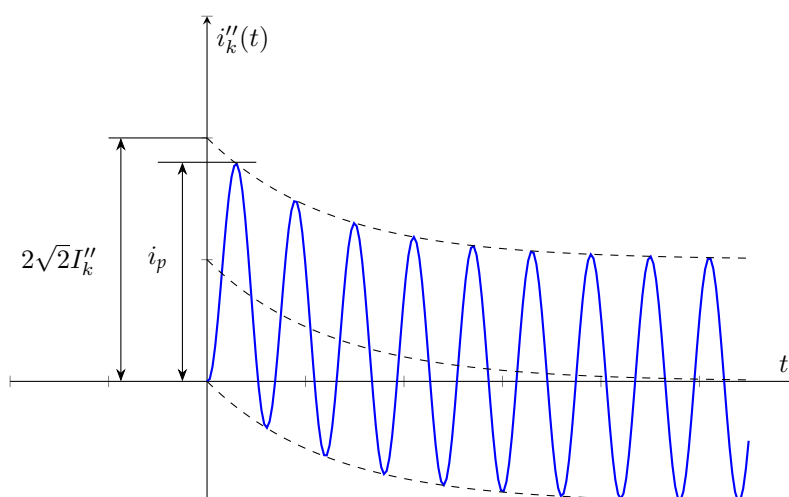


Figura 2.1: Corriente de cortocircuito de un cortocircuito alejado de un alternador con componente de corriente alterna constante.

¹En el caso de ser un cortocircuito próximo a un alternador, la corriente se vería amortiguada hasta alcanzar una amplitud pico-pico $2\sqrt{2}I_k < 2\sqrt{2}I''_k$

- **Potencia de cortocircuito simétrica inicial** S''_k . Valor ficticio, determinado por:

$$S''_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I''_k \quad (2.1)$$

- **Componente decreciente (aperiódica) de la corriente de cortocircuito** $i_{d.c.}$. Valor medio entre las envolventes superior e inferior de una corriente de cortocircuito decreciente, desde un valor inicial hasta cero (ver fig. 2.1).
- **Valor de cresta de la corriente de cortocircuito** i_p . Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito disponible.
- **Corriente de cortocircuito simétrica de corte** I_b . Valor eficaz de un ciclo integral de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de separación de los contactos del primer polo que abre un dispositivo de interrupción.
- **Corriente de cortocircuito permanente** I_k . Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que permanece después del decrecimiento del transitorio.
- **Corriente simétrica de rotor bloqueado** I_{lr} . Valor eficaz de la corriente simétrica más alta de un motor asíncrono a rotor bloqueado, alimentado a tensión U_{rM} y frecuencia asignadas.
- **Fuente de tensión equivalente**. Tensión de una fuente ideal, aplicada en el punto de cortocircuito del sistema en secuencia directa. Es la única tensión activa de la red en el momento del cálculo del cortocircuito. Se rige por²:

$$U_0 = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \quad (2.2)$$

- **Tensión subtransitoria de una máquina síncrona** E'' . Valor eficaz de la tensión simétrica interna de una máquina síncrona, que es activa más allá de la reactancia subtransitoria X''_d en el momento del cortocircuito.
- **Cortocircuito alejado de un alternador**. Aquél durante el cual la magnitud de la corriente de cortocircuito prevista permanece esencialmente constante...
- **Cortocircuito próximo a un alternador**. Aquél en el que la contribución de al menos una máquina síncrona a la corriente prevista inicial de cortocircuito es más del doble de la corriente asignada de la máquina síncrona, o en el que la contribución de los motores supera un 5% de la I''_k , sin motores...
- **Reactancia subtransitoria de una máquina síncrona** X''_d . Reactancia efectiva en el momento de cortocircuito. Ha de tomarse el valor saturado. Se define también:

$$x''_d = \frac{X''_d}{Z_{rG}} \quad (2.3)$$

- **Tiempo de retardo mínimo** t_{\min} . Tiempo más corto entre la aparición de la corriente de cortocircuito y la separación de los contactos del primer polo que abre del dispositivo de interrupción.
- **Corriente de cortocircuito térmica equivalente** I_{th} . Valor eficaz de la corriente que tiene el mismo efecto térmico y la misma duración que la corriente real de cortocircuito, la cual puede contener una componente de continua y puede disminuir el tiempo.

²Para baja tensión (≤ 1000 Vac) se toma $c_{\max} = 1,05$ si el sistema tiene una tolerancia del 6%, por ejemplo en sistemas renombrados de 380 a 400 V, y $c_{\max} = 1,1$ para sistemas con una tolerancia del 10%. En ambos casos se toma $c_{\min} = 0,95$. Para alta tensión (> 1000 Vac) se toma siempre $c_{\max} = 1,1$ y $c_{\min} = 1$.

2.2. Circuitos equivalentes.

- *Redes de alimentación Q.*

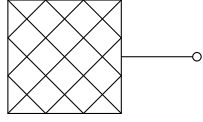


Figura 2.2: Símbolo de una red de potencia.

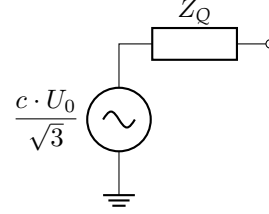


Figura 2.3: Circuito equivalente de una red de potencia.

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I''_{kQ}} = \frac{c \cdot U_{nQ}^2}{S''_k} \quad X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q}\right)^2}} \quad (2.4)$$

Donde:

- Z_Q es la impedancia serie equivalente de la red.
- U_{nQ} es la tensión nominal de la red.
- I''_{kQ} es la corriente subtransitoria de cortocircuito de la red.
- S''_k es la potencia aparente subtransitoria de la red.
- X_Q es la reactancia de la red.
- c es el factor de mayoración de tensión de la red (1,1).
- $\frac{R_Q}{X_Q}$ es un dato conocido de la red.

Referida a baja tensión, donde r_t es la relación de transformación del transformador que pasa de alta a baja tensión:

$$Z_{Q,BT} = \frac{Z_{Q,BT}}{r_t^2} = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I''_{kQ} \cdot r_t^2} = \frac{c \cdot U_{nQ}^2}{S''_k \cdot r_t^2} \quad X_{Q,BT} = \frac{Z_{Q,BT}}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q}\right)^2}} \quad (2.5)$$

- *Transformadores de dos devanados T.*



Figura 2.4: Símbolo de un transformador de dos devanados.

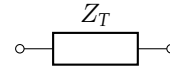


Figura 2.5: Circuito equivalente de un transformador de dos devanados.

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (2.6)$$

Donde:

- U_{rT} es la tensión asignada del transformador en el lado de alta o baja tensión.
- I_{rT} es la corriente asignada del transformador en el lado de alta o baja tensión.
- S_{rT} es la potencia aparente asignada del transformador.
- P_{krT} son las pérdidas totales del transformador en los devanados a la corriente asignada.
- u_{kr} es la tensión de cortocircuito, en tanto por ciento, a la corriente asignada.
- u_{Rr} es la componente resistiva asignada, en tanto por ciento, de la tensión de cortocircuito.
- **Transformadores de tres devanados T .**

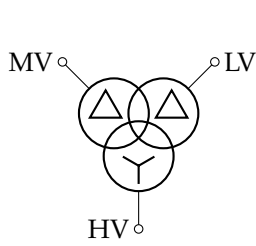


Figura 2.6: Símbolo de un transformador de tres devanados.

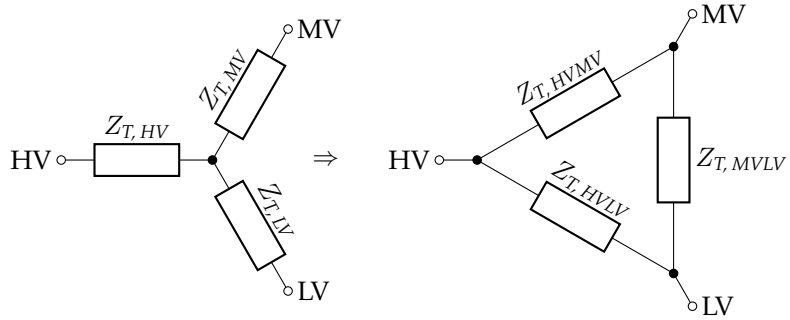


Figura 2.7: Circuito equivalente de un transformador de tres devanados.

$$Z_{T,HVMV} = \left(\frac{u_{Rr,HVMV}}{100\%} + j \frac{u_{Xr,HVMV}}{100\%} \right) \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT,HVMV}} \quad (\text{lado LV abierto}) \quad (2.7)$$

$$Z_{T,HVLV} = \left(\frac{u_{Rr,HVLV}}{100\%} + j \frac{u_{Xr,HVLV}}{100\%} \right) \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT,HVLV}} \quad (\text{lado MV abierto}) \quad (2.8)$$

$$Z_{T,MVLV} = \left(\frac{u_{Rr,MVLV}}{100\%} + j \frac{u_{Xr,MVLV}}{100\%} \right) \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT,MVLV}} \quad (\text{lado HV abierto}) \quad (2.9)$$

$$Z_{MV} = \frac{1}{2} \cdot (Z_{HVMV} + Z_{MVLV} - Z_{HVLV}) \quad (2.10)$$

$$Z_{HV} = \frac{1}{2} \cdot (Z_{HVMV} + Z_{HVLV} - Z_{MVLV}) \quad (2.11)$$

$$Z_{LV} = \frac{1}{2} \cdot (Z_{MVLV} + Z_{HVLV} - Z_{HVMV}) \quad (2.12)$$

$$u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} \quad (2.13)$$

Donde:

- $u_{Rr,HVMV}$ y $u_{Xr,HVMV}$ son las componentes resistiva y reactiva asignadas de la tensión de cortocircuito, dadas en tanto por ciento, entre los lados de alta y media tensión.
- $u_{Rr,HVLV}$ y $u_{Xr,HVLV}$ son las componentes resistiva y reactiva asignadas de la tensión de cortocircuito, dadas en tanto por ciento, entre los lados de alta y baja tensión.
- $u_{Rr,MVLV}$ y $u_{Xr,MVLV}$ son las componentes resistiva y reactiva asignadas de la tensión de cortocircuito, dadas en tanto por ciento, entre los lados de media y baja tensión.

- *Líneas aéreas y cables L.*

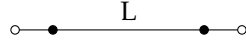


Figura 2.8: Símbolo de una línea o cable de alta tensión.

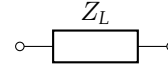


Figura 2.9: Circuito equivalente de una línea o cable de alta tensión.

$$Z_L = z_L \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot long [km] \quad (2.14)$$

- *Alternadores síncronos G.*

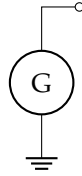


Figura 2.10: Símbolo de un generador síncrono.

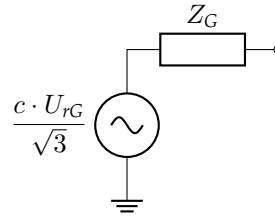


Figura 2.11: Circuito equivalente de un generador síncrono.

$$X_G'' = x_G'' \cdot Z_{rG} \quad Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \quad (2.15)$$

- *Motores asíncronos M.*

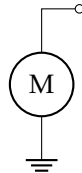


Figura 2.12: Símbolo de un motor asíncrono.

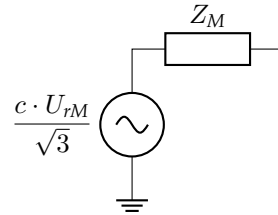


Figura 2.13: Circuito equivalente de un motor asíncrono.

$$Z_M = \frac{1}{\frac{I_{LR}}{I_{rM}}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3} I_{rM}} = \frac{1}{\frac{I_{LR}}{I_{rM}}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad X_M = \frac{Z_M}{1 + \left(\frac{R_M}{X_M} \right)^2} \quad (2.16)$$

Donde:

- U_{rM} es la tensión asignada del motor.
- I_{rM} es la corriente asignada del motor.
- S_{rM} es la potencia aparente asignada del motor $\left(S_{rM} = \frac{P_{rM}}{\cos \varphi_{rM}} \right)$
- $\frac{I_{LR}}{I_{rM}}$ es la relación de la corriente a rotor bloqueado frente a la nominal.

2.3. Cálculo de corrientes de cortocircuito.

2.3.1. Cortocircuito trifásico.

En general, la corriente de cortocircuito trifásica inicial se calcula mediante la expresión (2.17).

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (2.17)$$

Donde Z_k es la impedancia equivalente de Thévenin, vista desde el punto de falta.

2.3.2. Valor de pico de la corriente de cortocircuito.

Viene definida por la expresión (2.18).

$$i_p = \sqrt{2} \cdot \kappa \cdot I_k'' \quad (2.18)$$

Donde κ se define mediante la relación entre la resistencia y reactancia equivalentes en el punto del cortocircuito.

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (2.19)$$

2.3.3. Componente continua de la corriente de cortocircuito.

Viene dada por la expresión (2.20).

$$i_{d.c.} = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot e^{-2\pi f t R/X} \quad (2.20)$$

Donde:

- I_k'' es la corriente subtransitoria de cortocircuito.
- f es la frecuencia nominal del sistema.
- t es el tiempo.
- $\frac{R}{X}$ es la relación entre la resistencia y reactancia equivalentes en el punto del cortocircuito.

2.3.4. Corriente de cortocircuito simétrica de corte.

La corriente de corte en el punto del cortocircuito se compone, en general, de una corriente simétrica I_b y una componente de continua, $i_{d.c.}$ en el instante $t_{mín}$.

2.3.4.1. Cortocircuito alejado de un generador.

Las corrientes de corte son iguales a las iniciales de cortocircuito:

$$I_b = I_k'' \quad (2.21)$$

2.3.4.2. Cortocircuito próximo a un generador.

- *Cortocircuito trifásico con alimentación única.* El decrecimiento desde la corriente subtransitoria hasta la corriente de corte sigue la expresión (2.22):

$$I_b = \mu \cdot I_k'' \quad (2.22)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \mu &= 0,84 + 0,26 \cdot e^{-0,26 I_{kG}''/I_{rG}} && \text{para } t_{mín} = 0,02 \text{ s} \\ \mu &= 0,71 + 0,51 \cdot e^{-0,30 I_{kG}''/I_{rG}} && \text{para } t_{mín} = 0,05 \text{ s} \\ \mu &= 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 I_{kG}''/I_{rG}} && \text{para } t_{mín} = 0,10 \text{ s} \\ \mu &= 0,56 + 0,94 \cdot e^{-0,38 I_{kG}''/I_{rG}} && \text{para } t_{mín} \geq 0,25 \text{ s} \end{aligned} \quad (2.23)$$

- **Cortocircuito trifásico en redes no malladas.** La corriente simétrica de cortocircuito en el punto de la falta se calcula como la suma de las contribuciones individuales de las corrientes parciales de cortocircuito debido a los elementos presentes en la red:

$$I_b = \sum_i I_{bi} \quad (2.24)$$

- *Aportación de corriente de los generadores síncronos.* Aportan una corriente reducida en un factor μ , definido de igual forma que en apartado anterior.

$$I_{bG} = \mu I''_{kG} \quad (2.25)$$

- *Aportación de corriente de los motores asíncronos.* Aportan una corriente reducida en un factor μq . El factor μ se define de la misma forma que en el caso de los generadores síncronos.

$$I_{bM} = \mu q I''_{kM} \quad (2.26)$$

Para el que:

$$\begin{aligned} q &= 1,03 + 0,12 \ln \left(\frac{P_{rM} [MW]}{p} \right) && \text{para } t_{min} = 0,02 s \\ q &= 0,79 + 0,12 \ln \left(\frac{P_{rM} [MW]}{p} \right) && \text{para } t_{min} = 0,05 s \\ q &= 0,57 + 0,12 \ln \left(\frac{P_{rM} [MW]}{p} \right) && \text{para } t_{min} = 0,10 s \\ q &= 0,26 + 0,12 \ln \left(\frac{P_{rM} [MW]}{p} \right) && \text{para } t_{min} \geq 0,25 s \end{aligned} \quad (2.27)$$

Donde:

- + P_{rM} es la potencia activa asignada del motor.
- + p es el número de pares de polos del motor.

2.3.5. Corriente de cortocircuito permanente.

El cálculo es menos preciso que para la corriente de cortocircuito inicial, pues depende de la excitación de los generadores, la posición del cortocircuito respecto al transformador de potencia, etc.

- **Corriente de cortocircuito permanente máxima para un generador.** Se puede calcular de la siguiente manera:

$$I_{k, \text{máx}} = \lambda_{\text{máx}} \cdot I_{rG} \quad (2.28)$$

- **Corriente de cortocircuito permanente mínima para un generador.** De forma análoga:

$$I_{k, \text{mín}} = \lambda_{\text{mín}} \cdot I_{rG} \quad (2.29)$$

$\lambda_{\text{máx}}$ y $\lambda_{\text{mín}}$ se obtienen de unas curvas que dependen de la relación I_{kG}/I_{rG} .

- **Corriente de cortocircuito mínima en el punto de la falta.** Sigue la expresión:

$$I_{k, \text{mín}} = \frac{c_{\text{mín}} \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_k} \quad (2.30)$$

2.3.6. Corriente térmica de cortocircuito.

Se utiliza la Integral de Joule ($\int t^2 dt$) como forma de medir la energía generada por un elemento resistivo a causa de la corriente de cortocircuito.

$$\int_0^{T_k} t^2 dt = I_k''^2 \cdot (m + n) T_k = I_{th}^2 \cdot T_k \quad (2.31)$$

Luego la corriente de cortocircuito térmica equivalente es:

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m + n} \quad (2.32)$$

Donde m y n son componentes que dependen del tiempo y tienen en cuenta el efecto térmico, para corriente continua y alterna, respectivamente.

Para una serie de corrientes de cortocircuito individuales se debe usar la siguiente expresión:

$$\int i^2 dt = \sum_{i=1}^r I_{ki}''^2 (m_i + n_i) T_{ki} = I_{th}^2 T_k \quad (2.33)$$

Luego:

$$I_{th} = \sqrt{\frac{\int i^2 dt}{T_k}} \quad (2.34)$$

Y, por tanto:

$$T_k = \sum_{i=1}^r T_{ki} \quad (2.35)$$

2.4. Ejemplos.

2.4.1. Centro de transformación.

Dado el circuito de la figura:

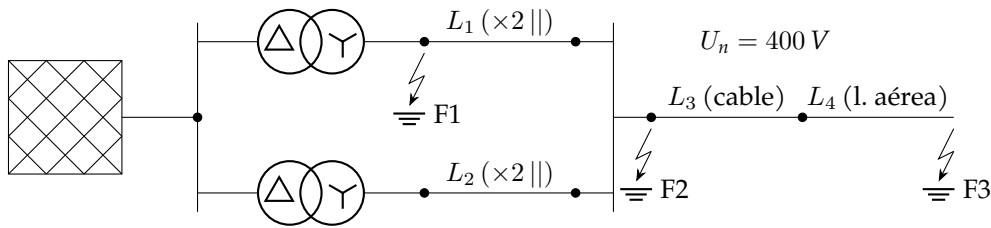


Figura 2.14: Centro de transformación.

Con los datos:

- $U_{nQ} = 20 \text{ kV}$
- $I_{kQ}'' = 10 \text{ kA}$
- $R_Q/X_Q = 0,1$
- $l(L_1) = 4 \text{ m}$
- $l(L_2) = 10 \text{ m}$
- $l(L_3) = 20 \text{ m}$
- $l(L_4) = 50 \text{ m}$
- $S_{rT1} = 630 \text{ kVA}$
- $S_{rT2} = 400 \text{ kVA}$
- $U_{rTHV1} = 20 \text{ kV}$
- $U_{rTHV2} = 20 \text{ kV}$
- $U_{rTLV1} = 410 \text{ V}$
- $U_{rTLV2} = 410 \text{ V}$
- $u_{kr1} = 4 \%$
- $u_{kr2} = 4 \%$
- $P_{krT1} = 6,5 \text{ kW}$
- $P_{krT2} = 4,6 \text{ kW}$
- $z_{L1} = 0,077 + j0,079 \Omega/\text{km}$
- $z_{L2} = 0,208 + j0,068 \Omega/\text{km}$
- $z_{L3} = 0,271 + j0,087 \Omega/\text{km}$
- $z_{L4} = 0,3704 + j0,297 \Omega/\text{km}$

Calcular las corrientes de cortocircuito trifásico simétrico en los puntos F1, F2 y F3.

1. Determinación de las impedancias de secuencia directa:

- Red Q :

$$Z_Q = \frac{c_Q \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I''_{kQ}} \cdot \frac{1}{r_t^2} = \frac{1,1 \cdot 20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} \cdot \left(\frac{0,41 \cdot 10^3}{20 \cdot 10^3} \right)^2 = 0,534 \text{ m}\Omega$$

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q} \right)^2}} = \frac{0,534 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{1 + 0,1^2}} = 0,531 \text{ m}\Omega$$

$$R_Q = X_Q \cdot \frac{R_Q}{X_Q} = 0,531 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1 = 0,053 \text{ m}\Omega$$

- Transformador $T1$:

$$Z_{T1} = \frac{u_{krT1}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}} = \frac{4\%}{100\%} \cdot \frac{(410 \text{ V})^2}{630 \text{ kVA}} = 10,673 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T1} = \frac{P_{krT1}}{3I_{rT1LV}^2} = \frac{P_{krT1} \cdot U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}^2} = \frac{6,5 \text{ kW} \cdot (410 \text{ V})^2}{(630 \text{ kVA})^2} = 2,753 \text{ m}\Omega$$

$$u_{Rr} = \frac{P_{krT1}}{S_{rT1}} \cdot 100 = 1,032\%; \quad u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = 3,865\%$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} = 10,312 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{T1} = (2,753 + j10,312) \text{ m}\Omega$$

$$K_{T1} = 0,95 \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + 0,6x_{T1}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \cdot 0,03865} = 0,975$$

$$Z_{T1K} = Z_{T1} K_{T1} = (2,684 + j10,054) \text{ m}\Omega$$

- Transformador $T2$:

$$Z_{T2} = \frac{u_{krT2}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT2LV}^2}{S_{rT2}} = \frac{4\%}{100\%} \cdot \frac{(410 \text{ V})^2}{400 \text{ kVA}} = 16,810 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T2} = \frac{P_{krT2}}{3I_{rT2LV}^2} = \frac{P_{krT2} \cdot U_{rT2LV}^2}{S_{rT2}^2} = \frac{4,6 \text{ kW} \cdot (410 \text{ V})^2}{(400 \text{ kVA})^2} = 4,833 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{T2} = (4,833 + j16,100) \text{ m}\Omega$$

$$K_{T2} = 0,95 \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + 0,6x_{T2}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \cdot 0,03831} = 0,975$$

$$Z_{T2K} = Z_{T2} K_{T2} = (4,712 + j15,698) \text{ m}\Omega$$

- Línea $L1$ (dos cables en paralelo):

$$Z_{L1} = 0,5 \cdot (0,208 + j0,068) \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 4 \text{ km} = 0,416 + j0,136 \text{ m}\Omega$$

- Línea $L2$ (dos cables en paralelo):

$$Z_{L2} = 0,5 \cdot (0,077 + j0,079) \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 10 \text{ km} = 0,385 + j0,395 \text{ m}\Omega$$

- Línea $L3$: (cable)

$$Z_{L3} = (0,271 + j0,087) \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 20 \text{ m} = 5,420 + j1,740 \text{ m}\Omega$$

- Línea $L4$: (línea aérea)

$$R'_{L4} = \frac{\rho}{q_n} = \frac{\Omega \text{ mm}^2}{54 \text{ m} \cdot 50 \text{ mm}^2} = 0,3704 \frac{\Omega}{\text{km}}; \quad r = 1,14 \sqrt{\frac{q_n}{\pi}} = 4,55 \text{ mm}$$

$$X'_{L4} = 2\pi f \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{d}{r} \right) = 2\pi \cdot 50 \text{ s}^{-1} \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-4} \text{ Vs}}{2\pi \text{ A} \cdot \text{km}} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{0,4 \text{ m}}{0,455 \cdot 10^{-2} \text{ m}} \right) = 0,297 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{L4} = (R'_{L4} + jX'_{L4})l = (0,370 + j0,297) \cdot \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 50 \text{ m} = (18,50 + j14,85) \text{ m}\Omega$$

2. Cálculo de I''_k e i_p para cortocircuitos trifásicos.

- Punto F1.

Circuito equivalente:

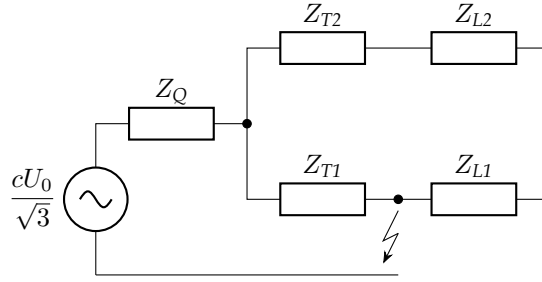


Figura 2.15: Circuito equivalente para el caso de falta en F1.

La impedancia equivalente en el punto de la falta es:

$$Z_k = Z_Q + Z_{T1} \parallel (Z_{T2} + Z_{L2} + Z_{L1}) = 1,881 + j6,746 \text{ m}\Omega; \quad |Z_k| = 7,003 \text{ m}\Omega$$

Luego la corriente subtransitoria de cortocircuito es:

$$I''_k = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 7,003 \cdot 10^{-3}} = 34,62 \text{ kA}$$

Y la corriente de pico de cortocircuito es:

$$\begin{aligned} i_p &= \kappa \sqrt{2} I''_k = \left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k/X_k} \right) \cdot \sqrt{2} I''_k = \\ &= \left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 1,881/6,746} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 34,62 \cdot 10^3 = 70,726 \text{ kA} \end{aligned}$$

- Punto F2.

Circuito equivalente:

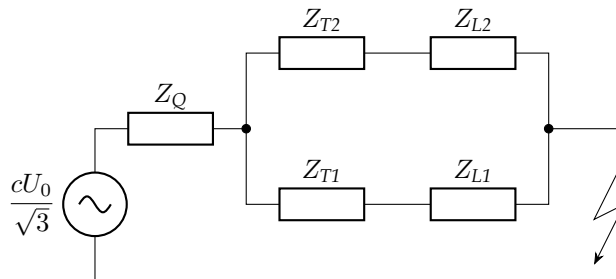


Figura 2.16: Circuito equivalente para el caso de falta en F2.

La impedancia equivalente en el punto de la falta es:

$$Z_k = Z_Q + (Z_{T1} + Z_{L1}) \parallel (Z_{T2} + Z_{L2}) = 1,977 + j6,827 \text{ m}\Omega; \quad |Z_k| = 7,107 \text{ m}\Omega$$

Luego la corriente subtransitoria de cortocircuito es:

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 7,107 \cdot 10^{-3}} = 34,12 \text{ kA}$$

Y la corriente de pico de cortocircuito es:

$$\begin{aligned} i_p &= \kappa \sqrt{2} I_k'' = \left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k/X_k}\right) \cdot \sqrt{2} I_k'' = \\ &= \left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 1,977/6,827}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot 34,12 \cdot 10^3 = 69,10 \text{ kA} \end{aligned}$$

- Punto F3.

Circuito equivalente:

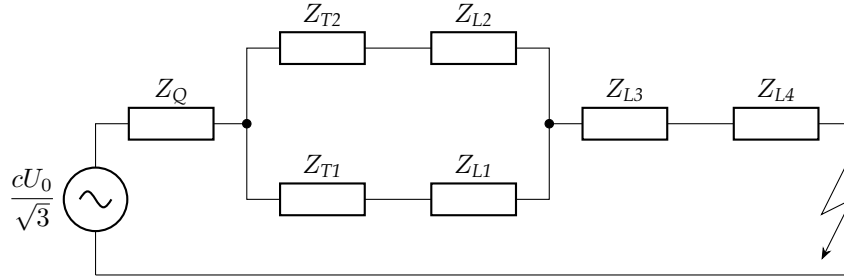


Figura 2.17: Circuito equivalente para el caso de falta en F2.

La impedancia equivalente en el punto de la falta es:

$$Z_k = Z_Q + (Z_{T1} + Z_{L1}) \parallel (Z_{T2} + Z_{L2}) + Z_{L3} + Z_{L4} = 25,897 + j23,417 \text{ m}\Omega; \quad |Z_k| = 34,914 \text{ m}\Omega$$

Luego la corriente subtransitoria de cortocircuito es:

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 34,914 \cdot 10^{-3}} = 6,95 \text{ kA}$$

Y la corriente de pico de cortocircuito es:

$$\begin{aligned} i_p &= \kappa \sqrt{2} I_k'' = \left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k/X_k}\right) \cdot \sqrt{2} I_k'' = \\ &= \left(1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 25,897/23,417}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot 6,95 \cdot 10^3 = 10,38 \text{ kA} \end{aligned}$$

2.4.2. Red de media tensión.

Dado el circuito de la figura:

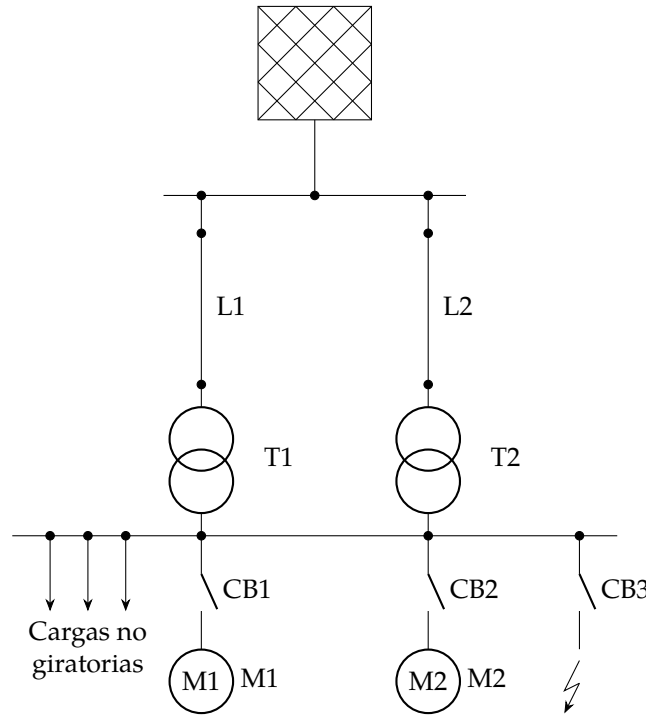


Figura 2.18: Red de media tensión.

Con los datos:

- $I''_{kQ} = 13,12 \text{ kA}$
- $S''_{kQ} = 750 \text{ MVA}$
- $R_Q/X_Q = 0,1$
- $r'_{L1} = r'_{L2} = 0,1 \Omega/\text{km}$
- $x'_{L1} = x'_{L2} = 0,1 \Omega/\text{km}$
- $l_{L1} = l_{L2} = 4,85 \text{ km}$
- $S_{rT1} = S_{rT2} = 15 \text{ MVA}$
- $u_{krT1} = u_{krT2} = 15\%$
- $u_{RrT1} = u_{RrT2} = 0,6\%$
- $r_{iT1} = r_{iT2} = \frac{33 \text{ kV}}{6,3 \text{ kV}}$
- $U_{rM1} = 6 \text{ kV}$
- $P_{rM1} = 5 \text{ MW}$
- $\cos \varphi_{rM1} = 0,86$
- $\eta_{rM1} = 0,97$
- $I_{LRM1}/I_{rM1} = 4$
- $p_{M1} = 2$
- $U_{rM2} = 6 \text{ kV}$
- $P_{rM2} = 3 \text{ MW}$
- $\cos \varphi_{rM2} = 0,83$
- $\eta_{rM2} = 0,94$
- $I_{LRM2}/I_{rM2} = 5,5$
- $p_{M2} = 1$

Calcular las corrientes de cortocircuito trifásico simétrico en el punto especificado.

1. Determinación de las impedancias de secuencia directa:

- Red Q:

$$Z_Q = \frac{c_Q \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I''_{kQ}} \cdot \frac{1}{r_t^2} = \frac{1,1 \cdot 33 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \cdot 10^3} \cdot \left(\frac{6,3 \cdot 10^3}{33 \cdot 10^3} \right)^2 = 0,0582 \Omega$$

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q} \right)^2}} = \frac{0,0582}{\sqrt{1 + 0,1^2}} = 0,0579 \Omega$$

$$R_Q = X_Q \cdot \frac{R_Q}{X_Q} = 0,0582 \cdot 0,1 = 0,00582 \text{ m}\Omega$$

- Transformadores T1 y T2:

$$Z_T = \frac{u_{krT}}{100\%} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{15\%}{100\%} \cdot \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ kVA}} = 0,3969 \Omega$$

$$R_T = \frac{u_{RrT}}{100\%} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{0,6\%}{100\%} \cdot \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ kVA}} = 0,0159 \Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 0,3966 \Omega$$

$$K_T = 0,95 \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + 0,6 u_{XrT}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \cdot 0,1499} = 0,9588$$

$$Z_{TK} = Z_T K_T = (0,0152 + j0,3803) \Omega$$

- Líneas L1 y L2:

$$R_L = r'_L \cdot l_L \cdot \frac{1}{r_{iT}^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 4,85 \text{ km} \cdot \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2 = 0,0177 \Omega$$

$$X_L = x'_L \cdot l_L \cdot \frac{1}{r_{iT}^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 4,85 \text{ km} \cdot \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2 = 0,0177 \Omega$$

- Motor M1:

$$Z_{M1} = \frac{1}{I_{LRM1}/I_{rM1}} \cdot \frac{U_{rM1}^2}{P_{rM1}/\cos \varphi_{rM1}} = \frac{1}{4} \cdot \frac{(6 \text{ kV})^2}{5 \text{ MW}/0,86} = 1,5 \Omega$$

- Motor M2:

$$Z_{M2} = \frac{1}{I_{LRM2}/I_{rM2}} \cdot \frac{U_{rM2}^2}{P_{rM2}/\cos \varphi_{rM2}} = \frac{1}{5,5} \cdot \frac{(6 \text{ kV})^2}{3 \text{ MW}/0,83} = 1,705 \Omega$$

2. Circuito equivalente:

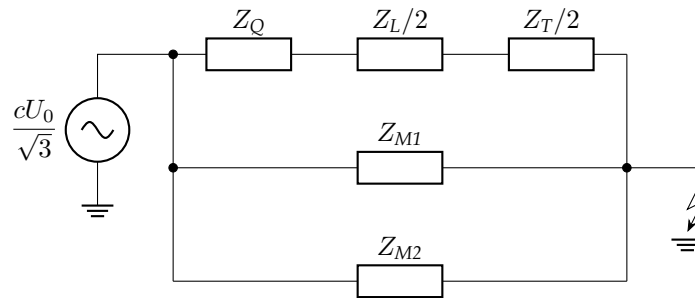


Figura 2.19: Circuito equivalente para la falta en interruptor CB3.

3. Se obtienen las corrientes de cortocircuito a la salida de los transformadores.

$$|I''_{kT1} + I''_{kT2}| = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k, T1T2}}$$

$$Z_{k, T1T2} = Z_Q + \frac{Z_L}{2} + \frac{Z_T}{2} = 0,0223 + j0,2569$$

$$|I''_{kT1} + I''_{kT2}| = \frac{1,1 \cdot 6 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (0,0223 + j0,2569)} = 14,78 \text{ kA}$$

4. Se obtienen las corrientes de cortocircuito de los motores.

$$I''_{kM1} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k, M1}} = \frac{1,1 \cdot 6 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 2,54 \text{ kA}$$

$$I''_{kM2} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k, M2}} = \frac{1,1 \cdot 6 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 1,705} = 2,23 \text{ kA}$$

5. Se obtiene la corriente total aportada al cortocircuito³.

$$I_k'' = I_{kT1}'' + I_{kT2}'' + I_{kM1}'' + I_{kM2}'' = 19,55 \text{ kA}$$

6. Se obtienen las corrientes de pico de todas las contribuciones.

$$i_p = i_{p,T1T2} + i_{p,M1} + i_{p,M2} = \kappa_{T1T2} \sqrt{2} \cdot I_{T1T2}'' + \kappa_{M1} \sqrt{2} \cdot I_{M1}'' + \kappa_{M2} \sqrt{2} \cdot I_{M2}'' = 49,02 \text{ kA}$$

7. Se obtiene la corriente de corte para el interruptor CB3.

$$I_b = I_{b,T1T2} + I_{b,M1} + I_{b,M2} = I_{kT1T2}'' + \mu_{M1} q_{M1} I_{kM1}'' + \mu_{M2} q_{M2} I_{kM2}'' = 17,08 \text{ kA}$$

$$\mu_{M1} = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot 1,1 \cdot I_{LRM1} / I_{rM1}} = 0,8$$

$$q_{M1} = 0,57 + 0,12 \cdot \ln \left(\frac{P_{rM1} [\text{MW}]}{p_{M1}} \right) = 0,68$$

$$\mu_{M2} = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot 1,1 \cdot I_{LRM2} / I_{rM2}} = 0,8$$

$$q_{M2} = 0,57 + 0,12 \cdot \ln \left(\frac{P_{rM2} [\text{MW}]}{p_{M2}} \right) = 0,57$$

2.5. Cortocircuitos fase-tierra. Bobina Petersen.

2.5.1. Falta a tierra con neutro aislado.

Durante una falta a tierra en cualquier fase de una red de distribución de media tensión con neutro aislado circulará una corriente de defecto que se cerrará por las capacidades a tierra de las otras dos fases, por lo que la magnitud de la corriente de falta dependerá de la extensión de la red aérea o subterránea conectada al transformador que alimenta a la red con el defecto a tierra. Las tensiones simples o de fase de un sistema equilibrado se muestran en la figura 2.21.

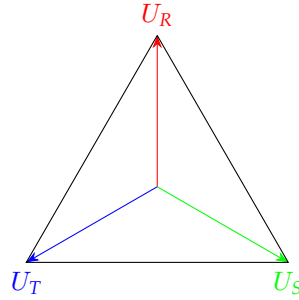


Figura 2.20: Sistema con neutro aislado equilibrado.

En una red de cables subterráneos o de líneas aéreas de media tensión siempre existe una capacidad, C_e , entre cada fase y tierra. Esa capacidad a tierra produce una corriente capacitiva fase-tierra de, aproximadamente, igual módulo en las tres fases:

$$I_C = \frac{U_f}{\frac{1}{\omega C}} = \omega C_e U_f \quad (2.36)$$

En cada fase la corriente capacitiva estará desfasada 90° respecto de su tensión de fase y, en régimen equilibrado, con capacidades de fase iguales, la suma fasorial de las intensidades de las tres fases será nula.

³Sumas fasoriales.

En una red con neutro aislado o puesto a tierra por una impedancia de alto valor, cuando se produce un defecto a tierra en una fase, por ejemplo, en la fase T, la tensión en las fases sanas R y S respecto de tierra resulta $\sqrt{3}$ veces la tensión antes del defecto, mientras la tensión entre neutro y tierra será igual a la tensión de fase del sistema. En estas condiciones la suma fasorial de las tensiones de las tres fases R, S y T será, por definición, tres veces la tensión homopolar e igual a tres veces la tensión de fase, por lo que la tensión homopolar U_0 será igual a la tensión de fase del sistema.

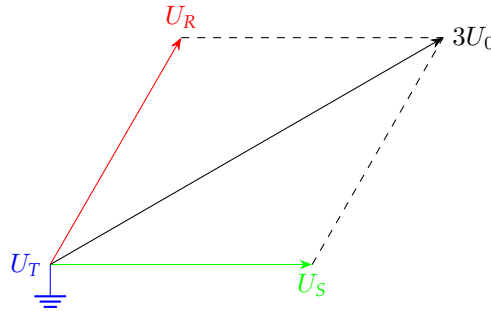


Figura 2.21: Sistema con neutro aislado con defecto a tierra en la fase T.

El diagrama fasorial de las corrientes será similar al de las tensiones, pero desfasado 90° , por lo que en las dos fases sanas circulará una corriente capacitiva $\sqrt{3}$ veces la que existía antes del defecto, al haberse incrementado la tensión de fase en esa misma proporción. La suma fasorial de las corrientes capacitivas de las dos fases sanas forman la corriente de falta:

$$I_f = I_R + I_S + I_T = \sqrt{3} \frac{\sqrt{3}}{2} I + \sqrt{3} \frac{\sqrt{3}}{2} I + 0 = 3I \quad (2.37)$$

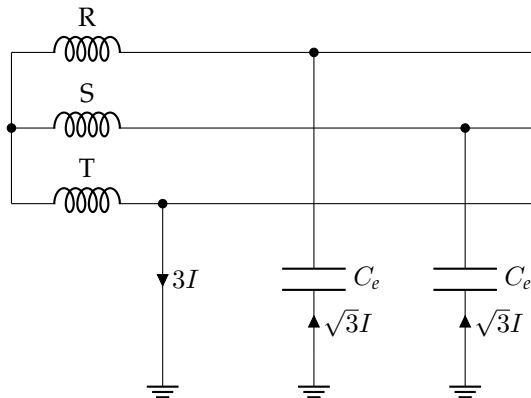


Figura 2.22: Falta a tierra en la fase T en un esquema con neutro aislado.

2.5.2. Falta a tierra en redes con neutro a tierra a través de bobina Petersen.

Para minimizar la corriente de falta a tierra se puede conectar una bobina con núcleo de hierro entre el punto neutro de la estrella del transformador de la subestación y tierra. La corriente creada en esta bobina durante la falta es opuesta a la corriente capacitiva, por lo que neutraliza en parte a la corriente de defecto. Si el valor de inductancia es adecuadamente elegido se logrará compensar a la corriente capacitiva, lo que se conoce como bobina Petersen, en honor al ingeniero alemán Waldemar Petersen, quien la desarrolló en 1917.

Durante la falta, la corriente por la inductancia debe ser justo igual en magnitud a la corriente capacitiva, pero opuesta en fase, a fin de neutralizar la corriente resultante de falta. De esta forma se puede autoextinguir la falta tras el paso por cero de la corriente de falta.

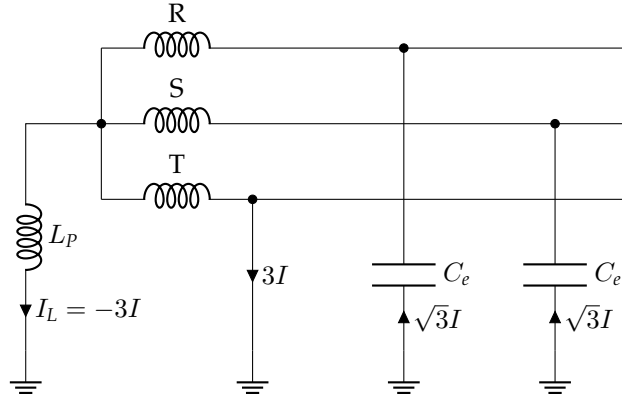


Figura 2.23: Falta a tierra en la fase T en un esquema con neutro puesto a tierra a través de una bobina Petersen.

Durante la falta el punto neutro del transformador tendrá la tensión de fase respecto de tierra, como se justificó previamente, por lo que la corriente a través de la bobina se puede calcular como:

$$I_L = \frac{U_f}{\omega L} \quad (2.38)$$

Se conseguirá que la corriente capacitiva total se cancele con la corriente inductiva si, a la frecuencia de red, se cumple la igualdad siguiente:

$$3I = I_L \Rightarrow \omega L = \frac{1}{3\omega C_e} \quad (2.39)$$

Esta presentación del principio de la bobina Petersen es simplificada, ya que se ha omitido una componente de corriente resistiva I_R debida a las resistencias del circuito, tales como la resistencia de aislamiento de los cables aislados, corrientes de fuga en aisladores, la resistencia de tierra por la que se cierra la corriente de falta y el efecto corona en líneas aéreas. Igualmente, se ha omitido el efecto de las corrientes armónicas, I_H , que existen en las redes eléctricas de media tensión. Ambos efectos hacen que la corriente de falta no sea nula, sino que exista una corriente residual incluso cuando se haya elegido la bobina de Petersen para lograr una sintonización total de la corriente capacitiva.

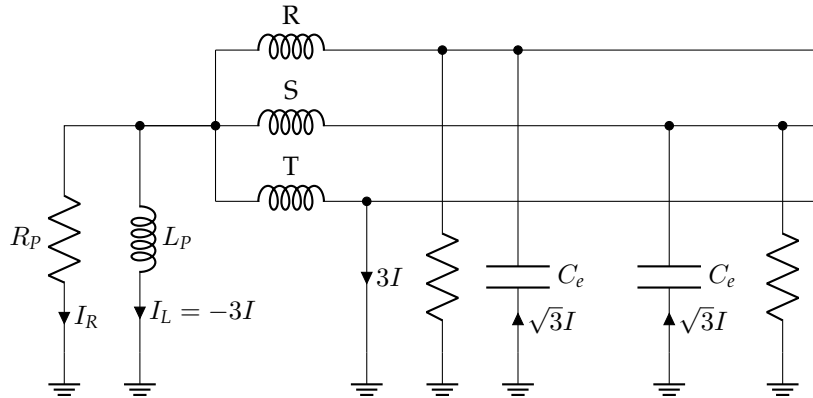


Figura 2.24: Falta a tierra en la fase T en un esquema con neutro puesto a tierra a través de una bobina Petersen, considerando efectos resistivos.

$$I_f = I_{res} = \sqrt{(I_L - I_C)^2 + I_R^2 + I_H^2} \quad I_C = 3I = 3\omega C_e U_f \quad (2.40)$$

En una primera aproximación se pueden despreciar las componentes armónicas resultando la expresión en la siguiente, para el módulo de la corriente residual con bobina Petersen:

$$I_f = I_{res} = \sqrt{(I_L - I_C)^2 + I_R^2} \quad (2.41)$$

La cual se puede poner de la forma compleja:

$$I_{res} = I_C(\delta + j\nu) \quad (2.42)$$

Donde δ es el coeficiente de amortiguamiento y ν es el coeficiente de desintonización:

$$\delta = \frac{I_R}{I_C} \quad \nu = \frac{I_L - I_C}{I_C} \quad (2.43)$$

Se denomina régimen sobrecompensado cuando la corriente de la bobina de extinción es mayor que la corriente capacitiva ($\nu > 0$), y régimen subcompensado cuando la corriente de la bobina es menor que la corriente capacitiva ($\nu < 0$).

Ante una falta fase tierra en las redes de alta tensión la desintonización habitual es del 2 al 6% en modo sobrecompensado. En caso de falta fase-tierra de una red con neutro aislado ($I_L = 0$) la desintonización será $\nu = -1$ (red subcompensada). En lo que respecta al amortiguamiento de una red, puede cambiar a lo largo del año en función de la temperatura ambiente, debido a la fuerte dependencia del amortiguamiento con la resistencia de tierra.

En una red compensada la corriente residual durante una falta a tierra suele oscilar entre un 3 y un 10% de la corriente que tendría la misma red ante la misma falta a tierra, pero con neutro aislado.

La puesta a tierra con bobina Petersen es útil en el caso de las líneas aéreas de distribución donde existen muchas faltas a tierra no permanentes (fallos por proximidad con árboles, por ramas, plásticos u otros objetos transportados por el viento, etc.), ya que se consigue mejorar la calidad del suministro a través de la extinción del arco. La bobina Petersen consigue que la corriente de falta quede reducida a la parte de la corriente resistiva, por debajo del nivel de autoextinción, eliminando la falta transitoria y desionizando la trayectoria del arco, sin tener que desconectar la línea con falta. Sin embargo, aunque las corrientes residuales en la falta sean bajas, pueden representar un riesgo para las personas y los equipos, incluido el riesgo de incendios.

2.5.3. Requisitos normativos de extinción de la corriente de falta en redes con neutro no unido rígidamente a tierra.

La norma DIN VDE 0228-2:1987 establece los valores límite para la corriente residual en una red compensada (con bobina Petersen), así como para las redes con neutro aislado, con el fin de asegurar la extinción del arco ($I_{res} \leq I_G$)⁴. En ella se expone que las redes con neutro aislado tienen un límite de corriente de extinción menor que las redes con bobina Petersen.

Los armónicos pueden ser perjudiciales para la extinción del arco en el punto de la falta. Estudios realizados por S. Höpfner permiten indicar que siempre que el valor eficaz de los armónicos esté por debajo de un cierto umbral la influencia a la extinción de la falta a tierra es pequeña. Sin embargo, el incremento del valor eficaz de los armónicos provoca un mayor tiempo de arco y, en consecuencia, podría condicionar la extinción del arco en el punto de la falta.

2.5.4. Extinción de la corriente de la falta a tierra en redes de 20 kV.

Tomando como base el límite de extinción $I_G = 60 A$ para una red de tensión nominal de 20 kV, las posibilidades de ajuste teóricas de una bobina Petersen se muestra en la figura 2.25. Teniendo en cuenta la ecuación (2.43) con la restricción $I_G = 60 A$, en la figura 2.25 se muestra la familia de curvas que relacionan la desintonización ν con el amortiguamiento δ para diferentes valores de corriente de falta a tierra capacitiva (diferentes tamaños de la red) que corresponde a la siguiente expresión:

$$60 A \geq I_C \cdot \sqrt{\delta^2 + \nu^2} \quad (2.44)$$

⁴Esta definición no excluye la posibilidad de que se permitan valores superiores en casos concretos si se demuestra la capacidad de extinción del arco de la falta en la red. La corriente de extinción es independiente de la corriente capacitiva

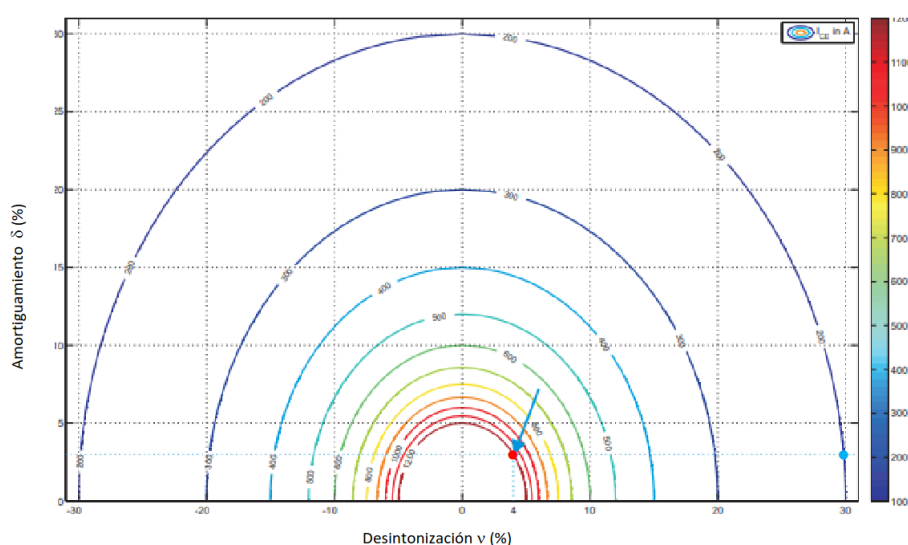


Figura 2.25: Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 20 kV.

Puede observarse que a medida que aumenta el tamaño de la red (mayor valor de I_C), el rango permitido de desintonización ν se vuelve más pequeño para asegurar que la corriente residual no exceda del límite fijado (I_G) para la extinción del arco. Por ejemplo, para una corriente de falta a tierra capacitiva de 200 A en una red con un amortiguamiento $\delta = 3\%$, sería admisible un grado de desintonización $\nu = \pm 29,8\%$ para cumplir con el límite de la corriente de extinción de 60 A. Sin embargo, para una red de gran tamaño con una corriente de falta a tierra capacitiva $I_C = 1200$ A con el mismo amortiguamiento del 3%, la desintonización como máximo debería ser $\nu = \pm 4\%$ para seguir cumpliendo con el límite de corriente de extinción. En este razonamiento los armónicos no se han tenido en cuenta.

2.5.5. Extinción de la corriente de la falta a tierra en redes de 110 kV.

Para redes compensadas de 110 kV el razonamiento es el mismo, pero limitando la corriente residual al valor límite de extinción de 132 A:

$$1132 \text{ A} \geq I_C \cdot \sqrt{\delta^2 + \nu^2} \quad (2.45)$$

En la figura 2.26 puede observarse que debido a la mayor I_G la desintonización máxima permitida es mayor en comparación con las redes de 20 kV. Por ejemplo, para una red con una corriente capacitiva de falta $I_C = 200$ A y un amortiguamiento del 3%, la desintonización máxima podría ser de hasta el $\pm 65,9\%$ en redes de 110 kV, mientras que para redes de 20 kV debía limitarse a $\pm 29,8\%$. Nótese también que los armónicos tampoco se han tenido en cuenta.

En resumen, se puede decir que debido al valor límite de I_G el incremento de la corriente de defecto a tierra capacitiva produce una reducción en el rango de ajuste admisible de la bobina Petersen. Esto significa que a medida que aumenta el tamaño de la red, el ajuste de la bobina Petersen debe ser cada vez más preciso para asegurar la extinción del arco. Hay que tener en cuenta, además, que la componente armónica de la corriente residual conduce a una reducción adicional del rango de ajuste de la compensación (menor coeficiente de desintonización permitido).

2.5.6. Límite de la corriente residual de falta en redes compensadas de media tensión de 20 kV, considerando la influencia de la extensión de la red.

Estudios complementarios realizados tras la publicación de la norma VDE 0228-2:1987 permitieron replantear el valor límite de la corriente de extinción I_G en función de I_C (extensión de la red) a través

de la siguiente expresión:

$$I_G = 35 + 25 \frac{I_C}{200} \quad (2.46)$$

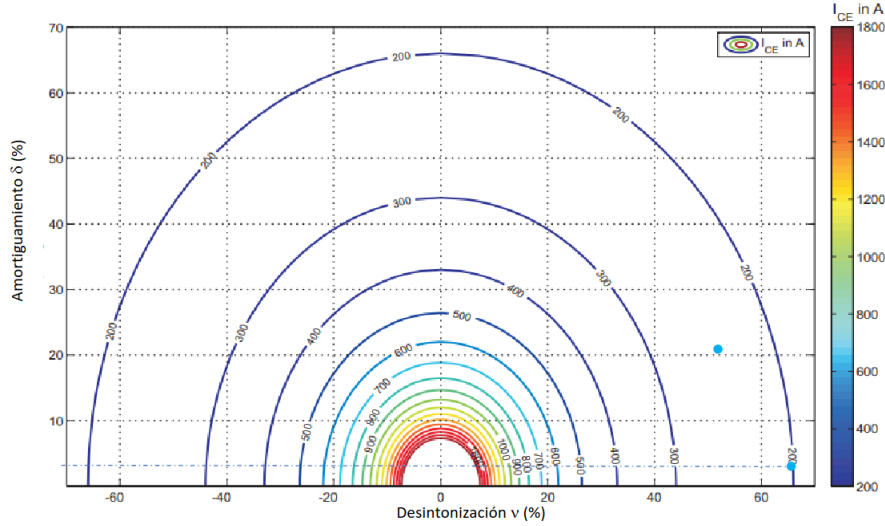


Figura 2.26: Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 110 kV.

Haciendo que la ecuación (2.43) se transforme en:

$$\sqrt{\delta^2 + \nu^2} \leq \frac{35}{I_C} + \frac{25}{200} \quad (2.47)$$

En la figura 2.27 se muestra la familia de curvas que relacionan la desintonización ν con el amortiguamiento δ para diferentes valores de I_C (diferentes tamaños de la red), resultantes de aplicar la ecuación (2.47). Si se comparan los resultados obtenidos a través la expresión (2.43) con esta última, se puede observar que para redes con una corriente de defecto a tierra capacitiva superior a 200 A el rango posible de desintonización se ha ampliado (por ejemplo, con un $I_C = 1200$ A y un amortiguamiento del $\delta = 3\%$, el rango de desintonización admisible aumenta de $\nu = \pm 4\%$ a $\nu = \pm 15,12\%$), lo cual indica que el cumplimiento de la norma VDE se queda en el margen de seguridad.

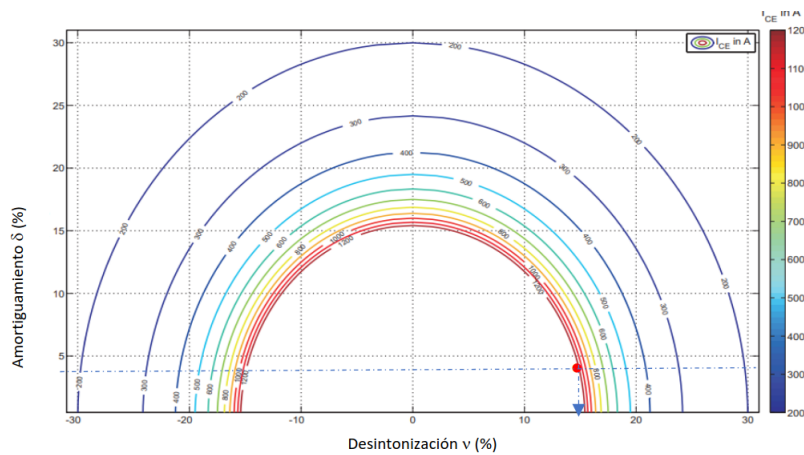


Figura 2.27: Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 20 kV, considerando que el valor límite de corriente de extinción de la falta depende de la extensión de la red.

2.5.7. Límite de la corriente residual de falta en redes compensadas de media tensión de 20 kV para asegurar su extinción, considerando la influencia de la extensión de la red y la pendiente de la tensión de restablecimiento.

Si la componente capacitiva de la corriente de falta fuera compensada totalmente con la inductiva aportada por la bobina Petersen ($\nu = 0$) y si se asume la no existencia de armónicos en la red, la corriente residual sería debida únicamente a la componente resistiva. Consecuentemente, la tensión transitoria de restablecimiento (TTR) U_r en el punto del fallo estará en fase con la corriente residual resistiva. Cuando la onda sinusoidal de la corriente pase por cero, la onda sinusoidal de la TTR también pasará por cero, lo que favorece a la extinción definitiva del arco. Josef Poll obtuvo, a partir estudios preliminares realizados por O. Mayr, la expresión siguiente para la velocidad de crecimiento de la TTR:

$$\frac{dU_r}{dt} = \hat{U}_f \cdot \frac{\omega}{2} \sqrt{(2 \cdot \sqrt{1 + \nu} - 2)^2 + \delta^2} \quad (2.48)$$

Cuanto mayor sea la pendiente de la TTR mayor probabilidad habrá de provocar un reencendido, y por lo tanto el arco en el punto de la falta a tierra no se extinguirá. En la ecuación anterior puede observarse que la pendiente de la TTR depende del amortiguamiento del circuito, de forma que cuanto menor sean las pérdidas, menor es la pendiente de la TTR, facilitando la extinción del arco.

La pendiente máxima admisible de la tensión restablecimiento se determina utilizando la ecuación anterior, para el caso sintonización perfecta ($\nu = 0$), lo que da como resultado la siguiente simplificación⁵:

$$\frac{dU_r}{dt} = \hat{U}_f \cdot \frac{\omega}{2} \cdot \delta \quad (2.49)$$

Dado que el máximo amortiguamiento admisible δ depende de la corriente de defecto a tierra capacitiva, I_C , la pendiente de la TTR también será función de la corriente de falta a tierra capacitiva, según muestra la fig. 2.28.

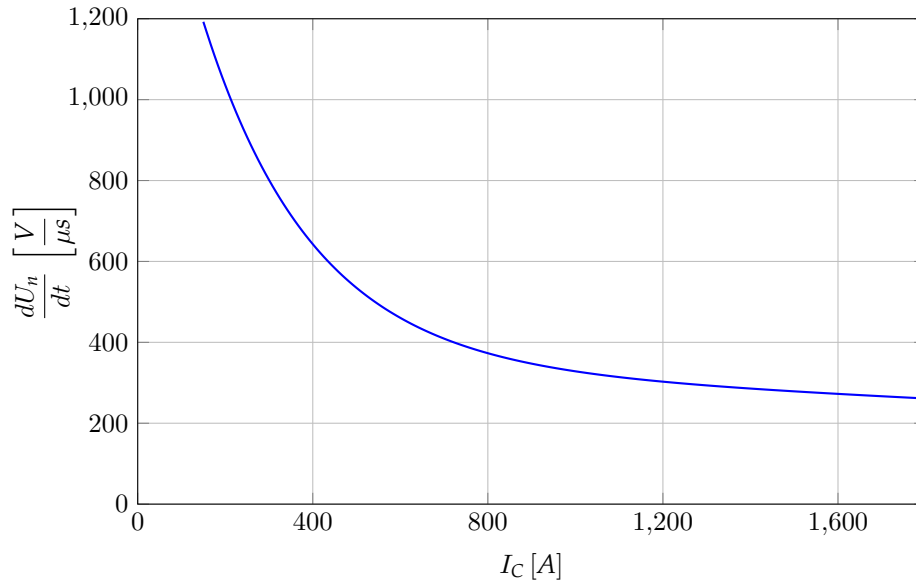


Figura 2.28: Límite de la TTR admisible en función de la corriente de falta capacitiva para redes de 20 kV (aproximado).

⁵Para una red de 20 kV con neutro aislado de tierra ($\nu = -1$), la pendiente de la TTR despreciando en amortiguamiento ($\delta = 0$) viene dada por:

$$\frac{dU_r}{dt} = \hat{U}_f \cdot \frac{\omega}{2} \sqrt{(2)^2 + \delta^2} = \sqrt{2} \cdot \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \cdot (2\pi \cdot 50) \approx 5130 \frac{V}{\mu s}$$

Pendiente que es, aproximadamente, de 4,2 a 13,5 veces la máxima admisible de la TTR, dependiendo de la I_C , según se muestra en la fig. 2.28.

Teniendo en cuenta el valor límite de la pendiente la TTR en función de la corriente de falta capacitiva, según la fig. 2.28 y la ecuación (2.48), la desintonización máxima en régimen sobrecompensado o subcompensado se determinará cuando el amortiguamiento sea nulo ($\delta = 0$):

$$\frac{dU_r}{dt} = \hat{U}_f \cdot \frac{\omega}{2} \sqrt{(2\sqrt{1 + \nu_{\max}} - 2)^2} \quad (2.50)$$

Y despejando el parámetro de desintonización máxima resulta:

$$\nu_{\max} = \frac{\left(\frac{dU_r}{dt}\right)^2}{\hat{U}_f^2 \omega^2} \pm \frac{2\left(\frac{dU_r}{dt}\right)}{\hat{U}_f \omega} \quad (2.51)$$

Las familias de curvas definidas en la figura 2.27 se deben modificar para tener en consideración la desintonización máxima admisible dad por la ecuación anterior, resultado las nuevas familias de curvas de la figura 2.29.

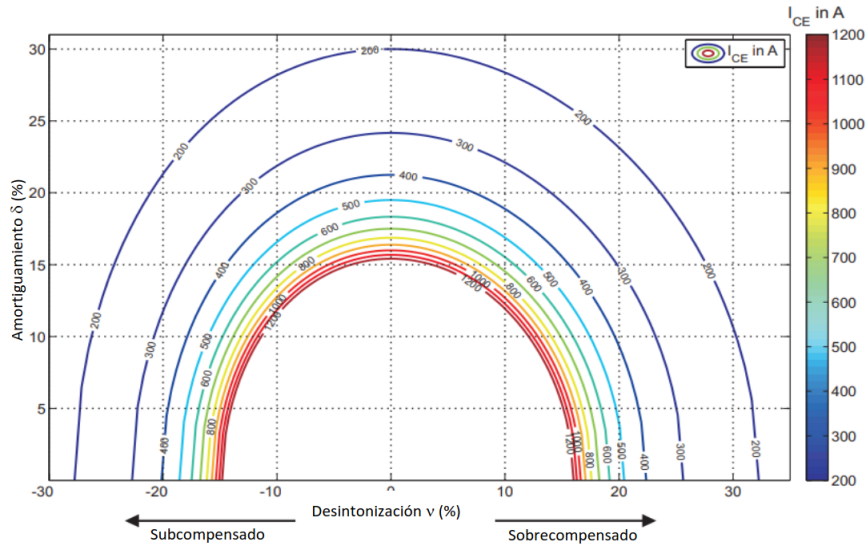


Figura 2.29: Familias de curvas desintonización-amortiguamiento para diferentes corrientes de falta a tierra capacitiva. Aplicable a redes compensadas de 20 kV, considerando que el valor límite de corriente de extinción de la falta depende de la extensión de la red y la influencia de la máxima pendiente de la TTR.

Se puede observar que con el mismo amortiguamiento se permite un grado máximo de desintonización menor en el caso de funcionamiento subcompensado que en el caso de funcionamiento sobrecompensado. Si se elige como límite de desintonización el valor correspondiente al régimen subcompensado para satisfacer ambos, la fórmula (2.46) se transforma en las siguientes:

$$I_G = \begin{cases} 60 \text{ A} & \text{si } I_C \leq 240 \text{ A} \\ 30 + 25 \frac{I_C}{200} \text{ A} & \text{si } I_C > 240 \text{ A} \end{cases} \quad (2.52)$$

Con lo que la ecuación (2.47) para $I_C > 240 \text{ A}$ se transforma en:

$$\sqrt{\delta^2 + \nu^2} \leq \frac{30}{I_C} + \frac{25}{200} \quad (2.53)$$

Teniendo presente que la corriente residual de falta a tierra no supera el 10% de la corriente de falta a tierra capacitiva siempre se respetaría el límite de extinción impuesto por la ecuación anterior para corrientes de falta a tierra de hasta $I_C = 1100 \text{ A}$.

2.5.8. Mejora de la bobina Petersen para asegurar el despeje de la falta.

Si la falta no pudiera autoextinguirse por ser muy elevada la componente resistiva o por no estar correctamente ajustado el valor de la bobina, la línea deberá desconectarse de la alimentación a través de la apertura de correspondiente interruptor de cabecera al cabo de un tiempo. Un sistema de protección típico incluye un interruptor automático unipolar que cortocircuita la reactancia después de un tiempo determinado si la falta no se ha solucionado. El cierre de este interruptor pondrá a tierra sólidamente el neutro, permitiendo que los relés de sobreintensidad homopolar detecten y eliminen la falta.

Otro circuito mejorado de la bobina Petersen consiste en disponer en paralelo con la bobina Petersen una resistencia en serie con un interruptor automático unipolar. La reactancia limita la corriente de falta y la sobretensión transitoria a valores seguros en el instante en que ocurre la falta, pero si la falta permanece el interruptor se cerrará después de un tiempo preestablecido, y la resistencia permitirá suficiente corriente de falta a tierra para que actúen las protecciones de sobreintensidad.

2.5.9. Limitaciones e inconvenientes de la compensación con bobina Petersen.

La compensación a través de bobina Petersen puede no ser útil si no se efectúa la trasposición de las líneas. En estos casos, las corrientes capacitivas de las tres fases no estarán, por lo general, equilibradas, por lo que se genera una tensión homopolar que hace que circule una corriente por la bobina Petersen incluso en ausencia de defecto, lo cual podría condicionar la extinción del arco.

Otra limitación de su utilización es por su incapacidad para extinguir faltas en aislamientos sólidos, por ejemplo, los cables subterráneos, ya que el aislamiento no se recupera y una vez que el aislamiento perforó no podrá aplicarse la tensión de servicio sin que se establezca un arco de fallo.

Otra desventaja es que las sobretensiones de las fases sanas a tierra, hasta que se autoextinga la falta, son mayores que con otros sistemas de puesta a tierra del neutro, por lo que el nivel de aislamiento debe ser el mayor entre los valores normalizados para la tensión más elevada del material elegido para la tensión nominal de la línea. Teniendo en cuenta que las redes de media tensión crecen, con cada vez mayor longitud de cable aislado (mayor capacidad a tierra), el valor de la bobina también debería cambiar. Para garantizar su funcionamiento sería necesario variar la bobina para hacer frente a los cambios en la configuración del sistema, que incluyen cambios en la capacidad eléctrica a compensar. Para facilitar su ajuste pueden incorporar un motor o un mando manual que permite ajustar su valor de la inductancia en función de las necesidades de explotación de la red. Una forma práctica es cambiar un núcleo ferromagnético móvil que se desplace para incrementar o disminuir la inductancia.

2.5.10. Circuito equivalente de una red con neutro a tierra mediante bobina Petersen.

El circuito equivalente del cortocircuito monofásico se muestra en la figura 2.30. Este circuito resulta de conectar en serie las redes de secuencia directa, inversa y homopolar de modo que por el circuito equivalente circula la corriente homopolar, que corresponde con la tercera parte de la corriente de falta. Se ha marcado a puntos la inductancia de Petersen, que puede no estar presente en el circuito, al igual que las pérdidas de potencia que generalmente se consideran despreciables.

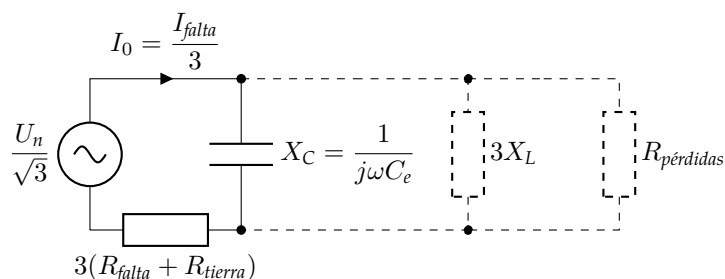


Figura 2.30: Circuito equivalente para una red con neutro a tierra mediante bobina Petersen.

3

Tipos de subestaciones, aparata y fusibles

4

Transformadores de potencia

5

Transformadores de medida y protección

6

Apantallamientos y pararrayos

7

Criterios de coordinación de aislamiento

8

Puestas a tierra