
ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANA

LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

Ingº SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES

Ingº PERCY EDWAR NIÑO VÁSQUEZ

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
DEFINICIONES BÁSICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y MERCADO ELÉCTRICO	2
2.1. DEFINICIONES BÁSICAS	2
2.1.1. Densidad de carga	2
2.1.2. Carga instalada	2
2.1.3. Capacidad instalada	2
2.1.4. Carga máxima	2
2.1.5. Número de horas de carga equivalente	3
2.1.6. Demanda	3
2.1.7. Diagrama de carga	3
2.1.8. Diagrama de carga en subestaciones de distribución (sed)	3
2.1.9. Tasa de crecimiento de la demanda	3
2.1.10. Factor de demanda	5
2.1.11. Factor de utilización	5
2.1.12. Factor de planta	5
2.1.13. Factor de carga	5
2.1.14. Factor de diversidad	5
2.1.15. Factor de coincidencia	6
2.1.16. Demanda máxima para redes de distribución	6
2.1.17. Método analítico para determinar la demanda máxima	7
2.1.18. Pérdidas de potencia y energía	7
2.1.19. Horas equivalentes de pérdidas	7
2.2. MERCADO ELÉCTRICO	8
2.2.1. Usuarios o consumidores de electricidad	8
2.2.2. Usuarios por sectores de consumo	8
2.2.3. Usuarios por opción tarifaria	8
2.2.4. Mercado eléctrico	9
2.2.4.1. Variables de mercado eléctrico	9
2.2.4.2. Proyección de mercado eléctrico a corto plazo	9
2.2.4.3. Elaboración de la proyección de consumo de energía eléctrica en base a la tasa de crecimiento anual de los diferentes sectores de consumo y en base al control estadístico de los concesionarios	9
2.2.4.4. Elaboración de la proyección de la máxima demanda en base a la proyección del factor de carga anual:	10
2.2.4.5. Proyección de la energía total producida	10
2.2.4.6. Consideraciones para la proyección de la demanda	10
CÁLCULOS ELÉCTRICOS	12
3.1. CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR	12
3.1.1. Ecuaciones generales del balance térmico del conductor	13
3.1.2. Balance térmico del conductor en estado estable	13
3.1.3. Pérdidas por convección forzada	13

3.1.4.	Convección natural	14
3.1.5.	Pérdidas por radiación	14
3.1.6.	Ganancia de calor por radiación	15
3.1.7.	Resistencia eléctrica del conductor	15
3.1.8.	Ejemplo de cálculo	15
3.2.	CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN	19
3.2.1.	Parámetros de los conductores	19
3.2.2.	Cálculos de caída de tensión	21
3.3.	PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR EFECTO JOULE	22
3.4.	CORTOCIRCUITO	23
3.4.1.	Ecuaciones de redes	23
3.4.2.	Cálculo de las matrices de impedancia de barra	25
3.4.3.	Componentes simétricas y fallas	26
3.4.3.1.	Definición de componentes simétricas	26
3.4.3.2.	Tipos de Fallas	27
3.4.4.	Ejemplo práctico de cálculo de las corrientes de cortocircuito	32
3.5.	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO	43
3.5.1.	Generalidades	43
3.5.2.	Aislamiento por sobretensiones atmosféricas	43
3.5.3.	Aislamiento por sobretensiones a frecuencia industrial en seco	43
3.5.4.	Aislamiento por contaminación ambiental	43
3.5.4.1.	Nivel de severidad de contaminación	44
3.5.4.2.	Relación entre contaminación y distancia de fuga específica	45
3.5.4.3.	Determinación de la distancia de fuga	45
3.6.	SELECCIÓN DE PARARRAYOS	47
3.6.1.	Características de las descargas atmosféricas	47
3.6.2.	Selección de pararrayos	49
3.6.2.1.	MCOV: Voltaje máximo de operación continua	50
3.6.2.2.	TOV: Sobrevoltaje Temporal	50
3.6.2.3.	Ejemplo aplicativo de selección de pararrayos	52
3.7.	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	54
3.7.1.	Márgenes para equipos	54
3.7.2.	Ejemplo aplicativo de cálculo de coordinación de aislamiento	55
3.8.	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	57
3.8.1.	Métodos de medición de puesta a tierra	57
3.8.2.	Métodos para medición de la impedancia a tierra	57
3.8.2.1.	Variación del método de profundidad	57
3.8.2.1.1.	Método de los cuatro puntos	58
3.8.2.1.2.	Modelo del suelo de las dos-capas	59
3.8.2.2.	Cálculo de los voltajes de paso y malla máximo	59
3.8.2.2.1.	Voltaje de malla (E_M)	59
3.8.2.2.2.	Voltaje de paso. - (E_S)	61
3.8.3.	Resistencia de puesta a tierra en sistemas de distribución	61
3.8.4.	Ejemplo de cálculo de resistividad aparente y resistencia de tierra	63

3.9. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	67
3.9.1. Definiciones	67
3.9.2. Generalidades	68
3.9.3. Vida útil del aislamiento de un transformador	69
3.9.4. Temperatura ambiente y su influencia en la carga	72
3.9.5. Sobrecarga de Transformadores por Efecto Térmico	74
3.9.6. Sobrecarga de transformadores de distribución	75
CÁLCULOS MECÁNICOS	81
4.1. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD	81
4.1.1. Distancia de Seguridad entre los conductores en los soportes para el mismo circuito y diferentes circuitos:	82
4.1.2. Distancia vertical entre conductores tendidos en diferentes estructuras soporte	82
4.1.3. Distancia de seguridad de los alambres, conductores, cables y partes rígidas con tensión no protegidas adyacentes pero no fijadas a edificios y otras instalaciones a excepción de puentes <750V-23kV>(Según CNE-S 2011 Tabla N°234-1)	82
4.1.4. Distancia Vertical de conductores sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua (Según CNE-S 2011 Tabla N° 232-1)	83
4.1.5. Distancias Mínimas a Terrenos Boscosos o Árboles Aislados (DEP/MEM)	83
4.2. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES	84
4.2.1. Sobrecargas en el conductor	84
4.2.2. Ecuaciones del conductor a nivel y a desnivel	87
4.2.3. Ecuación de cambio de estado (ECE)	90
4.2.4. Hipótesis de cálculo mecánico de conductores	92
4.2.5. Ejemplo de cálculo	97
4.3. ANÁLISIS DEL USO DE AMORTIGUADORES DE VIBRACIÓN	102
4.3.1. Fenómeno de la vibración	102
4.3.2. Tipos y características de los amortiguadores	103
4.3.3. Cálculo de ubicación de amortiguadores	106
4.4. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y RETENIDAS	107
4.4.1. Factores de seguridad	107
4.4.2. Fórmulas aplicables para cálculo mecánico de estructuras	107
4.4.3. Fórmulas aplicables para cálculo mecánico de crucetas	110
4.5. CÁLCULO DEL BLOQUE DE RETENIDA	111
4.6. CIMENTACIONES	114
4.6.1. Cálculo de la capacidad portante admisible	114
4.6.2. Metodología para cimentación de postes	115
SISTEMA DE PROTECCIÓN	119
5.1. GENERALIDADES	119
5.2. DEFINICIONES BÁSICAS	119
5.3. DISPOSITIVOS Y ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	121
5.3.1. Fusibles (seccionador fusible – cut out)	121
5.3.2. Fusibles de expulsión	124

5.3.3.	Fusible electrónico	127
5.3.4.	Fusible en vacío	128
5.3.5.	Factores para selección de fusibles y cortacircuitos	128
5.3.6.	Protección de transformadores de distribución con fusibles	129
5.3.7.	Protección de banco de capacitores con fusibles	131
5.3.8.	Interruptores automáticos con recierre	132
5.3.9.	Restauradores (automatic circuit reclosers)	141
5.4.	COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN SERIE	143
5.4.1.	Ejemplo de coordinación de protecciones	143
5.4.2.	Coordinación fusible de expulsión-fusible de expulsión	143
5.4.3.	Ejemplo 2 de coordinación de fusible (Tablas 5.2 y 5.4)	149
5.4.4.	Coordinación fusible limitador de corriente-fusible de expulsión	149
5.4.5.	Coordinación fusible expulsión - FLC.	150
5.4.6.	Coordinación FLC - FLC	151
5.4.7.	Coordinación interruptor (relé)- fusible	153
5.4.8.	Coordinación interruptor - rele con recloser	153
5.4.9.	Coordinación entre recloser	156
ANEXOS		158
ANEXO A: PARÁMETROS A USARSE PARA HALLAR LA CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR		159
ANEXO B: PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES		163
ANEXO C: CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS		165
ANEXO D: TABLAS Y GRÁFICOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LA CARGA DEL VIENTO (TOMADO DEL CNE-S 2011)		166
ANEXO F: BIBLIOGRAFIA		172

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Distribución han venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas dada la responsabilidad y sensibilidad social del estado a través del MEM, ministerio de energía y minas a través de sus programas de electrificación; y la exigencia de los códigos y normas vigentes que regulan los servicios eléctricos para que lleguen a los consumidores, sean de calidad y aseguren que la mayoría de los peruanos tengan acceso a la Tecnología de la Información y el Conocimiento. Es por esto que el presente texto universitario tiene la finalidad de poner a disposición del alumnado de la FIME –UNPRG, una base que le permita iniciar el estudio a detalle de los tópicos que alcanza el texto y son de su particular interés, el uso de las normas y códigos nacionales; tales como Código nacional de electricidad, normas DGE y normas técnicas rurales del MEM, NTCSE, Normas Técnicas Peruanas, Indecopi, Reglamento Nacional de Edificaciones; así como las normas internacionales, tales como la IEC, IEEE, ANSI, VDE, CIGRE, entre otras que en conjunto facilitan la labor de los consultores en la elaboración y ejecución de los estudios y obras de los diferentes sistema de distribución. En el segundo capítulo se analiza el mercado eléctrico y la demanda eléctrica de los diferentes sectores y cargas del sistema. En el tercer capítulo estudiamos los diferentes cálculos eléctricos de los sistemas de distribución, seguidamente desarrollamos los cálculos mecánicos de conductores y estructuras y finalmente desarrollamos un capítulo de Protección de Sistemas Eléctricos, a nivel de distribución para la selección, aplicación y coordinación de los equipos de protección comúnmente usados en estos sistemas. Por esta razón, el objetivo de este capítulo es dar a los interesados alcances sobre los equipos de protección más utilizados en distribución.

Un agradecimiento sincero a todos los docentes y alumnos de la FIME-UNPRG, por su apoyo importante en la elaboración del presente texto.

2.

DEFINICIONES BÁSICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y MERCADO ELÉCTRICO

2.1. DEFINICIONES BÁSICAS

2.1.1. Densidad de carga

Este concepto se puede establecer de dos formas, una de ellas se expresa como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto:

$$\text{Densidad de carga} = \text{Carga instalada} / \text{Área de la zona} \\ (\text{KW} / \text{Km}^2)$$

La otra forma corresponde a un diseño de detalle que establece la densidad de carga como la cantidad de KW por cada 1 Km., de línea para suministrar el servicio. Si se parte de un muestreo donde se dispone de la demanda en KWh por cada 1 Km., se puede convertir a KW por Km., como sigue:

$$\text{KW} / \text{Km.} = \text{KWh/Km.} (1.076 + 1.114 / N) - 1.286; \text{ donde:}$$

N es el número de usuarios de un mismo sector considerado.

2.1.2. Carga instalada

Es la suma de todas las potencias nominales de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en KVA, MVA, KW o MW. Matemáticamente se indica como:

$$CI = \sum \text{Potencias Nominales de las Cargas.}$$

2.1.3. Capacidad instalada

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema.

2.1.4. Carga máxima

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido.

Esta demanda máxima es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

2.1.5. Número de horas de carga equivalente

Es el número de horas que requeriría la carga máxima para que se consuma la misma cantidad de energía que la consumida por la curva de carga real sobre el periodo de tiempo especificado. Esta dada por:

$$\text{EH} = \text{Energía total consumida en el período (KWh)} / \text{Carga máxima (KW)}$$

2.1.6. Demanda

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable de disturbio). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los diferentes sectores tales como el Sector Servicio Particular, Comercial, Alumbrado Público, Artesanal, Industrial, Cargas Especiales, otros, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en KVA, KW, KVAR, A, etc.

2.1.7. Diagrama de carga

Los diagramas de carga puede ser diaria, mensual, trimestral, semestral y anual están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora, un día, una semana, un mes, un trimestre, un semestre y un año, para cada unidad de tiempo según corresponda en cada caso. Los diagrama de carga dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales y de la forma en que se combinan para producir la demanda máxima.

2.1.8. Diagrama de carga en subestaciones de distribución (sed)

SED 1.- Usuarios domésticos y alumbrado público.

SED 2.- Usuarios domésticos, comercial menor y alumbrado público.

SED 3.- Usuarios comercial menor y mayor y alumbrado público.

SED 4.- Usuarios industrial menor, comercial menor y alumbrado público.

2.1.9. Tasa de crecimiento de la demanda

Este es uno de los parámetros de diseño cuya determinación requiere el máximo cuidado a fin de evitar la subestimación y/o sobrestimación de las demandas futuras. La tasa de crecimiento de la demanda en redes de distribución es diferente para cada clase de

consumo, es evidente que el aumento de la demanda máxima individual, que es el criterio de diseño, es mayor para una zona de consumo bajo que para una zona de consumo medio o alto.

Para el diseño de circuitos primarios es necesario hacer proyecciones de la demanda en la zona de influencia de la línea primaria o de la subestación. En estos casos y teniendo en cuenta la escasez de datos estadísticos confiables y numerosos que permiten aplicar criterios de extrapolación, es necesario determinar una tasa de crecimiento geométrico en base a los siguientes factores:

- ⇒ El crecimiento demográfico.
- ⇒ El aumento en el consumo por mejora de calidad de vida.
- ⇒ Innovación y creación de empresas industriales, comerciales, turísticas, agropecuarias.
- ⇒ El crecimiento errado de la demanda debido al mal servicio prestado anteriormente.

La tasa de crecimiento de la demanda se puede obtener mediante análisis estadístico de datos históricos para los últimos 10 años.

La tasa de crecimiento de la demanda está dada por:

Tasa de crecimiento Geométrico

$$r = ((D_n - D_o)^{1/n} - 1)$$

Tasa de crecimiento Aritmético.-

$$r = ((D_n - D_o) - 1) / n$$

D_o = Demanda actual; D_n = Demanda para periodo de proyección.

n = periodo de proyección, 10 – 20 años.

Puede concluirse entonces que una red puede diseñarse con una capacidad tal que pueda satisfacer tanto la carga actual como la carga futura que aparezca durante la vida útil de la red.

2.1.10. Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1.

$$F_D = \text{CARGA MÁXIMA} / \text{CARGA INSTALADA}$$

2.1.11. Factor de utilización

El factor de utilización es un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t , es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_U = \text{CARGA MÁXIMA} / \text{CAPACIDAD INSTALADA}$$

2.1.12. Factor de planta

Es la relación entre la energía real producida en un periodo especificado de tiempo y la energía que pudo haber sido producida o servida si la planta (o unidad) ha operado continuamente a la máxima capacidad nominal. También se conoce como factor de capacidad o factor de uso. Por lo tanto

$$F_{PL} = \text{Energía real producida} / \text{Potencia nominal máxima de la planta} \times t$$

$$F_{PL} = \text{Generación de energía anual real} / \text{Potencia nominal máxima planta} \times 8760$$

2.1.13. Factor de carga

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo.

$$F_C = \text{DEMANDA PROMEDIO} / \text{DEMANDA MÁXIMA}$$

El factor de carga anual, se define como:

$$F_C = \text{ENERGÍA TOTAL ANUAL} / \text{DEMANDA ANUAL} \times 8760$$

2.1.14. Factor de diversidad

Al dimensionar un alimentador para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondría a la red condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo cuando muchos consumidores son alimentados por una misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de carga ya que sus demandas máximas no coinciden con el tiempo; la razón de esto radica en que los



consumidores aunque sean de la misma clase de consumo tienen hábitos muy diferentes y consumos aleatorios.

$$F_{div.} = \sum \text{de demandas máximas no coincidentes} / \text{demanda máxima coincidente}$$

2.1.15. Factor de coincidencia

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

$$F_{CO} = 1 / F_{div.}$$

2.1.16. Demanda máxima para redes de distribución

Para la determinación de las cargas de diseño se partirá de las curvas de factores de demanda diversificada reales, deducidas de medidas tomadas en la red de distribución existente, debidamente ajustadas por regulación. Dichas cargas quedan materializadas en las curvas de kVA/usuario contra el número de usuarios n para cada uno de sectores de consumo.

La proyección de la demanda constituye un problema típico en cada caso, cuya solución no pueda reducirse a términos normales simplistas. Los modelos más conocidos son:

$$D_n = D_0 (1 + r)^n; \text{ con tasa de crecimiento geométrico}$$

$$D_n = D_0 (1 + r \cdot n); \text{ con tasa de crecimiento aritmético}$$

El proyectista debe considerar los siguientes aspectos para determinar la demanda y su proyección:

- ⇒ Estudio socioeconómico de los habitantes de la localidad en estudio.
- ⇒ Sectorización de la localidad buscando homogenización de las diversas cargas.
- ⇒ Selección de transformadores a usar.
- ⇒ Programación de las mediciones directas.
- ⇒ Realización de mediciones.
- ⇒ Determinación de la tasa de crecimiento de la demanda.

2.1.17. Método analítico para determinar la demanda máxima

Arvidson en su publicación titulada “Diversified demand method of estimating residential distribution transformer loads” desarrolló un método para estimar analíticamente las cargas de los transformadores de distribución en áreas residenciales por el método de demanda diversificada el cual tiene en cuenta la diversidad entre cargas similares y la no coincidencia de los picos de diferentes tipos de cargas.

Para tener en cuenta la no coincidencia de los picos de diferentes tipos de cargas Arvidson introdujo el “factor de variación horaria”, definido como la relación entre la demanda de un tipo particular de carga coincidente con la demanda máxima del grupo y la demanda máxima de ese tipo particular de carga.

2.1.18. Pérdidas de potencia y energía

Las pérdidas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas (amperios) las cuales están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas.

2.1.19. Horas equivalentes de pérdidas

Corresponde al número de horas de la demanda pico que producirían las mismas pérdidas totales que producen las cargas reales sobre un periodo especificado de tiempo.

2.2. MERCADO ELÉCTRICO

2.2.1. Usuarios o consumidores de electricidad

Usuarios libres.- son los que no están sujetos a regulación de precios por la Potencia o Energía que consumen. Demanda mayor a 200 KW.

Usuarios regulados.- Son los que están sujetos a regulación por la potencia o energía que consumen.

2.2.2. Usuarios por sectores de consumo

La CIIU, Clasificación Industrial Internacional uniforme agrupa las actividades del ser humano en: Domésticas, Comerciales, Artesanales é Industriales.

Usuario domestico.- Residencia de una familia donde se conservan y preparan alimentos, se realizan labores de limpieza, uso de alumbrado y entretenimiento, para lo que necesita electrodomésticos, con diferentes tiempos de uso.

Usuario Comercial.- Se refiere al predio donde se comercializa bienes y servicios, incluye una pequeña tienda o un gran centro comercial; Un consultorio médico o gran hospital; un estudio jurídico; un centro educativo inicial o una gran universidad; entre otros.

Usuario Artesanal.- Se refiere al predio donde se realizan labores de artesanía usando pequeños motores asíncronos monofásicos.

Usuario Industrial.- Se refiere al predio que dispone de oficinas, almacenes y talleres, para transformación de materias primas tales como Empresas metal mecánica, molino de arroz, fábrica de hielo, fábrica de gaseosas, entre otras.

Usuarios de cargas especiales.- se refiere a los predios de propiedad del estado como centros de esparcimiento, clubes, comisarías, hospitales, colegios, mercados, centros comunales.

2.2.3. Usuarios por opción tarifaria

OSINERMIN N°182-2009-OS/CD, establece una clasificación por niveles de tensión, y alguna característica especial:

Usuarios media tensión, los que usan de 1 KV hasta 30 KV.

MT2: 2E2P, 2 energías y 2 potencias activas en HP (horas punta) y FP (fuera de punta); HP entre las 18:00 y 23:00 horas.

MT3: 2E1P, 2 energías activas (en HP y FP) y 1 potencia activa.

MT4: 1E1P, 1 energía activa y 1 potencia activa.

BT5A: 2E, 2 energías activas (en HP y FP).

BT5B: 1E, 1 energía activa.

Para la aplicación de MT2, MT3 y MT4, los usuarios serán calificados como presente en horas punta cuando: $DMEDIA \text{ EN HORAS PUNTA} / DMÁXIMA \geq 0.5$, caso contrario será calificado como presente en horas fuera de punta.

Usuarios baja tensión, los que usan igual o inferior a 1 KV.

Usuarios prepago en BT, con equipo de medición especial para tal fin.

Usuarios temporales, requieren el servicio por tiempo limitado.

2.2.4. Mercado eléctrico

Son los requerimientos de energía eléctrica del conjunto de usuarios agrupados en sectores por uso de la energía dentro de un área geográfica definida como localidad, distrito, provincia, departamento, región, que son atendidos por sistemas eléctricos existentes, concesionarios.

2.2.4.1. Variables de mercado eléctrico

Máxima Demanda (MD) que es la solicitud máxima de un usuario o un grupo de usuarios en un periodo de tiempo determinado y Consumo de energía (E) que es la sumatoria de la energía consumida por un usuario o conjunto de usuarios en un periodo de tiempo determinado.

2.2.4.2. Proyección de mercado eléctrico a corto plazo

Realizando encuestas en el campo de cada sector de usuarios y con datos estadísticos de las variables de consumo de energía y máxima demanda es posible establecer:

2.2.4.3. Elaboración de la proyección de consumo de energía eléctrica en base a la tasa de crecimiento anual de los diferentes sectores de consumo y en base al control estadístico de los concesionarios

$$E_i = E_{i-1} * (1 + t); \text{ donde}$$

E_i = Proyección del consumo de energía para el año "i"

E_{i-1} = Consumo de energía del año “i-1”

t = tasa de crecimiento anual

2.2.4.4. Elaboración de la proyección de la máxima demanda en base a la proyección del factor de carga anual:

$$MD_i = E_i / (F_{ci} * 8760); \text{ donde:}$$

MD_i = Proyección de la máxima demanda al año “i”.

E_i = Proyección del consumo de energía para año “i”.

F_{ci} = Proyección del factor de carga al año “i”.

4.5.- Factor de carga (F_c):- $F_{ci} = E_i / (MD_i * 8760)$

2.2.4.5. Proyección de la energía total producida

Aplicando el modelo econométrico, se obtiene las proyecciones de venta de las concesiones de distribución y por niveles de tensión (MT y BT), incluyendo las pérdidas.

2.2.4.6. Consideraciones para la proyección de la demanda

1. Proyección del número de habitantes

Considerando las proyecciones del INEI y con la información de por lo menos los 4 últimos censos, se hará la proyección por tramos, así para una proyección de veinte años (se considera primer tramo de 0-7 años, con la tasa de crecimiento de los censos 0-1; segundo tramo de 8-14 años, con la tasa de crecimiento de los censos 1-2 y el tercer tramo de 15-20 años, con la tasa de crecimiento de los censos 2-3).

2. Proyección del número de lotes o abonados

Considerando los datos del INEI, de la media del número de habitantes por lote; se establece el NUMERO DE LOTES (NL) por localidad, distrito, provincia, etc.,

3. Proyección del numero de lotes o abonados por sector de consumo

$$NL = (R_d + R_c + R_{ap} + R_i + R_a + R_{ce}) * NL$$

Donde:

R_d = Ratio Lotes o abonados domésticos = $(1-t) NLD / NL$

R_c = Ratio Lotes o abonados comerciales = NLC / NL

R_{ap} = Ratio del sector de alumbrado público = $t \text{ NLD} / \text{NL}$
 R_i = Ratio Lotes o abonados industriales = NLI / NL
 R_a = Ratio Lotes o abonados artesanales = NLA / NL
 R_{ce} = Ratio Lotes o abonados de cargas especiales = NLCE / NL
 NLD = Lotes de uso de vivienda = $(1 - t) \text{ NLD}$
 NLC = Lotes de uso comercial.
 NLI = Lotes de uso industrial.
 NLA = Lotes de uso artesanal.
 NLCE = Lotes uso cargas especiales.
 NLAP = CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO = $t (\text{NLD})$

4. Proyección de la demanda máxima

Se realiza usando la siguiente relación:

$$\mathbf{MD = ED / (F_c * 8760)}$$

MD = Máxima Demanda

ED = Energía Distribuida

F_c = Factor de carga.

Para los fines de Proyección se realizará: El cálculo del factor de carga histórico con la información disponible. Análisis estadístico de los valores de factor de carga teniendo en cuenta el incremento de máxima demanda de los diferentes sectores de consumo.

3.

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

3.1. CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR

La temperatura del conductor está determinada por fenómenos y propiedades tales como:

- Las propiedades del material del conductor.
- El diámetro del conductor.
- Las condiciones superficiales del conductor.
- Las condiciones climáticas del ambiente.
- La corriente eléctrica que transporta el conductor.

Para garantizar el cumplimiento de las alturas mínimas a tierra es necesario determinar el parámetro de la catenaria y previamente la temperatura máxima de operación del conductor para transportar la potencia deseada en condiciones normales de operación. Se debe comprobar que la misma no exceda los 90 °C ya que pueden afectarse las propiedades mecánicas de los conductores.

La metodología empleada es tomada de la norma **IEEE Std 738-1993 "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors"**.

La simbología empleada se detalla a continuación:

A' =	área proyectada del conductor (pies cuadrados por pie lineal).
D =	diámetro del conductor (pulgadas)
H_c =	altitud del sol (grados)
H_e =	elevación del conductor sobre el nivel del mar (pies)
I =	corriente del conductor (A a 60Hz)
I_i =	corriente inicial (A a 60Hz)
I_f =	corriente final (A a 60Hz)
K_{angle} =	factor de dirección del viento
K_f =	conductividad térmica del aire a la temperatura T_{film} W/pie (°C)
mC_p =	capacidad calorífica del conductor (W.s/pie °C)
m_l =	peso por unidad de longitud del material del conductor (lb/pie)
q_c =	pérdidas por convección (Watts por pie lineal del conductor)
q_r =	pérdidas por radiación (Watts por pie lineal del conductor)
q_s =	ganancia de calor por radiación solar (Watts por pie lineal del conductor)
Q_s =	flujo de radiación solar total (W/pie ²)
$R(T_c)$ =	resistencia ac a 60Hz por pie lineal de conductor a T_c (Ω/pie)
T_a =	temperatura ambiente (°C)
T_c =	temperatura del conductor (°C)

$T_f =$	temperatura final del conductor ($^{\circ}\text{C}$)
$T_i =$	Temperatura inicial del conductor ($^{\circ}\text{C}$)
$T_{\text{film}} =$	$(T_c + T_a)/2 =$ Temperatura de la película de aire sobre el conductor.
$T_{\text{Low}}, T_{\text{High}} =$	mínima y máxima temperaturas del conductor para valores de resistencia a 60Hz.
$V_w =$	velocidad de la corriente de aire.
$W =$	watts.
$Z_c =$	azimuth del sol (grados)
$Z_1 =$	azimuth de la línea (grados)
$C_{pi} =$	calor específico del material del conductor (W.s/lb $^{\circ}\text{C}$)
$\Delta t =$	intervalo de tiempo usado en el cálculo de transitorios
$\Delta T_c =$	incremento de temperatura del conductor para el intervalo de tiempo Δt ($^{\circ}\text{C}$)
$\alpha =$	coeficiente de absorción solar (0,23 a 0,91)
$\varepsilon =$	emisividad (0,23 a 0,91)
$\tau =$	constante de tiempo térmica del conductor (min)
$\phi =$	ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor (grados)
$\rho_f =$	densidad del aire
$\theta =$	ángulo efectivo de la incidencia de los rayos del sol (grados)
$\mu_f =$	viscosidad absoluta del aire (lb/pie.hr)

3.1.1. Ecuaciones generales del balance térmico del conductor

$$q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c)$$

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{1}{mC_p} [R(T_c)I^2 + q_s - q_c - q_r]$$

3.1.2. Balance térmico del conductor en estado estable

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T_c)$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}}$$

3.1.3. Pérdidas por convección forzada

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f (T_c - T_a)$$

$$q_{c2} = 0,1695 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} k_f (T_c - T_a)$$

La primera ecuación se aplica para bajas velocidades, la segunda se aplica a altas velocidades de viento. Para cualquier caso se debe utilizar la mayor de las pérdidas calculadas con las dos ecuaciones.

Las pérdidas por convección calculadas deben ser multiplicadas por el factor de dirección del viento, K_{angle} , donde ϕ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor.

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194\cos(2\phi) + 0,368\sin(2\phi)$$

Por otra parte, el factor de dirección del viento puede ser expresado como una función del ángulo, ω , entre la dirección del viento y la perpendicular al eje del conductor. Este ángulo es el complemento de ϕ , por lo que el factor de dirección del viento se convierte en:

$$K_{angle} = 1,194 - \sin(\omega) - 0,194\cos(2\omega) + 0,368\sin(2\omega)$$

3.1.4. Convección natural

Cuando la velocidad del viento es cero, se produce la pérdida de calor por convección natural y se calcula de la mediante la siguiente fórmula:

$$q_c = 0,283\rho_f^{0,5} D^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25}$$

Como se dijo anteriormente se recomienda utilizar la fórmula que nos dé el valor más alto de pérdidas de este tipo.

Para cualquier caso, ya sea para convección forzada o natural, los valores de densidad de aire (ρ_f), viscosidad del aire (μ_f), y conductividad térmica del aire a la temperatura T_{film} se obtienen de la tabla A.1 del Anexo A. Donde:

$$T_{film} = \frac{(T_c + T_a)}{2}$$

3.1.5. Pérdidas por radiación

Este valor viene expresado por la ecuación de Stefan Boltzman:

$$q_r = 0,138D\epsilon \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

3.1.6. Ganancia de calor por radiación

El aumento o ganancia de temperatura del conductor causada por la radiación solar depende la altitud del sol, del área expuesta de la línea y de las condiciones atmosféricas. La ecuación que determina esta expresión es:

$$q_s = \alpha Q_s \sin(\theta) A'$$

Donde:

$$\theta = \cos^{-1}[\cos(H_c)\cos(Z_c - Z_1)]$$

Los valores de la altitud del sol (H_c) y el azimuth del sol (Z_c) de la tabla A.2 del Anexo A. Mientras que el flujo de radiación solar total (Q_s) se obtiene de la tabla A.3 del referido anexo.

3.1.7. Resistencia eléctrica del conductor

La resistencia de los conductores a cualquier otra temperatura T_c , es calculado por interpolación lineal mediante la ecuación:

$$R(T_c) = \left[\frac{R(T_{High}) - R(T_{Low})}{T_{High} - T_{Low}} \right] \cdot (T_c - T_{Low}) + R(T_{Low})$$

3.1.8. Ejemplo de cálculo

Se pide hallar la ampacidad en estado estable para el conductor AAAC 50mm², bajo las siguientes condiciones:

- | | | |
|---|---|--|
| a. Velocidad del viento, V | : | 2pies/s (al nivel del mar y perpendicular al conductor) |
| b. Emisividad, ϵ | : | 0,5 |
| c. Coeficiente de absorción solar, α | : | 0,5 |
| d. Temperatura del aire, T_a | : | 40°C |
| e. Temperatura máxima del conductor | : | 90°C |
| f. Diámetro exterior del conductor, D | : | 9mm (0,354pulg) |
| g. Resistencia ac del conductor $R(T_c)$ | : | $R(20^\circ\text{C}) = 3,176 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{pie}$
$R(75^\circ\text{C}) = 3,804 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{pie}$ |
| h. Dirección de la línea | : | de este a oeste |
| i. Latitud | : | 30°N |
| j. Tipo de ambiente | : | Limpio |
| k. Promedio de altitud del sol | : | entre las 10:00 am y 12:00 del mediodía |

3.1.8.1. Cálculo de las pérdidas por convección (q_c)

Las pérdidas por convección natural se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$q_c = 0,283 \rho_f^{0,5} D^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25}$$

Donde:

$$\begin{aligned} D &= 0,354 \text{ pulg.} \\ T_c &= 90^\circ\text{C} \\ T_a &= 40^\circ\text{C} \quad T_{\text{film}} = (90 + 40)/2 = 65^\circ\text{C} \\ \rho_f &= 0,0652 \text{ lb/pie}^3 \text{ (de tabla A.1 a } 65^\circ\text{C)} \end{aligned}$$

$$q_c = 0,283(0,0652)^{0,5} (0,354)^{0,75} (90 - 40)^{1,25} = 4,41 \text{ W/pie}$$

Tomando en consideración que la velocidad del viento es diferente de cero, se deben calcular las pérdidas por convección mediante las ecuaciones siguientes, las cuales serán corregidas por el factor de dirección del viento; de estos tres valores que obtengamos se utilizará el mayor, de la siguiente manera:

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f (T_c - T_a)$$

$$q_{c2} = 0,1695 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} k_f (T_c - T_a)$$

Donde:

$$\begin{aligned} D &= 0,354 \text{ pulg.} \\ V_w &= 2 \text{ pies/seg} = 7200 \text{ pies/h} \\ T_c &= 90^\circ\text{C} \\ T_a &= 40^\circ\text{C} \quad T_{\text{film}} = (90 + 40)/2 = 65^\circ\text{C} \\ \mu_f &= 0,0489 \text{ lb/pie.h (de la tabla A.1 a } 65^\circ\text{C)} \\ \rho_f &= 0,0652 \text{ lb/pie}^3 \text{ (de tabla A.1 a } 65^\circ\text{C)} \\ k_f &= 0,00886 \text{ W/pie.}^\circ\text{C (de tabla A.1 a } 65^\circ\text{C)} \end{aligned}$$

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{0,354 \cdot 0,0652 \cdot 7200}{0,0489} \right)^{0,52} \right] 0,00886 (90 - 40) = 11,72 \text{ W/pie}$$

$$q_{c2} = 0,1695 \left(\frac{0,354 \cdot 0,0652 \cdot 7200}{0,0489} \right)^{0,6} 0,00886 (90 - 40) = 9,87 \text{ W/pie}$$

Por lo tanto:

$$q_c = 11,72 \text{ W/pie}$$

Cabe destacar que en vista de que la dirección del viento es perpendicular al conductor, el factor de dirección del viento es igual a la unidad.

3.1.8.2. Cálculo de las pérdidas por radiación (q_r)

$$q_r = 0,138 D \varepsilon \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Donde:

$$D = 0,354 \text{ pulg.}$$

$$\varepsilon = 0,5$$

$$T_c = 90^\circ\text{C}$$

$$T_a = 40^\circ\text{C}$$

$$q_r = 0,138 \cdot 0,354 \cdot 0,5 \cdot \left[\left(\frac{363}{100} \right)^4 - \left(\frac{313}{100} \right)^4 \right] = 1,897 \text{ W/pie}$$

3.1.8.3. Cálculo de la ganancia de calor por radiación solar (q_s)

$$q_s = \alpha Q_s \sin(\theta) A'$$

$$\theta = \cos^{-1} [\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_1)]$$

Donde:

$$\alpha = 0,5$$

$$A' = D/12 = 0,354/12 = 0,0295 \text{ pie}^2/\text{pie}$$

De la tabla A.2 a 30° de latitud norte:

$$H_c \text{ (a las 10:00 am)} = 62^\circ$$

$$H_c \text{ (a las 12:00 del mediodía)} = 83^\circ$$

$$H_c \text{ (a las 11:00 am)} = (62 + 83)/2 = 72,5^\circ$$

$$Z_c \text{ (a las 10:00 am)} = 98^\circ$$

$$Z_c \text{ (a las 12:00 del mediodía)} = 180^\circ$$

$$Z_c \text{ (a las 11:00 am)} = (98 + 180)/2 = 139^\circ$$

De la tabla A.3 para $H_c = 72,5^\circ$ y para ambiente limpio:

Por interpolación: $Q_s = 95,2 \text{ W/pie}^2$

$$Z_1 = 90^\circ \text{ o } 270^\circ$$

$$\theta = \cos^{-1} [\cos(72,5) \cos(139 - 90)] = 78,62^\circ$$

$$q_s = 0,5 \cdot 95,2 \cdot \sin(78,62) \cdot 0,0295 = 1,377 \text{ W/pie}$$

3.1.8.4. Resistencia a 90°C

$$\begin{aligned} R(90) &= \left[\frac{R(75) - R(20)}{75 - 20} \right] \cdot (90 - 20) + R(20) \\ &= \left(\frac{3,804 \cdot 10^{-5} - 3,176 \cdot 10^{-5}}{55} \right) \cdot 70 + 3,176 \cdot 10^{-5} \\ &= 3,975 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{pie} \end{aligned}$$

3.1.8.5. Ampacidad a la temperatura máxima del conductor:

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}}$$

Remplazando tenemos:

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(90)}} = \sqrt{\frac{11,72 + 1,897 - 1,377}{3,975 \cdot 10^{-5}}} = 555 \text{ A}$$

Cabe resaltar que para el cálculo de la temperatura máxima del conductor se utiliza las mismas expresiones vistas, teniendo como punto de partida la máxima demanda (kW) del sistema a implementar, luego el proceso de cálculo se hace por iteraciones sucesivas hasta determinar la temperatura T_c del conductor.

3.2. CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

3.2.1. Parámetros de los conductores

- a. Resistencia de los conductores a la temperatura de operación

$$R_{t_2} = R_{t_1} [1 + \alpha_{t_1} (t_2 - t_1)]$$

Donde:

- R_{t_1} : Resistencia del conductor para la temperatura inicial t_1 , en Ω/km .
 R_{t_2} : Resistencia del conductor para la temperatura t_2 , en Ω/km .
 α_{t_1} : Coeficiente térmico de resistencia del material del conductor a la temperatura inicial t_1 , en $^{\circ}\text{C}^{-1}$. En la tabla 3.1 se muestran los coeficientes térmicos de temperatura para algunos conductores.

Tabla 3.1: Coeficientes térmicos de temperatura para algunos conductores

Material	Coeficiente térmico de temperatura, aproximado (a 20°C en $^{\circ}\text{C}^{-1}$)
Cobre Blando	0,00393
Cobre Duro	0,00382
AAAC (Aleación de Aluminio)	0,00360
Aluminio Puro	0,00403
ACSR (Aluminio - Acero)	0,00403

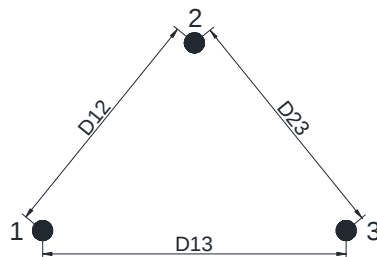
- b. Reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrados

$$X_L = 377 \left[0,5 + 4,6 \log \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \right] \times 10^{-4}, \text{ en } \Omega / \text{ km}$$

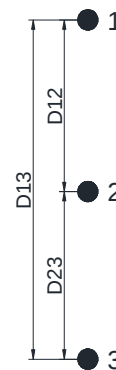
Donde:

- DMG : Distancia media geométrica, m.

$$DMG = \sqrt[3]{(D_{12} \times D_{13} \times D_{23})}$$



DISPOSICIÓN TRIANGULAR



DISPOSICIÓN VERTICAL

Fig. 3.1: Disposición de conductores

- D_{nm} : Distancia entre fases "n" y "m".
 RMG : radio medio geométrico, m.

- Para un conductor magnético de un solo hilo (Cu, Al, ALDRE)
RMG = 0,7788r
- Para conductores de varios hilos de un material

7 hilos	RMG = 0,726r
19 hilos	RMG = 0,758r
37 hilos	RMG = 0,768r
61 hilos	RMG = 0,772r
91 hilos	RMG = 0,774r
127 hilos	RMG = 0,776r
- Para conductores ACSR

26 hilos	RMG = 0,809r
30 hilos	RMG = 0,810r
45 hilos	RMG = 0,810r

r : radio del conductor

- c. Reactancia Inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases

La fórmula es la misma que para sistemas trifásicos, pero la distancia media geométrica (DMG) será igual a la distancia entre fases.

- d. Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión de fase

La fórmula es la misma que para sistemas trifásicos, pero la distancia media geométrica (DMG) será igual a la distancia fase - neutro.

- e. Reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra

$$X_{LT} = 0,1734 \log \frac{D_e}{D_s}, \text{ en } \Omega / \text{ km}$$

D_e : $85\sqrt{\rho}$; Diámetro equivalente, en m.

D_s : Radio equivalente del conductor, e igual a $2,117r'$ para conductor de 7 hilos.

ρ : Resistividad eléctrica del terreno. En la tabla N° 3.2 se da una lista de resistividades de tierra para diversos tipos de tierra, usualmente cuando no se dispone de datos reales se considera $250 \Omega\text{-m}$.

r' : radio del alambre del conductor, en m.

Tabla 3.2: Resistividades típicas de algunos tipos de terreno

Tipo de tierra	Resistividad ($\Omega\text{-m}$)
Terreno pantanoso	10-100
Tierra promedio húmeda	100
Tierra seca	1 000
Pizarra pura	10^7
Arenisca	10^9

3.2.2. Cálculos de caída de tensión

a. Para sistemas trifásicos:

$$\Delta V\% = \frac{PL(R_{t_2} + X_1 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2}$$
$$\Delta V\% = K_1 PL; \quad K_1 = \frac{(R_{t_2} + X_1 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2}$$

b. Para sistemas monofásicos a la tensión entre fases:

$$\Delta V\% = \frac{PL(R_{t_2} + X_2 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2}$$
$$\Delta V\% = K_2 PL; \quad K_2 = \frac{(R_{t_2} + X_2 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2}$$

c. Para sistemas monofásicos a la tensión de fase:

$$\Delta V\% = \frac{PL(R_{t_2} + X_3 \operatorname{tg} \phi)}{10V_f^2}$$
$$\Delta V\% = K_3 PL; \quad K_3 = \frac{(R_{t_2} + X_3 \operatorname{tg} \phi)}{10V_f^2}$$

d. Para sistemas monofásicos con retorno total por tierra:

$$\Delta V\% = \frac{PL(R_{t_2} + X_t \operatorname{tg} \phi)}{10V_f^2}$$
$$\Delta V\% = K_t PL; \quad K_t = \frac{(R_{t_2} + X_t \operatorname{tg} \phi)}{10V_f^2}$$

SIMBOLOGÍA:

ΔV	: Caída porcentual de tensión.
P	: Potencia, en kW.
L	: Longitud del tramo de línea, en km.
V_L	: Tensión entre fases, en kV.
V_f	: Tensión de fase - neutro, en kV.
R_{t_2}	: Resistencia del conductor a la temperatura de operación, en Ω/km .
X_1	: Reactancia inductiva para sistemas trifásicos, en Ω/km .
X_2	: Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases, en Ω/km .
X_3	: Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión fase - neutro, en Ω/km .
X_t	: Reactancia inductiva para sistemas monofásicos con retorno total por tierra, en Ω/km .
Φ	: Ángulo de factor de potencia.
K	: Factor de caída de tensión.

En el anexo B se muestran los parámetros calculados para diferentes conductores.

3.3. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR EFECTO JOULE

Las pérdidas de potencia y energía se calcularán mediante las siguientes fórmulas:

- a. Pérdidas de potencia en circuitos trifásicos:

$$P_J = \frac{P^2(R_{t_2})L}{1000V_L^2(\cos^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

- b. Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos a la tensión entre fases:

$$P_J = \frac{2P^2(R_{t_2})L}{1000V_L^2(\cos^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

- c. Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos a la tensión de fase:

$$P_J = \frac{2P^2(R_{t_2})L}{1000V_f^2(\cos^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

- d. Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos con retorno total por tierra:

$$P_J = \frac{P^2(R_{t_2})L}{1000V_f^2(\cos^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

- e. Pérdidas anuales de energía activa:

$$E_J = 8760(P_J)(F_p), \text{ en kWh}$$

$$F_p = 0,15F_c + 0,85F_c^2 \quad (\text{Ver nota})$$

Nota: en caso de conocerse el diagrama de carga anual y su proyección, el factor de carga y el factor de pérdidas se obtendrán a partir de tales diagramas.

3.4. CORTOCIRCUITO

3.4.1. Ecuaciones de redes

En circuitos que operan en estado estable sinusoidal, se aplican las leyes de Kirchhoff a las corrientes y tensiones fasoriales (Ley de tensiones y de corrientes, LTK y LCK respectivamente). Los métodos basados en estas leyes como lo son: el análisis nodal, el análisis de mallas, el teorema de superposición, las transformaciones de fuentes y los teoremas de Thevenin y Norton, son útiles para el tratamiento de esos circuitos. De todos estos métodos el más utilizado, por su facilidad de aplicación computacional, es el análisis nodal.

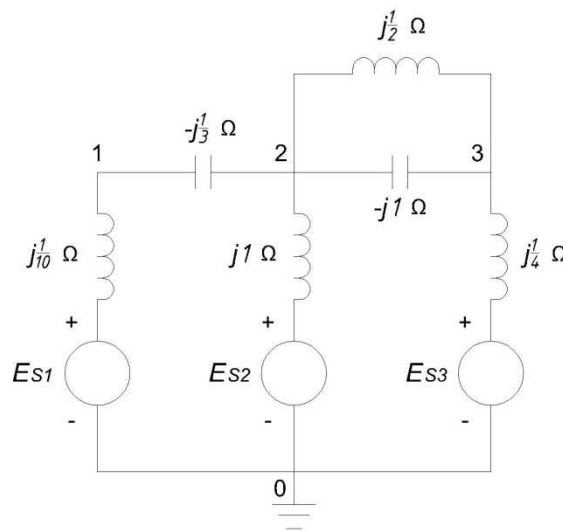


Figura 3.2: Diagrama para repaso de análisis nodal

En el circuito mostrado en la figura 3.2, que se usará para hacer un breve repaso del análisis nodal, las tensiones de las fuentes se representan por los fasores E_{s1} , E_{s2} y E_{s3} ; las impedancias del circuito se especifican en ohms. Las ecuaciones nodales se escriben en tres pasos que se indican a continuación:

PASO 1 Para un circuito con $(N + 1)$ nodos (llamados también barras o buses), seleccione un nodo como el de referencia, y defina las tensiones en los nodos restantes con respecto a éste.

El circuito de la figura 3.2 tiene cuatro buses; es decir $N + 1 = 4$, o bien, $N = 3$. Se selecciona el bus 0 como el de referencia y entonces se definen las tensiones V_{10} , V_{20} y V_{30} de los buses con respecto a este bus 0.

PASO 2 Transforme cada fuente de tensión en serie con una impedancia en una fuente equivalente de corriente en paralelo con esa impedancia. Asimismo, muestre los valores de las admitancias, en lugar de los de las impedancias, en el diagrama del circuito.

En la figura 3.3 se muestran las fuentes equivalentes de corriente, I_1 , I_2 e I_3 , y todas las impedancias se han convertido a las admitancias correspondientes.

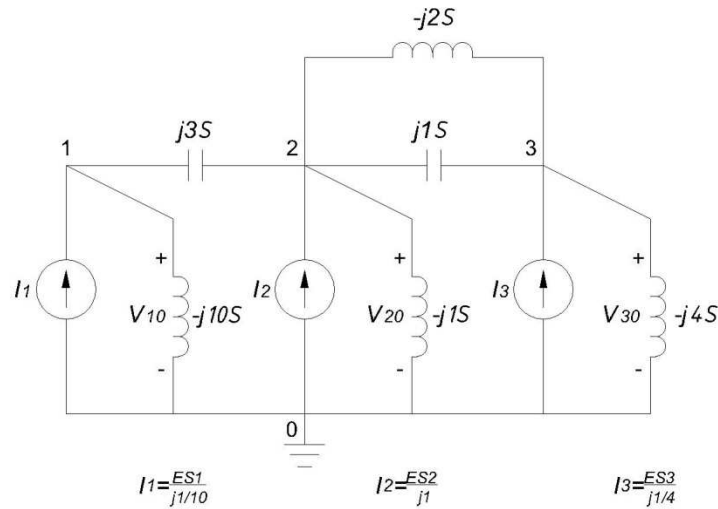


Figura 3.3: Circuito equivalente con fuentes de corriente

PASO 3 Escriba las ecuaciones nodales en forma matricial como sigue:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2N} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \cdots & Y_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{10} \\ V_{20} \\ V_{30} \\ \vdots \\ V_{N0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix}$$

Usando notación matricial, la ecuación anterior queda:

$$YV = I$$

En donde Y es la matriz de admitancias nodal $N \times N$, V es el vector columna de las N tensiones en los buses e I es el vector columna de las N fuentes de corriente. Los elementos Y_{kn} de la matriz Y de admitancias nodal se forman como sigue:

Elementos de la diagonal: $Y_{kk} = \text{suma de las admitancias conectadas al bus } k \text{ (} k = 1, 2, \dots, N \text{)}$

Elementos fuera de la diagonal: $Y_{kn} = -(\text{suma de las admitancias conectadas entre los buses } k \text{ y } n) \text{ (} k \neq n \text{)}$

El elemento diagonal Y_{kk} se llama *autoadmitancia* o *admitancia de excitación* del bus k , y el elemento Y_{kn} , para $k \neq n$, de fuera de la diagonal, se llama *admitancia mútua* o *admitancia de transferencia* entre los buses k y n . Dado que $Y_{kn} = Y_{nk}$, la matriz Y es simétrica.

Prosiguiendo con nuestro ejemplo inicial, nuestras matrices quedarán de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} (j3-j10) & -(j3) & 0 \\ -(j3) & (j3-j1+j1-j2) & -(j1-j2) \\ 0 & -(j1-j2) & (j1-j2-j4) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{10} \\ \mathbf{V}_{20} \\ \mathbf{V}_{30} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \\ \mathbf{I}_3 \end{bmatrix}$$

$$j \begin{bmatrix} -7 & -3 & 0 \\ -3 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & -5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{10} \\ \mathbf{V}_{20} \\ \mathbf{V}_{30} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \\ \mathbf{I}_3 \end{bmatrix}$$

La ventaja de este método para escribir las ecuaciones nodales es que se puede usar programas de cómputo tanto para generar la matriz $\mathbf{Y}$ de admitancias como para resolver las ecuaciones para el vector $\mathbf{V}$ desconocido de tensiones en los buses.

3.4.2. Cálculo de las matrices de impedancia de barra

En el ítem anterior se vio la forma en que la matriz de admitancias es construida ($\mathbf{Y}_{\text{barra}}$), también se vio la que para obtener la matriz de impedancias ($\mathbf{Z}_{\text{barra}}$) a partir de la inversión de la matriz de admitancias. Para calcular la inversa de la matriz de admitancias el método más utilizado es el de eliminación de Gauss, aunque actualmente existen métodos computacionales que simplifican bastante dicho cálculo, como por ejemplo, con la ayuda de *Matlab*. Sin embargo, el analista del sistema de potencia puede tener un mayor grado de comprensión del mismo al hacer algunas consideraciones computacionales adicionales al suponer que $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$ ya ha sido calculada y está explícitamente disponible, éste será el enfoque que se hará en este texto.

El trabajo empleado en la construcción de $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$ es mucho mayor que el requerido para construir $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$, pero la información contenida en la matriz de impedancias es, por mucho, mayor que la de $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$. Se verá que cada elemento de la diagonal de $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$ tiene características importantes de todo el sistema en forma de impedancia de Thevenin, en la barra correspondiente:

$$\mathbf{Z}_{th} = \mathbf{Z}_{kk}$$

La matriz de admitancias de barra se emplea bastante en los análisis de flujos de potencia. Por otro lado, la matriz de impedancias de barra es igualmente usada en los análisis de fallas de sistemas de potencia.

3.4.3. Componentes simétricas y fallas

El método de componentes simétricas, fue desarrollado primero por C. L. Fortescue, en el año de 1918, la cual es una técnica muy eficaz para analizar sistemas trifásicos desbalanceados.

3.4.3.1. Definición de componentes simétricas

De acuerdo con el teorema de Fortescue, tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico (V_a , V_b y V_c) se pueden descomponer en *tres sistemas balanceados de fasores*. Los conjuntos balanceados de componentes son:

1. *Componentes de secuencia positiva* que consisten en tres fasores de igual magnitud desplazados uno del otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia que los fasores originales (figura 3.4(a)),
2. *Componentes de secuencia negativa* que consisten en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno del otro en 120° , y que tienen una secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales (figura 3.4(b)) y
3. *Componentes de secuencia cero* que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro (figura 3.4(c)).

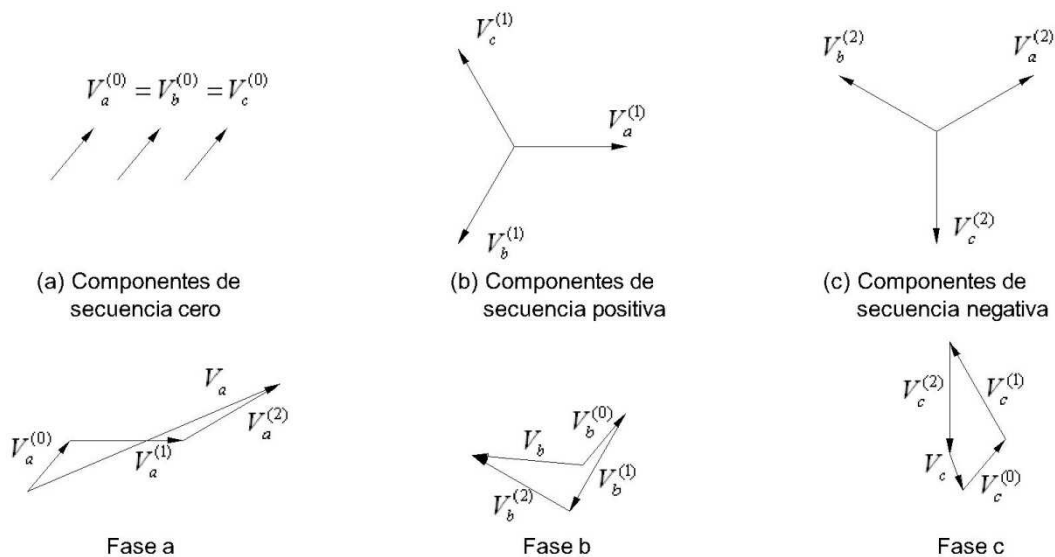


Figura 3.4: Tres conjuntos de fasores balanceados que son las componentes simétricas de tres fasores desbalanceados.

En forma matricial se tiene que:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a^{(0)} \\ \mathbf{V}_a^{(1)} \\ \mathbf{V}_a^{(2)} \end{bmatrix}$$

Donde:

$$a = 1\angle 120^\circ = \frac{-1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Escribiendo la ecuación anterior como tres ecuaciones separadas:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_a &= \mathbf{V}_a^{(0)} + \mathbf{V}_a^{(1)} + \mathbf{V}_a^{(2)} \\ \mathbf{V}_b &= \mathbf{V}_a^{(0)} + a^2 \mathbf{V}_a^{(1)} + a \mathbf{V}_a^{(2)} \\ \mathbf{V}_c &= \mathbf{V}_a^{(0)} + a \mathbf{V}_a^{(1)} + a^2 \mathbf{V}_a^{(2)} \end{aligned}$$

Ahora escribiendo las componentes de secuencia en función de los fasores:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_a^{(0)} \\ \mathbf{V}_a^{(1)} \\ \mathbf{V}_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix}$$

Que en ecuaciones separadas da:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_a^{(0)} &= \frac{1}{3} (\mathbf{V}_a + \mathbf{V}_b + \mathbf{V}_c) \\ \mathbf{V}_a^{(1)} &= \frac{1}{3} (\mathbf{V}_a + a \mathbf{V}_b + a^2 \mathbf{V}_c) \\ \mathbf{V}_a^{(2)} &= \frac{1}{3} (\mathbf{V}_a + a^2 \mathbf{V}_b + a \mathbf{V}_c) \end{aligned}$$

3.4.3.2. Tipos de Fallas

Las fallas (cortocircuitos) ocurren en los sistemas eléctricos trifásicos, y en orden de acuerdo a la frecuencia con que se dan, como sigue:

- Fallas simples línea a tierra
- Fallas línea a línea
- Fallas doble línea a tierra
- Fallas trifásicas.

Un cortocircuito trifásico se clasifica como una falla simétrica, los demás casos se clasifican como fallas asimétricas.

1. Fallas simples línea a tierra

La falla monofásica de línea a tierra (que es el tipo más común de falla) es causada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterradas. En la figura 3.5 se muestra una falla monofásica línea a tierra desde la fase *a*, a través de la impedancia Z_f .

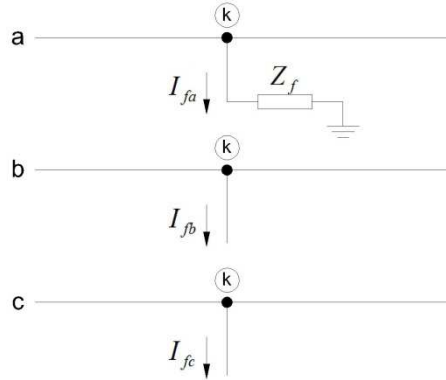


Figura 3.5: Falla simple línea a tierra. El punto de falla se denomina barra *k*.

Las ecuaciones de corriente de falla para el caso de la falla monofásica a tierra a través de la impedancia Z_f son las siguientes:

$$\mathbf{I}_{fa}^{(0)} = \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \mathbf{I}_{fa}^{(2)} = \frac{\mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(0)} + 3\mathbf{Z}_f}$$

$$\mathbf{I}_{fa} = 3\mathbf{I}_{fa}^{(0)} = 3\mathbf{I}_{fa}^{(1)} = 3\mathbf{I}_{fa}^{(2)} = \frac{3\mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(0)} + 3\mathbf{Z}_f}$$

Conectando en serie las tres redes de secuencia del sistema se obtiene el circuito equivalente para este tipo de falla. Como se muestra en la figura 3.6, se observa que las corrientes que resultan satisfacen las ecuaciones anteriores (porque las impedancias de Thévenin vistas en las tres redes de secuencia en la barra de falla *k*, están en serie con la impedancia de falla $3\mathbf{Z}_f$ y la fuente de voltaje de prefalla $\mathbf{V}_f$).

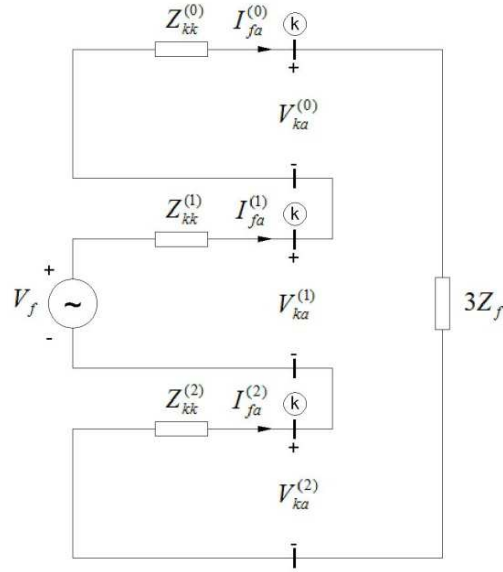


Figura 3.6: Redes de secuencia interconectadas para falla simple línea a tierra.

2. Fallas línea a línea

Para representar una falla línea a línea, a través de una impedancia Z_f , se considera en este caso que dicha falla está entre las fases b y c , tal y como se muestra en la figura 3.7. La barra k nuevamente es la del punto de falla.

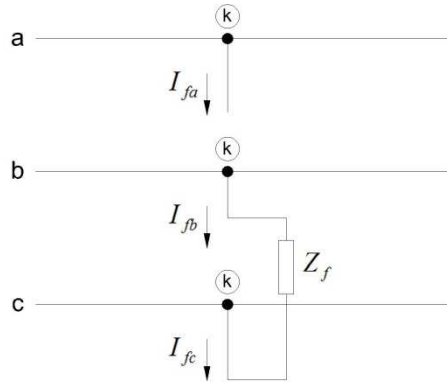


Figura 3.7: Falla línea a línea. El punto de falla se denomina barra k .

Las ecuaciones de corriente de falla para el caso de la falla línea a línea a través de la impedancia Z_f son las siguientes:

$$\mathbf{I}_{fa}^{(1)} = -\mathbf{I}_{fa}^{(2)} = \frac{\mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_f}$$

$$\mathbf{I}_{fa}^{(0)} = 0$$

Para obtener las corrientes totales en la falla usamos la siguiente expresión matricial:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{fa} \\ \mathbf{I}_{fb} \\ \mathbf{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{fa}^{(0)} \\ \mathbf{I}_{fa}^{(1)} \\ \mathbf{I}_{fa}^{(2)} \end{bmatrix}$$

Escribiendo la ecuación anterior como tres ecuaciones separadas:

$$\mathbf{I}_{fa} = \mathbf{I}_{fa}^{(0)} + \mathbf{I}_{fa}^{(1)} + \mathbf{I}_{fa}^{(2)} = 0 + \mathbf{I}_{fa}^{(1)} - \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = 0$$

$$\mathbf{I}_{fb} = \mathbf{I}_{fa}^{(0)} + a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(1)} + a \mathbf{I}_{fa}^{(2)} = 0 + a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(1)} - a \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = (a^2 - a) \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = -j\sqrt{3} \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \frac{-j\sqrt{3} \mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_f}$$

$$\mathbf{I}_{fc} = \mathbf{I}_{fa}^{(0)} + a \mathbf{I}_{fa}^{(1)} + a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(2)} = 0 + a \mathbf{I}_{fa}^{(1)} - a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = (a - a^2) \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = j\sqrt{3} \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \frac{j\sqrt{3} \mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_f} = -\mathbf{I}_{fb}$$

Para satisfacer los requisitos de las ecuaciones anteriores, se conectan los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo, como se muestra en la figura 3.8:

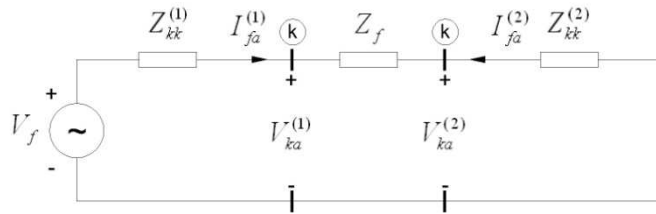


Figura 3.8: Redes de secuencia interconectada para falla línea a línea.

3. Fallas doble línea a tierra

Una falla de este tipo se muestra en la figura 3.9.

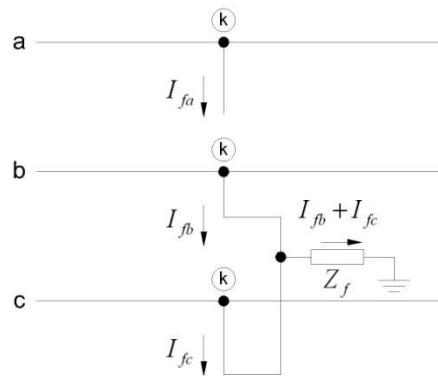


Figura 3.9: Falla doble línea a tierra. El punto de falla se denomina barra k .

Nuevamente, la falla se considera en las fases b y c y las relaciones que ahora hay en la barra k que ha fallado son:

$$\mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \frac{\mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \left[\frac{\mathbf{Z}_{kk}^{(2)}(\mathbf{Z}_{kk}^{(0)} + 3\mathbf{Z}_f)}{\mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(0)} + 3\mathbf{Z}_f} \right]}$$

$$\mathbf{I}_{fa}^{(2)} = -\mathbf{I}_{fa}^{(1)} \left[\frac{\mathbf{Z}_{kk}^{(0)} + 3\mathbf{Z}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(0)} + 3\mathbf{Z}_f} \right]$$

$$\mathbf{I}_{fa}^{(0)} = -\mathbf{I}_{fa}^{(1)} \left[\frac{\mathbf{Z}_{kk}^{(2)}}{\mathbf{Z}_{kk}^{(2)} + \mathbf{Z}_{kk}^{(0)} + 3\mathbf{Z}_f} \right]$$

Estas corrientes de falla de secuencia pueden transformarse al dominio de la fase mediante las ecuaciones matriciales. En la figura 3.10 se puede apreciar el diagrama de conexiones respectivo.

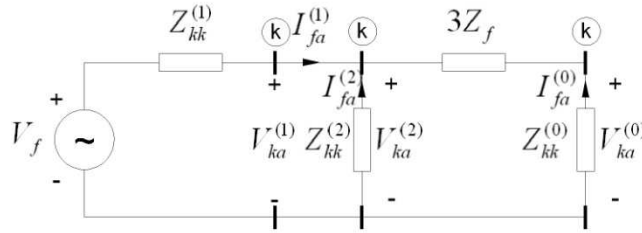


Figura 3.10: Redes de secuencia interconectadas para falla doble línea a tierra.

4. Fallas trifásicas

Un sistema balanceado permanece simétrico después de que ocurre una falla trifásica que tiene la misma impedancia entre cada línea y el punto común. Como es de esperar solamente fluirán corrientes de secuencia positiva. Con la impedancia de falla conectada Z_f igual en todas las fases (como se puede apreciar en la figura 3.11). Solamente lo que se hace es agregar la impedancia Z_f al circuito equivalente de Thévenin del sistema (figura 3.12), en la barra k que ha fallado y se calcula la corriente de falla de la siguiente ecuación:

$$\mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \frac{\mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_f}$$

Como es de esperar las otras dos componentes de secuencia negativo y cero son nulas.

De las ecuaciones matriciales es fácil deducir que:

$$\mathbf{I}_{fa} = \mathbf{I}_{fa}^{(0)} + \mathbf{I}_{fa}^{(1)} + \mathbf{I}_{fa}^{(2)} = 0 + \mathbf{I}_{fa}^{(1)} - 0 = \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \frac{\mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_f}$$

$$\mathbf{I}_{fb} = \mathbf{I}_{fa}^{(0)} + a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(1)} + a \mathbf{I}_{fa}^{(2)} = 0 + a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(1)} - 0 = a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \frac{a^2 \mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_f}$$

$$\mathbf{I}_{fc} = \mathbf{I}_{fa}^{(0)} + a \mathbf{I}_{fa}^{(1)} + a^2 \mathbf{I}_{fa}^{(2)} = 0 + a \mathbf{I}_{fa}^{(1)} - 0 = a \mathbf{I}_{fa}^{(1)} = \frac{a \mathbf{V}_f}{\mathbf{Z}_{kk}^{(1)} + \mathbf{Z}_f}$$

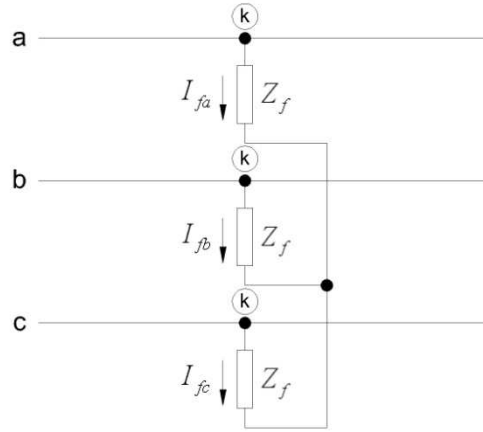


Figura 3.11: Falla Trifásica. El punto de falla se denomina barra k .

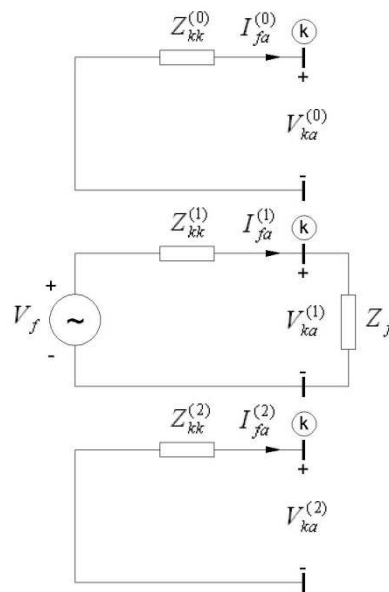


Figura 3.12: Redes de secuencia interconectadas para falla trifásica.

3.4.4. Ejemplo práctico de cálculo de las corrientes de cortocircuito

A continuación se resolverá un ejemplo típico para cálculo de las corrientes de cortocircuito de un pequeño sistema eléctrico rural compuesto por líneas trifásicas y ramales monofásicos con retorno total por tierra (MRT). Los datos relevantes para el desarrollo de este ejemplo son datos reales, aunque no necesariamente la coincidencia de los nombres de las localidades, en todo caso se desarrolla este ejemplo principalmente con fines didácticos.

Se trata de un pequeño sistema eléctrico, del cual se muestra su diagrama unifilar geográfico en la figura 3.13, donde se han identificado 8 barras trifásicas las cuales se muestran en la tabla N°3.3.

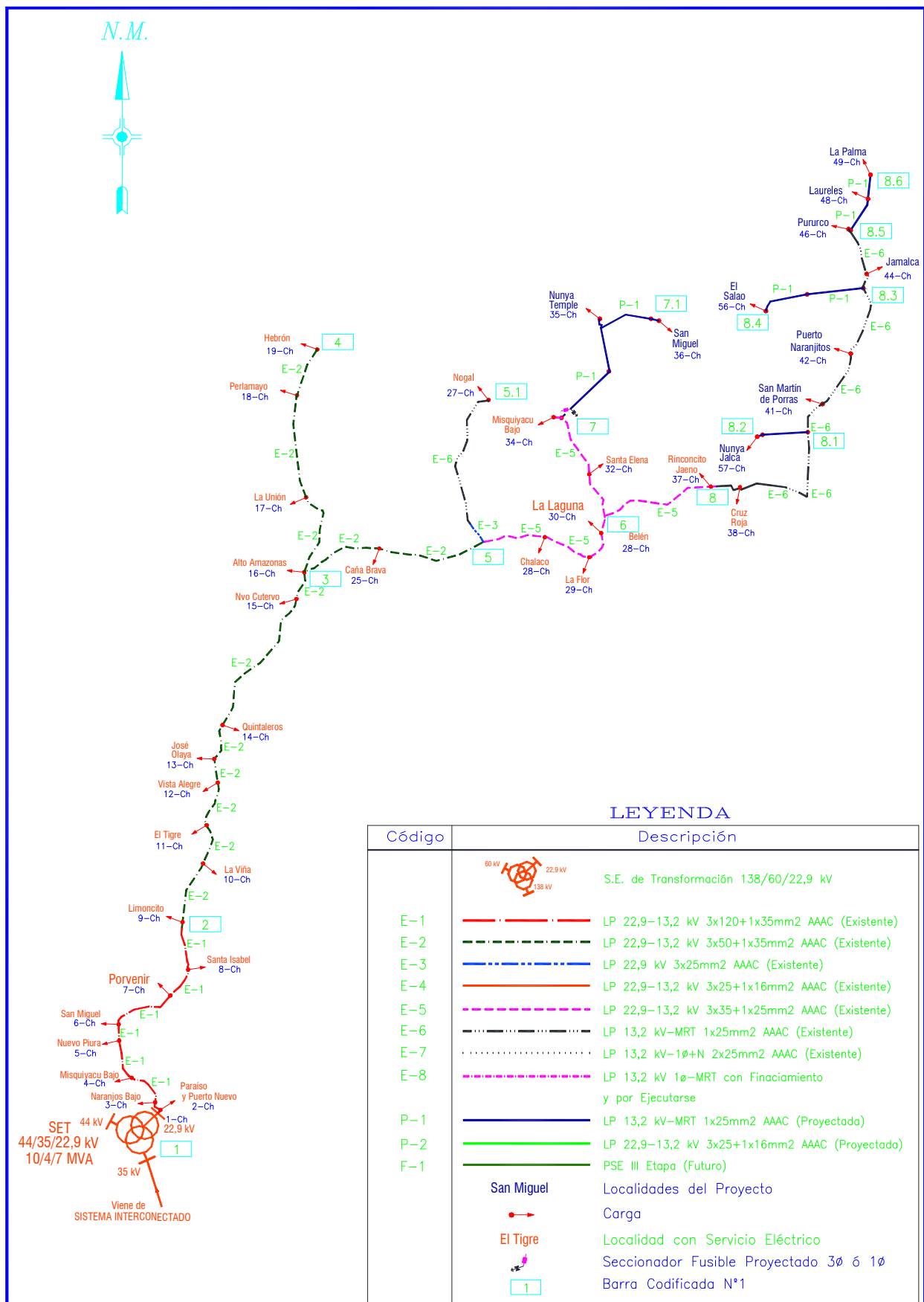


Figura 3.13: Diagrama unifilar geográfico del ejemplo 3.6.4.

Tabla 3.3: Codificación de barras del sistema eléctrico

Código de Barra	Descripción	Tensión Nominal
1	S.E de Transformación	22,9 kV
2	Limoncito	22,9 kV
3	Alto Amazonas	22,9 kV
4	Hebrón	22,9 kV
5	Derv. Nogal	22,9 kV
6	Belén	22,9 kV
7	Misquiyacu Bajo	22,9 kV
8	Rinconcito Jaeno	22,9 kV

En el diagrama unifilar geográfico también se pueden identificar los datos relevantes a los tramos de línea entre cada barra y los demás ramales, estos datos de conductores se muestran en las tablas 3.4 y 3.5.

Tabla 3.4: Datos de conductores en tramos de líneas

Nº	Tramo entre barras	Sistema	Tensión (kV)	Conductor (mm ²)	Longitud tramo de línea (km)
1-2	S.E de Transformación - Limoncito	3Φ	22,9	120	6,394
2-3	Limoncito - Alto Amazonas	3Φ	22,9	50	10,171
3-4	Alto Amazonas - Hebrón	3Φ	22,9	50	6,135
3-5	Alto Amazonas - Deriv. Nogal	3Φ	22,9	50	4,871
5-6	Deriv. Nogal - Belén	3Φ	22,9	35	4,086
6-7	Belén - Misquiyacu Bajo	3Φ	22,9	35	3,069
6-8	Belén - Rinconcito Jaeno	3Φ	22,9	35	3,133

Tabla 3.5: Datos de conductores en tramos de líneas MRT

Nº	Descripción	Sistema	Tensión (kV)	Conductor (mm ²)	Longitud tramo de línea (km)
5-5.1	Deriv. Nogal - Nogal	1Ø - MRT	13,2	25	4,15
7-7.1	Misquiyacu Bajo - San Miguel	1Ø - MRT	13,2	25	4,31
8-8.1	Rinconcito Jaeno - Deriv. Nunya Jalca	1Ø - MRT	13,2	25	5,68
8.1-8.2	Deriv. Nunya Jalca - Nunya Jalca	1Ø - MRT	13,2	25	1,29
8.1-8.3	Deriv. Nunya Jalca - Deriv. El Salao	1Ø - MRT	13,2	25	4,24
8.3-8.4	Deriv. El Salao - El Salao	1Ø - MRT	13,2	25	2,59
8.3-8.5	Deriv. El Salao - Pururco	1Ø - MRT	13,2	25	1,66
8.5-8.6	Pururco - La Palma	1Ø - MRT	13,2	25	1,53

Asimismo los datos obtenidos en el punto de entrega (S.E. de transformación, lado de 22.9kV), datos que en este caso son proporcionados por el COES-SINAC, son los siguientes:

Tabla 3.6: Datos obtenidos en el punto de entrega para el cálculo de la impedancia equivalente de Thévenin en la barra 1

Barra	Tensión Base (kV)	Relación X/R	Tensión Prefalla (kV)	Avenida			
				Máxima Demanda		Mínima Demanda	
				Icc 3Φ KA	Pcc 3Φ MVA	Icc 1Φ KA	Pcc 1Φ MVA
S.E. de Transformación	22,90	6	22,90	0,44	33,55	0,26	19,58

3.4.4.1. Cálculo de la impedancia equivalente en el punto de entrega

Es necesario obtener la impedancia equivalente de Thévenin en el punto de entrega, que nos permitirá representar todo el sistema eléctrico aguas arriba de dicho punto, es decir, todo el sistema eléctrico que provee la energía. Para ello se utiliza la información proporcionada por el COES-SINAC, la cual se mostró en la tabla 3.6.

Para obtener la reactancia de Thévenin equivalente se utilizan las siguientes consideraciones y fórmulas:

$$\mathbf{Z}_{th}^{(1)} = \mathbf{Z}_{th}^{(2)} = jX_{th}^{(1)}; \mathbf{Z}_{th}^{(0)} = jX_{th}^{(0)}$$

De las para falla trifásica y monofásica, despejando la impedancia Thévenin, y utilizando las consideraciones dadas en la anterior tenemos:

$$Z_{th}^{(1)} = \frac{V_f}{I_{cc_{3\phi}}} = \frac{22,9/\sqrt{3}}{0,44} = 30,048 \Omega$$

$$Z_{th}^{(0)} = \frac{3V_f}{I_{cc_{1\phi}}} - 2Z_{th}^{(1)} = \frac{3 \times 22,9/\sqrt{3}}{0,26} - 2 \times 30,048 = 92,458 \Omega$$

Para obtener los valores de R y X de las impedancias Thévenin usamos la relación X/R dadas en la tabla 3.6, de la siguiente manera, por ejemplo para la secuencia positiva:

$$Z_{th}^{(1)} = \sqrt{(R_{th}^{(1)})^2 + (X_{th}^{(1)})^2}$$

Elevando al cuadrado ambos lados y dividiendo por el cuadrado de la resistencia de Thévenin tenemos:

$$\left[\frac{Z_{th}^{(1)}}{R_{th}^{(1)}} \right]^2 = 1 + \left[\frac{X_{th}^{(1)}}{R_{th}^{(1)}} \right]^2$$

Por último despejando la resistencia de Thévenin y reemplazando valores tenemos:

$$R_{th}^{(1)} = \frac{Z_{th}^{(1)}}{\sqrt{1 + [\text{Relación } X/R]^2}} = \frac{30,048}{\sqrt{1 + 6^2}} = 4,940 \Omega$$

Con la relación X/R obtenemos la reactancia Thévenin de secuencia positiva:

$$X_{th}^{(1)} = R_{th}^{(1)} \times (\text{Relación } X/R) = 4,940 \times 6 = 29,640 \Omega$$

Para el cálculo en las redes de secuencia negativa y cero se procede de la misma forma, con lo cual obtendremos la siguiente tabla:

Tabla 3.7: Valores de Z_{th} para las tres redes de secuencia en el punto de entrega

Barra	Secuencia	Secuencia	Secuencia Cero
	Positiva $Z_{th} (\Omega)$	Negativa $Z_{th} (\Omega)$	$Z_{th} (\Omega)$
S.E. de Transformación	4,940 + j29,640	4,940 + j29,640	15,200 + j91,200

Por último necesitamos las admitancias en las tres redes de secuencia que resultan de invertir las impedancias en las redes de secuencia, con lo que tenemos la siguiente tabla:

Tabla 3.8: Valores de Y_{th} para las tres redes de secuencia en el punto de entrega

Barra	Secuencia	Secuencia	Secuencia Cero
	Positiva $Y_{th} (S)$	Negativa $Y_{th} (S)$	$Y_{th} (S)$
S.E. de Transformación	0,0055 – j0,0328	0,0055 – j0,0328	0,0018 – j0,0107

3.4.4.2. Cálculo de las matrices de admitancias e impedancias

A partir de los nodos o barras consideradas se armará en primer lugar las matrices de admitancias para posteriormente, invirtiendo dicha matriz, obtener la matriz de impedancias. En la tabla Nº 3.9 se muestran las impedancias de cada una de las ramas que componen este circuito a analizar. Para obtener las impedancias de las ramas de secuencia positiva, negativa y cero se toman las siguientes consideraciones para líneas primarias:

$$Z^{(1)} = Z^{(2)} \text{ y } Z^{(0)} = 3Z^{(1)}$$

Tabla 3.9: Impedancias de secuencia de cada una de las ramas

Nº	Tramo entre barras	Secuencia Positiva y Negativa			Secuencia Cero	
		Z (Ω /km)	Z (Ω)	Y (Ω)	Z (Ω)	Y (Ω)
1-2	S.E de Transformación - Limoncito	0,3055+j0,4063	1,9535+j2,5978	0,1849-j0,2459	5,8605+j7,7934	0,0616-j0,0820
2-3	Limoncito - Alto Amazonas	0,7139+j0,4396	7,3161+j4,4708	0,0995-j0,0608	21,9484+j13,4123	0,0332-j0,0203
3-4	Alto Amazonas - Hebrón	0,7193+j0,4396	4,4130+j2,6967	0,1650-j0,1008	13,2389+j8,0901	0,0550-j0,0336
3-5	Alto Amazonas - Derv. Nogal	0,7193+j0,4396	3,5038+j2,1411	0,2078-j0,1270	10,5113+j6,4233	0,0693-j0,0423
5-6	Derv. Nogal - Belén	1,0356+j0,4533	4,2313+j1,8522	0,1983-j0,0868	12,6938+j5,5565	0,0661-j0,0289
6-7	Belén - Misquiyacu Bajo	1,0356+j0,4533	3,1781+j1,3912	0,2641-j0,1156	9,5343+j4,1735	0,0880-j0,0385
6-8	Belén - Rinconcito Jaeno	1,0356+j0,4533	3,2444+j1,4202	0,2587-j0,1132	9,7332+j4,2605	0,0862-j0,0377

La tabla anterior ha sido obtenida teniendo en cuenta los parámetros de los conductores y los valores de resistencia y reactancia calculados en el Anexo B, los mismos que aparecen en valores “kilométricos” en la primera columna de impedancias de secuencia positiva y negativa.

Para la construcción de la matriz de admitancias se sigue el procedimiento descrito en la sección 3.4.1, con lo cual se obtiene las matrices de secuencia positiva – negativa y cero mostradas a continuación. Por ejemplo se describirá como se obtuvieron los elementos siguientes de la matriz de secuencia positiva, los demás elementos tanto de dicha matriz, como los de la matriz de secuencia cero se obtienen de manera similar:

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_{11}^{(1)} &= \mathbf{Y}_{11}^{(2)} = \text{Elemento de la diagonal} = \text{Suma de los elementos conectados a la barra 1} \\ &= \mathbf{Y}_{th}^{(1)} + \mathbf{Y}_{12}^{(1)} = (0,0055 - j0,0328) + (0,1849 - j0,2459) = 0,1904 - j0,2787 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_{22}^{(1)} &= \mathbf{Y}_{22}^{(2)} = \text{Elemento de la diagonal} = \text{Suma de los elementos conectados a la barra 2} \\ &= \mathbf{Y}_{12}^{(1)} + \mathbf{Y}_{23}^{(1)} = (0,1849 - j0,2459) + (0,0995 - j0,0608) = 0,2844 - j0,3067 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_{34}^{(1)} &= \mathbf{Y}_{34}^{(2)} = \text{Elemento fuera de la diagonal} = -(\text{Suma de los elementos conectados entre las barras 3 y 4}) \\ &= -(\mathbf{Y}_{34}^{(1)}) = -(0,1650 - j0,1008) = -0,1650 + j0,1008 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_{67}^{(1)} &= \mathbf{Y}_{67}^{(2)} = \text{Elemento fuera de la diagonal} = -(\text{Suma de los elementos conectados entre las barras 6 y 7}) \\ &= -(\mathbf{Y}_{67}^{(1)}) = -(0,2641 - j0,1156) = -0,2641 + j0,1156 \end{aligned}$$

$$\mathbf{Y}_{\text{barra}}^{(1)} = \mathbf{Y}_{\text{barra}}^{(2)} = \begin{bmatrix} 0,1904 - j0,2787 & -0,1849 + j0,2459 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,1879 + j0,2459 & 0,2844 - j0,3067 & -0,0995 + j0,0608 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,0995 + j0,0608 & 0,4723 - j0,2886 & -0,1650 + j0,1008 & -0,2078 + j0,1270 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,1650 + j0,1008 & 0,1650 - j0,1008 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,2078 + j0,1270 & 0 & 0,4061 - j0,2138 & -0,1983 + j0,0868 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,1983 + j0,0868 & 0,7211 - j0,3156 & -0,2641 + j0,1156 & -0,2587 + j0,1132 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,2641 + j0,1156 & 0,2641 - j0,1156 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,2587 + j0,1132 & 0 & 0,2587 - j0,1132 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Y}_{\text{barra}}^{(0)} = \begin{bmatrix} 0,0634 - j0,0927 & -0,0616 + j0,0820 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,0616 + j0,0820 & 0,0948 - j0,1023 & -0,0332 + j0,0203 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,0332 + j0,0203 & 0,1575 - j0,0962 & -0,0550 + j0,0336 & -0,0693 + j0,0423 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,0550 + j0,0336 & 0,0550 - j0,0336 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,0693 + j0,0423 & 0 & 0,1354 - j0,0712 & -0,0661 + j0,0289 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,0661 + j0,0289 & 0,2403 - j0,1051 & -0,0880 + j0,0385 & -0,0862 + j0,0377 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,0880 + j0,0385 & 0,0880 - j0,0385 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,0862 + j0,0377 & 0 & 0,0862 - j0,0377 \end{bmatrix}$$

Lo que viene ahora es la inversión de ambas matrices, como se mencionó en la sección 3.4.2, existen diversos métodos para efectuar dicha labor, en nuestro caso hemos aplicado el programa *Matlab*, con lo cual obtenemos las matrices de impedancias que se muestran a continuación:

$$\mathbf{Z}_{barra}^{(1)} = \mathbf{Z}_{barra}^{(2)} = \begin{bmatrix} 4,9725 + j29,6540 & 4,9725 + j29,6540 & 4,9725 + j29,6540 & 4,9725 + j29,6540 & 4,9725 + j29,6540 & 4,9725 + j29,6540 & 4,9725 + j29,6540 & 4,9725 + j29,6540 \\ 4,9725 + j29,6540 & 6,9259 + j32,2519 & 6,9259 + j32,2519 & 6,9259 + j32,2519 & 6,9259 + j32,2519 & 6,9259 + j32,2519 & 6,9259 + j32,2519 & 6,9259 + j32,2519 \\ 4,9725 + j29,6540 & 6,9259 + j32,2519 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 \\ 4,9725 + j29,6540 & 6,9259 + j32,2519 & 14,2437 + j36,7235 & 18,6572 + j39,4197 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 \\ 4,9725 + j29,6540 & 6,9259 + j32,2519 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 17,7474 + j38,8648 & 17,7474 + j38,8648 & 17,7474 + j38,8648 & 17,7474 + j38,8648 \\ 4,9725 + j29,6540 & 6,9259 + j32,2519 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 17,7474 + j38,8648 & 21,9794 + j40,7172 & 21,9794 + j40,7172 & 21,9794 + j40,7172 \\ 4,9725 + j29,6540 & 6,9259 + j32,2519 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 17,7474 + j38,8648 & 21,9794 + j40,7172 & 25,1570 + j42,1081 & 21,9794 + j40,7172 \\ 4,9725 + j29,6540 & 6,9259 + j32,2519 & 14,2437 + j36,7235 & 14,2437 + j36,7235 & 17,7474 + j38,8648 & 21,9794 + j40,7172 & 21,9794 + j40,7172 & 25,2237 + j42,1368 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Z}_{barra}^{(0)} = \begin{bmatrix} 15,2892 + j90,8859 & 15,2892 + j90,8859 & 15,2892 + j90,8859 & 15,2892 + j90,8859 & 15,2892 + j90,8859 & 15,2892 + j90,8859 & 15,2892 + j90,8859 & 15,2892 + j90,8859 \\ 15,2892 + j90,8859 & 21,1455 + j98,6817 & 21,1455 + j98,6817 & 21,1455 + j98,6817 & 21,1455 + j98,6817 & 21,1455 + j98,6817 & 21,1455 + j98,6817 & 21,1455 + j98,6817 \\ 15,2892 + j90,8859 & 21,1455 + j98,6817 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 143,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 \\ 15,2892 + j90,8859 & 21,1455 + j98,6817 & 43,0694 + j112,0869 & 56,3098 + j120,1756 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 \\ 15,2892 + j90,8859 & 21,1455 + j98,6817 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 53,5825 + j118,5040 & 53,5825 + j118,5040 & 53,5825 + j118,5040 & 53,5825 + j118,5040 \\ 15,2892 + j90,8859 & 21,1455 + j98,6817 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 53,5825 + j118,5040 & 66,2833 + j124,0570 & 66,2833 + j124,0570 & 66,2833 + j124,0570 \\ 15,2892 + j90,8859 & 21,1455 + j98,6817 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 53,5825 + j118,5040 & 66,2833 + j124,0570 & 75,8213 + j128,2299 & 66,2833 + j124,0570 \\ 15,2892 + j90,8859 & 21,1455 + j98,6817 & 43,0694 + j112,0869 & 43,0694 + j112,0869 & 53,5825 + j118,5040 & 66,2833 + j124,0570 & 66,2833 + j124,0570 & 76,0215 + j128,3160 \end{bmatrix}$$

3.4.4.3. Corrientes de cortocircuito

Una vez obtenida la matriz de impedancias y con los datos de impedancias de los ramales MRT, ya se está en capacidad de calcular las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas en los nodos (barras) consideradas. Para dicho cálculo se utilizan las fórmulas vistas en las secciones 3.4.3.2.a y 3.4.3.2.d, que como puede observarse corresponden a las fallas monofásica y trifásica respectivamente. Los valores de impedancia de barra a utilizar en este cálculo son las diagonales de las matrices de impedancias de redes de secuencia positiva – negativa y cero tal y como se muestra en la tabla N°3.10. Los resultados fueron tabulados y se muestran en la tabla N° 3.11.

Tabla 3.10: Impedancias de barra del sistema en estudio

Barra "k"	Descripción	Impedancias de Barra		
		$Z_{kk}^{(1)}$	$Z_{kk}^{(2)}$	$Z_{kk}^{(0)}$
1	S.E de Transformación	4,9725+j29,6540	4,9725+j29,6540	15,2892+j90,8859
2	Limoncito	6,9259+j32,2519	6,9259+j32,2519	21,1455+j98,6817
3	Alto Amazonas	14,2437+j36,7235	14,2437+j36,7235	43,0694+j112,0869
4	Hebrón	18,6572+j39,4197	18,6572+j39,4197	56,3098+j120,1756
5	Derv. Nogal	17,7474+j38,8648	17,7474+j38,8648	53,5828+j118,5040
6	Belén	21,9794+j40,7172	21,9794+j40,7172	66,2833+j124,0570
7	Misquiyacu Bajo	25,1570+j42,1081	25,1570+j42,1081	75,8213+j128,2299
8	Rinconcito Jaeno	25,2237+j42,1368	25,2237+j42,1368	76,0215+j128,3160

Tabla 3.11: Resultados de cálculo de corrientes de cortocircuito trifásica y monofásica del sistema en estudio

Barra "k"	Descripción	$I_{cc3\phi}$ (A)	$I_{cc1\phi}$ (A)	$I_{cc1\phi}$ (A)
			con R_f	sin R_f
1	S.E de Transformación	439,71	229,68	260,43
2	Limoncito	400,80	210,06	237,66
3	Alto Amazonas	335,66	174,39	199,46
4	Hebrón	303,16	157,77	180,34
5	Derv. Nogal	309,45	160,95	184,05
6	Belén	285,74	148,64	170,09
7	Misquiyacu Bajo	269,54	140,43	160,54
8	Rinconcito Jaeno	269,22	140,26	160,35

Para estructurar la tabla 3.11 se procedió de la siguiente manera:

Para valores de corriente de cortocircuito trifásicos:

P.e. para el caso de la barra 1 (de la fórmula para falla trifásica):

$$I_{cc_{3\phi_1}} = \frac{V_f}{Z_{11}^{(1)}} = \frac{22,9 \times 10^3 \angle 0^\circ / \sqrt{3}}{4,9725 + j29,6540} = (72,72 - j433,66)A = 439,71 \angle -80,48^\circ A$$

Para valores de corriente de cortocircuito monofásica:

P.e. para el caso de la barra 1 (de la fórmula para falla monofásica) con $Z_f = R_f = 20\Omega$:

$$I_{cc_{1\phi_1}} = \frac{3V_f}{Z_{11}^{(1)} + Z_{11}^{(2)} + Z_{11}^{(0)} + 3Z_f} = \frac{3 \times 22,9 \times 10^3 \angle 0^\circ / \sqrt{3}}{2 \times (4,9725 + j29,6540) + (15,2892 + j90,8859) + 3 \times 20} = (113,36 - j199,75)A = 229,68 \angle -60,43^\circ A$$

Y para el caso sin Z_f :

$$I_{cc_{1\phi_1}} = \frac{3V_f}{Z_{11}^{(1)} + Z_{11}^{(2)} + Z_{11}^{(0)} + 3Z_f} = \frac{3 \times 22,9 \times 10^3 \angle 0^\circ / \sqrt{3}}{2 \times (4,9725 + j29,6540) + (15,2892 + j90,8859)} = (43,15 - j256,84)A = 260,43 \angle -80,46^\circ A$$

Valores que coinciden con los presentados en la tabla 3.11. Como puede apreciarse, se ha considerado una resistencia de falla de 20Ω , esto es para considerar el efecto de la tierra en éste tipo de falla. Los demás resultados presentados son calculados de la misma manera.

3.4.4.4. Ramales MRT

Para calcular las corrientes de cortocircuito en los ramales MRT del ejemplo, previamente se calcula las impedancias respectivas, las cuales fueron tomadas del anexo B, y se incluyen en la impedancia de falla en el nodo del sistema trifásico al cual se conecta, por lo que tendremos:

$$Z_f = Z_{MRT} + R_f$$

Donde los valores Z_{MRT} , se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3.12: Impedancias en tramos de líneas MRT

Nº	Descripción	Longitud tramo de línea (km)	Conductor (mm ²)	Z _{MRT} (Ω/km)	Z _{MRT} (Ω/km)
5-5.1	Deriv. Nogal - Nogal	4,15	25	1,4686+j1,0025	6,0949+j4,1604
7-7.1	Misquiyacu Bajo - San Miguel	4,31	25	1,4686+j1,0025	6,3298+j4,3208
8-8.1	Rinconcito Jaeno - Deriv. Nunya Jalca	5,68	25	1,4686+j1,0025	8,3419+j5,6942
8.1-8.2	Deriv. Nunya Jalca - Nunya Jalca	1,29	25	1,4686+j1,0025	1,8945+j1,2932
8.1-8.3	Deriv. Nunya Jalca - Deriv. El Salao	4,24	25	1,4686+j1,0025	6,2270+j4,2506
8.3-8.4	Deriv. El Salao - El Salao	2,59	25	1,4686+j1,0025	3,8038+j2,5965
8.3-8.5	Deriv. El Salao - Pururco	1,66	25	1,4686+j1,0025	2,4379+j1,6642
8.5-8.6	Pururco - La Palma	1,53	25	1,4686+j1,0025	2,2470+j1,5338

Por ejemplo, para el ramal MRT 5-5.1, que corresponde al tramo de la derivación al C.P. Nogal, el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 I_{cc10_{5-5.1}} &= \frac{3V_f}{Z_{55}^{(1)} + Z_{55}^{(2)} + Z_{55}^{(0)} + 3(Z_{MRT5-5.1} + R_f)} \\
 &= \frac{3 \times 22,9 \times 10^3 \angle 0^\circ / \sqrt{3}}{2 \times (17,7474 + j38,8648) + (53,5828 + j118,5040) + 3((6,0949 + j4,1604) + 20)} \\
 &= (92,75 - j115,67)A = 148,26 \angle -51,27^\circ A
 \end{aligned}$$

Otro ejemplo, sería para el ramal MRT 8.1-8.2, que corresponde al tramo de la derivación al C.P. Nunya Jalca, el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 I_{cc10_{8.1-8.2}} &= \frac{3V_f}{Z_{88}^{(1)} + Z_{88}^{(2)} + Z_{88}^{(0)} + 3(Z_{MRT8-8.1} + Z_{MRT8.1-8.2} + R_f)} \\
 &= \frac{3 \times 22,9 \times 10^3 \angle 0^\circ / \sqrt{3}}{2 \times (25,2237 + j42,1368) + (76,0215 + j128,3160) + 3((8,3419 + j5,6942) + (1,8945 + j1,2932) + 20)} \\
 &= (84,69 - j91,08)A = 124,37 \angle -47,08^\circ A
 \end{aligned}$$

De la misma manera se procede para los demás ramales MRT obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 3.13: Impedancias en tramos de líneas MRT

Nº	Descripción	I _{cc10} (A)
5-5.1	Deriv. Nogal - Nogal	148,26
7-7.1	Misquiyacu Bajo - San Miguel	130,14
8-8.1	Rinconcito Jaeno - Deriv. Nunya Jalca	127,04
8.1-8.2	Deriv. Nunya Jalca - Nunya Jalca	124,37
8.1-8.3	Deriv. Nunya Jalca - Deriv. El Salao	118,65
8.3-8.4	Deriv. El Salao - El Salao	114,04
8.3-8.5	Deriv. El Salao - Pururco	115,65
8.5-8.6	Pururco - La Palma	113,02

3.5. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

3.5.1. Generalidades

Los criterios que deberán tomarse en cuenta para la selección del aislamiento serán los siguientes:

- Sobretensiones atmosféricas.
- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco.
- Contaminación ambiental.

3.5.2. Aislamiento por sobretensiones atmosféricas

A continuación se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido por descargas atmosféricas:

$$V_i = \frac{NBI}{(1 - N \times \sigma) \times \delta}$$

Donde:

NBI : Nivel básico de aislamiento (de acuerdo a tabla N°3.14)

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)

σ : Desviación estándar (se considera 2%)

δ : Densidad relativa del aire.

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t} \quad \text{y} \quad \log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336}$$

3.5.3. Aislamiento por sobretensiones a frecuencia industrial en seco

Para la determinación de la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra se toma en cuenta lo recomendado por la **Norma DGE RD-018-2003 “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias”**, lo cual se muestra en la tabla N°3.14.

Tabla 3.14: Niveles de aislamiento

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)
22,9/13,2	25/14,5	125	50
22,9	25	125	50

3.5.4. Aislamiento por contaminación ambiental

Esta solicitud determina la longitud de línea de fuga fase-tierra requerida en el aislamiento por contaminación ambiental.

La selección de la distancia de fuga de los aisladores se toma de la recomendación de la ***Norma IEC 815 “Recomendaciones para distancia de fuga en los aisladores de porcelana para ambientes contaminados”***, que establece niveles de contaminación según características ambientales.

3.5.4.1. Nivel de severidad de contaminación

Para el propósito de estandarización, están definidos cualitativamente cuatro niveles de contaminación, desde ligera contaminación hasta muy alta contaminación.

La tabla I de la norma IEC 815, consignada en la tabla N° 3.15, da, para cada nivel de contaminación, una descripción aproximada de ambientes típicos correspondientes. Existen otras condiciones ambientales extremas que merecen consideración, por ejemplo: hielo y nieve en alta contaminación, lluvias fuertes, zonas áridas.

Tabla 3.15: Descripción de ambientes típicos

Nivel de Contaminación	Ejemplos de ambientes típicos
I. Ligero	- Áreas sin zonas industriales y con baja densidad de casas equipadas con sistemas de calefacción. - Áreas con baja densidad de industrias o casas sometidas a vientos y lluvias frecuentes. - Áreas agrícolas.⁽¹⁾ - Áreas montañosas. Todas estas áreas están situadas al menos 10 a 20 Km. del mar y no deberán estar expuestas a vientos directos de la zona marina.
II. Mediano	- Áreas con industrias que no producen humos contaminantes y/o con densidad promedia de casas equipadas con instalaciones de calefacción. - Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sometidas a vientos y lluvias frecuentes. - Áreas expuestas a los vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa al menos varios kilómetros de distancia.⁽²⁾
III. Alto	- Ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación. - Áreas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes desde el mar.⁽²⁾
IV. Muy Alto	- Áreas generalmente de moderada extensión, sometidas a polvos conductores y a humos industriales que producen depósitos conductores densos. - Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas al mar y expuestas a lluvias y a vientos fuertes y contaminados desde el mar. - Áreas desérticas, caracterizadas por no lluvias por largos períodos, expuestas a fuertes vientos que arrastran arena y sal y sometidas a condensación regular.

⁽¹⁾ El uso de fertilizantes aplicados por atomización, o la quema de residuos orgánicos pueden llevar a mayores niveles de contaminación debido a la dispersión por el viento.

⁽²⁾ Las distancias de la costa marina dependen de la topografía del área costera y de las condiciones extremas del viento.

3.5.4.2. Relación entre contaminación y distancia de fuga específica

A cada nivel de contaminación descrito en la tabla 3.15, corresponde una distancia de fuga específica mínima nominal, en milímetros por kilovoltio (fase a fase) del voltaje más alto para el equipo, la cual aparece en la tabla II de la referida norma, la misma que se muestra en la tabla N° 3.16.

Tabla 3.16: Distancias de fuga específicas

Nivel de contaminación	Distancia de fuga específica mínima nominal (mm/kV)
Ligero	16
II. Mediano	20
III. Alto	25
IV. Muy Alto	31

3.5.4.3. Determinación de la distancia de fuga

La distancia de fuga fase-tierra mínima estará dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch}$$

Donde:

L_{fuga} : longitud de fuga fase-tierra mínima requerida, en mm.

L_{f0} : Longitud (distancia) de fuga específica, en mm/kV $_{\phi-\phi}$ (ver Tabla 3.16).

$U_{m\acute{a}x}$: Tensión máxima de servicio (ver tabla 3.14)

f_{ch} : Factor de corrección por altura.

$$f_{ch} = 1 + 1,25(h - 1000) \times 10^{-4}$$

h : Altitud sobre el nivel del mar, en m.

En la tabla N° 3.17 se consignan las tensiones de sostenimiento a frecuencia industrial y a impulso atmosférico, así como las líneas de fuga de los aisladores tipo PIN y cadenas de aisladores cuyo uso está normalizado.

Tabla 3.17: Datos eléctricos relevantes de algunos tipos de aisladores

Niveles de Aislamiento	Aislador Tipo Pin clase 56-2	Aislador Tipo Pin clase 56-3	Cadena de 2 aisladores clase 52-3	Aislador polimérico tipo suspensión	Aislador polimérico tipo Pin
Tensión de sostenimiento a la orden de impulso 1,2/50kVp	175/225	200/265	265/255	650	650
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial (kV)	110/70	125/80	155/90	160/100	125/80
Línea de fuga total (mm)	432	533	584	250/260	200/265

3.6. SELECCIÓN DE PARARRAYOS

3.6.1. Características de las descargas atmosféricas

Con el fin de entender los efectos del rayo, es mejor obtener algún conocimiento sobre lo que es el rayo, como se causa y donde es más probable que ocurra. Los términos más usados para describir este fenómeno son los siguientes.

3.6.1.1. Mecanismo de descarga – conducto de descarga

Bajo condiciones normales se ha creído generalmente que las nubes contienen cargas positivas y negativas que se combinan y se neutralizan entre sí resultando una carga neutra, con diferencia de voltaje cero dentro de la nube.

Una explicación del rayo es la siguiente: Cuando el aire húmedo es calentado, se eleva rápidamente y cuando logra alturas más grandes comienzan a enfriarse. A muy grandes alturas (tan altas como 18 km) se forman partículas de precipitación y comienzan a caer; el aire va ascendiendo y las partículas van hacia abajo (a una velocidad de 160 km/h) y crean un mecanismo de transferencia de carga paralizando la nube.

Cuando el gradiente de potencial entre nubes o entre la nube y la tierra alcanza el límite para el aire, esté en la región de alto esfuerzo, se ioniza y se rompe. El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendente de la descarga entre la nube y la tierra; el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje en pasos sucesivos, estos pasos en zig-zag son de aprox. 55 metros en un tiempo de 30 a 90 microsegundos vacilantes entre pasos.

Como el conducto se dirige a tierra, los iones negativos progresan hacia abajo a lo largo de la trayectoria conductora y los iones positivos comienzan a ascender (descarga de retorno) y cuando la carga y la descarga de retorno se encuentran se establece la conexión nube-tierra y la energía de la nube es liberada en la tierra; esta liberación de energía es la descarga visible llamada RAYO.

3.6.1.2. Duración de la descarga

La duración de la descarga es usualmente menor de 200 μ seg. Se ha considerado que la honda de corriente es del tipo $8 \times 20 \mu$ seg, que es una aceptable aproximación de la descarga (ver figura 3.14).

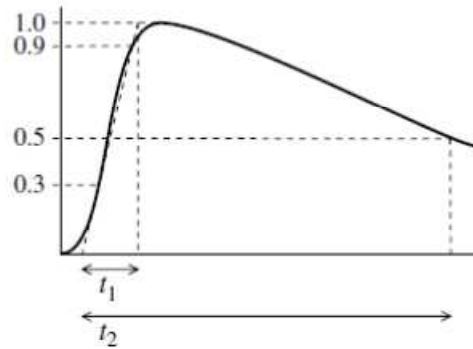


Figura 3.14: Test estándar para ondas de tensión de impulso

Fuente: IEEE Std. 4-1995

Algunas descargas tienen relativamente alta corriente de descarga en cortos periodos de tiempo; estas descargas producen efectos explosivos. De otro lado otras descargas duran pocos cientos de μseg . Con corrientes de descarga < 1000 Amperios. Este tipo de descarga comúnmente llamado rayo caliente produce quemas considerables, incendios, fusión de metales, etc. Muchas descargas son una combinación de ambas.

3.6.1.3. Picos de elevación de corriente

Los valores máximos de las corrientes de descargas atmosféricas se describen en términos probabilísticos y se basan en observaciones llevadas a cabo en varias regiones del mundo. Para la primera descarga nube – tierra, la variación de la corriente pico, I_0 , puede ser aproximada con una distribución logarítmico – normal de razonable exactitud entre 5 y 200 kA, mediante la siguiente expresión:

$$P(I) = \frac{1}{1 + (I/31)^{2.6}}$$

Donde $P(I)$ es la probabilidad de que el valor pico de la corriente en cualquier descarga exceda el valor de I en kA. Esta ecuación se utiliza como base para el cálculo tanto de las fallas por flameo inverso como del apantallamiento. La figura 3.15 muestra la curva resultante.

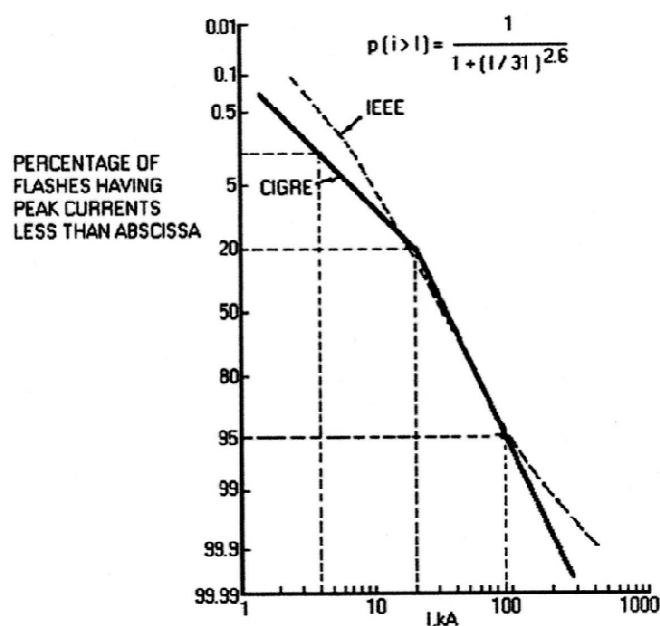


Figura 3.15: Distribución de probabilidades de descargas de rayos

Fuente: CIGRÉ Technical Brochure N° 63:
 "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines"

3.6.2. Selección de pararrayos

La selección del voltaje nominal de un pararrayos para un sistema de distribución está basada en el voltaje línea – tierra del sistema y en la forma como está aterrizado dicho sistema. La condición limitante para un pararrayos usualmente no tiene nada que ver con la magnitud de la descarga (de conexión, desconexión o de rayo), que puede ser constante con la selección de pararrayos para transmisión. En distribución, el voltaje nominal del pararrayos está basada en el voltaje máximo línea – tierra de estado estable que el pararrayos puede ver. Esta condición limitante es normalmente causada cuando existe una falla línea a tierra en una de las fases.

De acuerdo a la norma **ANSI C62.22. "Guía para la aplicación de pararrayos de óxido metálico para sistemas de corriente alterna"**, la aplicación de pararrayos en sistemas de distribución requiere del conocimiento de:

1. El voltaje máximo de operación normal del sistema eléctrico.
2. La magnitud y duración de los sobrevoltajes temporales TOV, durante condiciones anormales de operación. Esta información debe ser comparada con el MOV nominal y la capacidad TOV del pararrayos.

3.6.2.1. MCOV: Voltaje máximo de operación continua

En un sistema de distribución donde el voltaje es siempre cambiante debido a la variación de las demandas de las cargas, y donde el voltaje en una parte del sistema puede ser diferente al de otras partes (por ejemplo cerca de la SE y al final del alimentador), es algunas veces imposible definir solo un *MCOV*.

El *MCOV* de un pararrayos sin embargo, se considera que es aproximadamente el 84% del voltaje nominal del pararrayos de ciclo de trabajo nominal como se muestra en la tabla 3.18.

Tabla 3.18: Pararrayos y su MCOV

Vnominal del pararrayos	3	6	9	10	12	15	18	21	24	27	30
MCOV	2,55	5,1	7,65	8,4	10,2	12,7	15,3	17	19,5	22	24,4

Para un descargador de óxido metálico que se conecte entre fase y tierra la tensión de operación continua es:

$$MCOV \geq K_m \times \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Donde: K_m = factor de seguridad, que según normas, debe tener un valor de 1,05

U_m = Máxima tensión del sistema.

3.6.2.2. TOV: Sobrevoltaje Temporal

La cantidad de voltaje que aparecerá es una función del tipo de puesta a tierra del sistema. Por ejemplo, en un sistema Δ una falla línea – tierra causará una compensación total. Por ejemplo el voltaje línea – línea. La figura 3.16 muestra esta condición. Por ejemplo, el voltaje línea - tierra llegará a ser el voltaje línea - línea.

Como puede verse, cuando una fase tiene una falla a tierra no hay corriente puesto que el transformador está conectado en Δ . La fase A quedó puesta a tierra y los pararrayos conectados desde la fase B y la fase C a tierra, ahora hará que quede conectada la fase B a la fase A y la fase C a la fase A o sea, una conexión línea – tierra. Esto significa que el voltaje a través de esos pararrayos se incrementa a 1.73 pu. Este es el voltaje que define el voltaje nominal del pararrayos.

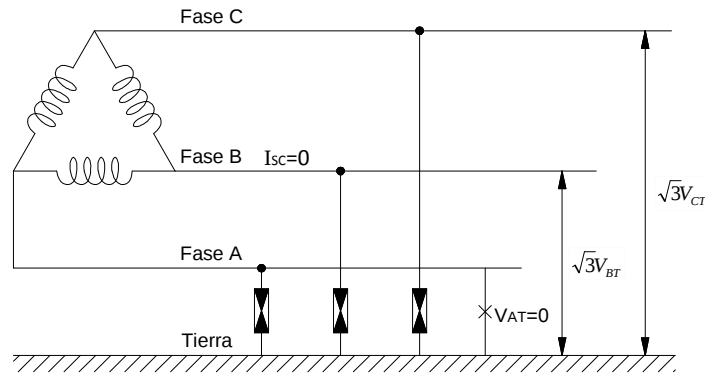


Figura 3.16: Falla Línea a Tierra en un sistema delta

Algunos sistemas de distribución están clasificados como sistemas de 4 hilos multiaterrizados. El cuarto hilo es por supuesto, el hilo neutro el cual es periódicamente aterrizado en las estructuras. La figura 3.17 ilustra este tipo de sistema bajo una condición de falla simple línea – tierra.

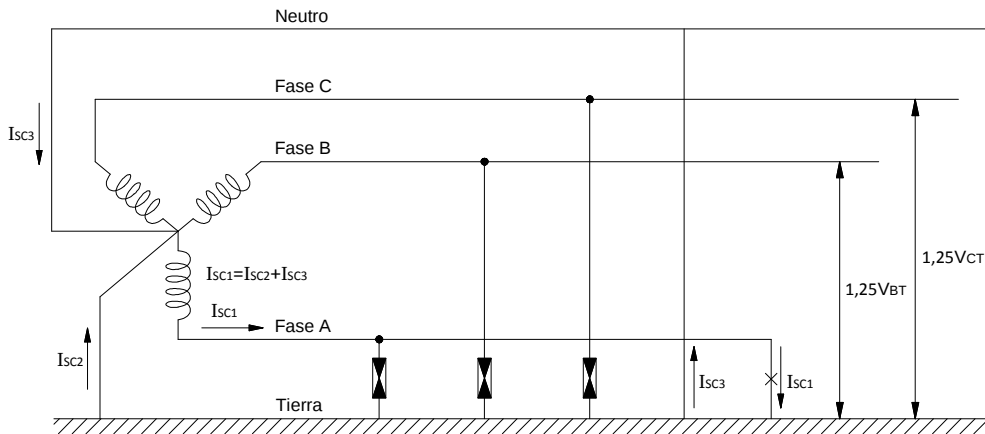


Figura 3.17: Falla Línea a Tierra en un sistema estrella con neutro corrido

Como puede verse, para este sistema sólidamente puesto a tierra, fluirá una corriente de falla considerable. Si el sistema de puesta a tierra fue perfecto no debe existir diferencia de potencial entre la tierra de la subestación y el punto de la falla. Si este fuera el caso, el voltaje en el punto de la falla debería permanecer a potencial cero y en los pararrayos conectados a las otras dos fases no debe haber cambio en el voltaje. La tierra, sin embargo, no es perfecta y alguna elevación va a ocurrir. Para este tipo de sistema, la elevación asociada con una falla simple línea tierra es considerada como de un 25%. En consecuencia, los pararrayos en las fases B y C varían aproximadamente 1.25 pu a través de sus terminales para esta condición.

Lo anteriormente dicho, así como otras recomendaciones para otros tipos de sistemas se muestra a continuación, donde la fórmula general es la siguiente:

$$TOV \geq K_p \times \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Donde: K_p = factor, ver tabla 3.19
 U_m = Máxima tensión del sistema.

Tabla 3.19: Valores de K_p para diferentes sistemas

Tipos de Sistemas	K_p
Estrella con neutro corrido	1,25
Estrella con neutro aislado	1,40
Delta	1,73
Cables agrupados (p.e. autosoportados)	1,50

3.6.2.3. Ejemplo aplicativo de selección de pararrayos

Se desea determinar las características del descargador para instalarse en una línea que opera en un sistema 22,9/13,2 con neutro aislado, y cuyos datos son los siguientes:

- Potencia del transformador a proteger : 25kVA; 13,2/0,46-0,23kV
- Neutro del sistema en 22,9kV : Efectivamente puesto a tierra.
- Máxima tensión de servicio : 25kV
- Nivel de aislamiento (BIL) : 125kV
- Tiempo de duración de la falla : 10s

Determinación de la máxima tensión de operación continua:

$$MCOV = K_m \times \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 1,05 \times \frac{25}{\sqrt{3}} = 15,16kV$$

Tomando en cuenta la tabla 3.18, el descargador de 21kV de tensión nominal tiene un $MCOV$ de 17kV mayor que el mínimo requerido.

Determinación del TOV:

$$TOV = K_p \times \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 1,40 \times \frac{25}{\sqrt{3}} = 20,21kV$$

Determinación del factor K_2 :

$$K_2 = \frac{TOV}{V_r} = \frac{20,21}{21} = 0,96$$

De acuerdo a las curvas de resistencia a las sobretensiones de los fabricantes (ver Anexo C), el descargador puede operar con esta sobretensión temporal por tiempo indefinido. Igualmente en dicho anexo, en la tabla C.1 se muestra las principales características técnicas de pararrayos de distribución.

3.7. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Se entiende por coordinación del aislamiento al conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen daño a los equipos eléctricos y que cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos con medios que resulten económicos sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de éste último.

Debe evitarse que las sobretensiones de origen atmosférico incidan directamente sobre las subestaciones, por tal razón es imprescindible la instalación de los pararrayos para la adecuada protección de la aislación interna de los transformadores.

3.7.1. Márgenes para equipos

Es importante resaltar que la aplicación de los pararrayos para transmisión y distribución es diferente. En transmisión, la descarga atmosférica es de interés secundario en la aplicación de pararrayos. El interés principal es la sobretensión por maniobra. En un sistema de distribución, sin embargo, el relativo bajo voltaje y las líneas, que de manera general son cortas, tienden a hacer que las sobretensiones por maniobra sean mínimas y consecuentemente, la descarga atmosférica es de importancia primaria.

Las dos características de protección normalmente usadas para coordinación de aislamiento son:

1. *Frente de onda de la descarga disruptiva*

Esto es lo primero que le ocurre al pararrayos con explosores (carburo de silicio) o de óxidos metálicos, la descarga disruptiva. Es comparada con las características de aislamiento del equipo de frente de onda rápido tales como el nivel de aislamiento para ondas cortadas del transformador.

2. *Descarga IR a 10kA*

Es el valor pico de la tensión de descarga resultante al aplicar una corriente de impulso de 10kA con onda de forma 8/20 a través del descargador.

Después de la descarga disruptiva del pararrayos sobre el explosor, la corriente del rayo descarga a través del bloque. Como se indicó en el párrafo anterior, las normas recomiendan que el nivel de descarga de 10 kA sea usado para propósitos de coordinación. Las características de descarga alrededor del pararrayos de óxidos metálicos son muy similares tal que el margen de cálculo es virtualmente idéntico.

Los márgenes mínimos de seguridad recomendado por la norma **ANSI**, según guía de aplicación **C62.2-1981** son:

MP1: Margen del nivel de onda cortada = 120 %

MP2: Margen del nivel básico de aislamiento (BIL) = 120 %

Donde:

$$MP1 = \frac{CWW}{FOW} = \frac{\text{Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico o de onda cortada del equipamiento}}{\text{Nivel de Protección del pararrayos para frente de onda cortada}}$$

$$MP2 = \frac{BIL}{LPL} = \frac{\text{Tensión de sostenimiento nominal de impulso atmosférico del equipamiento}}{\text{Nivel de Protección del pararrayos para impulso atmosférico}}$$

Para transformadores y otros equipos sumergidos en aceite y aisladores, se puede asumir que: $CWW = 1,15 \cdot BIL$; para el aislamiento del cable y transformadores secos, se podrá asumir que: $CWW = BIL$. De acuerdo a la norma **IEEE C57.12.00-2000** los valores CWW para transformadores son los presentados en la tabla 3.20.

Tabla 3.20: Niveles de aislamiento por impulso para equipos de distribución (BIL y CWW)

Clase de Tensión, kV	BIL, kV	CWW, kV
5	60	69
15	95	110
25	125	145
35	150	175

3.7.2. Ejemplo aplicativo de cálculo de coordinación de aislamiento

Para el ejemplo visto en la sección 3.6.2.3 se desea calcular la coordinación de aislamiento.

Solución: Tomando en consideración los datos proporcionados en el ejemplo dado en la sección 3.6.2.3 y los datos mostrados en la tabla anterior (tabla 3.20), se tiene:

Características del Sistema (transformador):

- Potencia del transformador a proteger : 25kVA; 13,2/0,46-0,23kV
- Neutro del sistema en 22,9kV : Efectivamente puesto a tierra.
- Máxima tensión de servicio : 25kV
- Nivel de aislamiento (BIL) : 125kV

- Onda cortada del equipamiento (CWW) : 110kV

Igualmente para el caso del pararrayos seleccionado se tienen los siguientes datos, obtenidos de catálogos de fabricantes:

Características del pararrayo:

- Tensión nominal del pararrayos : 21kV
- Tensión máxima de operación continua (MCOV) : 17kV
- Nivel de protección al frente de onda cortada (FOW), 10kA : 70kV
- Nivel de protección al impulso atmosférico (LPL) 8/20μseg, 10kA : 62,5kV

Calculando los márgenes de protección, tendremos:

$$MP1 = \frac{110kV}{70kV} \times 100\% = 157\%$$

$$MP2 = \frac{125kV}{62,5kV} \times 100\% = 200\%$$

Como puede verse, estos márgenes (157% y 200%) son mucho mayores al recomendado del 120% y como consecuencia muestran buena protección práctica.

3.8. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

3.8.1. Métodos de medición de puesta a tierra

Las conexiones a tierra en general son impedancias complejas, teniendo componentes resistivos, capacitivos, e inductivos, que afectan su capacidad de transportar corriente.

La resistencia de la conexión es de interés particular porque con frecuencia la energía es afectada por la resistencia de la tierra en el área de la conexión.

Los valores de la capacitancia y de la inductancia son de interés a frecuencias más altas, por ejemplo se asocian a comunicaciones por radio y a relámpagos.

Se hacen las mediciones de la impedancia a tierra:

1. Para determinar la impedancia real de las conexiones de tierra.
2. Como chequear los cálculos.
3. Para determinar (a) el pico del potencial de tierra y su variación a través de un área, eso resulta de la corriente de falla a tierra en un sistema eléctrico, (b) la conveniencia de una puesta a tierra para la protección contra las descargas atmosféricas, y la conveniencia de una puesta a tierra para la transmisión de la radiofrecuencia en un transmisor.
4. Para obtener los datos necesarios para el diseño de protección para los sistemas, los equipos, y cualquier personal que pueda estar implicado.

Las conexiones de tierra de los sistemas de potencia y comunicaciones se deben estudiar para determinar la variación en el gradiente de potencial a tierra que se puede encontrar durante una falla a tierra, para asegurar la seguridad de las personas, los niveles del aislamiento, y la continuidad del servicio.

3.8.2. Métodos para medición de la impedancia a tierra

3.8.2.1. Variación del método de profundidad

Este método, llamado a veces método de tres puntos, es una prueba de resistencia de terreno llevado a cabo varias veces, la profundidad de entierro del electrodo probado se incrementa cada vez en un valor determinado. El propósito de esto es forzar más corriente de prueba a través del suelo profundo, el valor medido de la resistencia entonces reflejará la variación de la resistencia en la profundidad creciente, el electrodo probado es

generalmente una varilla. Varillas se prefieren a otros tipos de electrodos porque ofrecen dos ventajas importantes:

- ⇒ El valor teórico de la resistencia de la varilla de tierra es simple de calcular con exactitud adecuada, por lo tanto, los resultados son fáciles de interpretar.
- ⇒ La conducción de una varilla en un suelo uniforme es normalmente una operación fácil.

3.8.2.1.1. Método de los cuatro puntos

El método más exacto de medir la resistencia media de volúmenes grandes de tierra es en la práctica el método del cuatro-puntos. Dos variaciones del método de los cuatro-puntos son de uso frecuente:

- ⇒ Arreglo equidistante o de Wenner.
- ⇒ Con este arreglo los electrodos son equidistantes.
- ⇒ Sea a la distancia entre dos electrodos adyacentes.
- ⇒ Entonces, la resistividad ρ en los términos de las unidades de la longitud en las cuales se miden a y b es:

$$\rho = (4\pi aR / (1 + (2a / (a^2 + 4b^2)^{1/2}) - (a / (a^2 + b^2))))$$

Debe observarse que éste método no se aplica a las varillas de tierra enterrados a la profundidad b ; se aplica solamente a los pequeños electrodos enterrados a la profundidad b , con los conductores de conexión aislados.

Sin embargo, en la práctica, cuatro barras se colocan generalmente en una línea recta en los intervalos a , incados a una profundidad que no excede $0.1 a$. Entonces asumimos que se convierte $b = 0$ y la fórmula será:

$$\rho = 2\pi aR$$

Para el caso de medición de la resistividad por el método de las tres picas o varilla enterrada a tierra tenemos:

$$\rho_a = 2\pi L_r R / (\ln (8L_r / d) - 1)$$

L_r , d = Longitud y diámetro de varilla en m.

3.8.2.1.2. Modelo del suelo de las dos-capas

Un modelo del suelo de las dos-capas se puede representar por una capa de suelo superior de una profundidad finita sobre una capa más baja de profundidad infinita.

El cambio precipitado en resistencia en los límites de cada capa del suelo se puede describir por medio de un factor de reflexión. El factor de reflexión, K, se define por:

$$K = (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_1 + \rho_2)$$

ρ_1 y ρ_2 = resistividad de capa superior é inferior

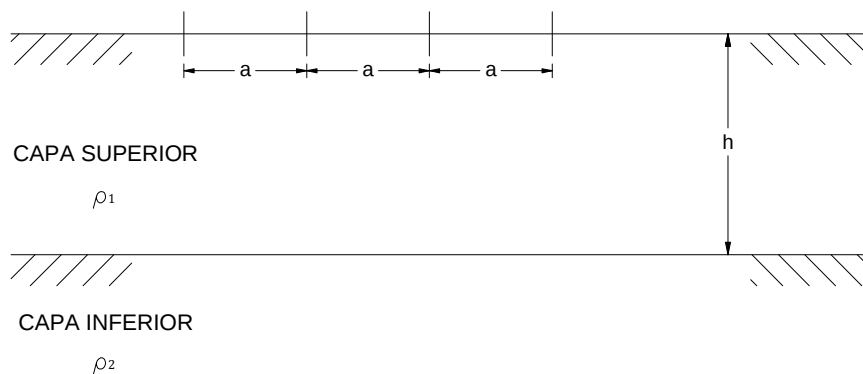


Figura 3.18: Modelo del suelo de dos capas

$$\rho(a) = \rho_1 \left[1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + \left(2n \frac{h}{a}\right)^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + \left(2n \frac{h}{a}\right)^2}} \right]$$

PARÁMETROS CRÍTICOS

Corriente máxima de la malla.- (I_G)

Duración de la corriente de falla (T_F)

Duración de la corriente de choque (T_S)

Resistividad del suelo o terreno (ρ)

Resistividad de la capa superficial (ρ_s)

Geometría de la malla.

3.8.2.2. Cálculo de los voltajes de paso y malla máximo

3.8.2.2.1. Voltaje de malla (E_M)

Es obtenido del producto del factor de geometría K_M , el factor de corrección K_i , la resistividad ρ y el promedio de la corriente I_G por unidad de longitud enterrada del sistema conductor L_M .

$$E_M = (\rho K_M K_i I_G) / L_M$$

Donde:

$$K_i = 0.644 + 0.148 (n)$$

K_M = Factor geométrico

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

Donde: $K_{ii} = 1$, cuando las varillas están en el perímetro o en las esquinas de la rejilla o malla.

Para mallas con unas pocas varillas en lugares que no sean en el perímetro o las esquinas:

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

$K_h = (1 + h/h_0)^{1/2}$, donde: $h_0 = 1$ m, profundidad de referencia. h = profundidad de malla, y

$n = n_a + n_b + n_c + n_d$ = factor de forma de la rejilla o malla.

$n_a = 2 L_c / L_p$; y los valores de:

$n_b = 1$, para rejilla o malla cuadradas.

$n_c = 1$, para rejilla o malla cuadradas y rectangulares.

$n_d = 1$, para rejilla o malla en forma de L.

Otras formas:

$$n_b = (L_p / 4 (A)^{1/2})^{1/2}$$

$$n_c = (L_x L_y / A)^{0.7 A / L_x L_y}$$

$$n_d = D_M / (L_x^2 + L_y^2)^{1/2}$$

L_c , longitud total conductor en rejilla horizontal en m

L_p , longitud perimetral de rejilla en m

A , es área de la rejilla o malla en m²

L_x , longitud máxima de la rejilla en la dirección en x, en m

L_y , longitud máxima de la rejilla en la dirección en y, en m

D_M , distancia máxima entre dos puntos de la rejilla, en m

El factor irregular K_i , en función del parámetro n ya definido es:

$$K_i = 0.644 + 0.148 (n)$$

L_M , para rejillas con algunas varillas enterradas fuera de las esquinas y el perímetro de la rejilla es:

$$L_M = L_c + L_R$$

L_M , con varillas en las esquinas y el perímetro de la rejilla es:

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

L_R = Longitud de todas las varillas en m

L_r = Longitud de cada varilla en m

3.8.2.2.2. Voltaje de paso. - (E_s)

Es obtenido del producto del factor de geometría K_s , el factor de corrección K_i , la resistividad ρ y el promedio de la corriente I_G por unidad de longitud enterrada del sistema conductor L_s .

$$E_s = (\rho K_s K_i I_G) / L_s$$

Donde: Para rejillas con o sin varillas enterradas, la longitud L_s , es:

$$L_s = 0.75 (L_C) + 0.85 (L_R)$$

Para un voltaje máximo de paso se asume que ocurre a una distancia de 1 m, comenzando en y extendiéndose fuera del perímetro del conductor a un ángulo que biseca la esquina más alejada de la rejilla; un valor usual de h es: $0.25 \leq h \leq 2.5$ m, y K_s , es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

D , h y d están definidos en la tabla E.1 del anexo E:

3.8.3. Resistencia de puesta a tierra en sistemas de distribución

3.8.3.1. Para líneas y redes primarias

Existen diversos criterios para instalar sistemas de puesta a tierra; para Líneas Primarias se procede de acuerdo a la zona geográfica, así si hay descargas atmosféricas, o si la zona de poco tránsito peatonal, en fin es decisión del proyectista establecer el número de varillas y de que longitud y a qué distancia colocar las varillas de puesta a tierra.

Así definimos:

PTE = Puesta a tierra en estructuras.

PTSEC = Puesta a tierra en estructura seccionamiento.

PTSE = Puesta a tierra en Subestación.

PTT = Puesta a tierra de transformadores.

Luego tenemos:

3.8.3.1.1. Resistencia de PT en estructuras

$$R_{PTE} = \frac{\rho_a}{2\pi l} \ln \left[\frac{4l(2H + l)}{1.36d(4H + l)} \right]$$

Donde:

ρ_a = Resistividad aparente del suelo Ω -m

l = Longitud de varilla de Cobre, 1.8 m

d = Diámetro de varilla, 16 mm

H = Profundidad entre npt y extremo superior de varilla, 0.3 m

3.8.3.1.2. Resistencia de PT en estructuras de seccionamiento

$$R_{PTSEC} = \frac{\rho_a}{2\pi l} \left[\ln \frac{8l}{d} - 1 \right]$$

Donde:

ρ_a = Resistividad aparente del suelo Ω -m

l = Longitud de varilla de Cobre, 2.4 m

d = Diámetro de varilla, 16 mm

3.8.3.1.3. Resistencia de PT en Subestaciones de Distribución

En las subestaciones de distribución, se tiene que elegir entre las siguientes ecuaciones dependiendo de la resistencia de puesta a tierra que se desea obtener:

$$R_{PTSE2} = \frac{\rho_a}{4\pi l} \left[\ln \frac{8l}{d} - 1 \right] \left[1 + \frac{l}{a \ln \left(\frac{4l}{d} \right)} \right]$$

Dos varillas de 2.4 m, separadas 3m

Donde:

ρ_a = Resistividad aparente del suelo Ω -m

l = Longitud de varilla de Cobre, 2.4 m

d = Diámetro de varilla, 16 mm

a = Distancia entre varillas de cobre (2), 3 m

Tres varillas, separadas 3 m una de la otra, horizontalmente

$$R_{PTSE3} = \frac{\rho_a}{4\pi l} \left[\ln \frac{8l}{d} - 1 \right] \left[1 - \frac{l}{a \ln \left(\frac{4l}{d} \right)} \right]$$

Donde:

ρ_a = Resistividad aparente del suelo $\Omega\cdot m$

l = Longitud de varilla de Cobre, 2.4 m

d = Diámetro de varilla, 16 mm

a = Distancia entre varillas de cobre (3), 3 m, una de otra horizontalmente.

3.8.3.1.4. Resistencia de PT de transformadores

Se hará de acuerdo a las normas DGE – “Bases para el diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural y Urbana”; considerando los sistemas trifásicos, monofásico 2 fases, monofásico 1 fase, o el sistema de retorno por tierra MRT.

3.8.4. Ejemplo de cálculo de resistividad aparente y resistencia de tierra

3.8.4.1. Procedimiento para cálculo de la resistencia de puesta a tierra, según sea el caso de 1 varilla, 2 varillas o 3 varillas (separadas entre sí 3 metros)

- a. Medir en campo seleccionado la resistencia de tierra con telurómetro, usando método de Wenner (4 puntos); a = separación de varillas.

a (m)	Lectura telurómetro(R en Ω)	$\rho = 2\pi Ra$
2	8.20	103 $\Omega\cdot m$
4	3.59	90 $\Omega\cdot m$
8	1.45	73 $\Omega\cdot m$
16	0.38	39 $\Omega\cdot m$

- b. Trazar curva ρ ($\Omega\cdot m$) Vs. a (m), con datos de tabla anterior y con la que se determina si K es mayor o menor que cero; también la intersección de curva con eje y , determina el valor de la resistividad del estrato o capa superior (ρ_1).

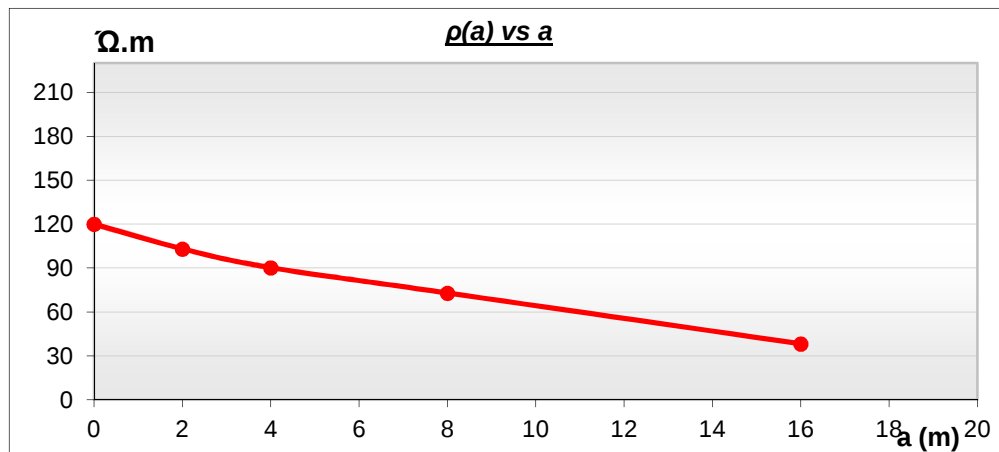


Figura 1

Para el caso $\rho_1 = 120$

- c. De la curva teórica (ρ_1/ρ_{a1}) ó (ρ_{a1}/ρ_1), si $K > 0$, ó $K < 0$; Vs. K , obteniéndose los valores de (h/a) y luego el valor de h en m.

Tabla 3.21: Valores $K < 0$

	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	-0,9	-1
0,000										0
0,025										0,27
0,050									0,05	0,32
0,075									0,25	0,36
0,100									0,3	0,38
0,125								0,05	0,33	0,4
0,150								0,26	0,37	0,43
0,175							0,05	0,31	0,4	0,45
0,200							0,22	0,35	0,43	0,48
0,225							0,27	0,38	0,45	0,5
0,250						0,05	0,3	0,4	0,47	0,52
0,275						0,2	0,34	0,43	0,49	0,54
0,300						0,26	0,37	0,46	0,52	0,57
0,325					0,00	0,31	0,41	0,47	0,53	0,58
0,350					0,15	0,34	0,43	0,50	0,56	0,61
0,375					0,23	0,37	0,42	0,53	0,58	0,64
0,400					0,29	0,41	0,48	0,55	0,61	0,66
0,425				0,05	0,32	0,44	0,51	0,57	0,63	0,68
0,450				0,17	0,37	0,47	0,54	0,60	0,65	0,70
0,475				0,24	0,40	0,49	0,57	0,63	0,67	0,72
0,500				0,28	0,43	0,52	0,59	0,65	0,71	0,75
0,525				0,33	0,47	0,54	0,62	0,67	0,73	0,77
0,550			0,12	0,38	0,48	0,57	0,65	0,70	0,76	0,81
0,575			0,22	0,41	0,52	0,61	0,67	0,74	0,79	0,84
0,600			0,27	0,45	0,56	0,64	0,71	0,77	0,83	0,87
0,625			0,32	0,48	0,60	0,68	0,75	0,81	0,86	0,91
0,650			0,37	0,52	0,63	0,71	0,77	0,84	0,88	0,95
0,675		0,05	0,42	0,57	0,67	0,74	0,82	0,87	0,94	0,98
0,700		0,21	0,47	0,60	0,71	0,78	0,86	0,93	0,98	1,03
0,725		0,27	0,51	0,65	0,75	0,83	0,90	0,98	1,03	1,07
0,750		0,36	0,56	0,68	0,80	0,87	0,95	1,03	1,08	1,13
0,775		0,42	0,61	0,75	0,85	0,94	1,01	1,07	1,13	1,18
0,800		0,48	0,67	0,80	0,92	1,00	1,07	1,15	1,21	1,26
0,825	0,05	0,55	0,74	0,87	0,97	1,07	1,15	1,22	1,27	1,34
0,850	0,24	0,62	0,81	0,95	1,07	1,15	1,22	1,30	1,37	1,43
0,875	0,37	0,70	0,90	1,05	1,16	1,25	1,33	1,42	1,47	1,55
0,900	0,48	0,82	1,07	1,17	1,28	1,40	1,47	1,57	1,63	1,70
0,925	0,63	0,97	1,18	1,30	1,45	1,60	1,67	1,75	1,86	1,90
0,950	0,80	1,17	1,40	1,60	1,67	1,90	2,00			
0,975	1,10	1,55	2,00							
1,000										

Tabla 3.22: Valores $K > 0$

	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,000										0
0,025										0,04
0,050									0	0,07
0,075									0,04	0,11
0,100								0	0,08	0,14
0,125								0,04	0,11	0,18
0,150								0,08	0,15	0,22
0,175							0	0,11	0,18	0,25
0,200							0,06	0,15	0,22	0,3
0,225							0,1	0,18	0,26	0,33
0,250						0	0,14	0,22	0,28	0,35
0,275						0,08	0,18	0,26	0,32	0,38
0,300						0,12	0,21	0,30	0,35	0,43
0,325					0,00	0,17	0,25	0,33	0,38	0,46
0,350					0,06	0,20	0,28	0,35	0,42	0,48
0,375					0,12	0,24	0,32	0,39	0,46	0,53
0,400					0,17	0,27	0,36	0,43	0,49	0,56
0,425				0,05	0,20	0,32	0,39	0,46	0,53	0,60
0,450				0,09	0,25	0,35	0,43	0,50	0,56	0,63
0,475				0,15	0,29	0,38	0,46	0,53	0,60	0,66
0,500				0,20	0,32	0,43	0,50	0,56	0,64	0,71
0,525				0,25	0,37	0,46	0,54	0,61	0,67	0,75
0,550			0,09	0,29	0,41	0,50	0,57	0,65	0,72	0,80
0,575			0,15	0,33	0,45	0,54	0,62	0,70	0,76	0,84
0,600			0,20	0,37	0,49	0,57	0,66	0,73	0,81	0,87
0,625			0,26	0,42	0,53	0,62	0,71	0,78	0,85	0,92
0,650			0,30	0,45	0,56	0,67	0,75	0,83	0,90	0,97
0,675		0,05	0,36	0,50	0,61	0,71	0,80	0,87	0,94	1,02
0,700		0,19	0,42	0,55	0,67	0,77	0,85	0,93	1,01	1,08
0,725		0,25	0,47	0,61	0,73	0,83	0,91	0,99	1,06	1,14
0,750		0,30	0,52	0,65	0,77	0,87	0,95	1,04	1,10	1,20
0,775		0,39	0,58	0,73	0,85	0,94	1,04	1,11	1,20	1,27
0,800	0,00	0,45	0,64	0,80	0,91	1,02	1,10	1,20	1,28	1,36
0,825	0,12	0,53	0,72	0,86	1,00	1,10	1,20	1,29	1,37	1,45
0,850	0,25	0,60	0,80	0,95	1,08	1,20	1,29	1,40	1,47	1,55
0,875	0,37	0,72	0,90	1,05	1,19	1,30	1,42	1,51	1,60	1,70
0,900	0,48	0,82	1,02	1,20	1,34	1,46	1,57	1,67	1,77	1,87
0,925	0,60	0,95	1,18	1,37	1,50	1,62	1,75	1,87	2,00	2,00
0,950	0,80	1,15	1,45	1,62	1,75	1,90	2,00	1,87		
0,975	1,15	1,55	1,85							
1,000	2,00									

- d. Trazar la curva h Vs. K , con los valores de K y h obtenidos en paso anterior, para el caso: con dos valores de a (4 m y 8 m).

K	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
h/a	0.0	0.36	0.56	0.68	0.80	0.87	0.95	1.03	1.08	1.13
h₄	0.0	1.44	2.24	2.72	3.20	3.48	3.8	4.12	4.32	4.52
h/a	0.0	0.0	0.2	0.37	0.49	0.57	0.66	0.73	0.81	0.87
h₈	0.0	0.0	1.6	2.96	3.92	4.56	5.28	5.84	6.48	6.96

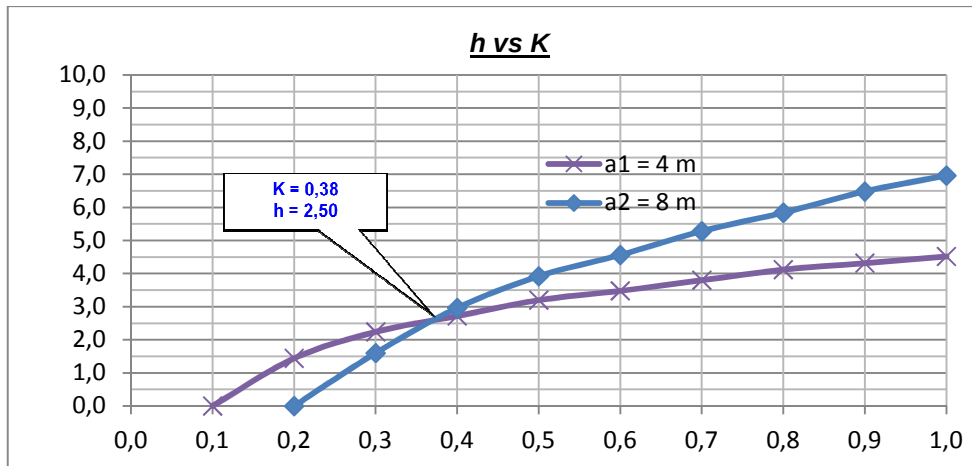


Figura 3.19

- e. intersección de las dos curvas h_4 Vs. K y h_8 Vs. K ; dan los valores de h y K

Para el caso $h = 2.5$ y $K = 0.38$

Con $K = 0.38$, se obtiene $\rho_2 = 267.1$

- f. Luego se procede a calcular la Resistividad aparente, con la siguiente ecuación

$$\rho_a = \frac{4\pi K L}{n} \left(\frac{L - h}{L} \right)^n$$

F1. - $n = 1$; $K = 0.38$; $h = 2.5$; $L - h = -0.1$; $L = 2.4$; $a = 2$ m; **$A_1 = -0.05$**

F2. - $n = 2$; $K = 0.38$; $h = 2.5$; $L - h = -0.1$; $L = 2.4$; $a = 4$ m; **$A_2 = -0.02$**

F3. - $n = 3$; $K = 0.38$; $h = 2.5$; $L - h = -0.1$; $L = 2.4$; $a = 8$ m; **$A_3 = -0.01$**

F4. - $n = 4$; $K = 0.38$; $h = 2.5$; $L - h = -0.1$; $L = 2.4$; $a = 16$ m; **$A_4 = 0.03$**

- g. Luego se calcula la Resistencia del terreno usando las relaciones:

$$\rho_a = \frac{4\pi K L}{n} \left(\frac{L - h}{L} \right)^n$$

Donde $a = 3$ m; distancia entre varillas (3).

16.96

- h. Que es un valor ajustado a la norma.

3.9. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

La capacidad de sobrecarga en transformadores, especialmente en transformadores de potencia y bajo condiciones de emergencia del sistema eléctrico donde estos se hallan instalados, ha sido ampliamente estudiada con procedimientos de cálculo muy precisos, aún cuando los valores de temperatura alcanzados en el transformador son los únicos parámetros considerados.

Nunca debemos perder de vista, especialmente cuando las especificaciones de compra no han indicado un estado de sobrecarga deseado, elementos auxiliares como los Bushings, conmutadores sin tensión o bajo carga, Transformadores de Corriente (TCs) instalados en Bushings, o algunos componentes internos como el circuito magnético y los apantallamientos magnéticos entre otros, son quienes realmente pueden llegar a definir el estado de sobrecarga máximo de un transformador de potencia.

Finalmente, la aplicación de sobrecargas que exceden los niveles indicados por el fabricante, presentan cierto grado de riesgo para los equipos si no son previamente evaluadas y limitadas a niveles aceptables para la seguridad de dichos equipos.

A continuación se desarrolla la metodología para la selección de la capacidad de potencia de los transformadores de distribución mediante la utilización de la norma ***IEEE Std. C57.91-1995 Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers***, que define las condiciones de selección óptima de los kVA de los transformadores de distribución mediante los criterios de sobrecarga de transformadores y el valor RMS del factor de carga típico, considerando las variaciones de temperatura del devanado y del aceite del transformador, así como la temperatura ambiente.

3.9.1. Definiciones

- a. **Factor de aceleración de envejecimiento:** Para una dada temperatura del punto más caliente, el nivel/grado en que el envejecimiento del sistema de aislación del transformador es acelerado en comparación con el nivel de envejecimiento a una temperatura de referencia para los puntos más calientes. Para transformadores con sobretemperatura promedio (medida por resistencia) para los arrollamientos de 65°C, la temperatura de referencia de los puntos más calientes es de 110°C, siendo de 95°C para los transformadores con sobretemperatura promedio de arrollamientos de 55°C.
- b. **Pérdida Porcentual de vida:** El envejecimiento equivalente en horas a la temperatura de referencia en los puntos más calientes por un período de tiempo usualmente 24

hs) es **cien dividido por la vida total normal** del aislamiento en horas a la temperatura de referencia en los puntos de más calentamiento.

El envejecimiento equivalente en horas a diferentes temperaturas de los puntos más calientes se obtiene multiplicando los factores de aceleración del envejecimiento para las temperaturas de los puntos más calientes por los períodos de tiempo de las varias temperaturas en los puntos más calientes.

- c. ***Vida del aislamiento en transformadores:*** Para una temperatura dada en el aislamiento de un transformador, el tiempo total entre el estado inicial en que se considera que el aislamiento es nuevo y el estado final en que puede ocurrir un esfuerzo dieléctrico, esfuerzo de cortocircuito o movimiento mecánico, en servicio normal, que cause una falla eléctrica.

3.9.2. Generalidades

La aplicación de cargas que exceden los límites indicados por el fabricante (especificaciones de placa) involucra como dijimos al principio cierto grado de riesgo. Entre los riesgos que pueden ocurrir podemos enumerar:

- a. La evolución del gas libre proveniente del aislamiento de los bobinados y de las conexiones internas aisladas calentados por las sobrecargas y las corrientes de Foucault pueden hacer peligrar la integridad del sistema de aislación.
- b. La evolución del gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas vinculadas por el flujo electromagnético producido por el bobinado o corriente inducidos pueden también reducir la rigidez dieléctrica.
- c. El funcionamiento a altas temperaturas causa una disminución de la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son aún mucho más preocupantes durante los períodos de sobrecorrientes transitorias de falla, cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.
- d. La excesiva expansión térmica de conductores, materiales aislantes o partes estructurales a altas temperaturas puede conllevar a deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas.
- e. La excesiva presión originada en los bushings debido a altas corrientes aumenta la presión interna y pueden ocasionar pérdidas de aceite por las empaquetaduras de los mismos y al cabo de cierto tiempo fallas dieléctricas en los períodos de baja carga por defecto de aislante.

- f. Incrementos en la resistencia de contactos de los cambiadores de taps puede ocasionar puntos de muy alta temperatura y la consiguiente descomposición localizada de aceite con formación de residuos carbonosos y gases. En casos extremos esto puede derivar en un embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una violenta evolución de los gases.
- g. Los equipos internos tales como TCs o reactores (en transformadores de alta potencia) pueden estar sujetos a algunos de los riesgos enunciados anteriormente.
- h. Temperaturas máximas de aceite por encima de los 105°C absolutos, en transformadores con cámara de aire y sin los debidos equipos de protección, pueden provocar la actuación de la válvula de sobrepresión si la capacidad de absorción de presión de la cámara fuera limitada.
- i. Durante un estado de sobrecarga alto y prolongado en transformadores de potencia con cambiadores bajo carga, la regulación del transformador (dependiendo de su impedancia) puede aumentar significativamente (agravada aún más por la posible caída del factor de potencia que ocurre durante los períodos de sobrecarga). En consecuencia, para mantener la tensión secundaria en un nivel prefijado, los equipos reguladores automáticos de tensión variarán la posición del cambiador de taps aumentando la tensión por espira primaria y aumentando en consecuencia la inducción en el núcleo, la cual en casos extremos puede llevar a condiciones muy próximas a la saturación del circuito magnético con sobrecalentamientos excesivos del mismo.

3.9.3. Vida útil del aislamiento de un transformador

El envejecimiento o deterioro del aislamiento está en función del tiempo y temperatura, contenido de humedad y oxígeno. Con modernos sistemas de preservación de aceite contribución de humedad y oxígeno, el deterioro del aislamiento puede ser minimizado, dejando a la temperatura como el parámetro a controlar. En consecuencia el efecto del envejecimiento del aislamiento del transformador es producido por las altas temperaturas en el punto más caliente.

3.9.3.1. Ecuación de envejecimiento

Evidencia experimental indica que la relación del deterioro del aislamiento por el tiempo y temperatura sigue una adaptación de la teoría de reacción de Arrhenius, mediante:

$$Vida_{pu} = A \times Exp^{\left[\frac{B}{\Theta_H + 273} \right]}$$

Donde:

Θ_H : Temperatura en punto más caliente, °C

A y B : Constantes

En la figura N° 3.20 se muestra la curva de vida del aislamiento del transformador en por unidad relacionada con la vida útil del aislamiento del transformador por temperatura del devanado en el punto más caliente. El uso de esta curva establece a la temperatura como la principal variable, indicando la aceleración del envejecimiento del transformador cuando trabaja por encima de los 110°C y reduciéndolo para temperaturas de trabajo por debajo de los 110°C.

La ecuación de esta curva es la siguiente:

$$Vida_{pu} = 9,8 \times 10^{-18} \times Exp^{\left[\frac{1500}{\Theta_H + 273} \right]}$$

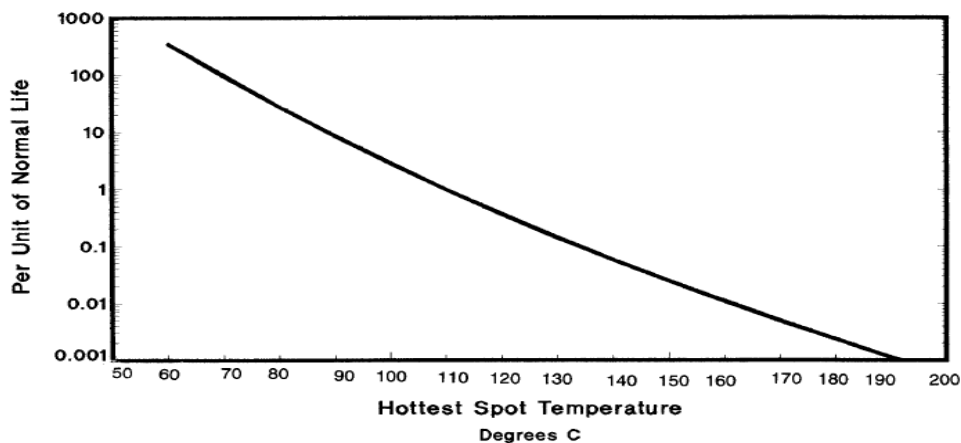


Figura 3.20: Vida del aislamiento del transformador

Asimismo se puede obtener el factor de aceleración de envejecimiento (FAA) para una carga dada y temperatura o para una carga variable y perfil de temperaturas sobre un periodo de 24 horas. La curva de FAA vs. Temperatura en el punto más caliente para un incremento de 65°C en el sistema de aislamiento del transformador se puede ver en la figura N° 3.21. La ecuación de FAA es la siguiente:

$$F_{AA} = Exp^{\left[\frac{1500}{383} - \frac{1500}{\Theta_H + 273} \right]}$$

Esta ecuación puede ser utilizada para un cálculo equivalente del envejecimiento del transformador. La vida equivalente (en horas o días) en la temperatura referencia que

será consumida en periodos de tiempo dados para ciclos de temperatura dadas es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

Donde:

- F_{EQA} : factor de envejecimiento equivalente para el periodo de tiempo total
 n : índice del intervalo de tiempo
 N : número total de intervalos de tiempo
 F_{AA_n} : factor de aceleración de envejecimiento para la temperatura existente en el intervalo de tiempo Δt_n
 Δt_n : intervalo de tiempo en horas

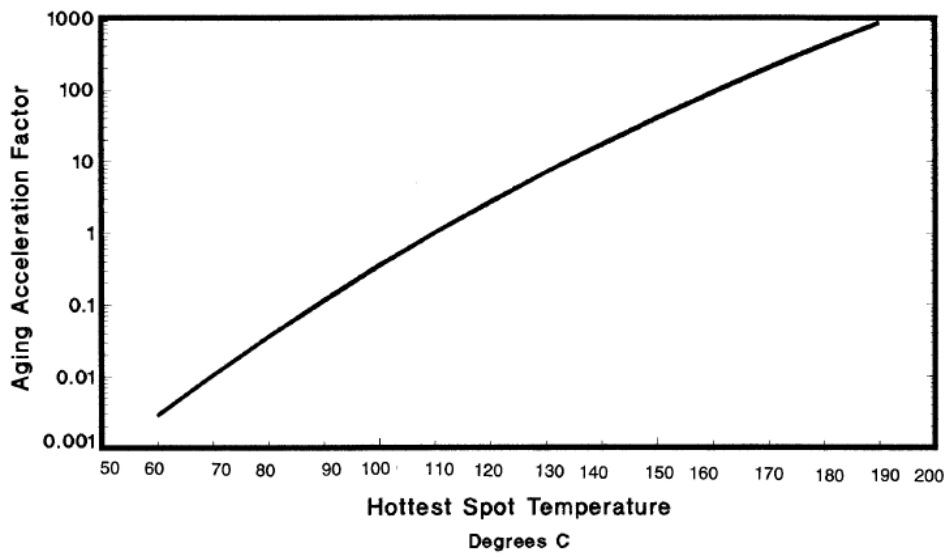


Figura 3.21: Factor de aceleración del envejecimiento (relativo a 110°C)

3.9.3.2. Porcentaje de pérdida de vida

La curva de vida útil del aislamiento puede también ser usado para calcular el porcentaje (%) de pérdida de vida total, para hacerlo es necesario definir arbitrariamente la vida útil en condiciones normales con la referencia de temperatura en horas o años. La pérdida de horas de vida útil en el periodo de tiempo total es determinada multiplicando el envejecimiento equivalente por el periodo de tiempo (t) en horas. El % de pérdidas de la vida útil del aislamiento en un periodo de tiempo es equivalente a las horas de vida consumidas dividida por el total de las horas de vida en condiciones normales (horas). Usualmente el periodo total utilizado es de 24 horas.

$$\%PerdidaVidaUtil = \frac{F_{EQA} \times t \times 100}{Condiciones\ Normales}$$

Tabla 3.23: Definiciones posibles de vida normal del aislamiento

Caso	Criterio	Vida normal del aislamiento	
		Horas	Días
1	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 50%	65 000	2 708
2	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 25%	135 000	5 625
3	Grado de polimerización del papel retenido de 200	150 000	6 250
4	Interpretación de datos de test de la vida funcional del transformador de distribución (criterio IEEE Std C57.91.1981)	180 000	7 500

En la tabla N° 3.24 se muestra el tiempo de duración del transformador de distribución para varios porcentajes de pérdidas de vida con referencia a las condiciones normales (180 000 horas). El porcentaje normal de pérdida de vida para operaciones dentro de los 110 °C (para 24 horas) es 0,0133%.

Tabla 3.24: Horas posibles de sobrecarga en función de la temperatura del punto más caliente y del porcentaje de pérdida de vida

Temperatura del punto más caliente	F _{AA}	Porcentaje de pérdida de vida						
		0.0133	0.02	0.05	1	2	3	4
110	1.00	24	-	-	-	-	-	-
120	2.71	8.86	13.3	-	-	-	-	-
130	6.98	3.44	5.1	12.9	-	-	-	-
140	17.2	1.39	2.1	5.2	10.5	20.9	-	-
150	40.6	0.59	0.89	2.2	4.4	8.8	13.3	17.7
160	92.1	0.26	0.39	0.98	1.96	3.9	5.9	7.8
170	201.2	0.12	0.18	0.45	0.89	1.8	2.7	3.6
180	424.9	0.06	0.08	0.21	0.42	0.84	1.27	1.7
190	868.8	0.028	0.04	0.10	0.21	0.41	0.83	1.66
200	1723	0.014	0.02	0.05	0.10	0.21	0.31	0.42

3.9.4. Temperatura ambiente y su influencia en la carga

La temperatura ambiente es un factor importante para la determinación de la capacidad de carga de los transformadores. La temperatura ambiente debe ser determinada para un promedio de 24 horas y usada para determinar la temperatura del transformador y su capacidad de carga. La temperatura ambiente del aire visto por el transformador es el contacto del aire con los radiadores.

Aproximación de la Temperatura Ambiente para Transformadores Refrigerados en Aire

La temperatura ambiente probable para algún mes puede ser obtenida de la información registrada por las estaciones meteorológicas del SENAMHI cercanas al área del proyecto donde se instalarán los transformadores de distribución.

- Temperatura Promedio : Usa la temperatura promedio diaria para el mes involucrado, promediado sobre varios años.
- Temperatura Máxima Diaria : Usa la temperatura máxima promedio diaria por mes involucrado, promediado sobre varios años.

Estas condiciones deben ser utilizadas para lo siguiente:

- Para cargas con expectativa de vida útil normal (temperatura promedio)
- Para cargas de corto tiempo con sacrificio moderado de su expectativa de vida útil (temperatura máxima diaria)

Durante algún día el promedio de 24h de temperatura puede exceder los valores derivados de las temperaturas promedio y la temperatura máxima diaria, en consecuencia es recomendable que esta temperatura sea incrementada en 5°C.

Influencia del Ambiente sobre la Carga para la expectativa de Vida Útil Normal

La temperatura máxima asociada no debe ser más de 10°C sobre la temperatura promedio para transformadores refrigerados con aire. La temperatura ambiente es un factor importante en la determinación de la capacidad de carga de los transformadores.

En la tabla siguiente se presenta el incremento o decrecimiento de los kVA para otras temperaturas diferentes a 30°C. Es recomendable que el margen de 5°C sea usado cuando se aplique el factor de la tabla siguiente.

Los valores descritos en la siguiente tabla son para ser utilizados solo para aproximaciones rápidas. La carga del transformador (descrita en la tabla siguiente) en base a la temperatura ambiente brindará aproximadamente la misma expectativa de vida útil como si el transformador fuera operado con su carga nominal y temperatura ambiente estándar sobre un mismo periodo.

Tabla 3.25: Variaciones de la capacidad nominal del transformador con las variaciones de la temperatura ambiente en el rango de -30 a 50°C

Tipo de refrigeración	% de potencia nominal	
	Decremento de potencia para cada °C en exceso sobre la temperatura ambiente base	Incremento de potencia por cada °C por debajo de la temperatura ambiente base
Auto enfriado OA (ONAN)	1.5	1.0
Refrigerado por agua - OW	1.5	1.0
Refrigerado aire forzado OA/FA - OA/FA1/FA2 (ONAN/ONAF-ONAN/ONAF1/ONAF2)	1.0	0.75

3.9.5. Sobrecarga de Transformadores por Efecto Térmico

Obtención del Valor RMS del Diagrama de Carga

El valor RMS del diagrama de carga típico se determina mediante:

$$RMS = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_N^2 t_N}{t_1 + t_2 + \dots + t_N}}$$

Máxima Demanda

Donde:

- L_1, L_2 : pasos de carga en % o kW
 N : número total de cargas consideradas
 t_1, t_2 : periodo de duración de esas cargas

Cálculo de Temperaturas

La temperatura en el punto más caliente (hottest-spot) está compuesto por tres componentes dadas en la siguiente ecuación:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H$$

La temperatura en el tope del aceite (top-oil) está dada por lo siguiente:

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO}$$

Donde:

- Θ_H : temperatura en el punto más caliente del devanado (°C)
 Θ_A : temperatura ambiente promedio durante el ciclo de carga estudiado (°C)
 $\Delta\Theta_{TO}$: incremento de temperatura ambiente sobre el tope del aceite (°C)
 $\Delta\Theta_H$: incremento de temperatura en el punto más caliente sobre el tope del aceite (°C)

El cálculo de la temperatura asume como a la temperatura ambiente constante.

El incremento de temperatura ambiente sobre el tope del aceite está dada por:

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,I}) \left[1 - \exp^{-\frac{1}{\tau_{TO}}} \right] + \Delta\Theta_{TO,I}$$

Donde:

- $\Delta\Theta_{TO,I}$: incremento inicial de temperatura ambiente sobre el tope del aceite para $t=0$, ($^{\circ}\text{C}$)
- $\Delta\Theta_{TO,U}$: incremento final de temperatura ambiente sobre el tope del aceite para una carga L, ($^{\circ}\text{C}$)
- τ_{TO} : constante de tiempo del aceite del transformador para una carga L y para una diferencia de temperaturas entre el incremento inicial y final en el tope del aceite (top-oil)

El incremento inicial de temperatura en el punto más caliente sobre el tope del aceite está dada por:

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} K_i^{2m}$$

El incremento final de temperatura en el punto más caliente sobre el tope del aceite está dada por:

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} K_U^{2m}$$

Donde:

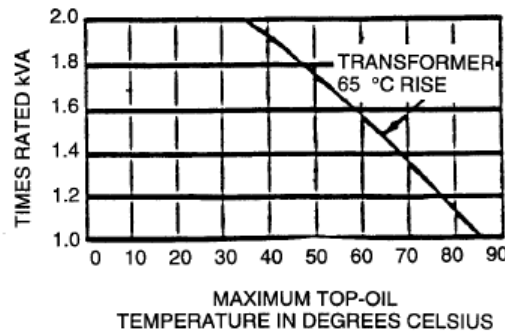
- $\Delta\Theta_{H,I}$: incremento inicial en el punto más caliente del devanado sobre la temperatura en el tope del aceite para $t=0$, ($^{\circ}\text{C}$)
- $\Delta\Theta_{H,U}$: incremento final en el punto más caliente del devanado sobre la temperatura en el tope del aceite para una carga L, ($^{\circ}\text{C}$)
- $\Delta\Theta_{H,R}$: incremento en el punto más caliente del devanado sobre la temperatura en el tope del aceite ($^{\circ}\text{C}$)
- K_i^{2m} : Rango inicial de carga, por unidad
- K_U^{2m} : Rango final de carga, por unidad

Para transformadores con refrigeración directa de aire $m=1,0$.

3.9.6. Sobrecarga de transformadores de distribución

Cuando el transformador de distribución es utilizado con sobrecarga se pueden encontrar limitaciones como expansión del aceite, presión en las unidades de sellado, y la capacidad térmica de los Bushings, y papel aislante del conductor. La operación del transformador con una temperatura en el punto más caliente por encima de los 140°C puede causar gases en el aislamiento sólido y el aceite. El gas puede producir un potencial de riesgo para la integridad del esfuerzo dieléctrico del transformador.

Los límites sugeridos de temperatura y carga para sobrecarga de transformadores son:



-Approximate continuous loading for normal life expectancy based on maximum top-oil temperature

Figura 3.22: Límites sugeridos para sobrecarga de transformadores

3.10. Tipos de Sobrecarga

- Sobrecarga para una expectativa de vida útil normal
- Los transformadores de distribución pueden ser operados por encima de los 110 °C como temperatura promedio en el punto más caliente por periodos cortos, sabiendo que son operados en tiempos más largos por debajo de los 110°C.
- Esto permite sobrecargar el transformador con la seguridad de no sobrepasar su expectativa de vida útil.
- Sobrecarga por temperatura en el tope del aceite (top-oil).
- La temperatura en el tope del aceite (top-oil) no debe ser usada sólo como guía para sobrecarga de transformadores. El incremento de la temperatura en el punto más caliente sobre el tope del aceite debe ser determinado mediante pruebas.
- El incremento de la temperatura si las características de los transformadores no es conocido, la máxima temperatura en el tope del aceite de la figura siguiente debe ser usado:

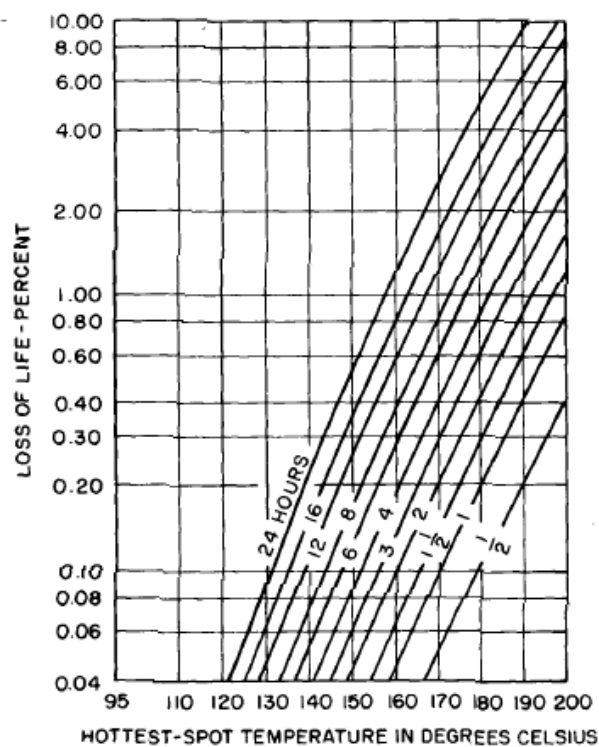
-Suggested limits of temperature and load for loading above nameplate distribution transformers with 65°C rise

Top-oil temperature	120°C
Hottest-spot conductor temperature	200°C
Short-time loading (1/2 h or less)	300%

Figura 3.23: Límites de temperatura y carga para transformadores de distribución

- Sobrecarga de corto tiempo con moderado sacrificio de su expectativa de vida útil (operación sobre los 110°C en el punto más caliente).

- Para un periodo de tiempo el efecto del envejecimiento de un ciclo de sobrecarga o del efecto de envejecimiento acumulativo de ciclos de sobrecarga es mayor al efecto de envejecimiento para una operación continua con una carga normal, deteriorando el aislamiento rápidamente.
- La velocidad del deterioro está en función del tiempo y la temperatura, y es comúnmente expresado como % pérdida de vida (pu). En el gráfico siguiente se muestra la pérdida de vida útil relativa para varias combinaciones de tiempo y temperatura.



Time (h)	0.05	0.10	0.25	% loss of life ^a 0.50	1.00	2.00	4.00
1/2	171	180	193	<u>204</u> ^b			
1	161	171	183	193	<u>204</u> ^b		
2	153	161	174	183	193	<u>204</u> ^b	
4	144	153	164	174	183	193	<u>204</u> ^b
8	136	144	155	164	174	183	193
16	128	136	147	155	164	174	183
24	124	131	142	150	159	168	178

^a Calculated for one occurrence on the assumption that the hottest-spot temperature remains constant for the specified time duration. For loss of life determinations in which the time-temperature response of the transformer is taken into account, refer to clauses 5 and 7.

^b Maximum permissible value is 200 °C; the underlined values permit interpolation.

Loss of life expectancy (based on a normal life of 180 000 h)

Figura 3.24: Pérdida de vida en transformadores con temperatura de arrollamiento de 65°C

3.10.1. Metodología para la sobrecarga de transformadores de distribución

Los transformadores de distribución deben operar con el ciclo de carga establecido para un periodo de tiempo determinado (24 h), para lo cual se requiere determinar para el mismo ciclo de carga la capacidad óptima del transformador, y así obtener el mayor provecho a la utilización de su capacidad e inversión.

Los transformadores de distribución pueden ser trabajados con sobrecarga en periodos cortos de tiempo (horas punta) y no reducir su vida útil.

A continuación se describe la metodología utilizada para la obtención de la sobrecarga de transformadores de distribución, y cuyo sustento teórico ha sido descrito anteriormente:

- Obtención del diagrama de carga de los tipos de localidad, obteniendo así el número de horas de sobrecarga.
- Se obtiene el valor RMS del diagrama de carga, para realizar la verificación inicial de la sobrecarga del transformador si se trabajará con el valor RMS de la carga como la capacidad del transformador.
- Luego se realiza el cálculo de sobrecarga por el efecto de la temperatura del aceite en el punto más caliente (hottest-spot), el mismo que se encuentra compuesto por:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H$$

Donde:

- Θ_H : temperatura en el punto más caliente del devanado (°C)
 Θ_A : temperatura ambiente promedio durante el ciclo de carga estudiado (°C)
 $\Delta\Theta_{TO}$: incremento de temperatura ambiente sobre el tope del aceite (°C)
 $\Delta\Theta_H$: incremento de temperatura en el punto más caliente sobre el tope del aceite (°C)

El incremento de temperatura ambiente sobre el tope del aceite se determina como sigue:

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,I}) \left[1 - \exp^{-\frac{1}{\tau_{TO}}} \right] + \Delta\Theta_{TO,I}$$

Sabiendo que:

$$\Delta\Theta_{TO,I} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_i^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n$$

Donde:

- K_i : Carga inicial en pu para el tiempo “i” (obtenido del diagrama de carga)

R : Relación de pérdidas con carga y en vacío (R=cte=4,87)

$\Delta\Theta_{T0,R}$: incremento de temperatura en el tope del aceite sobre la temperatura ambiente (°C); obtenida de las pruebas de los transformadores de distribución.

$\Delta\Theta_{T0,i} = \Delta\Theta_{t0}$ (variable utilizada en el anexo)

Conociendo el valor de $\Delta\Theta_{T0,i}$ se procede a determinar el valor de $\Delta\Theta_{T0}$ a partir de la ecuación anterior, donde $\Delta\Theta_{T0,U}$ es el valor obtenido en la hora anterior del análisis.

Donde:

La constante de tiempo térmico del aceite para índice de carga es obtenida a partir de:

$$\tau_{T0} = \tau_{T0,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{T0,U}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{T0,i}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{T0,U}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\Theta_{T0,i}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right)^{\frac{1}{n}}}$$

El valor de $\tau_{T0,R}$ se obtiene como sigue:

$$\tau_{T0,R} = \frac{C\Delta\Theta_{T0,R}}{P_{T,R}}$$

Donde El valor de C se obtiene de:

$$C = 0,0272 \text{ (peso del conjunto núcleo + bobinas en kg)} + 0,1814 \text{ (peso de la cuba y radiadores en kg)} + 5,034 \text{ (litros de aceite de la cuba y radiadores)}$$

Siendo $P_{T,R}$ las pérdidas totales de carga en Watts, y n depende del tipo de refrigeración del transformador:

Tabla 3.26: Exponentes utilizados en las ecuaciones de temperatura

Tipo de enfriamiento	m	n
OA	0.8	0.8
FA	0.8	0.9
FOA no dirigido o FOW	0.8	0.9
FOA dirigido o FOW	1.0	1.0

- Para nuestro caso se considera un valor de $\tau_{T0,R} = 3,5$ (valor obtenido en la norma), el mismo que se obtiene de las pruebas de los transformadores a ser instalados.
- Como la norma lo establece se realiza la segunda corrida para la obtención del $\Delta\Theta_{T0}$ que nosotros llamaremos $\Delta\Theta_{T02}$, teniendo como Θ_{T02} inicial = 1+ Θ_{T0} inicial.

- El incremento de temperatura en el punto más caliente sobre el tope del aceite $\Delta\Theta_H$, se determina como sigue:

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} K_i^{2m}$$

Donde:

$\Delta\Theta_{H,R}$: incremento en el punto más caliente del devanado sobre la temperatura en el tope del aceite ($^{\circ}\text{C}$); obtenido de las pruebas de los transformadores de distribución.

K_i : Carga inicial en pu para el tiempo “i” (obtenido del diagrama de carga)

m : exponente de función de pérdidas vs. incremento de la temperatura en el tope del aceite (top-oil) (ver cuadro anterior)

$\Delta\Theta_{H,i}$ = $\Delta\Theta_H$ (variable utilizada en el anexo)

- Finalmente se obtiene la temperatura en el punto más caliente del devanado ($\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H$)
- El factor de sobrecarga “K” se determina a partir de:

$$\left[\frac{(K^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n = \frac{110^{\circ}\text{C} - \Theta_A}{\Theta_{H\max} - \Theta_A}$$

4.

CÁLCULOS MECÁNICOS

4.1. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Esta sección tiene como finalidad describir lo más importante referido a distancias mínimas de seguridad, en lo que respecta a líneas aéreas de suministro (redes y líneas primarias), y son tomados de la norma **DGE “Bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural”** y el **Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (CNE-S 2011)**. Para mayor información deberá consultarse dichas normas.

En lo que respecta a líneas aéreas sobre edificaciones de terceros o sus proyecciones, de acuerdo al **CNE-S 2011** deberá tomarse en cuenta la figura 4.1 así como la **tabla 234-1** de la referida norma.

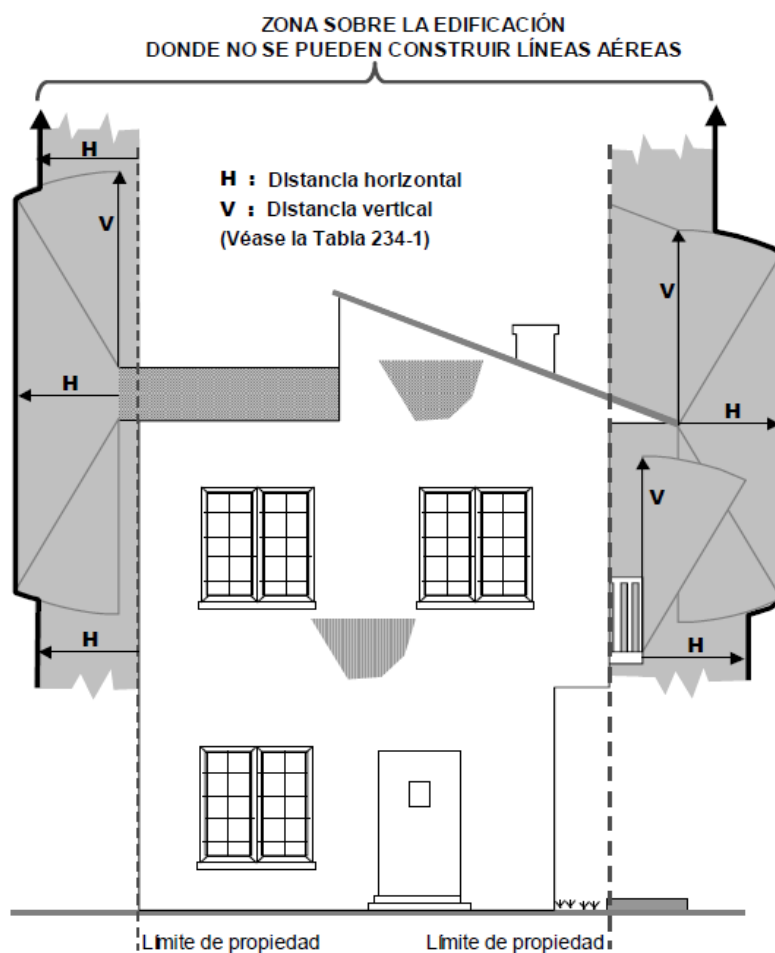


Figura 4.1: Zona Prohibida donde no deberá instalarse líneas aéreas.

Fuente: CNE-S 2011

4.1.1. Distancia de Seguridad entre los conductores en los soportes para el mismo circuito y diferentes circuitos:

- ⇒ Para Tensiones entre 0,75 - 11,00 Kv : 0,40 m
- ⇒ Para Tensiones mayores a 11,00 kV : 0,40 m + 0,01 m/kV en exceso de 11kV
- ⇒ Para tensión = 13,2 kV : 0,42 m
- ⇒ Para tensión = 22,9 kV : 0,52 m, según CNE-S 2011 (Tabla N° 235-1)

4.1.2. Distancia vertical entre conductores tendidos en diferentes estructuras soporte

Según normas **DEP/MEM**:

Esta distancia se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$D = 1,20 + 0,0102(F_c)(kV_1 + kV_2 - 50)$$

Donde:

kV_1 = Máxima tensión entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

kV_2 = Máxima tensión entre fases del circuito de menor tensión: 25 kV ó 14,5 kV

FC = Factor de corrección por altitud

La distancia vertical mínima entre:

Líneas en 22,9 kV será de 1,20 m y en líneas en 13,2 kV será de 0,90 m

Líneas de 22,9 kV y líneas de menor tensión será de 1,00 m

Según **CNE-S 2011 (Tabla N° 233-1)**:

Entre conductores de 23 kV será de 1,20 m

Entre conductores de 23 kV, sobre cables autoportados menores a 750V será de 1,20m

Entre conductores de 23 kV, sobre conductores de comunicaciones será de 1,80m

4.1.3. Distancia de seguridad de los alambres, conductores, cables y partes rígidas con tensión no protegidas adyacentes pero no fijadas a edificios y otras instalaciones a excepción de puentes <750V-23kV>(Según CNE-S 2011 Tabla N°234-1)

- ⇒ Distancia vertical sobre techos o proyecciones no fácilmente accesibles a peatones : 4,0 m

- ☐ Distancia vertical sobre balcones y techos fácilmente accesibles a peatones : 4,0 m
- ☐ Distancia horizontal a paredes, proyecciones, balcones, ventanas y áreas fácilmente accesibles : 2,5 m
- ☐ Distancia vertical sobre letreros, carteles, antenas de radio y televisión, sobre pasillos por donde transita el personal : 4,0 m

4.1.4. Distancia Vertical de conductores sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua (Según CNE-S 2011 Tabla N° 232-1)

Cuando los conductores recorren a lo largo y dentro de los límites de las carreteras u otras fajas de servidumbre de caminos pero que no sobresalen del camino

Carreteras y avenidas	6,1 m
Caminos, calles o callejones	6,1 m
Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	5,5 m
Calles y caminos en zonas rurales	6,1 m

Cuando los conductores cruzan o sobresalen

Carreteras y avenidas sujetas al tráfico de camiones	6,1 m
Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones	6,1 m
Calzadas, zonas de parqueo y callejones	6,1 m
Otros terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	-
Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	5,5 m
Calle y caminos en zonas rurales	6,1 m

4.1.5. Distancias Mínimas a Terrenos Boscosos o Árboles Aislados (DEP/MEM)

Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles	2,5 m
Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales	0,5 m

Nota: Las distancias verticales se determinarán a la máxima temperatura y las distancias radiales se determinarán a la temperatura en la condición EDS y declinación con carga máxima de viento. Las distancias radiales podrán incrementarse cuando haya peligro que los árboles caigan sobre los conductores.

4.2. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

Los únicos metales que se emplean en la conducción de la corriente eléctrica son el cobre, aluminio, aleación de aluminio entre otros. Las características de algunos conductores se muestran en anexo B.

4.2.1. Sobrecargas en el conductor

El conductor aéreo en condiciones normales de trabajo puede estar sometido además de la carga propia (peso unitario del conductor W_c) a otros tipos de cargas debido a las condiciones climáticas de la zona o región donde se instalará la línea; dichas cargas son:

- Temperatura
- Viento
- Hielo
- Nieve
- Acción simultánea de temperatura – viento, temperatura – hielo, temperatura – viento – hielo ó temperatura – viento – nieve.

En general, la evaluación de estas cargas adicionales sobre el conductor, están basadas en observaciones meteorológicas por largos períodos, y respaldada por la experiencia en el comportamiento de otras líneas existentes, en la zona donde se proyecta la línea; en todo caso los valores de sobrecarga no será menor a lo que indique la norma o la información meteorológica proporcionada en este caso por el senamhi o cualquier entidad competente.

En la siguiente figura se ilustra el efecto de la combinación de las cargas posibles en el conductor:

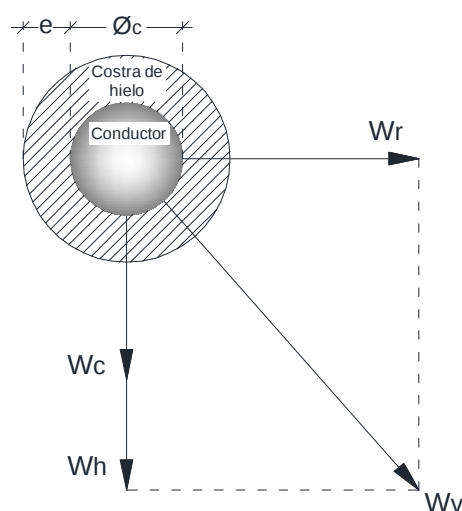


Figura 4.2: Combinaciones de cargas posibles en el conductor.

Donde:

W_c : peso unitario (Kg./m; N/m) del conductor.

W_v : peso unitario (Kg./m; N/m) ocasionado por la presión de viento sobre el conductor.

W_h : peso unitario (Kg./m; N/m) adicional, provocado por el peso del manguito de hielo.

W_r : peso unitario (Kg./m; N/m) resultante de los tres efectos simultáneos.

Por lo que W_r será la suma vectorial de W_c , W_v y W_h , de la siguiente manera:

$$W_r = \sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2}$$

4.2.1.1. Cargas de viento, hielo y hielo combinado con viento

Se reconocen tres zonas de carga generales, denominadas:

- Zona A - Ligera,
- Zona B - Regular
- Zona C - Fuerte

Existen cuatro áreas de carga dependientes de la altitud superpuestas en estas zonas, denominadas como:

- Área 0, menor de 3 000 m.s.n.m.,
- Área 1 - de 3 000 a 4 000 m.s.n.m.,
- Área 2 - de 4 001 a 4 500 m.s.n.m.,
- Área 3 - sobre los 4 500 m.s.n.m.,

Las zonas de carga A, B y C incluyen cargas de viento y las áreas de carga 1, 2 y 3 incluyen las cargas de viento incrementadas con las cargas de hielo. En la Figura 250-1 del CNE-S 2011 se aprecia las ubicaciones donde se aplican estas cargas (ver anexo D).

Las Tablas 250-1.A y 250-1.B del referido anexo muestran la presión del viento y el grosor radial del hielo que se utilizarán para calcular las cargas. Se supone que el hielo tiene una densidad de 913 kg/m³.

4.2.1.2. Carga del viento

De acuerdo al CNE-S 2011 las cargas de viento horizontales o presiones debidas al viento deberán aplicarse a las áreas proyectadas de los alambres que están siendo sostenidos y a las estructuras de soporte y aisladores. Se deberá utilizar la siguiente fórmula para calcular las cargas de viento en las áreas proyectadas.

$$P_v = K \cdot V^2 \cdot S_f \cdot A$$

Donde:

P_v : Carga en Newtons

K : Constante de presión

$K = 0,613$ para las elevaciones hasta 3 000 m.s.n.m.

$K = 0,455$ para las elevaciones mayores de 3 000 m.s.n.m.

S_f : Factor de forma (véase las reglas 251.A.2 y 252.B.2)

Para el caso de conductores se toma $S_f = 1,0$ (estructuras cilíndricas y componentes)

A : Área proyectada en m²

V : Velocidad del viento en m/s (de tablas 250-1.A Y 250-1.B y figura 250-1) (ver anexo D)

Para el caso de conductores el área proyectada será el área de un rectángulo de altura igual al diámetro del conductor y de longitud igual a la longitud del conductor, tomando esta consideración tenemos que:

$$W_v = \frac{P_v}{L}$$

Por lo tanto la carga del viento W_v tendrá por fórmula:

$$W_v = \frac{K \cdot V^2 \cdot S_f \cdot \phi_c}{1000}$$

Donde ϕ_c es el diámetro del conductor en milímetros y W_v es la carga del viento en N/m

4.2.1.3. Peso unitario del hielo

Por efecto de la congelación de la lluvia que se adhiere sobre la superficie del conductor de la línea aérea, se origina una sobrecarga adicional al conductor.

De acuerdo a la figura 4.2, si ϕ_c es el diámetro del conductor en milímetros, con manguito “e” también en milímetros; entonces la superficie neta de costra de hielo (S_h en metros) será:

$$S_h = \frac{\pi}{4} ((\phi_c + 2e)^2 - \phi_c^2) \cdot 10^{-6}$$

Al simplificar tenemos:

$$S_h = \pi(e^2 + e\phi_c) \cdot 10^{-6}$$

Considerando, que la densidad del hielo es 913 kg/m³, por lo tanto el peso unitario, en N/m será:

$$W_h = 913 \cdot 9,81 \cdot \pi(e^2 + e\phi_c) \cdot 10^{-6}$$

$$W_h = 0,0281(e^2 + e\phi_c)$$



4.2.2. Ecuaciones del conductor a nivel y a desnivel

Un conductor libremente suspendido entre dos soportes describe una curva que es matemáticamente deducible y que le denominamos catenaria.

Las ecuaciones, definiciones y otros descritas en esta sección se relacionan a las figuras siguientes (referidas a conductor a nivel y desnivel respectivamente):

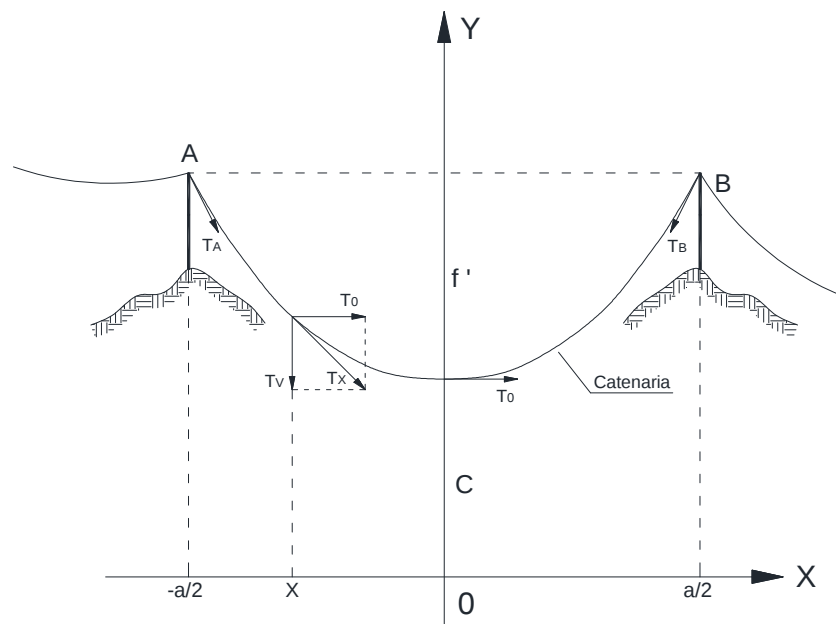


Figura 4.3: Conductor a nivel.

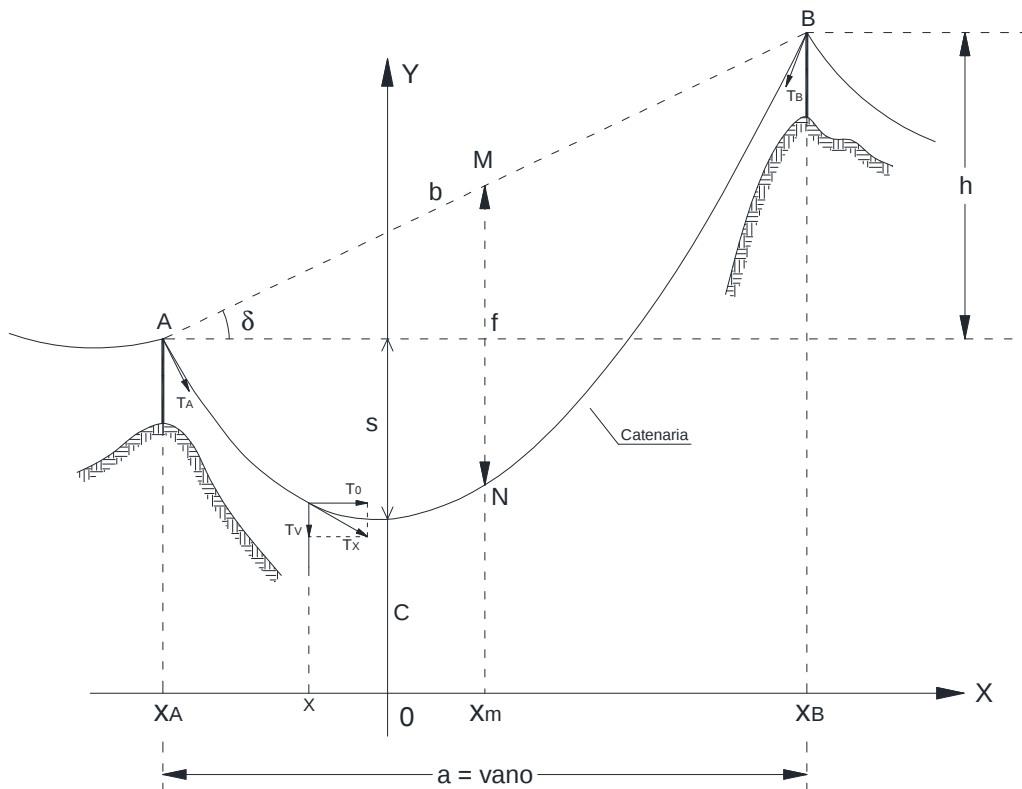


Figura 4.4: Conductor a desnivel.

4.2.2.1. Ecuaciones del conductor a nivel

a. Catenaria del conductor

La ecuación de la catenaria que describe al conductor suspendido es:

$$y = C \cdot \cosh\left(\frac{x}{C}\right)$$

Donde a C se le denomina parámetro de la catenaria:

$$C = \frac{T_0}{W_r}$$

Y además:

T_0 : Tiro Horizontal del conductor, el cual es constante en cualquier parte del mismo, en N.

W_r : Peso unitario resultante, en N/m

Una expresión aproximada, es obtenida empleando series de Taylor, la cual se muestra a continuación:

$$y = C + \frac{x^2}{2C}, \text{ ó}$$

$$y = \frac{T_0}{W_r} + \frac{x^2 W_r}{2T_0}$$

b. Ecuación de la longitud

Es necesario conocer la longitud del conductor suspendido entre dos puntos, por cuanto la longitud total se empleará para efectuar el metrado del proyecto y el posterior presupuesto.

$$L' = 2C \cdot \sinh\left(\frac{a}{2C}\right)$$

Y en forma aproximada:

$$L' = a + \frac{a^3 W_r^2}{24T_0^2}$$

Donde "a" es el vano o distancia horizontal entre los dos puntos de suspensión, en metros.

c. Ecuación de la flecha

Denominamos flecha a la máxima distancia vertical entre el segmento que une los extremos del conductor y éste. En el caso de conductores a nivel, la flecha se ubica a medio vano y sobre el eje de ordenadas.



Este concepto es muy importante, ya que los conductores son instalados en el campo teniendo disponible la “Tabla de Flechas” para el tendido.

$$f' = C \left[\cosh \left(\frac{a}{2C} \right) - 1 \right]$$

Y en forma aproximada:

$$f' = \frac{a^2}{8C} \quad f' = \frac{a^2 W_r}{8T_0}$$

d. Tiro y esfuerzo en el conductor

$$T_x = T_0 \cdot \cosh \left(\frac{x}{C} \right)$$

$$T_v = \sqrt{T_x^2 - T_0^2}$$

e. Tiro y esfuerzo en el extremo

Conocer el valor del tiro en el extremo del conductor, es necesario porque permite conocer el máximo valor de tiro a que se verá sometido el soporte y como se sabe, la componente horizontal de este Tiro es T_0 , valores indispensables para realizar el diseño de estructuras.

$$T_A = T_B = T_0 \cdot \cosh \left(\frac{a}{2C} \right)$$

4.2.2.2. Ecuaciones del conductor a desnivel

a. Catenaria del conductor

La ecuación de la catenaria evidentemente es la misma, pero en este caso los puntos de suspensión (extremos del cable A y B) se encuentran desplazados verticalmente dentro de la misma curva.

b. Ecuación de la longitud

$$L = C \left[\sinh \left(\frac{x_B}{C} \right) - \sinh \left(\frac{x_A}{C} \right) \right]$$

c. Longitud en función del desnivel

$$L = \sqrt{\left[2C \cdot \sinh \left(\frac{a}{2C} \right) \right]^2 + h^2}$$

d. Ecuación de la flecha

La magnitud del segmento NM representa la flecha del cable, la cual se ubica en una abscisa X_m a medio vano, es decir:

$$x_m = \frac{1}{2}(x_A + x_B)$$

El valor de la flecha se calcula mediante:

$$f = C \left[\cosh\left(\frac{a}{2C}\right) - 1 \right] \cosh\left(\frac{x_m}{C}\right)$$

e. Ecuación de la saeta

La saeta se define como la distancia vertical entre el punto de suspensión más bajo del cable y su vértice. Su ubicación física es mostrada en la figura 4.4.

$$s = C \left[\cosh\left(\frac{x_A}{C}\right) - 1 \right]$$

Y en forma aproximada:

$$s = \frac{x_A^2}{2C} \quad s = \frac{x_A^2 W_r}{2T_0}$$

f. Ubicación cartesiana de los extremos

Conocidos el parámetro de la catenaria, así como el vano y desnivel, es posible calcular las ubicaciones cartesianas de los extremos y con ellos evaluar los tiros respectivos.

$$x_m = C \cdot \operatorname{arcsenh} \left[\frac{h}{2C \cdot \sinh\left(\frac{a}{2C}\right)} \right]$$
$$x_A = x_m - \frac{a}{2} \quad x_B = x_m + \frac{a}{2}$$

4.2.3. Ecuación de cambio de estado (ECE)

Tendido el conductor y en condiciones de servicio normal, éste se ve sometido a los efectos de cambios en la presión de viento ó el peso adicional de costra de hielo según donde se instale la línea.

Estas condiciones hacen que el cable no mantenga estática su ecuación, y por tanto su parámetro de la catenaria sea cambiante.

Es posible deducir una ecuación que teniendo como dato un tiro inicial (o esfuerzo inicial) en determinadas condiciones, calcular un tiro final en otras condiciones. Esta ecuación se denomina ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO (ECE) del conductor.

4.2.3.1. Ecuación de cambio de estado para vanos a nivel

Para vanos a nivel la ecuación de cambio de estado es la siguiente:

$$\sigma_{02}^2 \left[\sigma_{02} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) + \frac{W_{r1}^2 a^2 E}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = \frac{W_{r2}^2 a^2 E}{24 A^2}$$

Donde:

- σ_{02} : Esfuerzo (N/mm²) a determinar en la condición 2; teniendo como dato σ_{01} (esfuerzo en la condición inicial 1)
- α : coeficiente de la dilatación térmica (°C⁻¹)
- E : módulo de elasticidad (N/mm²)
- A : sección (mm²) del cable.
- a : vano de cálculo (m)
- W_{r1}, W_{r2} : peso unitario (N/m) del conductor, incluye sobrecargas, condiciones inicial y final.
- θ_1, θ_2 : temperaturas (°C) en las condiciones 1 y 2 respectivamente.

4.2.3.2. Ecuación de cambio de estado para vanos a desnivel

Para vanos a nivel la ecuación de cambio de estado es la siguiente:

$$\sigma_{02}^2 \left[\sigma_{02} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) \cos \delta + \frac{W_{r1}^2 a^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = \frac{W_{r2}^2 a^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2}$$

Donde de la figura 4.4:

$$\cos \delta = \frac{a}{b}$$

4.2.3.3. Solución de la ecuación de cambio de estado

Los datos físicos del conductor (módulo de elasticidad, coeficiente de dilatación térmica, etc) son siempre conocidos, los valores de W_{r1} , W_{r2} , θ_1 , θ_2 y σ_{01} son conocidos, nuestra tarea es calcular el valor de σ_{02} , y tomando en cuenta ello las siguientes expresiones también serán conocidas:

$$\Theta = \left[\alpha E (\theta_2 - \theta_1) \cos \delta + \frac{W_{r1}^2 a^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right]$$

$$\Pi = \frac{W_{r2}^2 a^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2}$$

Por lo tanto, la ECE se transforma en:

$$\sigma_{02}^3 + \Theta \sigma_{02}^2 - \Pi = 0$$

Lo que constituye una ecuación de tercer grado, donde por lo menos hay una raíz real positiva.

4.2.4. Hipótesis de cálculo mecánico de conductores

Las hipótesis para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de los siguientes factores:

- Velocidad del viento
- Temperatura
- Carga de hielo

Antes de pasar a describir las principales hipótesis de cambio de estado, así como las hipótesis que considera las normas relevantes, es necesario definir algunos conceptos los cuales se verán a continuación.

4.2.4.1. Vano ideal de regulación

Generalmente las líneas eléctricas se construyen por tramos que se constituyen como varias estructuras de suspensión que tienen como extremos dos estructuras de anclaje.

Es posible encontrar un vano que empleado en el cálculo permita que los tiros en el vértice (T_0) tiendan a ser iguales, en todos los vanos del tramo. Por lo que si dichos tiros T_0 son iguales en el tramo en estudio, las cadenas de suspensión serán verticales en todos los soportes de dicho tramo.

Teniendo en cuenta que en la práctica, por la configuración del perfil de la línea, es difícil que los vanos sean de la misma longitud, por ello es preciso determinar un “vano ideal de regulación” (*VIR*) que logre igualar los tiros - vértice en el tramo.

Las expresiones del vano ideal de regulación para vanos a nivel y a desnivel se muestran en las siguientes:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^n a_n^3}{\sum_{n=1}^n a_n}}$$

$$a_r = \left[\frac{\sum_{n=1}^n \frac{a_n^3}{\cos^3 \delta_n}}{\sum_{n=1}^n \frac{a_n}{\cos \delta_n}} \right] \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^n a_n^3}{\sum_{n=1}^n \frac{a_n}{\cos \delta_n}}}$$

Donde a_n son los vanos que componen el tramo en estudio y δ_n es el ángulo de desnivel de amarre en las estructuras del tramo.

4.2.4.2. Determinación del EDS inicial y final

La decisión más importante durante el proceso del diseño del cálculo mecánico de una línea eléctrica es, la elección del tiro de templado o “tensado” del conductor.

A partir del valor anterior (T_0), los tiros en otras condiciones están ya determinados por la ecuación de cambio de estado (ECE).

El tiro T_0 a elegir, será el máximo posible a fin de no provocar vibraciones que deterioren el conductor mismo y las grapas de suspensión.

Por otra parte T_0 deberá asociarse a una temperatura la que debe ser el promedio (y que dure el mayor número de días al año) en la zona de instalación. Dicho valor y la temperatura asociada se denominan tensión de cada día de la línea (EDS en inglés) y la temperatura de cada día de la línea.

En los últimos tiempos se han efectuado los cálculos mecánicos de conductores suponiendo como una constante el módulo de elasticidad del conductor, no obstante las pruebas a los conductores que se hacen para determinar el módulo de elasticidad muestran una variación (deformación) considerable. La primera carga de un conductor forma un diagrama de esfuerzo-deformación ligeramente curvado, es decir que el módulo no es estrictamente constante. Si se continúa la prueba hasta una carga que se acerque al límite elástico y se regrese luego a carga nula, el conductor regresa a la curva de esfuerzo-deformación recta.

Cuando el conductor se instala en las líneas eléctricas y no se somete previamente a la tensión máxima de diseño, se estirará bajo la carga máxima, siguiendo la curva inicial de esfuerzo-deformación; al suprimir la carga, el conductor se contraerá siguiendo el módulo final y no regresará a la longitud inicial por la magnitud de la deformación permanente. Esto da como resultado una flecha ligeramente más grande que aquella a la que se instaló el conductor originalmente. Además el conductor nunca alcanzará la misma tensión máxima si se aplica la misma carga máxima una segunda vez. Por ejemplo en la figura 4.5 se muestra una curva típica esfuerzo – deformación para el conductor AAAC.

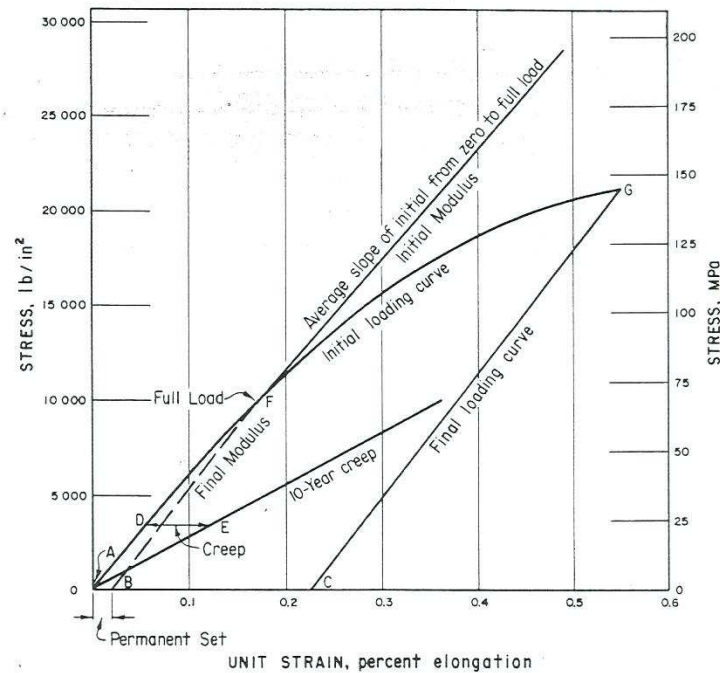


Figura 4.5: Curva esfuerzo - deformación para el conductor AAAC.

El diagrama esfuerzo-deformación se obtiene por medio de pruebas hechas en los conductores, en consecuencia durante la ejecución de las obras se deberá trabajar con las curvas esfuerzo-deformación propias del conductor que se instalará, las mismas que serán proporcionadas por el fabricante.

Las normas internacionales y las instituciones vinculadas a la investigación respecto al comportamiento de los conductores, recomiendan que en las líneas con conductores de aleación de aluminio sin protección antivibrante, los esfuerzos horizontales que se tomarán de modo referencial, serán los siguientes:

- En la condición EDS inicial 18% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS)
- En la condición EDS final 15% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS)

El esfuerzo EDS inicial se utiliza para la preparación de la tabla de tensado, mientras que el EDS final se utiliza en la determinación de la posición de los amortiguadores.

El esfuerzo EDS final no es constante, sino variable con la longitud del vano, y debe calcularse tomando en cuenta el módulo de elasticidad final y la deformación permanente (permanent set) y el efecto Creep.

4.2.4.3. Hipótesis de cálculo

Las normas o códigos de cada país fijan las hipótesis a fin de iniciar el cálculo mecánico del conductor. Tomando como base estas hipótesis, el proyectista debe elegir el tipo T_0 de templado, que servirá de punto de partida para determinar el comportamiento

del conductor en cualquier otra condición de temperatura y carga resultante del conductor.

Comúnmente, las hipótesis como mínimo son tres, las cuales se describen a continuación:

a. Hipótesis I

Denominada de templado, considera las condiciones normales o promedio (temperatura promedio de operación de la línea). El esfuerzo del conductor en esta hipótesis es el esfuerzo de cada día de la línea (EDS). Normalmente esta hipótesis es a carga de viento nula o mínima. Considerando esta hipótesis se “tensa” el conductor durante la ejecución de las obras.

b. Hipótesis II

Denominada de máximos esfuerzos, y es la que considera las condiciones de máxima exigencia mecánica del conductor. De manera general corresponde a temperatura mínima y máxima carga de viento. En esta hipótesis el factor de seguridad del conductor tendrá el valor mínimo considerado. Mediante esta hipótesis también se diseñan los soportes.

c. Hipótesis III

Denominada de flecha máxima o de temperatura máxima. Mediante esta hipótesis se determina el valor de la flecha que alcanzará el conductor, por lo tanto mediante esta condición se hace la distribución de las estructuras en el perfil del terreno.

Cabe destacar que de acuerdo a la norma **DGE “Bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural”**, Sobre la base de la zonificación y las cargas definidas por el Código Nacional de Electricidad Suministro, se considerarán las siguientes hipótesis:

HIPÓTESIS 1: Condición de mayor duración (EDS inicial)

- Temperatura : media anual
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

HIPÓTESIS 2: Condición de mayor duración (EDS final)

- Temperatura : media anual
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

HIPÓTESIS 3: De mínima temperatura

- Temperatura : mínima
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

HIPÓTESIS 4: De máxima velocidad del viento

- Temperatura : media
- Velocidad de viento : máxima
- Sobrecarga de hielo : nula

HIPÓTESIS 5: De máxima carga de hielo

- Temperatura : mínima
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : 6 mm de espesor

HIPÓTESIS 6: De máxima temperatura

- Temperatura : máxima + CREEP
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

4.2.4.4. Tabla de regulación

Como se vio anteriormente, para cada tramo de la línea le corresponde un vano ideal de regulación a_r . Con este vano ideal se elabora una tabla de regulación para diferentes temperaturas, calculando los diferentes esfuerzos y flechas correspondientes a los vanos reales componentes de cada tramo.

Esta tabla se utiliza en el proceso de montaje de la línea (tensado del conductor), debido a que el esfuerzo de templado se ha calculado para la temperatura promedio, y teniendo en cuenta que en el momento del montaje no necesariamente se tiene dicha temperatura, se calculan los esfuerzos y flechas equivalentes para otras temperaturas.

Para calcular la flecha de cada vano se utiliza la siguiente expresión:

$$f = f_r \left(\frac{a}{a_r} \right)^2$$

Donde:

- f : Flecha, en metros, para cada vano " a " componente del tramo.
- f_r : Flecha, en metros, correspondiente al vano ideal de regulación " a_r ".

4.2.5. Ejemplo de cálculo

Se elaborará el cálculo mecánico de conductores teniendo en cuenta la siguiente información:

Datos del conductor:

Sección	:	35 mm ²
Sección Real	:	34,36 mm ²
Material	:	AAAC
Diámetro exterior (Øc)	:	7,50 mm
Masa	:	0,094 kg/m
Tiro de rotura	:	10350 N
Módulo de Elasticidad	:	54936 Pa
Coeficiente de dilatación térmica	:	0,000023 °C ⁻¹

Condiciones de la zona

Temperatura máxima	:	30 °C
Temperatura mínima	:	5 °C
Velocidad máxima del viento	:	50 km/h
Hielo	:	0 mm
Altitud Promedio	:	2500 m.s.n.m.
Zona de Carga (CNE-S 2011)	:	A

De acuerdo a la información presentada se tendrán en cuenta cuatro hipótesis las cuales se describen a continuación:

HIPÓTESIS

- I. Templado
- II. Máxima velocidad del viento
- III. Máxima temperatura
- IV. Mínima temperatura

HIPÓTESIS	I	II	III	IV
Temperatura (°C)	20	10	50	5
Velocidad del viento (km/h)	0	70	0	0
Manguito de Hielo (e, mm)	0	0	0	0
Esfuerzo (% tiro de rotura)	18%	50%	50%	50%

4.2.5.1. Esfuerzo en la hipótesis inicial (EDS)

Hipótesis I: $\theta = 20^{\circ}\text{C}$

$$T_{01} = 0,18 \cdot 10350 = 1863\text{N};$$

$$\sigma_{01} = \frac{T_{01}}{A} = \frac{1860}{34,36} = 54,22\text{N/mm}^2$$

4.2.5.2. Cálculo de sobrecargas

Hipótesis I: $\theta = 20^{\circ}\text{C}$

Carga del viento:

$$W_v = 0$$

Carga del hielo:

$$W_h = 0$$

Carga resultante:

$$W_r = \sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2} = W_c = m_c \cdot g = 0,094 \cdot 9,81 = 0,922 \text{ N/m}$$

Hipótesis II: $\theta = 10^{\circ}\text{C}$

Carga del viento:

$$W_v = \frac{K \cdot V^2 \cdot S_f \cdot \phi_c}{1000} = \frac{0,613 \cdot (70/3,6)^2 \cdot 1 \cdot 7,50}{1000} = 1,738 \text{ N/m}$$

Carga del hielo:

$$W_h = 0$$

Carga resultante:

$$W_r = \sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2} = \sqrt{(0,922 + 0)^2 + 1,738^2} = 1,967 \text{ N/m}$$

Hipótesis III: $\theta = 50^{\circ}\text{C}$

Carga del viento:

$$W_v = 0$$

Carga del hielo:

$$W_h = 0$$

Carga resultante:

$$W_r = 0,922 \text{ N/m}$$

Hipótesis IV: $\theta = 5^{\circ}\text{C}$

Carga del viento:

$$W_v = 0$$

Carga del hielo:

$$W_h = 0$$

Carga resultante:

$$W_r = 0,922 \text{ N/m}$$

4.2.5.3. Esfuerzos y tiros en las demás hipótesis

Se construirá la tabla de cálculo mecánico de conductores para vanos desde 20 a 600m, con incrementos de 20m y con relación desnivel – vano del 20%. El resultado se muestra en la tabla N°4.1, dicha tabla fue elaborada usando una hoja de cálculo de Excel. Para poder mostrar cómo se llegó a dicha tabla se hará a modo de ejemplo el desarrollo de los cálculos para un vano cualquiera, en este caso elegimos el vano de 100m. Con este vano se hará el cálculo para la hipótesis 2, para las demás hipótesis se hace de manera similar, es decir, considerando las sobrecargas y temperaturas para cada hipótesis.

Hipótesis II: $\theta = 10^\circ\text{C}$

Para la ecuación de cambio de estado del conductor, los datos son:

Condiciones Iniciales 1	ECE	Condiciones Finales 2
$\theta_1 = 20^\circ\text{C}$		$\theta_2 = 10^\circ\text{C}$
$W_{r1} = 0,922 \text{ N/m}$		$W_{r2} = 1,967 \text{ N/m}$
$\sigma_{01} = 54,22 \text{ N/mm}^2$		$\sigma_{02} = ?$

Reemplazando estos datos, juntamente con los datos del conductor empleado, en la ecuación de cambio de estado (ECE) de la ecuación xxx, para el vano de 100m, con desnivel de 20m tenemos:

$$\begin{aligned} \Theta &= \left[\alpha E (\theta_2 - \theta_1) \cos \delta + \frac{W_{r1}^2 a^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] \\ &= \left[23 \cdot 10^{-6} \cdot 54936 (10 - 20) \cdot \cos(\tan^{-1}(20/100)) + \frac{0,922^2 \cdot 100^2 \cdot 54936 \cdot \cos^3(\tan^{-1}(20/100))}{24 \cdot 34,36^2 \cdot 54,22^2} - 54,22 \right] = -61,324 \\ \Pi &= \frac{W_{r2}^2 a^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2} = \frac{1,967^2 \cdot 100^2 \cdot 54936 \cdot \cos^3(\tan^{-1}(20/100))}{24 \cdot 34,36^2} = 73558,274 \end{aligned}$$

Por lo que la ecuación de cambio de estado para este vano queda:

$$\sigma_{02}^3 - 61,324 \sigma_{02}^2 - 73558,274 = 0$$

Y finalmente solucionando la ecuación de tercer grado obtenemos el valor del esfuerzo en la hipótesis 2 y el tiro horizontal respectivo.

$$\sigma_{02} = 74,56 \text{ N/mm}^2 \Rightarrow T_{02} = \sigma_{02} \cdot A = 74,56 \cdot 34,36 = 2561,88 \text{ N}$$

4.2.5.4. Tiro máximo y flechas en cada hipótesis

Igualmente que el acápite anterior se demostrará el procedimiento de cálculo para el vano de 100m.

Parámetro de la catenaria C_2 :

$$C_2 = \frac{T_{02}}{W_{r2}} = \frac{2561,88}{1,967} = 1302,43 \text{ m}$$

Abcisa del medio vano X_m :

$$x_m = C_2 \cdot \operatorname{arcsenh} \left[\frac{h}{2C_2 \cdot \sinh \left(\frac{a}{2C_2} \right)} \right] = 1302,42 \cdot \operatorname{arcsenh} \left[\frac{20}{2 \cdot 1302,43 \cdot \sinh \left(\frac{100}{2 \cdot 1302,43} \right)} \right] = 258,72 \text{ m}$$

Abcisa del medio vano X_A y X_B :

$$x_A = 258,72 - \frac{100}{2} = 208,72 \text{ m} \quad x_B = 258,72 + \frac{100}{2} = 308,72 \text{ m}$$

Tiro máximo T_B :

$$T_B = T_{02} \cdot \cosh \left(\frac{x_B}{C_2} \right) = 2561,88 \cdot \cosh \left(\frac{308,72}{1302,43} \right) = 2634,19 \text{ N}$$

Flecha:

$$f = C_2 \left[\cosh \left(\frac{a}{2C_2} \right) - 1 \right] \cosh \left(\frac{x_m}{C_2} \right) = 1302,43 \left[\cosh \left(\frac{100}{2 \cdot 1302,43} \right) - 1 \right] \cosh \left(\frac{258,72}{1302,43} \right) = 0,98 \text{ m}$$

Para las demás hipótesis y vanos se procede de la misma manera con lo cual tendríamos completada la tabla 4.1 que se muestra a continuación.

Como se puede apreciar, para el ejemplo se han utilizado las fórmulas exactas, de acuerdo a la norma DGE **“Bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural”** indica que para vanos menores a 300m, relaciones desnivel/vano menores a 0,2 y flechas inferiores al 5% de la longitud del vano se podrá aplicar las fórmulas aproximadas; caso contrario se aplicarán necesariamente las fórmulas exactas de la catenaria.

Tabla 4.1: Resultado ejemplo de cálculo mecánico de conductores

EJEMPLO DE CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES - AAAC - 35mm2

Vano	Desnivel	HIPÓTESIS I					HIPÓTESIS II					HIPÓTESIS III					HIPÓTESIS IV				
(m)	(m)	σ_0 (N/mm ²)	T ₀ (N)	C (m)	T _B (N)	f (m)	σ_0 (N/mm ²)	T ₀ (N)	C (m)	T _B (N)	f (m)	σ_0 (N/mm ²)	T ₀ (N)	C (m)	T _B (N)	f (m)	σ_0 (N/mm ²)	T ₀ (N)	C (m)	T _B (N)	f (m)
20	4	54,22	1863,00	2020,61	1901,76	0,03	67,05	2303,84	1171,25	2353,48	0,04	18,69	642,19	696,52	656,82	0,07	72,72	2498,66	2710,04	2550,00	0,02
40	8	54,22	1863,00	2020,61	1903,67	0,10	68,29	2346,44	1192,90	2401,11	0,17	21,70	745,61	808,69	764,29	0,25	72,45	2489,38	2699,98	2542,44	0,08
60	12	54,22	1863,00	2020,61	1905,63	0,23	70,10	2408,64	1224,52	2468,87	0,37	24,69	848,35	920,12	871,14	0,50	72,02	2474,61	2683,96	2529,31	0,17
80	16	54,22	1863,00	2020,61	1907,64	0,40	72,25	2482,51	1262,08	2548,66	0,65	27,42	942,15	1021,85	968,91	0,80	71,45	2455,02	2662,71	2511,29	0,31
100	20	54,22	1863,00	2020,61	1909,69	0,63	74,56	2561,88	1302,43	2634,19	0,98	29,87	1026,33	1113,16	1056,92	1,15	70,75	2430,97	2636,63	2488,77	0,48
120	24	54,22	1863,00	2020,61	1911,79	0,91	76,91	2642,63	1343,48	2721,22	1,37	32,07	1101,93	1195,15	1136,22	1,54	69,95	2403,48	2606,81	2462,78	0,70
140	28	54,22	1863,00	2020,61	1913,93	1,24	79,22	2722,00	1383,83	2806,95	1,81	34,04	1169,61	1268,56	1207,47	1,97	69,08	2373,59	2574,39	2434,39	0,97
160	32	54,22	1863,00	2020,61	1916,12	1,62	81,46	2798,97	1422,96	2890,33	2,29	35,80	1230,09	1334,15	1271,43	2,45	68,17	2342,32	2540,48	2404,63	1,28
180	36	54,22	1863,00	2020,61	1918,35	2,04	83,59	2872,15	1460,17	2969,93	2,83	37,39	1284,72	1393,41	1329,46	2,97	67,25	2310,71	2506,19	2374,57	1,65
200	40	54,22	1863,00	2020,61	1920,63	2,52	85,61	2941,56	1495,46	3045,77	3,41	38,81	1333,51	1446,32	1381,57	3,53	66,35	2279,79	2472,66	2345,26	2,06
220	44	54,22	1863,00	2020,61	1922,96	3,05	87,51	3006,84	1528,64	3117,50	4,04	40,10	1377,84	1494,40	1429,17	4,13	65,47	2249,55	2439,86	2316,68	2,53
240	48	54,22	1863,00	2020,61	1925,33	3,63	89,30	3068,35	1559,91	3185,47	4,71	41,27	1418,04	1538,00	1472,60	4,78	64,64	2221,03	2408,93	2289,92	3,05
260	52	54,22	1863,00	2020,61	1927,75	4,27	90,97	3125,73	1589,08	3249,31	5,43	42,32	1454,12	1577,14	1511,86	5,47	63,86	2194,23	2379,86	2264,95	3,62
280	56	54,22	1863,00	2020,61	1930,21	4,95	92,53	3179,33	1616,33	3309,38	6,19	43,27	1486,76	1612,54	1547,66	6,20	63,14	2169,49	2353,03	2242,14	4,25
300	60	54,22	1863,00	2020,61	1932,72	5,68	93,98	3229,15	1641,66	3365,69	6,99	44,14	1516,65	1644,96	1580,70	6,98	62,48	2146,81	2328,43	2221,47	4,93
320	64	54,22	1863,00	2020,61	1935,28	6,46	95,34	3275,88	1665,42	3418,93	7,84	44,92	1543,45	1674,02	1610,62	7,80	61,89	2126,54	2306,44	2203,31	5,66
340	68	54,22	1863,00	2020,61	1937,88	7,30	96,61	3319,52	1687,61	3469,11	8,74	45,64	1568,19	1700,86	1638,49	8,67	61,34	2107,64	2285,94	2186,60	6,45
360	72	54,22	1863,00	2020,61	1940,53	8,18	97,79	3360,06	1708,22	3516,21	9,68	46,29	1590,52	1725,08	1663,93	9,58	60,86	2091,15	2268,06	2172,39	7,29
380	76	54,22	1863,00	2020,61	1943,23	9,12	98,89	3397,86	1727,43	3560,61	10,67	46,89	1611,14	1747,44	1687,68	10,54	60,41	2075,69	2251,29	2159,28	8,18
400	80	54,22	1863,00	2020,61	1945,97	10,10	99,92	3433,25	1745,42	3602,64	11,70	47,43	1629,69	1767,56	1709,36	11,55	60,02	2062,29	2236,76	2148,32	9,12
420	84	54,22	1863,00	2020,61	1948,76	11,14	100,88	3466,24	1762,20	3642,31	12,77	47,93	1646,87	1786,19	1729,68	12,60	59,66	2049,92	2223,34	2138,45	10,12
440	88	54,22	1863,00	2020,61	1951,59	12,22	101,77	3496,82	1777,74	3679,61	13,90	48,38	1662,34	1802,97	1748,30	13,70	59,34	2038,92	2211,41	2130,03	11,17
460	92	54,22	1863,00	2020,61	1954,47	13,36	102,60	3525,34	1792,24	3714,90	15,07	48,80	1676,77	1818,62	1765,91	14,85	59,04	2028,61	2200,23	2122,36	12,27
480	96	54,22	1863,00	2020,61	1957,39	14,55	103,38	3552,14	1805,87	3748,53	16,29	49,18	1689,82	1832,78	1782,15	16,05	58,78	2019,68	2190,54	2116,15	13,42
500	100	54,22	1863,00	2020,61	1960,37	15,79	104,11	3577,22	1818,62	3780,49	17,55	49,54	1702,19	1846,19	1797,74	17,29	58,54	2011,43	2181,59	2110,68	14,62
520	104	54,22	1863,00	2020,61	1963,38	17,08	104,79	3600,58	1830,49	3810,80	18,86	49,87	1713,53	1858,49	1812,32	18,57	58,33	2004,22	2173,77	2106,30	15,87
540	108	54,22	1863,00	2020,61	1966,45	18,42	105,43	3622,57	1841,67	3839,79	20,22	50,17	1723,84	1869,67	1825,89	19,91	58,13	1997,35	2166,32	2102,33	17,18
560	112	54,22	1863,00	2020,61	1969,56	19,81	106,03	3643,19	1852,16	3867,48	21,62	50,45	1733,46	1880,11	1838,81	21,30	57,95	1991,16	2159,61	2099,10	18,53
580	116	54,22	1863,00	2020,61	1972,72	21,26	106,59	3662,43	1861,94	3893,86	23,07	50,70	1742,05	1889,43	1850,72	22,74	57,79	1985,66	2153,64	2096,61	19,94
600	120	54,22	1863,00	2020,61	1975,92	22,75	107,11	3680,30	1871,02	3918,93	24,58	50,94	1750,30	1898,37	1862,33	24,22	57,64	1980,51	2148,06	2094,53	21,40

4.3. ANÁLISIS DEL USO DE AMORTIGUADORES DE VIBRACIÓN

4.3.1. Fenómeno de la vibración

Una línea de transmisión eléctrica puede considerarse como un sistema oscilante donde sus elementos pueden oscilar, especialmente los conductores; los cuales debido a su elasticidad longitudinal propaga ondas longitudinales y transversales, que corren a lo largo de la línea y se reflejan y forman picos de amplitudes que pueden incrementarse por interferencia de las ondas siguientes. En los puntos de fijación, por el cambio de masa, se producen esfuerzos que pueden determinar la rotura del conductor o del cable de guarda por fatiga.

Cuando un conductor instalado en un vano determinado es desplazado de su posición de equilibrio, oscilará a la frecuencia natural, cuya magnitud decaerá debido al amortiguamiento propio del sistema, sin embargo, si este conductor es sometido a una fuerza periódica con una frecuencia igual a la del vano en estudio, este continuará vibrando aumentando la amplitud de las mismas hasta causar daños por fatiga. La fuerza periódica a la cual es sometido el conductor es el viento, razón por la cual estas vibraciones reciben el nombre de eólicas. Estas producen sobre el conductor presiones variables en su parte superior e inferior perpendiculares a la dirección transversal del viento y de acuerdo al *“Manual de Diseño de Líneas de Alta Tensión del Rural Utilities Service (RUS Bulletin 1724E-200 – Set 92)”*, la frecuencia de oscilación viene dada por:

$$f = 51,5 \cdot \frac{V}{\phi_c}$$

Donde:

- f : Frecuencia resultante, en Hz.
- V : Velocidad transversal del viento, en km/h.
- ϕ_c : Diámetro del conductor, en mm.

Si coincide la frecuencia propia del conductor con la de la onda, llegará a producirse una resonancia de vibraciones que originan flexiones alternas del conductor y son causa de la ruptura de los haces o hilos del cable, que se produce principalmente a la salida de las mordazas de suspensión, porque éstas no pueden seguir los movimientos engendrados.

Cuando las velocidades del viento son tales que dan lugar a valores de la frecuencia de vibraciones por debajo o por encima de la frecuencia natural del conductor, las amplitudes de las vibraciones son pequeñas y basta la amortiguación natural del sistema para amortiguar la energía que aporta el viento.

Existe solamente un rango de valores de frecuencia alrededor de la frecuencia natural del conductor que producen resonancia, esta viene dada por la expresión de **Libermann y Krukov (CIGRE- 1968)**:

$$\frac{120}{\phi_c} < f < \frac{1000}{\phi_c}$$

Y la frecuencia de máxima amplitud viene expresada por la expresión:

$$f = \frac{320}{\phi_c}$$

Existen diversas formas de disminuir el efecto de las vibraciones en los conductores. Una de ellas y con seguridad comúnmente utilizada en sitios donde se presentan casos críticos de vibraciones es emplear dispositivos especialmente diseñados para amortiguar, que consiste fundamentalmente en pequeñas masas que oscilan con las vibraciones pendientes de resorte, creando de esta manera vibraciones opuestas, que tienden a contrarrestar las vibraciones que origina el viento sobre los conductores. Estos dispositivos se conocen como amortiguadores de vibración y a su descripción se hace a continuación.

4.3.2. Tipos y características de los amortiguadores

4.3.2.1. Amortiguadores Stockbridge

Son los amortiguadores más utilizados y más conocidos en el mercado. Actualmente la tecnología ha llegado al diseño de estos amortiguadores con cuatro grados de libertad que permite ampliar la protección a rangos mayores de frecuencia, evitando el daño del conductor en el punto de sujeción de éstos amortiguadores, fallas que hace dos décadas eran frecuentes con los amortiguadores de dos y tres grados de libertad.

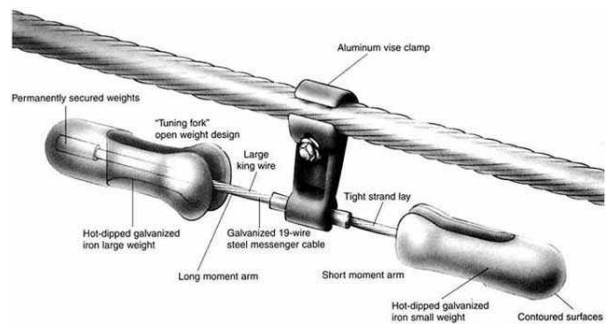


Figura 3.30: Amortiguador tipo Stockbridge

Estos amortiguadores son utilizados con mayor frecuencia para conductores de 19 hilos.

4.3.2.2. Amortiguadores “Dogbone”

Los amortiguadores “dogbone” son similares a los amortiguadores stockbridge. El cable mensajero y la forma única de las masas están diseñados para obtener una disipación óptima de energía para un movimiento mínimo de la abrazadera. Los pesos del cable mensajero y del amortiguador dogbone están acoplados para proporcionar modos resonantes adicionales y una respuesta en frecuencia más ampliamente efectiva, comparada con los amortiguadores stockbridge. La impedancia mecánica del amortiguador dogbone está hecha para coincidir con el conductor y optimizar el rendimiento. Las masas desbalanceadas de la forma del dogbone introducen un modo de vibración torsional amortiguando que no se presenta en los amortiguadores convencionales del tipo Stockbridge.



Figura 3.31 Amortiguador tipo Dogbone

El concepto del dogbone está basado en los principios demostrados del amortiguador Stockbridge pero presenta mejoras que aumentan tanto la disipación de potencia como el rango de respuesta en frecuencia. El rendimiento del amortiguador dogbone ha mejorado por los fabricantes al utilizar los últimos métodos recomendados por la CIGRE y la IEEE.

4.3.2.3. Amortiguadores Espiral – Preformados

El amortiguador espiral de vibraciones se considera como el método más efectivo para reducir la vibración eólica de alta frecuencia en el conductor y la estática para diámetros de 4,42 a 19,00 mm. Estas dimensiones de conductor están normalmente asociadas con aisladores de fijación superior y construcciones rurales.

Estos amortiguadores están formados por dos hélices. La más pequeña está diseñada para sujetarse por compresión al conductor. La hélice mayor está diseñada para la amortiguación.

Para proporcionar el movimiento de acción y reacción que se opone a la vibración natural de un conductor, la sección de amortiguación del amortiguador espiral de vibración está dimensionada helicoidalmente para proporcionar la interacción mecánica entre el amortiguador y el conductor.

Se recomienda instalar un amortiguador espiral de vibración en ambos lados del punto de apoyo a aproximadamente una distancia igual al ancho de la mano desde los extremos de las varillas de armadura de los accesorios. En la figura 4.6 se presenta la

disposición de amortiguadores tipo espiral de acuerdo a la norma a **DGE Armados de estructuras de Líneas y redes primarias.**

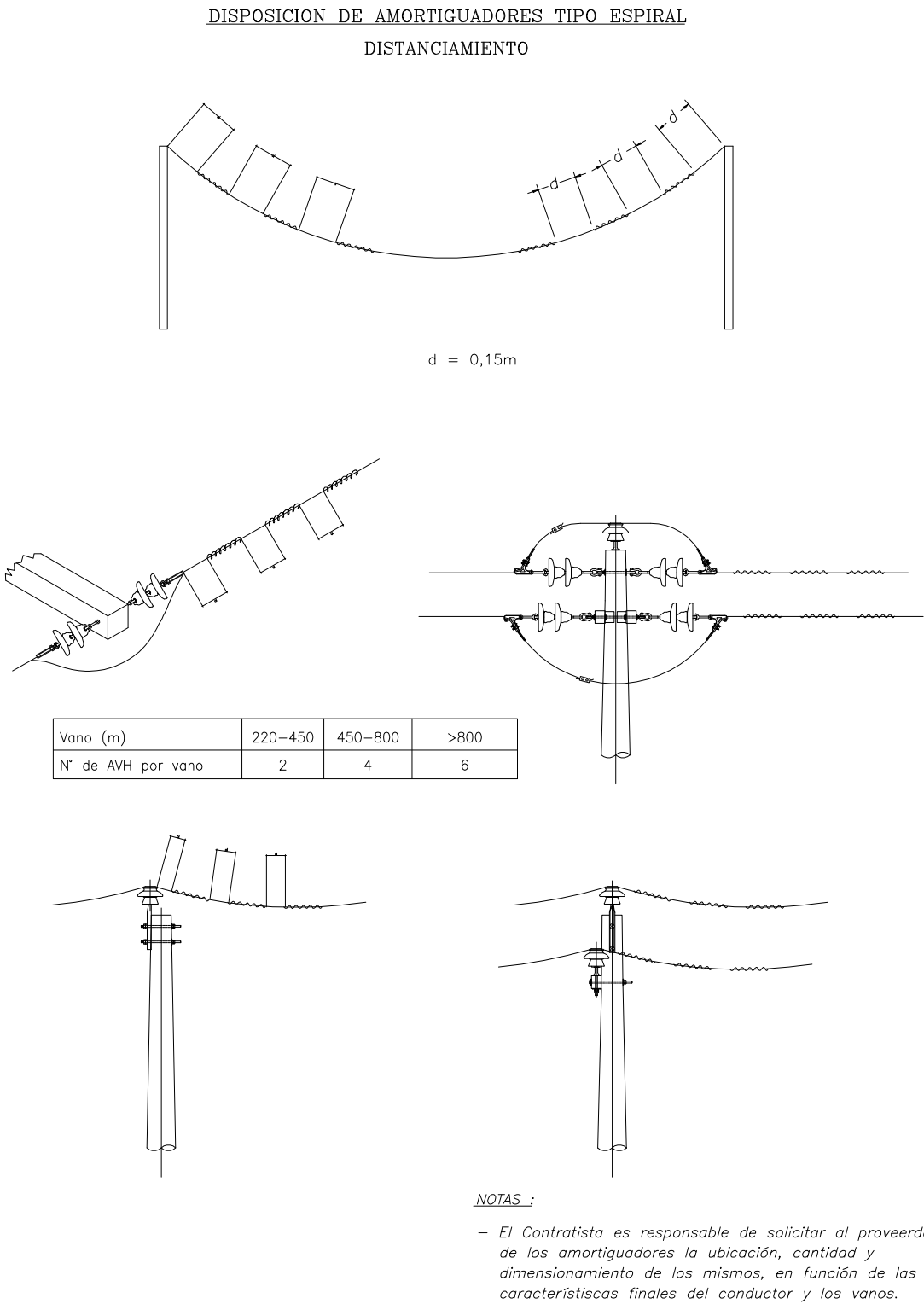


Figura 4.6: Disposición de Amortiguadores tipo espiral.

4.3.3. Cálculo de ubicación de amortiguadores

Se desarrollará la metodología a emplearse para el cálculo de amortiguadores tipo Stockridge, la cual básicamente define que para el cálculo del vano mínimo a emplearse amortiguadores será aquél cuando resulte que la frecuencia de excitación sea igual a la frecuencia natural, fórmula que se presenta a continuación:

$$f_n = \frac{1}{2a} \cdot \sqrt{C_0 \cdot g}$$

Donde:

- f_n : Frecuencia natural de la línea, en Hz.
- a : Vano de cálculo, en m.
- C_0 : Parámetro de la catenaria para la hipótesis de mayor duración, en m.
- g : Aceleración de la gravedad, 9,81 m/s².

Por otra parte, para que los amortiguadores sean efectivos, deben ser localizados en forma tal, que el movimiento del conductor origine el movimiento del contrapeso y flexión de las guías del amortiguador, de esta manera se evita que las vibraciones resonantes alcancen amplitudes de niveles perjudiciales.

4.4. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y RETENIDAS

El cálculo mecánico de estructuras tiene por objetivo determinar las cargas mecánicas aplicadas en los postes, cables de retenida, crucetas y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad y complementariamente en las Normas Internacionales.

4.4.1. Factores de seguridad

Los factores de seguridad mínimos respecto a las cargas de rotura serán los siguientes:

a. En condiciones normales

- Postes de madera : 2,2
- Postes de concreto : 2
- Crucetas de madera : 4

b. En condiciones anormales con rotura del conductor

- Postes de madera : 2
- Postes de concreto : 1,5
- Crucetas de madera : 2

En líneas y redes primarias de electrificación rural, no se considera hipótesis de rotura de conductor.

Para los postes de madera o concreto, los factores de seguridad mínimos consignados son válidos tanto para cargas de flexión como de compresión (pandeo).

4.4.2. Fórmulas aplicables para cálculo mecánico de estructuras

⇒ *Momento debido a la carga del viento sobre los conductores (MVC):*

$$MVC = P_v \cdot d \cdot \phi_c \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \left(\sum h_i\right)$$

⇒ *Momento debido a la carga de los conductores (MTC):*

$$MTC = 2 \cdot T_c \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \left(\sum h_i\right)$$

⇒ *Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales (MTR):*

$$MTR = T_c \cdot \left(\sum h_i\right)$$

- ⇒ *Momento debido a la carga del viento sobre la estructura (MVP):*

$$MVP = \frac{[P_v \cdot h_l^2 \cdot (D_m + 2D_0)]}{600}$$

- ⇒ *Momento torsor debido a la rotura del conductor en extremo de cruceta:*

$$M_T = \left(R_C \cdot T_C \cdot \cos \frac{\alpha}{2} \right) \cdot B_C$$

- ⇒ *Momento flector debido a la rotura del conductor en extremo de cruceta:*

$$M_F = \left(R_C \cdot T_C \cdot \cos \frac{\alpha}{2} \right) \cdot h_A$$

- ⇒ *Momento total equivalente por rotura del conductor:*

$$MTE = \left(\frac{M_F}{2} \right) + \left(\frac{\sqrt{M_F^2 + M_T^2}}{2} \right)$$

- ⇒ *Momento debido al desequilibrio de cargas verticales (MCW):*

$$MCW = (W_C \cdot d \cdot K_r + WCA + WAD) \cdot B_C$$

- ⇒ *Momento total para hipótesis de condiciones normales, en estructura de alineamiento, sin retenidas (MRN):*

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP$$

- ⇒ *Momento total en estructuras terminales (MRN):*

$$MRN = MTC + MVP$$

- ⇒ *Momento total para hipótesis de rotura del conductor en extremo de cruceta:*

$$MRF = MVC + MTC + MTE + MVP$$

- ⇒ *Esfuerzo del poste de concreto en la línea de empotramiento, en hipótesis de condiciones normales:*

$$R_H = \frac{MRN}{3,13 \cdot 10^{-5} \cdot C^3}$$

- ⇒ *Esfuerzo del poste de madera en la línea de empotramiento, en hipótesis de rotura del conductor:*

$$R_{HR} = \frac{MRF}{3,13 \cdot 10^{-5} \cdot C^3}$$

- ⇒ *Carga crítica en el poste de concreto debida a cargas de compresión:*

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{(kl)^2}$$

⇒ *Momento de inercia para postes troncocónicos según Norma ASTM*

$$I = \frac{\pi \cdot D_m^3 \cdot D_0}{64}$$

⇒ *Carga en la punta del poste de concreto, en hipótesis de condiciones normales:*

$$Q_N = \frac{MRN}{(h_l - 0,15)}$$

⇒ *Esfuerzo a la flexión en crucetas de madera:*

$$R_c = \frac{M_a}{W_s}; \quad W_s = \frac{b(h_c)^2}{6}; \quad M_a = (\Sigma Q_v)(B_c)$$

⇒ *Deflexión máxima en postes de concreto:*

$$y = \frac{(Ph^3)}{3EI}$$

⇒ *Deflexión máxima en postes de madera:*

$$\delta = \frac{MRN}{3EI} \leq 4\%$$

Donde:

P_v	: Presión del viento sobre superficies cilíndricas, en Pa.
d	: Longitud del vano-viento, en m.
T_c	: Carga del conductor, en N.
ϕ_c	: Diámetro del conductor, en m.
α	: Angulo de desvío topográfico, en grados.
D_0	: Diámetro del poste en la cabeza, en cm.
D_m	: Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm.
h_l	: Altura libre del poste, en m.
h_i	: Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno, en m.
h_A	: Altura del conductor roto, respecto al terreno, en m.
B_c	: Brazo de la cruceta, en m.
K_r	: Relación entre el vano-peso y vano-viento.
R_c	: Factor de reducción de la carga del conductor por rotura: 0,5 (según CNE).
W_c	: Peso del conductor, en N/m.
WCA	: Peso del aislador tipo Pin o cadena de aisladores, en N.
WAD	: Peso de un hombre con herramientas, igual a 1000 N.
C	: Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm.

E	: Módulo de Elasticidad del poste, en N/cm ² .
I	: Momento de inercia del poste, en cm ² .
k	: Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste.
l	: Altura respecto al suelo del punto de aplicación de la retenida.
h_c	: Lado de cruceta paralelo a la carga, en cm.
b	: Lado de cruceta perpendicular a la carga, en cm.
$\sum Q_v$	: Sumatoria de cargas verticales, en N (incluye peso de aislador, conductor y de 1 hombre con herramientas).
P	: Carga de trabajo sobre la estructura, en cm.
y	: Deflexión en el poste de concreto, en cm.

4.4.3. Fórmulas aplicables para cálculo mecánico de crucetas

Para el cálculo se considera la situación más crítica, como es el esfuerzo vertical, la fórmula a aplicar es la siguiente:

$$V_p = \frac{M_a / F_{SC} - P_{ad} \cdot B_c}{W_0 \cdot B_c}$$

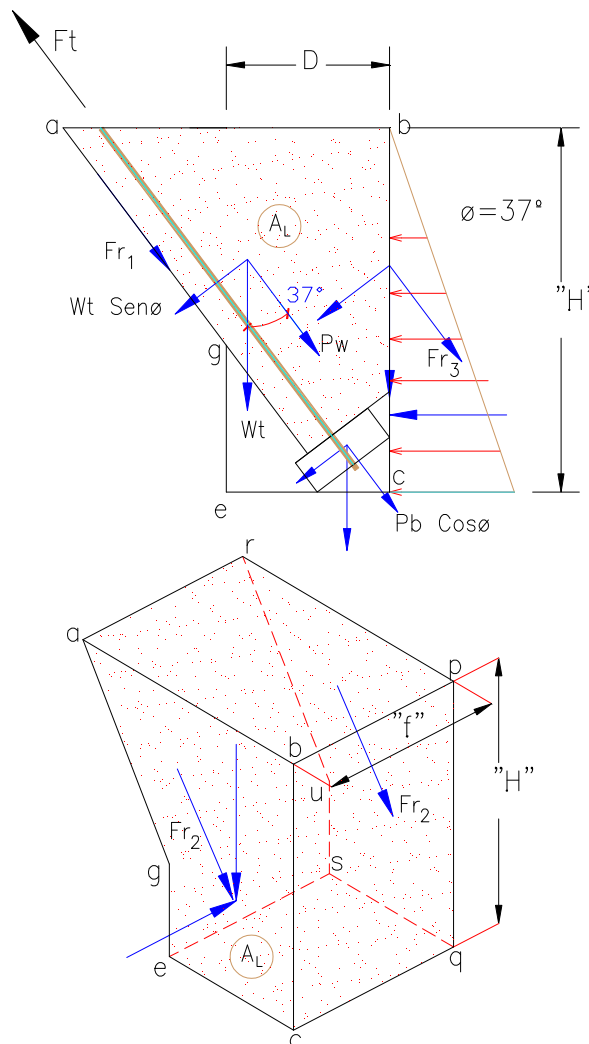
Donde:

V_p	: Vano Peso.
M_a	: Momento aplicado a la cruceta, Nm.
F_{SC}	: Factor de seguridad en condición normal.
σ	: Esfuerzo de la madera, MPa
B_c	: Brazo de la cruceta, m.
W_0	: Masa unitaria del conductor, kg
P_{ad}	: Peso adicional (aislador, conductor, un hombre con herramientas).

4.5. CÁLCULO DEL BLOQUE DE RETENIDA

Para el diseño de la cimentación de la retenida, se emplea el método de fuerzas en un elemento en equilibrio. La cimentación para la retenida se compone de una excavación prismática, de dos secciones: triangular y rectangular. Sobre la varilla metálica de la retenida actuará una fuerza de tracción, la cual tratará de arrancar el bloque de concreto enterrado en el extremo de la varilla. Las fuerzas opositoras a la tracción son las siguientes:

- ⇒ *Peso del bloque de concreto armado* : P_b
- ⇒ *Peso del material de relleno compactado* : W_t
- ⇒ *Fuerza debida al peso del relleno compactado en la retenida*
(es la componente de W_t en la dirección del cable de retenida) : P_w
- ⇒ *Rozamiento entre caras laterales (entre el relleno y el suelo original)* : Fr



$$F_t \leq Fr_1 + 2Fr_2 + Fr_3 + P_w + P_b \cos \phi$$

Figura 4.7: Fuerzas actuantes en la cimentación de una retenida

Como el sistema se encuentra en equilibrio se cumple la primera condición de equilibrio:

$$\sum F = 0: F_t \leq P_w + P_b \cos \phi + F_r$$

Como puede observarse en la figura, la fuerza que ejerce mayor oposición a la fuerza externa de tracción de la varilla de anclaje, es la componente del peso propio del relleno compactado, en la dirección de la varilla de anclaje.

El peso propio del relleno compactado tiene por expresión:

$$W_t = A_L \cdot f \cdot \gamma \cdot g$$

Mientras que la componente del peso del relleno compactado (W_t) en la dirección de la varilla de anclaje, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_w = A_L \cdot f \cdot \gamma \cdot g \cdot \cos \phi$$

Donde:

- A_L : Área lateral del bloque de retenida.
- f : Dimensión de la cimentación, transversal al plano de la retenida.
- γ : Peso específico natural del material propio compactado (el resultado de laboratorio, para un terreno típico arcilloso posee un densidad natural de 1 300 Kg/cm² y al ser utilizado como material de relleno se compactará, por lo que se asumirá que llegará a 1 500 Kg/cm²).
- ϕ : Ángulo que forma la varilla de anclaje de la retenida, con la vertical.
- g : Aceleración de la gravedad: 9,81m/s².

Para la determinación de las fuerzas de rozamiento, se obtienen multiplicando las fuerzas laterales perpendiculares a las superficies de contacto por el coeficiente de fricción entre caras de relleno compactado y terreno natural:

$$F_r = \mu \cdot F_L$$

Para el caso de la fuerza de rozamiento F_{r1} , F_{r2} y F_{r3} :

$$F_{r1} = \mu \cdot W_t \cdot \sin \phi; \quad F_{r1} = \mu \cdot K_a \cdot \gamma \cdot g \cdot H^2 \cdot D \cdot \cos \phi; \quad F_{r3} = \mu \cdot K_a \cdot \gamma \cdot g \cdot H^2 \cdot f \cdot \cos \phi$$

Donde:

- K_a : Coeficiente de empuje lateral del suelo.
- H : Profundidad de excavación.
- f : Dimensión de cimentación, transversal al plano de la retenida.
- D : Dimensión horizontal de la cimentación, paralela al plano de la retenida.
- g : Aceleración de la gravedad: 9,81m/s².

μ : Coeficiente de fricción, dependiente de las propiedades del suelo.

De la figura 4.7 la fuerza de fricción total será:

$$F_r = F_{r1} + 2F_{r2} + F_{r3}$$

El coeficiente de empuje activo se determina mediante la siguiente expresión:

$$K_a = \tan^2(45 - \phi/2)$$

Donde:

ϕ : Ángulo de fricción interna, valor determinado de acuerdo a pruebas de laboratorio.

En la tabla 4.2 se muestran valores típicos del esfuerzo permisible del terreno ($\sigma(t/m^2)$) y del coeficiente de fricción al deslizamiento (μ) para distintas clases de terreno.

Tabla 4.2: Esfuerzo permisible y factor de fricción para diferentes tipos de terreno

Clases de terreno		Esfuerzo permisible del terreno σ (t/m ²)	Coeficiente de fricción al deslizamiento μ
Rocoso	Roca dura con pocas grietas	100	0,70
	Roca dura con muchas fisuras	60	0,70
	Roca blanda	30	0,70
Estrato de grava	Densa	60	0,60
	No densa	30	0,60
Terreno arenoso	Densa	30	0,60
	Media	20	0,50
Terreno cohesivo	Muy dura	20	0,50
	Dura	10	0,45
	Media	5	0,45

4.6. CIMENTACIONES

Para el cálculo de cimentaciones es preciso primeramente determinar la capacidad portante del terreno con los parámetros que se obtienen de las muestras ensayadas en el laboratorio.

4.6.1. Cálculo de la capacidad portante admisible

La capacidad portante última del suelo puede ser calculada a partir de las características físicas y mecánicas del suelo, la geometría de la cimentación y un mecanismo racional de falla. La capacidad portante admisible, q_{ad} , se obtiene dividiendo el valor anterior entre un factor de seguridad que usualmente toma el valor 3,0.

Con los datos obtenidos en el ensayo de corte directo, como son el ángulo de fricción interna (ϕ , en grados) y la cohesión (C , en kg/cm^2), se aplica la teoría de **Karl Terzaghi** para el cálculo de la capacidad admisible, cuya fórmula es válida en los cimientos cuadrados o circulares, la cual se presenta a continuación:

$$q_{ad} = \frac{1}{FS} \left(1.3C \cdot N_c + \frac{\gamma D_f N_q}{10} + \frac{0.4 \gamma B N_\gamma}{10} \right)$$

Donde:

- q_{ad} : Capacidad portante admisible, (kg/cm^2).
- ϕ : Ángulo de fricción interna dada en laboratorio, grados.
- ϕ_{local} : Ángulo de fricción interna para caso de falla local, grados.
- $$\phi_{local} = \arctan\left(\frac{2}{3} \cdot \tan \phi\right)$$
- C : Cohesión, parámetro dado en laboratorio, kg/cm^2 .
- C_{local} : Cohesión para falla local, kg/cm^2 .
- $$C_{local} = \frac{2}{3} \cdot C$$
- γ : Densidad natural, g/cm^3 .
- D_f : Profundidad de cimentación, m.
- B : Ancho de cimiento, m.
- N_c, N_q y N_γ : Factores de capacidad de carga.
- F_S : Factor de seguridad.

Los factores de capacidad de carga serán hallados de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 4.3: Factores de capacidad de carga

$\emptyset$ (°)	N_c	N_q	N_γ	$\emptyset$ (°)	N_c	N_q	N_γ
0	5,70	1,00	0,00	29	34,24	19,98	16,18
1	6,00	1,10	0,01	30	37,16	22,46	19,13
2	6,30	1,22	0,04	31	40,41	25,28	22,65
3	6,62	1,35	0,06	32	44,04	28,52	26,87
4	6,97	1,49	0,10	33	48,09	32,23	31,94
5	7,34	1,64	0,14	34	52,64	36,50	38,04
6	7,73	1,81	0,20	35	57,75	41,44	45,41
7	8,15	2,00	0,27	36	63,53	47,16	54,36
14	12,11	4,02	1,26	37	70,01	53,8	65,27
15	12,86	4,45	1,52	38	77,50	61,55	78,61
16	13,68	4,92	1,82	39	85,97	70,61	95,03
17	14,60	5,45	2,18	40	95,66	81,27	115,31
18	15,12	6,04	2,59	41	106,81	93,85	140,51
19	16,56	6,70	3,07	42	119,67	108,75	171,99
20	17,69	7,44	3,64	43	134,58	126,50	211,56
21	18,92	8,26	4,31	44	151,95	147,74	261,60
22	20,27	9,19	5,09	45	172,28	173,28	325,34
23	21,75	10,23	6,00	46	196,22	204,19	407,11
24	23,36	11,40	7,08	47	224,55	241,80	512,84
25	25,13	12,72	8,34	48	258,28	287,85	650,67
26	27,09	14,21	9,84	49	298,71	344,63	831,99
27	29,24	15,9	11,60	50	347,5	415,14	1072,8
28	31,61	17,81	13,70				

4.6.2. Metodología para cimentación de postes

El diseño de la cimentación del poste concreto o madera se basa en la distribución de esfuerzos que se genera por reacción ante una fuerza horizontal, metodología dada por **Sulzberger**, encontrándose que estas reacciones actúan con mayor incidencia en la base del poste (profundidad “h”) y en la dos terceras partes de profundidad (2/3h) a la que se encuentra enterrado el poste. En la figura 4.8 se aprecia mejor la distribución de esfuerzos generados.

4.6.2.1. Postes de concreto con base de material clasificado

En algunos casos se prevé este tipo de cimentación, se detallará el proceso de cálculo. De la figura 4.8 se deben cumplir las condiciones de equilibrio, las cuales son:

$$\sum F_x = 0; \quad \sum M_0 = 0$$

De la primera condición de equilibrio tenemos:

$$F - R_1 + R_2 = 0 \rightarrow R_2 = R_1 - F$$

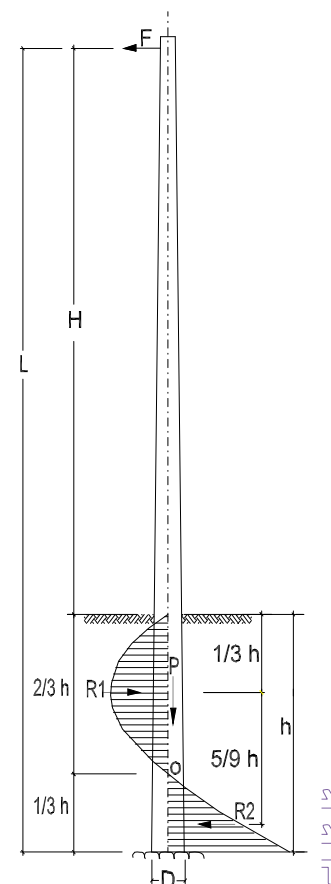


Figura 4.8: Distribución de esfuerzos

De la segunda condición de equilibrio se obtiene:

$$F \cdot \left(H + \frac{2}{3}h \right) - R_1 \cdot \frac{h}{3} - R_2 \cdot \frac{2h}{9} = 0$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores tenemos:

$$R_1 = \frac{F(9H + 8h)}{5h}, \quad R_2 = \frac{F(9H + 3h)}{5h}$$

Y los esfuerzos σ_1 y σ_2 en kg/mm^2 serán:

$$\sigma_1 = \frac{R_1}{A_1}, \quad \sigma_2 = \frac{R_2}{A_2}$$

Donde las áreas A_1 y A_2 son:

$$A_1 = D \cdot \frac{2h}{3}, \quad A_2 = D \cdot \frac{h}{3}$$

Una vez determinada los esfuerzos generados por R_1 y R_2 se procede a compararlos por la capacidad admisible laterales, cuyos valores se basan en los índices de compresibilidad del material en el cual irá el poste, para ello se tendrá que reemplazar si es necesario por un mejor material o en todo caso se utilizará el material propio compactado en capas de 20 cm, asumiéndose a que se llega a una capacidad admisible superior a las calculadas, es decir:

$$\sigma_1, \sigma_2 < \sigma_t$$

En cuanto a la fuerza vertical ejercida por el poste al suelo, se tendrá que comparar con la capacidad admisible hallada anteriormente.

El área del poste en el fondo de cimentación y el esfuerzo transmitido respectivamente son:

$$A_3 = \frac{\pi}{4} D^2, \quad \sigma_3 = \frac{W_t}{A_3}$$

Si la capacidad portante del suelo es menor que la solicitada, se tendrá que realizar una mejor distribución de esfuerzos por medio de un solado, o un bloque prefabricado si es necesario.

Donde :

- h : Profundidad de cimentación.
- A_3 : Área de la base del poste en el fondo de la cimentación.
- σ_t : Presión máxima admisible en las paredes del terreno.
- W_t : Carga vertical total.
- R_1, R_2 : Reacciones generadas debido a la fuerza horizontal.
- σ_1, σ_2 : Esfuerzos generados por la reacciones.
- F : Carga horizontal de trabajo.
- L : Altura útil del poste.
- H : Altura total del poste.
- D : Diámetro de la base del fondo del poste.

4.6.2.2. Postes de concreto con base de concreto

Normalmente las cimentaciones de los apoyos son monobloques realizadas en hormigón.

El cálculo de la cimentación se basa en los estudios que realizó **Sulzberger**, en el cual el método se basa en un principio verificado experimentalmente, que para las inclinaciones limitadas tales que $tg\alpha < 0,01$, el terreno se comporta de manera elástica. En consecuencia se obtiene reacciones en las paredes verticales de la excavación y normales a la fuerza actuante del poste. El Método de **Sulzberger** acepta que la profundidad de entrada del bloque dentro del terreno depende de la resistencia física del terreno contra la presión externa. Los cálculos que se presentan son válidos para cimentación cuadrada y circular.

El momento de vuelco es:

$$M = F \cdot \left(H + \frac{2h}{3} \right)$$

Esta fuerza es causada por la fuerza horizontal aplicada a 0,10 metros de la punta del poste de concreto. Económicamente el método se adapta particularmente bien para fundaciones profundas en forma de bloque de hormigón.

Siguiendo el principio mencionado se puede decir que la resistencia que se opone a la inclinación de la fundación se origina en dos efectos principales:

- ⇒ Encastramiento de la fundación en el terreno como también fricción entre hormigón y tierra, a lo largo de paredes verticales, normales a la fuerza actuante.
- ⇒ Reacción de fondo de la excavación provocada por las cargas verticales.

La primera fuerza mencionada, se evidencia en el momento M_s , llamado momento de encastramiento y la otra fuerza mencionada es el momento de fondo M_b . En caso de fundaciones de poca profundidad y dimensiones transversales relativamente grandes, existe la relación:

$$\frac{M_s}{M_b} < 1$$

En este caso para obtener una suficiente estabilidad de la fundación es necesario multiplicar por un factor que varía entre 1 y 1,5, dependiendo este cociente de la relación M_s/M_b . En la siguiente tabla se muestra lo dicho:

Tabla 4.4: Factor S

M_s/M_b	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
S	1,500	1,383	1,317	1,260	1,208	1,150	1,115	1,075	1,040	1,017	1,000



La ecuación de dimensionamiento será la siguiente:

$$M_s + M_b > S \cdot M$$

Este método es de carácter general y se puede aplicar a las fundaciones de cualquier forma, las fórmulas que se van a desarrollar más abajo corresponden al bloque de hormigón de la conformación usada más frecuentemente en la práctica, es decir, el paralelepípedo rectangular.

En base a que la deformación causada por la rotación será menor a 1, se tendrá las siguientes fuerzas:

$$M_s = \frac{ah^3}{36} C_t \cdot tg\alpha \quad M_b = P \left[\frac{a}{2} - 0,47 \sqrt{\frac{P}{aC_b tg\alpha}} \right]$$

Donde :

$tg\alpha = 0,01$: Máximo giro permisible para llegar a las reacciones estabilizadoras del terreno.

P : Fuerza vertical total

h : Longitud de empotramiento.

a : Lado del bloque de concreto.

C_b : Coeficiente de Sulzberger.

M : Momento actuante causado por la fuerza horizontal.

Halladas tales fuerzas, tendrá que cumplirse la relación dada anteriormente.

5.

SISTEMA DE PROTECCIÓN

5.1. GENERALIDADES

Un sistema eléctrico debe suministrar energía eléctrica en forma confiable y económica. La tensión, frecuencia, corriente, reactancias é impedancias deben estar dentro de los rangos establecidos. Un sistema genera, transforma, transmite y distribuye. En régimen estable debe haber equilibrio entre generación y carga con un óptimo flujo de potencia. Un sistema confiable, cumple funciones establecidas, mantiene índices de explotación, durante un periodo de tiempo requerido. Cuando esto no sé cumple aparecen las fallas. Un ejemplo de fallas temporales o transitorias son los arcos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, vibración de los conductores (debido a fuertes vientos o sismos) o a contactos temporales de ramas de árbol con los conductores. Una falla que en un inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo de distribución se juntan debido a rotura de postes, crucetas o conductores, la falla será permanente. Un arco entre fases de un circuito con conductor aislado puede ser inicialmente temporal, pero si la falla no se despeja rápidamente los conductores pueden romperse y la falla se volvería permanente.

5.2. DEFINICIONES BÁSICAS

5.2.1. Protección

Conjunto de dispositivos y equipos necesarios para detectar y eliminar las causas de incidentes en sistemas eléctricos y así reducir y evitar los efectos de las fallas.

5.2.2. Falla

Evento (alteración de la capacidad de trabajo) después del cual el elemento, dispositivo, aparato, equipo, máquina, sistema deja de cumplir parcial o totalmente sus funciones.

5.2.3. Clasificación de los tipos de falla

- a. Según grado de influencia en capacidad de trabajo: Parcial o total.
- b. Según carácter físico de operación de falla: Catastrófica ó Paramétrica.
- c. Según causas de otras fallas: Independiente ó Dependiente.

- d. Según proceso de aparición: Gradual ó Repentina.
- e. Según tiempo de existencia de la falla: Estable, Temporal ó Intermitente

5.2.4. Clasificación directa de fallas

- a. Cortocircuito: Línea a Tierra, Línea a Línea, Doble Línea a Tierra y 3Φ .
- b. Circuito Abierto: Línea Abierta y Doble Línea Abierta.
- c. Otras perturbaciones: Sobrecargas, Sobre tensiones, Subtensiones, subfrecuencias.

5.2.5. Funciones de un sistema de Protección

1. Detectar, evaluar, iniciar desconexión.
2. Aislar fallas permanentes.
3. Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas.
4. Minimizar el tiempo de localización de fallas.
5. Prevenir contra daño al equipo.
6. Minimizar la probabilidad de caída de conductores.
7. Minimizar las fallas internas de los equipos.
8. Minimizar los accidentes mortales.

5.2.6. Condiciones que debe cumplir un sistema de protección

5.2.6.1. Seguridad

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.

5.2.6.2. Sensitividad

El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que pueda realizar sus funciones. Por ejemplo, el interruptor de potencia o el restaurador en la subestación debe detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.

5.2.6.3. Sensibilidad

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje. Si dos o más

dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente.

5.3. DISPOSITIVOS Y ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

5.3.1. Fusibles (seccionador fusible – cut out)

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en sistemas de distribución. Es también uno de los más confiables pues prestan servicio sin mantenimiento por muchos años.

Su función es interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente pasa por cero. El siguiente es el proceso:

1. Detección: calentamiento y fusión.
2. Iniciación del arco: separación.
3. Manipulación del arco: alargamiento, refrigeración, desionización, presurización.
4. Interrupción de corriente: corriente cero.

Para que el fusible funcione apropiadamente, este debe:

1. Detectar las condiciones difíciles de proteger.
2. Interrumpir la falla rápidamente.
3. Coordinarse con otros dispositivos de protección para minimizar el número de usuarios afectados por la acción del fusible.

5.3.1.1. Tipos de fusibles

5.3.1.1.1. Fusibles de potencia

Usados en subestaciones y equipos de conexión desconexión encapsulados, tienen rangos de corriente más altos y las características nominales de interrupción y de corriente están a voltajes más altos.

Existen los siguientes tipos básicos:

- a. De expulsión: ácido Bórico, tubo de fibra.
- b. Limitadores de corriente: arena.
- c. Sumergibles en líquido: tetracloruro de carbón.
- d. Fusible electrónico.

5.3.1.1.2. Fusibles de distribución

Existen los siguientes tipos:

De expulsión: usado principalmente donde la expulsión de los gases no causa problemas como en los circuitos aéreos y equipos (no cubierto).

Existen las siguientes clases:

- En tubo de fibra (encerrado y de intemperie).
- Sin portafusible (listón a la intemperie).
- Limitadores de corriente: usados en interiores, para proteger transformadores, equipos encerrados donde se requiere limitación de energía.

De la selección adecuada de un fusible, cualquiera que sea su tipo dependerá del éxito que se tenga en su aplicación. De manera general, para una correcta selección, es necesario conocer:

- Tensión del sistema.
- Nivel de aislamiento.
- Máxima corriente de cortocircuito en el lugar de instalación.
- Relación X / R .
- Máxima corriente de carga (incluyendo tasa de crecimiento).
- Tipo de sistema (aéreo) en delta o en estrella múltiple puesta a tierra.

Estos factores permitirán establecer la tensión, corriente de operación y capacidad interruptora que deberá tener el fusible seleccionado.

5.3.1.2. Selección de fusibles

5.3.1.2.1. Fusibles de distribución

En fusibles de distribución, la selección depende de la filosofía de protección que se aplique al sistema, en general, los fusibles K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores.

Los fusibles T (lentos) soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque de motores, etc.) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes.

Para escoger el tamaño mínimo del fusible se debe considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque de motores y corriente de conexión (carga fría) de un transformador luego de una interrupción.

5.3.1.2.2. Fusibles de potencia

En lo que respecta a tensión, estos fusibles deben ser seleccionados con base en la máxima tensión entre fases que se puede presentar en el sistema en donde se apliquen, independientemente de la clase de puesta a tierra que tenga.

La capacidad interruptora del fusible de potencia debe ser mayor siempre a la máxima disponible en el lugar de instalación. Estos fusibles están normalizados con base en una relación X / R mayor a 15 para capacidad de cortocircuito simétrico y $(1.6 \times I$ simétrica) para su capacidad de cortocircuito asimétrico. En cuanto a su capacidad de corriente de trabajo nominal, deberán tomarse en consideración todos los aspectos indicados para los fusibles tipo distribución.

En la selección de fusibles de potencia tipo limitadores, además de las consideraciones anteriores se deberán tomar en cuenta también otras más tales como: tipo de conexión del transformador, efecto del arco de operación en los pararrayos, etc.

Para la correcta selección del tipo de fusible adecuado, cualquiera que sea su clase, será necesario siempre conocer sus curvas tiempo – corriente.

Existen tres tipos de curvas: las curvas características promedio de fusión tiempo-corriente, las curvas instantáneas de corriente pico y las curvas I^2t . El primer tipo se aplica para toda clase de fusibles y las dos últimas para fusibles limitadores de corriente.

Por lo regular el fabricante de fusibles proporciona dos juegos de curvas características tiempo – corriente para cada clase de fusibles: una es la familia de curvas de tiempo mínimo de fusión y la otra la familia de curvas de tiempo total de interrupción. En el área entre 0.08 y 0.01 segundos, la zona de mayor cortocircuito, lo más probable es que la línea de fusión máxima no sea igual al tiempo total de interrupción. En esta región de operación del fusible el tiempo de arqueo puede ser igual o mayor que el tiempo de fusión, lo cual depende de:

- El valor instantáneo de la onda de tensión en que ocurre el cortocircuito.
- El valor de la relación X / R .
- La rapidez de crecimiento de la corriente de cortocircuito durante el primer medio ciclo.

5.3.2. Fusibles de expulsión

Definiciones Básicas:

- a. **Tensión Nominal:** Es la tensión entre fases en KV, máxima de la red en la que podrá ser instalado el fusible. Tales como 10 (12) kV y 22.9 (25) kV.
- b. **Intensidad Nominal:** Es el valor de corriente que el fusible puede soportar permanentemente sin calentamiento anormal, unos 65°C por encima de la temperatura ambiente.
- c. **Intensidad mínima de corte:** Es el valor mínimo de corriente que provoca la fusión y el corte del fusible. De 3 - 8 veces la I_n .
- d. **Intensidad crítica:** Corriente que produce la máxima energía de arco en el fusible. De 15 - 100 veces la I_n .
- e. **Intensidad máxima de corte asignada:** Es la corriente de falla máxima que el fusible puede interrumpir, es el valor máximo de ensayo.

Los fusibles pueden operar en la porción asimétrica de la corriente de falla basados en la relación X/R.

Las corrientes de carga y de sobrecarga permitidas por el crecimiento de la carga y los transitorios de corriente tales como:

- Corriente de puesta en servicio de transformadores.
- Corrientes de arranque de motores.

Fueron establecidas Normas (EEI - NEMA) que especifican los valores nominales de corrientes y las características $t - i$ para prever la intercambiabilidad eléctrica de fusibles de todos los fabricantes de la misma característica nominal.

Categorías de las corrientes nominales.

1ª Tamaños más usados: 6 - 10 - 15 - 25 - 45 - 65 - 100 - 140 - 200 A.

2ª Tamaños menos usados: 8 - 12 - 20 - 30 - 50 - 80 A.

3ª Por debajo de 6 Amperios: 1 - 2 - 3 - 5 A.

Las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, los cuales son designados por las letras K y T, respectivamente.

La diferencia entre los dos tipos es la relación de velocidad, la cual es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para los rangos nominales por debajo de 100 A, y de 0.1 segundos y 600 segundos para rangos nominados por encima de 100 A. Por ejemplo, un fusible tipo K nominal en 10 A tiene en 0.1 segundos, una corriente de

fusión de 120 A, y en 300 segundos una corriente de fusión de 18 A; la relación de velocidad es, entonces, $120/18 = 6.67$.

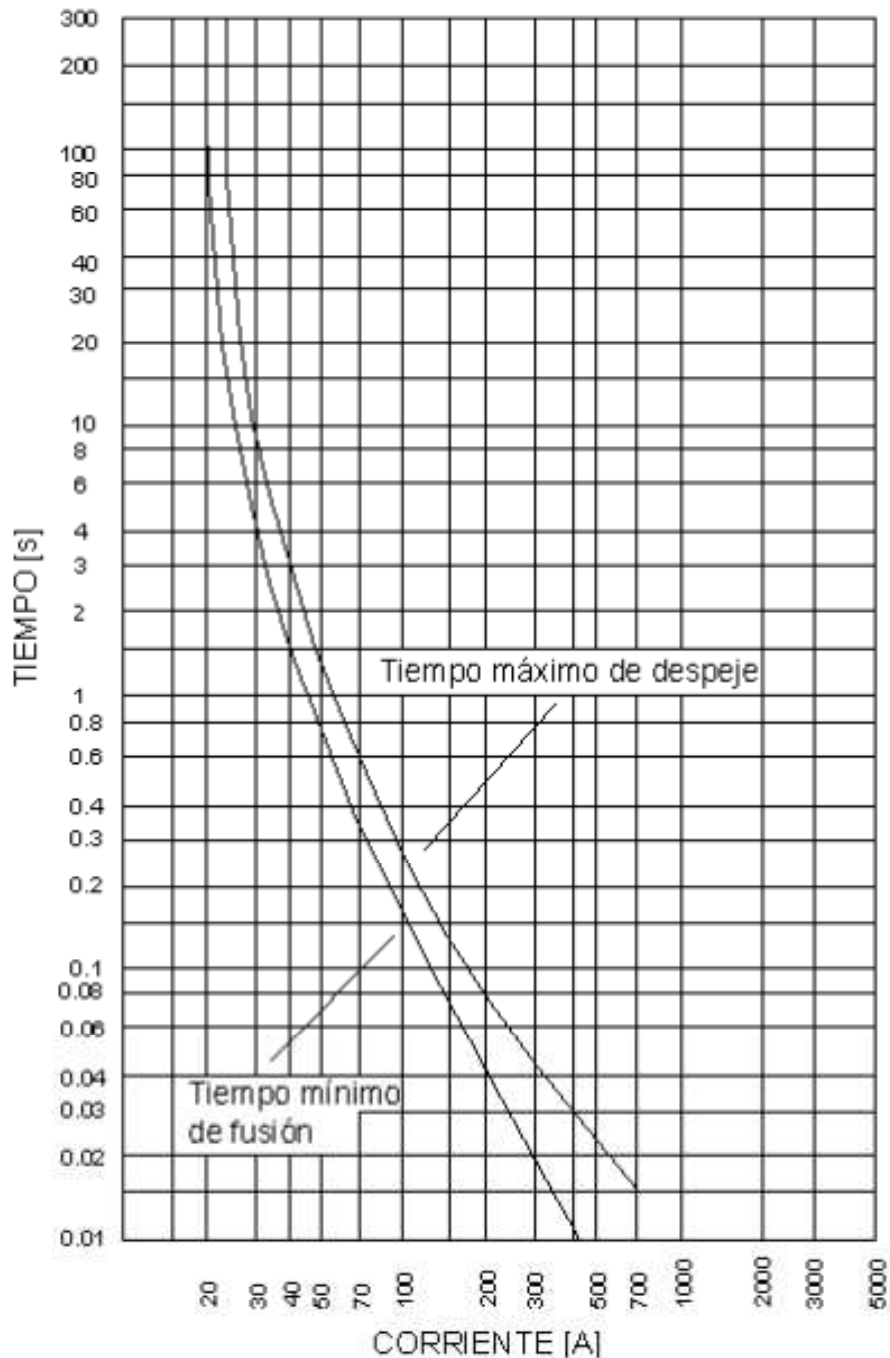


Figura 5.1: Curvas t - I de fusión mínima y de despeje total para un fusible 10 K.

Se han diseñado otros grupos fusibles con relaciones de velocidad diferentes a la de los tipos K y T; dichos grupos son designados por las letras H y N. Los tipo H son diseñados para proveer protección de sobrecarga y evitar la operación innecesaria durante las ondas de corrientes transitorias de corta duración asociadas con arranque de motores y descargas atmosféricas; los tipo N se diseñan con valores nominales de uno, dos, tres, cinco y ocho amperes.

Los fusibles T y K del mismo valor nominal tienen diferentes puntos a 300 segundos y 600 segundos, pero como lo muestra la figura siguiente tienen diferentes curvas $t - i$.

La diferencia entre los 2 fusibles es la relación de velocidad así:

- a. Para fusibles menores a 100 A.

Relación de velocidad = I de fusión a 0.1 s / I de fusión a 300 s.

- b. Para fusibles mayores a 100 A.

Relación de velocidad = I de fusión a 0.1 s / I de fusión a 600 s.

Los fusibles lentos T tienen relación de velocidad entre 10 y 13.

Los fusibles rápidos K tiene relación de velocidad entre 6 y 8.1

Los fusibles de alta descarga de 1 – 2 – 3 – 5 – 8 A para la protección de pequeños transformadores, son tipo H; protegen contra sobrecarga y evitan operación durante descargas de corriente transitoria de corto tiempo asociadas con arranques de motores y descargas atmosféricas.

En las últimas décadas el incremento de los niveles de cortocircuito en los sistemas de distribución ha generado la necesidad de buscar elementos fusibles que los limiten a valores aceptables, desarrollándose para ello los fusibles limitadores de corriente. La aplicación actual es la protección de transformadores y bancos de capacitores donde se esperan niveles de cortocircuito altos.

Un **fusible limitador** se define como un dispositivo de protección limitador de corriente que cuando opera reduce el flujo de corriente en el circuito fallado a una magnitud considerablemente menor que la que se obtiene en el mismo circuito si el dispositivo se reemplaza con un conductor sólido de igual impedancia.

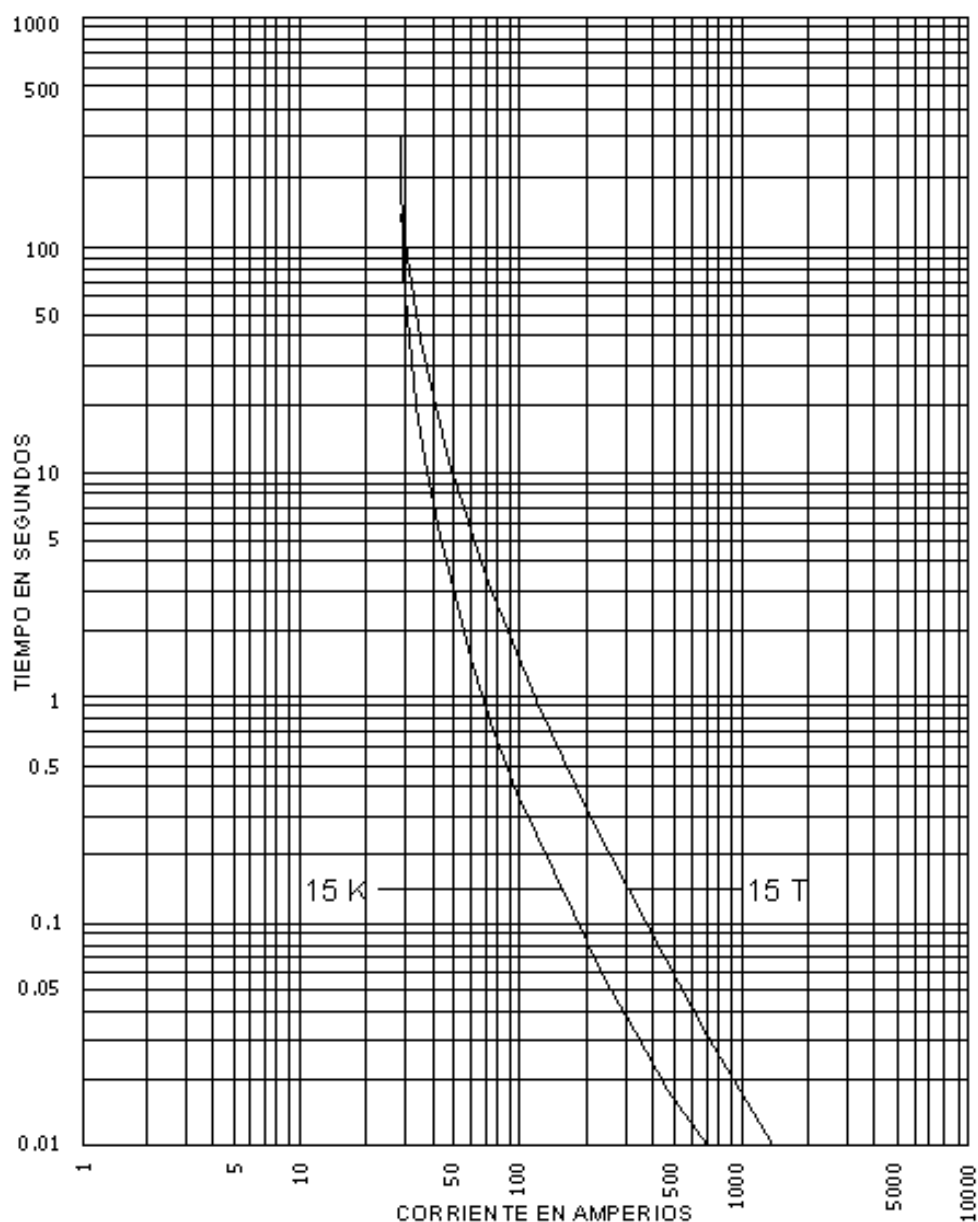


Figura 5.2: Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T

5.3.3. Fusible electrónico

El fusible electrónico en media tensión se caracteriza por conducir corrientes nominales hasta de 600 amperios y capacidad interruptora de 40 kA simétricos. Ofrece una variedad de curvas especiales I-t ajustables de tipo inverso, ideales para circuitos de potencia, de distribución, subestaciones, protección primaria de transformadores y alimentadores de plantas industriales.

Los fusibles de este tipo son de operación más rápida que los interruptores de potencia para fallas de cortocircuito. En la actualidad se han diseñado en varios tipos de tensiones nominales, desde 4.16 kV hasta 25 kV, de servicio interior. La unidad está formada por un módulo de control y un módulo de interrupción.

5.3.4. Fusible en vacío

El diseño y la operación de este fusible son muy parecidos al del fusible de expulsión, ya que también utiliza un elemento fusible de corta longitud y tiene una relación de las ondas de corriente y de tensión semejantes a las de un fusible limitador. La principal diferencia consiste en que está contenido en una unidad completamente sellada y no presenta expulsión de gases. La interrupción se presenta cuando la rigidez dieléctrica que existe entre los contactos llega a un valor relativamente alto después de que la onda de corriente alcanza su cero natural. El diseño del fusible es el del típico interruptor de vacío, en el que se aplica un movimiento rotatorio a los electrodos para cortar el arco e interrumpir satisfactoriamente altas corrientes de cortocircuito. La ventaja principal del fusible de vacío es que es un dispositivo de alta capacidad interruptora que no expelle gases durante su operación y se puede instalar en un gabinete muy compacto.

5.3.5. Factores para selección de fusibles y cortacircuitos

- a. La seguridad
- b. La localización
- c. Uso preferente.
- d. Voltaje del sistema.
- e. Tipo de sistema.
- f. Relación X/R.
- g. Corriente de falla máxima presentada.
- h. Corriente de carga.
- i. Régimen continuo de corriente.
- j. Capacidad de interrupción.
- k. La economía.

Selección de corriente nominal $\geq$ corriente de carga máxima.

Selección de voltaje nominal = voltaje máximo del sistema.

Ejemplo: Para 10 KV – 8/15 KV y para 22.9 KV – 18/30 KV.

Coordinación de fusibles

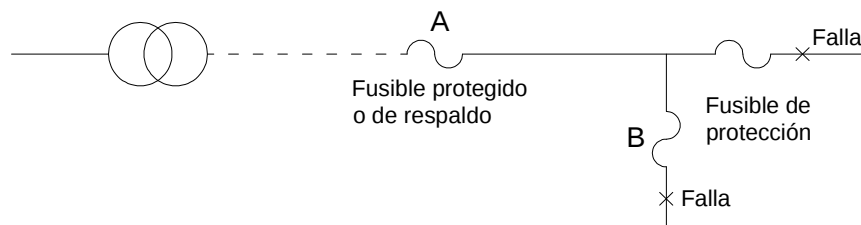


Figura 5.3: Localización de los fusibles de protección y de respaldo

Una regla esencial para coordinación de fusibles establece que el tiempo de despeje máximo del fusible de protección no excederá el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, lo que asegura que el fusible de protección despejará la falla antes de que el fusible protegido se dañe.

El factor del 75% compensa los efectos de las variables de operación.

Otra regla sostiene que la corriente de carga en el punto de aplicación no debe exceder la capacidad de corriente continua del fusible.

La capacidad continua de corriente es aproximadamente 150% del valor nominal para fusibles T y K con elementos fusibles de estaño y aproximadamente 100% para fusibles H y N y fusibles K de plata.

5.3.6. Protección de transformadores de distribución con fusibles

Los tipos de protección abarcan los siguientes aspectos:

- a. Protección contra sobrecarga, requerida debido a la elevación de temperatura causada por las sobrecorrientes de gran duración que pueden deteriorar el aislamiento de los devanados.
- b. Protección contra cortocircuito para prevenir efectos electrodinámicos y térmicos causados por cortocircuitos externos al transformador.
- c. Protección contra fallas internas, para minimizar el daño dentro del transformador fallado y aislarlo del resto del sistema.

5.3.6.1. Factores a tomar en cuenta

Los fusibles deben:

- a. Prevenir fallas disruptivas en el transformador.
- b. Proteger el transformador de sobrecargas severas.
- c. Resistir sobrecargas de corto tiempo no dañinas.
- d. Resistir corrientes de puesta en marcha de cargas en frío.
- e. Resistir corrientes de puesta en servicio.
- f. Resistirse a daño por sobretensiones inducidas.
- g. Coordinarse con el próximo dispositivo de protección, aguas arriba.

La función básica del fusible es interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del lado primario, teniéndose que coordinar con la protección del lado secundario para complementar la protección del equipo.

Se ha establecido la siguiente práctica para asegurar la protección efectiva del transformador de tal manera que el fusible quede bien seleccionado: con la filosofía de baja relación de fusión, los fusibles son seleccionados tan pequeños como sea posible para proveer máxima protección contra sobrecarga.

$$\text{Relación de Fusión} = \frac{I_{\text{Fusión mínima del fusible}}}{I_{\text{Plena carga del transformador}}}$$

$$\text{Relación de Fusión} = 2 \text{ a } 4$$

La capacidad del transformador para soportar una falla sin que se dañe es una función de la energía desarrollada durante la misma, la cual es proporcional al cuadrado de la corriente multiplicado por el tiempo y por la impedancia R del arco.

5.3.6.2. Criterios de selección de fusibles

Los fusibles limitadores de corriente proporcionan mejor protección y es práctica común limitar el uso de fusibles de expulsión a puntos donde la corriente de falla es menor o igual a 3 KA. Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas por los fabricantes; sin embargo para el caso del transformador se puede tomar el criterio establecido en la *"Guía de duración de corrientes de transformadores" P784/D4 de la norma ANSI C 57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 KVA*. Según tabla adjunta:

Tabla 5.1: Valores I - t para definir curvas de daño y curvas de puesta en servicio de transformadores de 1 a 500kVA

Evento (Daño o corriente)	Número de veces la corriente nominal	Tiempo en segundos
Daño térmico	2	2 000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12,5
	15	5,8
	20	3,3
	25	2,0
Daño mecánico	30	1,5
	40	0,8
	50	0,5
Corriente de puesta en servicio	25	0,01
	12	0,10
Corriente de reconexión.	6	1,00
	3	10,00

5.3.6.3. Efecto descargas atmosféricas

Durante tormentas con descargas se experimentan numerosas salidas de servicio por quema de fusibles en transformadores y con daño en transformadores. Estudios han revelado que la quema de fusibles se debe principalmente a corrientes transitorias de puesta en servicio producidas por la saturación del núcleo del transformador por transitorios de voltaje inducidos.

La experiencia ha mostrado que el uso de fusibles lentos tipo T con una relación de fusión mínima de 3 reduce enormemente el número de operaciones del fusible en arcos de alto nivel.

5.3.6.4. Fusibles primarios en los transformadores

Existen dos tipos diferentes de protección para transformadores con fusibles primarios:

1. El esquema es protegido removiendo aquellos transformadores que fallan o tienen baja impedancia a cortocircuito en el lado secundario.
2. El transformador es protegido contra sobrecargas y fallas de alta impedancia en el secundario también contra falla interna.

Los transformadores autoprotegidos tienen este tipo protección usando un disyuntor secundario para proveer protección de sobrecarga y de falla secundaria mientras un fusible interno en el primario retira el transformador de la línea en caso de falla. El fusible interno es dimensionado para que se queme sólo cuando se dañe en transformador.

La protección de sobrecarga puede establecerse en base a lo siguiente:

A 300 s la sobrecarga permitida es tres veces los KVA nominales.

A 10 s la sobrecarga permitida es 13.7 veces los KVA nominales.

A 4 s la sobrecarga permitida que es 25 veces los KVA nominales.

5.3.7. Protección de banco de capacitores con fusibles

Así como en los transformadores, la función principal del fusible del capacitor es proteger al sistema de distribución de los capacitores fallados y de las fallas que ocurren dentro del banco de capacitores. A diferencia de los transformadores, el fusible del capacitor no puede prevenir la falla. Cuando un capacitor falla, el fusible debe retirarlo del sistema antes de que ocurra rotura del tanque. El fusible debe también operar antes de que lo hagan los dispositivos de protección aguas arriba.

Como los capacitores son considerados dispositivos de corriente constante, ellos están sujetos a sobrecorriente en la operación real de un sistema. Dichas sobrecorrientes

son causadas por la sobrecapacitancia, operación a un voltaje más alto que el nominal, y por las corrientes armónicas del sistema.

Las normas permiten operación con un 10% de sobrevoltaje a un 15% de sobrecapacitancia. Estos dos factores incrementan la corriente nominal en un 25%. Las corrientes armónicas dependen de las condiciones del sistema y son difíciles de predecir. Generalmente, se permite de un 5% a un 15% sobre la corriente nominal.

5.3.8. Interruptores automáticos con recierre

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relés. Deben tener alta capacidad interrupción de corriente y soportar altas corrientes en forma continua. Su operación automática se hace por medio de relés que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir.

Las señales de mando del relé hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática.

La extinción del arco se lleva a cabo por medio de: aceite, vacío, SF₆, soplo de aire, soplo de aire-magnético.

5.3.8.1. Características generales de los relés

Los relés censan o detectan las condiciones de operación de la red y ordenan el cierre o apertura de los interruptores. En sistemas de distribución existen dos tipos: De sobrecorriente (electromecánicos y de estado sólido) y de Recierre. **Reciben señal de los transformadores de corriente (TC).**

Los códigos de identificación **NEMA** de los relés son los siguientes:

50-1 y 50-2: Relés de sobrecorriente entre fases, cuya respuesta es instantánea ante magnitudes de corriente elevadas.

51-1: Relés de sobrecorriente entre fases (ajuste de tiempo), para censar sobre corrientes (cuyo valor se atenúa por la impedancia de la línea) hacia el punto más alejado de la SE, o bien para detectar sobrecargas.

50-N: Relé de sobrecorriente a tierra (instantánea)

51-N: Relé de sobrecorriente a tierra (unidad de tiempo) para detectar cortocircuito a tierra, desbalanceo de carga, discontinuidad de una o dos fases, proporcionar respaldo a los relevadores por falla entre fases por la ubicación residual que guarda respecto a ellos; detección de fallas a tierra a través de una impedancia.

5.3.8.2. Curvas características de los relés

Para el uso de las curvas características de los relés, debe considerarse lo siguiente:

1.- La Protección de Sobreintensidad es la difundida ya que controla el paso de la corriente por el equipo y/o máquina protegida.

Cuando el valor de ajuste del Relé es superado por la corriente de falla: Actúa el relé y se dispara el Interruptor activándose una alarma óptica y/o acústica.

2.- Los Relés son de Tiempo Directo y de Tiempo Inverso.

3.- El de tiempo directo tiene un elemento de control de corriente del tipo “Todo ó Nada”; y ante un estímulo de corriente de falla ordena al Interruptor abrir a un tiempo determinado que puede ser 0 segundos, siendo en este un relé instantáneo, ó en 1, 2, 3,..., n segundos según se requiera.

4.- El de tiempo inverso tiene un elemento de control que según su curva característica a mayor corriente de falla acciona al interruptor en menos tiempo.

5.- El tiempo de operación del relé de tiempo inverso se define como sigue:

Norma IEC 60255:

$$T = K \left[\frac{\beta}{\left(\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1 \right)} \right]$$

Donde :

- T : Tiempo de operación en segundos.
- K : Ajuste del multiplicador de tiempos (TM = Time Multiplier).
- I : Corriente del relé en A.
- I_s : Corriente de ajuste ó calibración del relé en A.

Algunos valores conocidos para:

	(α)	(β)
Relé normalmente inverso	0.02	0.14
Relé muy inverso	1.00	13.5
Relé extremadamente inverso	2.00	80.00

5.3.8.3. Coordinación Calibración Tiempo / Corriente

1. **Discriminación por tiempo:** Es otorgar un adecuado intervalo de tiempo entre 2 relés que controlan interruptores y asegurar que el interruptor más cercano a la falla opere primero
2. **Discriminación por corriente:** Corriente de falla varía según el lugar donde ocurre la falla. Relé más cercano debe operar primero. Debe considerarse un margen de 30% de margen de seguridad, 20% por medición y 10% por impedancia variable.

$$I_{\text{SETTING RELÉ A}} = I_{\text{SETTING RELÉ B}}$$

3. **Discriminación por tiempo y corriente:** Surge porque discriminación por tiempo para fallas severas, el tiempo de despeje es más largo y discriminación por corriente se aplica donde hay una impedancia considerable entre los dos relés.

Luego en este método el tiempo de operación es inversamente proporcional a la corriente de falla y el ajuste es en función de tiempo y corriente.

4. **Márgenes de Coordinación:** Entre relés adyacentes debe considerarse:
 - Tiempo de operación de interruptor: 0.1 segundos
 - Sobre impulso del relé (overshoot): 0.05 segundos
 - Margen de error en tiempos de operación relés: 25%t
 - Márgenes de operación y seguridad: 0.1 segundos.
 - Sea T intervalo de coordinación y t tiempo d operación de protección principal.

$$T = (0.25 + 0.25 t) \text{ segundos}$$

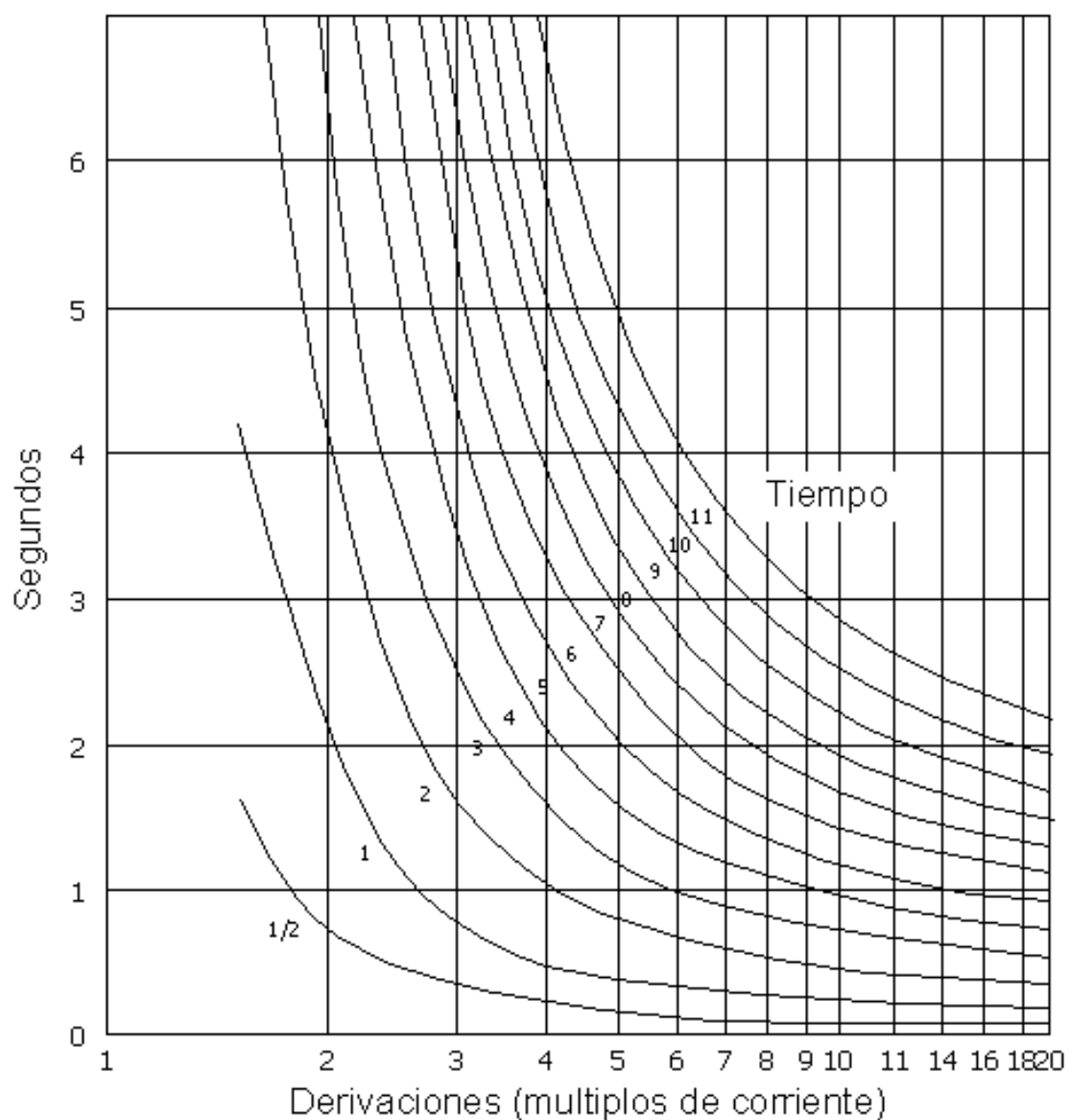


Figura 5.4: CURVA CARACTERISTICA DEL RELÉ (tiempo en segundos vs. Múltiplos dial de tiempos), DIFERENTES CURVAS DIAL DE TIEMPOS.



Figura 5.5: Característica de operación de relés de tiempo inverso

5.3.8.4. Transformadores de medida

Son elementos que tienen la función de reducir los voltajes y las corrientes a magnitudes acordes con los equipos de protección y medida.

5.3.8.4.1. Transformador de Potencial (TP)

El transformador de potencial es el elemento en el cual la tensión secundaria es prácticamente proporcional a la tensión primaria.

Los voltajes nominales establecidos en la placa característica del TP son los voltajes primarios y secundarios para los cuales se ha diseñado el transformador.

El voltaje primario de los transformadores de potencial para la conexión entre líneas en un sistema trifásico debe ser igual al voltaje nominal del sistema al cual se conectan. El voltaje nominal del transformador para la conexión entre una línea de un sistema trifásico y tierra o al neutro del sistema debe ser $1/\sqrt{3}$ veces el valor del voltaje nominal del sistema. El voltaje secundario se varía dependiendo del tipo de norma de construcción

Generalmente los valores normalizados son:

IEC = 220 y $220/\sqrt{3}$.

ANSI = 220 y $220/\sqrt{3}$ para transformadores menores de 25 KV y 231, $231/\sqrt{3}$ para los mayores de 34 KV.

5.3.8.4.2. Transformadores de corriente

Es un transformador de instrumentación en el cual la corriente secundaria es prácticamente proporcional a la corriente primaria y circula por un circuito cerrado a través de los devanados de corriente de los equipos conectados.

Las corrientes primarias nominales son los valores establecidos en las placas de características para los cuales está diseñado el transformador.

IEC: 10 - 12.5 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y sus múltiplos decimales.

ANSI: 10 - 15 - 25 - 40 - 50 - 75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 600 - 800 - 1200 - 1500 - 2000 - 3000 - 4000 - 5000 - 6000 - 8000 - 12000 amperios.

Las corrientes secundarias nominales son los valores recomendados por la IEC para corriente nominal secundaria: 1, 2 y 5 AMP. El valor normalizado por la ANSI es de 5 AMP.

Cuando se tiene una bobina primaria con múltiples derivaciones, las combinaciones de éstas dan diferentes relaciones. Se denominan "Multi-ratio" y por ejemplo un transformador de 600/5 tendría relaciones de valores primarios 100 – 200 – 300 – 400 – 500 – 600 – 700 – 800 – 900 – 1000 – 1100- 1200 /5.

Los transformadores de corriente pueden tener más de un núcleo del lado secundario, los cuales se utilizan por lo general al menos uno para medida y el resto de núcleos para las protecciones. Entonces, por ejemplo, un TC de relación 600/5 con 3 núcleos secundarios se especifica de relación 600/5/5/5

La relación de los TC debe ser tal que la corriente nominal de operación (incluyendo la de emergencia) no exceda su capacidad nominal, por ejemplo, si la corriente pico de carga en un alimentador es de 400 A, la relación del TC debe ser mayor o igual a 400/5 hasta un 50% o sea hasta un 600/5.

El circuito sensor de condiciones de un alimentador está formado esencialmente por transformadores de corriente tipo bushing, relés de sobrecorriente de **fase instantánea (50) y de tiempo (51)** y relés de sobre corriente de **tierra instantáneo y de tiempo 50/51 N**.

Se definen las siguientes variables que intervienen en la protección de sobrecorrientes, de los transformadores de corriente:

$I_{\text{RECORRE RELÉ}} = \text{corriente de falla} / \text{relación transformador de corriente}$

$I_{\text{OPERACIÓN DE TC}} = \text{valor de corriente secundaria de relé} \times \text{PS}$

TC = transformador de corriente

PS = Plug Setting

PSM = Plug Setting Multiplicator

$\text{PSM} = I_{\text{RECORRE RELÉ}} / I_{\text{OPERACIÓN DE TC}}$

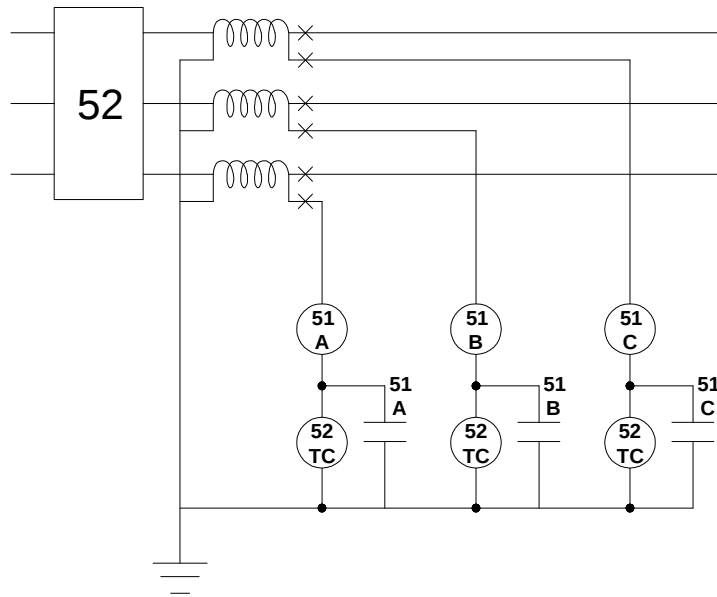


Figura 5.6: Circuito sensor de condiciones del alimentador

5.3.8.5. Ejemplo de coordinación y tiempos de operación de relés con interruptores de potencia con recierre

	A	B	C	D	E
I_F	6 kA	5 kA	3 kA	2 kA	1 kA
TC	400 / 5	300 / 5	300 / 5	200 / 5	
TM				0,10	
PS		150%	100%	50%	

Determinar los tiempos de operación de lejos y de cerca de cada conjunto relé – interruptor y completar cuadro adjunto:

Tiempo de operación/ Relé y/o Barra	A	B	C	D	E
Tiempo de operación lejos	1.41	1.10	0.69	0.25	
Tiempo de operación cerca	1.34	0.91	0.60	0.19	

Solución:

1.- Falla en E Relé en D

$$PSM = (1000 \times 5/200) / 5 \times 0.5 = 10$$

CURVA CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos TM = 10 y PSM 10, se obtiene un tiempo de $t = 2.5$ segundos.

TOP. lejos = $t \times TM = 2.5 \times 0.1 = 0.25$ segundos.

2.- Falla en D Relé en D

$$PSM = (2000 \times 5/200) / 5 \times 0.5 = 20$$

CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos $TM = 10$ y $PSM = 20$, se obtiene un tiempo de $t = 1.9$ segundos.

$$TOP. cerca = t \times TM = 1.9 \times 0.1 = 0.19 \text{ segundos.}$$

3.- Falla en D Relé en C

$$PSM = (2000 \times 5/300) / 5 \times 1.0 = 6.67$$

CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos $TM = 10$ y $PSM = 6.67$, se obtiene un tiempo de $t = 2.9$ segundos.

$$TOP. lejos = t \times TM \text{ y } TOP. = 0.19 + 0.5 \text{ (tiempo de coordinación)} = 0.69$$

$$\text{Luego: } TM = 0.69 / t = 0.69 / 2.9 = 0.24; \text{ luego nuevo } \mathbf{TM = 0.24 \text{ en C}}$$

4.- Falla en C Relé en C

$$PSM = (3000 \times 5/300) / 5 \times 1.0 = 10$$

CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos $TM = 10$ y $PSM = 10$, se obtiene un tiempo de $t = 2.5$ segundos.

$$TOP. cerca = t \times TM = 2.5 \times 0.24 = 0.60 \text{ segundos.}$$

5.- Falla en C Relé en B

$$PSM = (3000 \times 5/300) / 5 \times 1.5 = 6.67$$

CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos $TM = 10$ y $PSM = 6.67$, se obtiene un tiempo de $t = 2.9$ segundos.

$$TOP. lejos = t \times TM \text{ y } TOP. = 0.60 + 0.5 \text{ (tiempo de coordinación)} = 1.10$$

$$\text{Luego: } TM = 1.10 / t = 1.10 / 2.9 = 0.38; \text{ nuevo } \mathbf{TM = 0.38 \text{ en B}}$$

6.- Falla en B Relé en B

$$PSM = (5000 \times 5/300) / 5 \times 1.5 = 11.1$$

CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos $T_M = 10$ y $PSM = 11.1$, se obtiene un tiempo de $t = 2.4$ segundos.

$$TOP. cerca = t \times T_M = 2.4 \times 0.38 = 0.91 \text{ segundos.}$$

7.- Falla en B Relé en A.- Asumimos PS = 100%

$$PSM = (5000 \times 5/400) / 5 \times 1.0 = 12.5$$

CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos $T_M = 10$ y $PSM = 12.5$, se obtiene un tiempo de $t = 2.2$ segundos.

$$TOP. lejos = t \times T_M \text{ y } TOP. = 0.91 + 0.5 \text{ (tiempo de coordinación)} = 1.41$$

$$\text{Luego: } T_M = 1.41 / t = 1.41 / 2.2 = 0.64, \text{ nuevo } \mathbf{T_M = 0.64 \text{ en A}}$$

8.- Falla en A Relé en A

$$PSM = (6000 \times 5/400) / 5 \times 1.0 = 15$$

CARACTERISTICA DEL RELÉ para dial de tiempos $T_M = 10$ y $PSM = 15$, se obtiene un tiempo de $t = 2.1$ segundos.

$$TOP. cerca = t \times T_M = 2.1 \times 0.64 = 1.34 \text{ segundos.}$$

5.3.9. Restauradores (automatic circuit reclosers)

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura, queda en posición Lockout (abierto definitivamente).

El proceso de apertura y cierre se explica más adelante (incluye dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas que permiten coordinar el recloser con otros dispositivos de protección) ver figura siguiente:

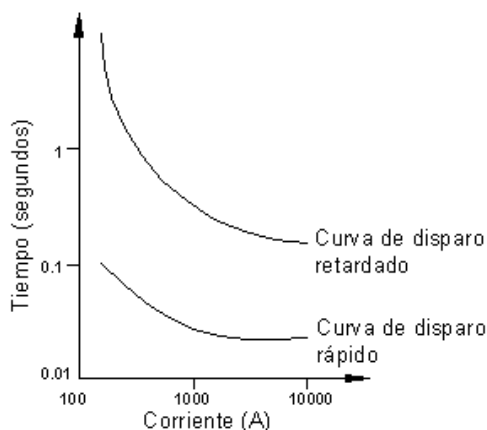


Figura 5.7: Curva característica T – I, de un restaurador

Si el restaurador se calibra para abrir después de su cuarta operación de apertura, pero la falla es transitoria y se elimina después de su primera, segunda o tercera operación, el restaurador se restablece a la posición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones; pero si el restaurador es sometido a una falla de carácter permanente y pasa por un ciclo completo de recierres y aperturas hasta quedar abierto, entonces se debe cerrar manualmente (una vez realizada la reparación de la falla) para volver a energizar la sección de la línea que protege.

Los reclosers son monofásicos y trifásicos. Los monofásicos son más confiables que los trifásicos. Si el circuito primario trifásico está conectado en Y se pueden usar los dos. Si el circuito primario trifásico está conectado en delta, el uso de 2 recloser monofásicos es adecuado para proteger el circuito contra fallas monofásicas y trifásicas.

Los monofásicos se usan para proteger líneas monofásicas (ramas o derivaciones de un sistema trifásico) y también para aislar cargas monofásicas.

Los trifásicos se usan donde la desconexión de las tres fases es requerida para cualquier falla permanente. También se usa para prevenir fallas monofásicas de grandes motores.

Los reclosers usan aceite para la interrupción de corriente y el mismo aceite para el aislamiento básico.

El vacío también proporciona la ventaja de usar labores de mantenimiento con menos frecuencia. El SF6 se ha introducido últimamente y se está generalizado su uso.

5.3.10. Seccionalizadores automáticos

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de apertura o cierre de potencia.

Así mismo, como no interrumpe corrientes de falla no tiene curva característica t-I, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

La incorporación de este tipo de dispositivos en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona del disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, y por tanto, afectar solamente a los usuarios conectados a esa derivación.

El seccionalizador nunca debe ser instalado en las troncales o derivaciones importantes.

Los seccionalizadores tienen asociado un grupo de términos, los cuales definen su operación, y son:

- a. **Corriente mínima actuante:** es la corriente requerida por el seccionalizador para iniciar una operación de conteo. En los hidráulicos la corriente mínima actuante será 160% del valor nominal de corriente de la bobina serie. Para los electrónicos la corriente mínima actuante es independiente del valor de corriente nominal y su valor se calcula al 80% de la corriente de operación mínima del dispositivo de respaldo.

- b. **Operación de cuenta:** es cada avance del mecanismo de cuenta hacia la apertura de los contactos del seccionalizador.
- c. **Cuenta para operación:** Es el número de conteos necesarios para indicar la apertura de sus contactos y aislar al circuito.
- d. **Tiempo de memoria:** Es el tiempo que el seccionalizador retendrá en "memoria" un conteo. El tiempo de memoria es usualmente especificado con un valor mínimo y con una tolerancia positiva.
- e. **Tiempo de restablecimiento:** es el tiempo requerido después de que una o más operaciones de conteo se han realizado para que los mecanismos de conteo vuelvan a la posición inicial.

5.4. COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN SERIE

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el **dispositivo protector**, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el **dispositivo de "respaldo" o protegido**.

5.4.1. Ejemplo de coordinación de protecciones

En la figura 5.8 Cuando hay una falla en el punto 1, el fusible **H** es el dispositivo protector y el dispositivo **C** el de respaldo.

Con respecto al dispositivo **A**, el dispositivo **C** es el dispositivo protector y debe interrumpir corrientes de falla permanente en el punto 2 antes que el dispositivo **A** opere a bloqueo. El dispositivo **B** es también un dispositivo protector para dispositivo **A** y opera en forma similar al dispositivo **C** para una falla en el punto 3. El dispositivo **A** opera a bloqueo solamente con fallas permanentes antes que los dispositivos **B** y **C**, como en el punto 4. Para una falla en el punto 6, el dispositivo **E** debe operar antes que el dispositivo **D**, previniendo con esto que el transformador salga de servicio, y con él el suministro de energía a las otras cargas en el secundario transformador; igualmente, para una falla en el punto 5 el fusible **D** es el protector.

5.4.2. Coordinación fusible de expulsión-fusible de expulsión

5.4.2.1. Método I: Usando curvas características tiempo - corriente

Un método muy práctico para coordinación de fusibles tipo H, N, T o K; es el que se muestra en la figura 5.9. Un estudio típico de un sistema de distribución. Se usarán fusibles de estaño tipo T en todos los dispositivos de protección.

En la figura 5.10 se muestra las curvas de tiempo de fusión mínima y tiempo de despeje máximo para posibles fusibles que pueden ser usados en los puntos A, B y C del sistema.

El fusible 15T con I_n para 23A (tabla 5.2) hará frente a una corriente de carga de 21A y provee un tiempo despeje máximo de 0.021 s para 1550 en el punto C.

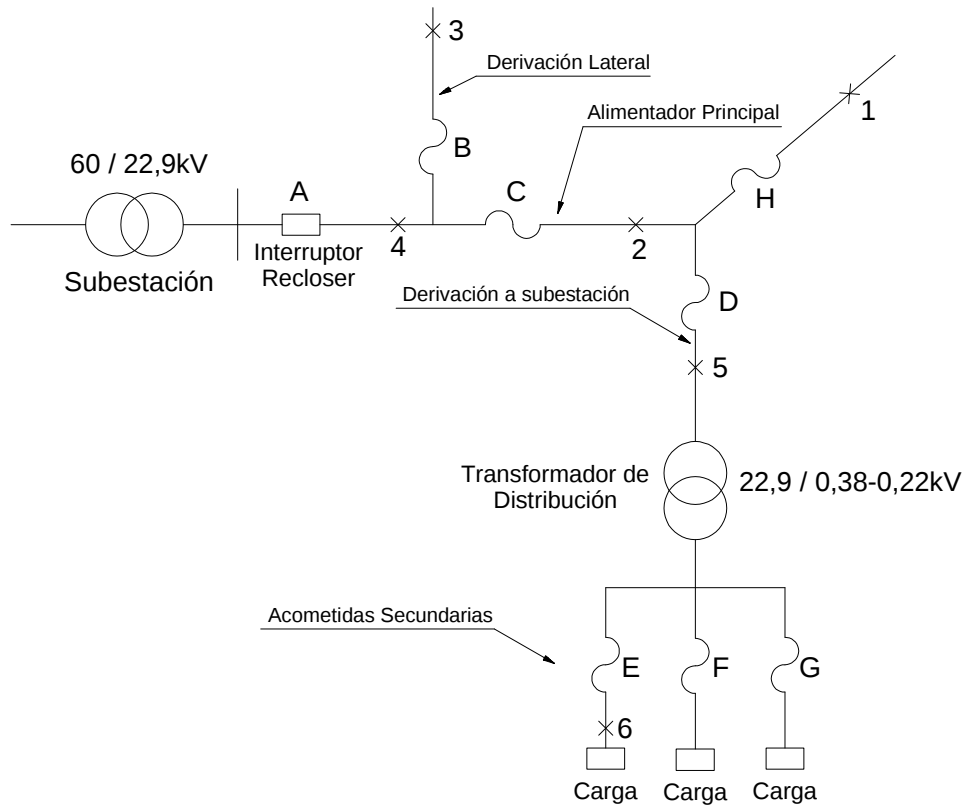


Figura 5.8: Ejemplo de coordinación de protecciones

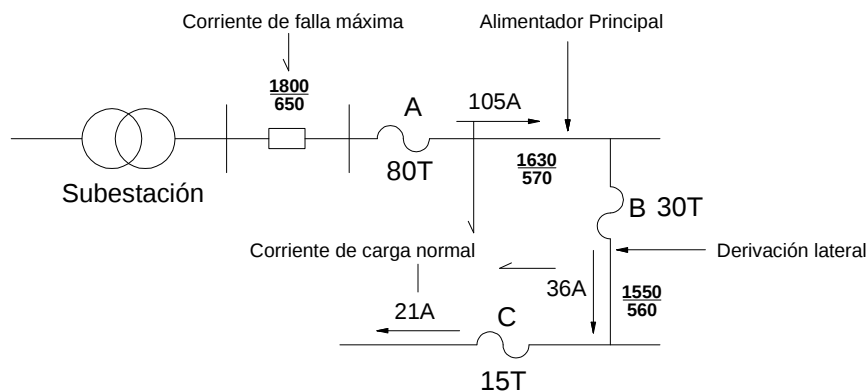


Figura 5.9: Ejemplo de coordinación fusible-fusible (de expulsión).

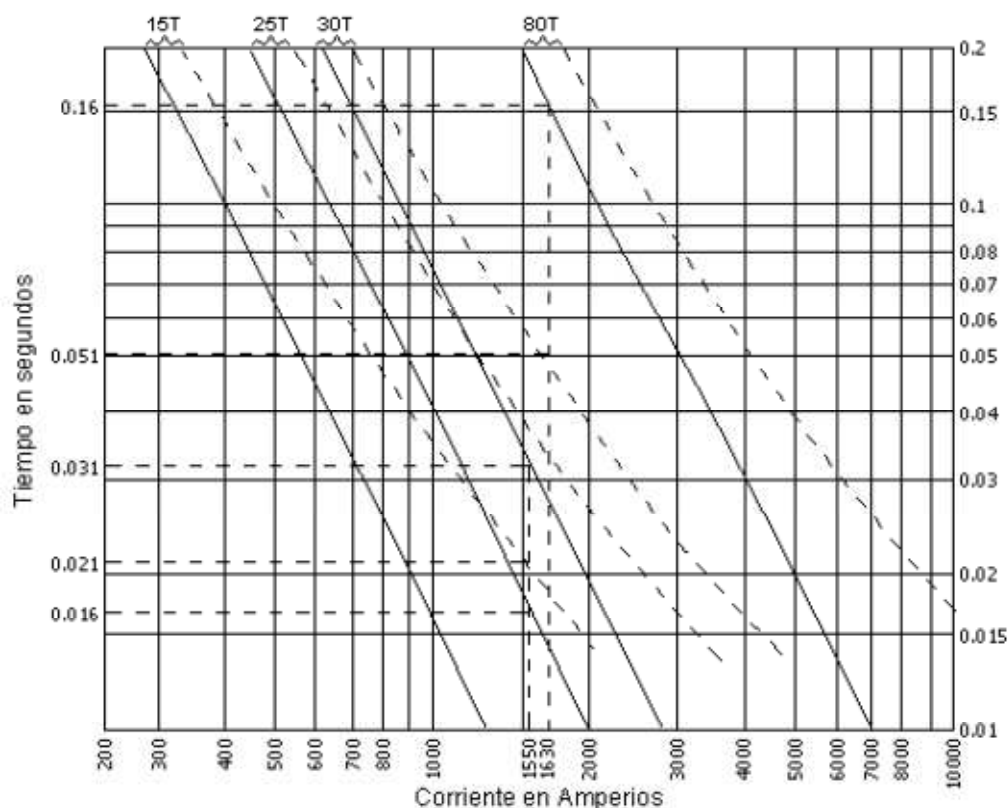


Figura 5.10: Curvas t-I para coordinación del circuito del ejemplo

La figura 5.10 muestra las curvas de tiempo de fusión mínima y tiempo de despeje máximo para posibles fusibles que pueden ser usados en los puntos A, B y C del sistema.

Tabla 5.2: Capacidad de corriente nominal de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño

Fusible de alta descarga	Corriente continua A	Nº Nominal	Corriente continua A	EEI-NEMA K ó T nominal	Corriente continua A	EEI-NEMA K ó T nominal	Corriente continua A
1H	1	25	25	6	9	40	60*
2H	2	30	30	8	12	50	75*
3H	3	40	40	10	15	65	95
5H	5	50	50	12	18	80	120+
8H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
Nº Nominal		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150				
15	15	200	200				
20	20						

* Sólo cuando es usado en bases portafusibles de 100 ó 200A

+ Sólo cuando es usado en bases portafusibles de 200A.

Limitado por la corriente nominal del portafusible

Aparece ahora con un nuevo fusible que llevará 36A continuos de carga, interrumpiendo 1630 A en el punto B y coordinado con el fusible 15T. El fusible 20T no sirve puesto que puede transportar sólo 30 A (vea tabla 5.2). El siguiente fusible a

seleccionar el 25T que puede llevar 38 A (tabla 5.2) continuamente, pero para fusible 25T el tiempo mínimo de fusión es de 0.016 s a 1550 A.

Puesto que fusible 25T se quema antes de que el fusible 15T despeje la falla, la combinación no sirve para coordinación.

El tiempo mínimo de fusión del fusible 30T a 1550 A es de 0.031 s.

Para obtener buena coordinación se debe cumplir que la relación:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máx. del fusible protector}}{\text{Tiempo de fusión mín. del fusible protegido}} \times 100\% \leq 75\%$$

Un fusible 80T interrumpirá satisfactoriamente 1800 A, transportando 105 A continuamente y coordinado con el fusible 30T en el punto B (vea tabla 5.2), por lo tanto:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máx. para 30T}}{\text{Tiempo de fusión mín. para 80T}} \times 100\% = \frac{0,051}{0,16} \times 100\% = 32\%$$

Este valor resulta ser menor del 75% y la coordinación es satisfactoria. Los resultados se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Resultados del ejemplo.

Localización del fusible protegido	Fusible protegido	Fusible protector	Corriente máxima de falla	Corriente de carga	Tiempo de despeje máximo del fusible de protección	Tiempo de fusión mínimo del fusible protegido	Porcentaje CT/MT
C	15T	-	-	21	-	-	-
*B	25T	15T	1550	36	0,021	0,0165	128 (0,021/0,165)
B	30T	15T	1550	36	0,021	0,031	68 (0,021/0,031)
A	80T	30T	1630	105	0,051	0,160	32 (0,051/0,160)

* No hay coordinación para la combinación 25T-15T

5.4.2.2. Método II: usando tablas de coordinación

El uso de tablas de coordinación requiere que los fusibles sean operados dentro de su capacidad continua de corriente. Las tablas 5.4 a 5.8 listan los fusibles de protección, los fusibles protegidos y la corriente máxima de falla a la cual la protección es asegurada.

Tabla 5.4: Coordinación fusibles tipo K según NEMA - EEL.

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido (amperios) I nominal													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Corriente máxima de falla a la cual B protege a A														
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 5.5: Coordinación fusibles tipo T según NEMA - EEL.

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido (amperios) I nominal													
	8T	10T	12T	14T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
Corriente máxima de falla a la cual B protege a A														
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 5.6: Coordinación fusibles tipo K y tipo H de alta descarga según NEMA - EEL.

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido (amperios) I nominal													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Corriente máxima de falla a la cual B protege a A														
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabla 5.7: Coordinación fusibles tipo T y tipo H de alta descarga según NEMA - EEI.

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido (amperios) I nominal													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Tabla 5.8: Coordinación entre fusibles tipo N.

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido (amperios) I nominal													
	8	10	14	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
5	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
8			175	350	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10				200	370	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
15					200	450	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20						175	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25							900	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30								1300	2000	2650	3500	4950	8900	10000
40									1300	2500	3500	4950	8900	10000
50										1700	3200	4950	8900	10000
60											2000	4950	8900	10000
75												3700	8900	10000
85													8900	10000
100													6000	10000
150														3000

Las tablas N° 5.2 y 5.9, registran los valores de ICC y tiempo de fusión; y la corriente nominal o permanente de los diferentes tipos de fusible.

Tabla 5.9: Corriente de cortocircuito y tiempo de fusión según NEMA.

% Impedancia	Corriente efectiva de cortocircuito simétrico	Tiempo (seg)
≤4%	25,0 I _{nominal}	2
5%	20,0 I _{nominal}	3
6%	16,6 I _{nominal}	4
≥7%	≤ 14,3 I _{nominal}	5

Repitiendo el ejemplo anterior de coordinación usando la tabla N° 5.5: para el fusible de protección 15T el fusible protegido 25T sólo coordina por encima de 730 A (no sirve).

La tabla N°5.5 muestra que el fusible 15T coordinará bien con el fusible 30T por encima de 1700 A (mayor 1630 A) con una corriente de transporte de 45 A según tabla N° 5.6 (mayor a 36 A de corriente de carga).

La tabla N° 5.5 también muestra que el fusible 30T (como fusible de protección) se coordina con el fusible 80T (como fusible protegido) por encima de 5000 A (mayor a 1800

A) y una corriente de transporte continua de 120 A (tabla N° 5.5) mayor a 105 A de corriente de carga.

Notar que en la tabla N° 5.5 que el fusible 65T no se coordina con 30T puesto que la corriente de transporte continua es de 95 A, menor a 105 A de corriente de carga.

Las tablas N° 5.4 a N° 5.8, muestran los valores máximos de las corrientes de falla a las cuales los fusibles EEI - NEMA se coordinan (K con K, T con T, K con H, T con H y N con N). Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo de despeje máximo para los fusibles de protección y el 75% de las curvas de tiempo fusión mínima para los fusibles protegidos. En la tabla N° 5.3 se muestran todos los resultados analizados.

5.4.3. Ejemplo 2 de coordinación de fusible (Tablas 5.2 y 5.4)

Para el siguiente sistema radial, a partir de una subestación y barras A, B y C:

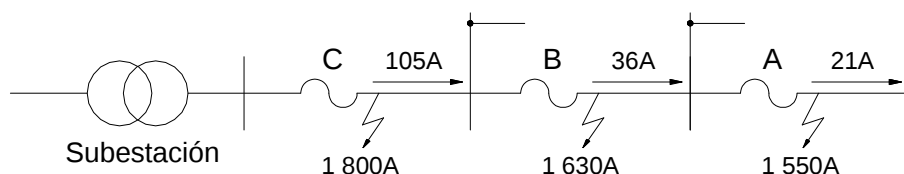


Figura 5.11: Ejemplo de coordinación de fusibles

Solución:

A partir de la tabla N°5.2, usando los fusibles tipo T, Barra A usamos un 15T, que soporta una $I_N = 23$ A, mayor que corriente de carga 21 A; de igual modo en B elegimos un 25 T, con $I_N = 38$ A y en C un 80 T, con $I_N = 120$ A. Ahora en la tabla N°5.4, los fusibles 15 T y 25 T coordinan para una falla máxima de 730 A, por lo que debemos subir el fusible de B hasta 30 T, que coordina con 15 T hasta 1700 A > 1550 A, IF en ese tramo. Los fusibles 30 T y 80 T coordinan hasta 5000 A > 1800 A, IF en ese tramo.

Luego los fusibles seleccionados y coordinados son A = 15 T; B = 30 T y C = 80T

5.4.4. Coordinación fusible limitador de corriente-fusible de expulsión

Aquí se debe verificar que:

$$I^2 t \text{ (FLC)} < I^2 t \text{ (FUSIBLE EXPULSIÓN)}$$

El problema básico en el uso de FLC de rango completo es que sus características t-I son diferentes a la mayoría de los otros dispositivos y dificultan la coordinación. Una situación muy común EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN es el uso de fusibles de expulsión en derivación lateral y un FLC en un transformador como se muestra en la figura N°5.12

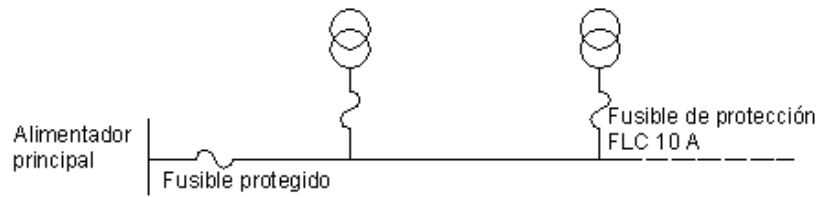


Figura 5.12: Coordinación FLC – fusible de expulsión

Para una falla en el transformador se quiere que el FLC despeje la falla sin dañar el fusible de expulsión 65K (fusible protegido). Una gráfica de las características del fusible usando la regla del 75% es mostrada la figura N° 5.13.

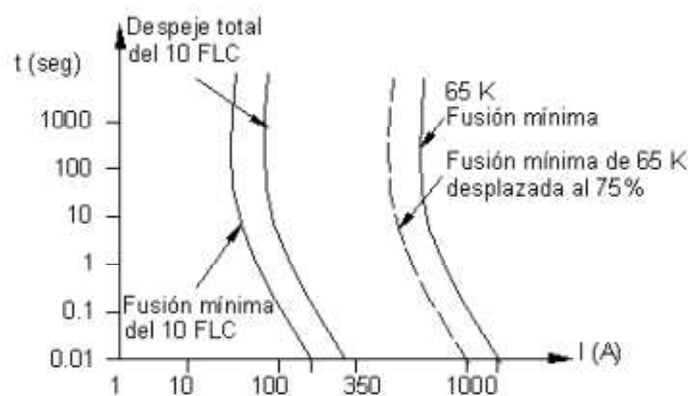


Figura 5.13: Coordinación FLC – fusible de expulsión

Como puede verse, estos dos fusibles coordinan bien al menos por debajo de 0.01s y el FLC puede fundirse en menos de 0.01s y la coordinación completa por debajo de 350 A es SATISFACTORIA.

5.4.5. Coordinación fusible expulsión - FLC.

Cuando el FLC es el fusible protegido y el fusible de expulsión es el fusible de protección, la coordinación es limitada. Porque el fusible de expulsión debe esperar la corriente 0 para interrumpir. Como resultado una corriente asimétrica puede fluir en el dispositivo por encima de 0.013s. Si graficamos esos fusibles (figura N° 5.14) se puede ver que la coordinación existe que sólo por debajo de los 500 A. Arriba de este nivel es probable que ambos fusibles operen.

Las tablas N° 5.10 y N° 5.11, muestran la coordinación adecuada cuando fusible limitador de corriente FLC actúa como fusible de protección y los fusibles K y T actúan como fusible protegido.

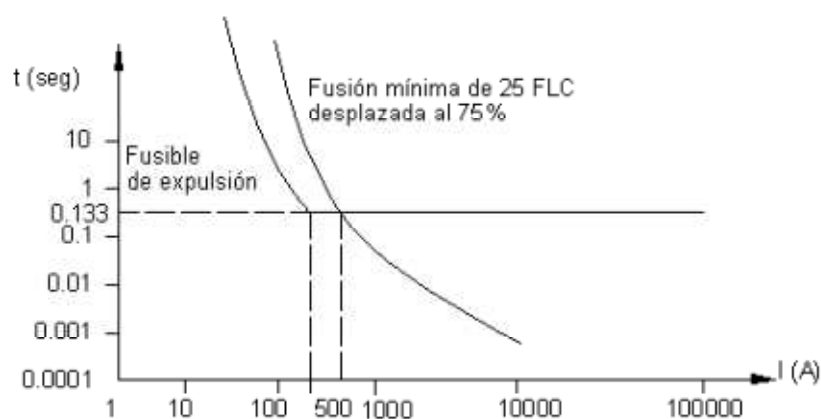


Figura 5.14: Coordinación Fusible de expulsión - FLC

Tabla 5.10: Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 15.5-22 kV

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 15.5-22kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.								
	Fusible protector - ANSI "K"								
	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18	1 750	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
36				650	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
54					50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
90							650	50 000	50 000

Tabla 5.11: Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 15.5-22 kV

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 15.5-22kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.										
	Fusible protector - ANSI "T"										
	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18		50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
36				50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
54						50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
90								50 000	50 000	50 000	50 000

5.4.6. Coordinación FLC – FLC

Se debe cumplir que:

(I^2t) INTERRUPCIÓN FUSIBLE PROTECCIÓN < (I^2t) FUSIÓN MÍNIMA FUSIBLE PROTEGIDO O RESPALDO

Cuando un FLC es usado como fusible protección y como fusible protegido se verá la coordinación con fusibles de características t-i similar, en concordancia con la curva adjunta:

Donde observamos claramente que la I^2t de fusión mínima del FLC de 30CL, es casi 2 veces el valor de la I^2t máximo de despeje total del FLC de 8CL.

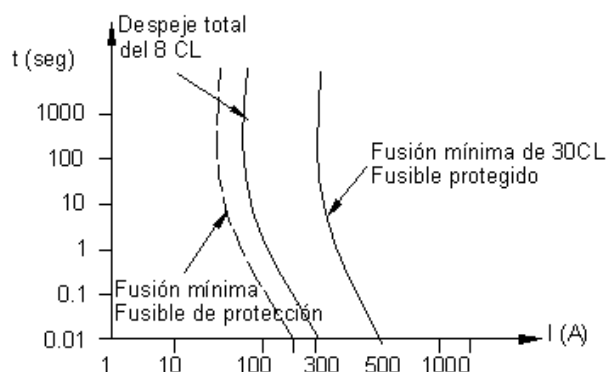


Figura 5.15: Coordinación FLC – FLC

La Tabla N° 5.12 muestra que un FLC pequeño no puede coordinar con un fusible grande, ejemplo 10 LC – con 25 LC. La Tabla N° 5.13 muestra coordinación entre FLC.

Tabla 5.12: Características de los FLC (Observe que 8LC no coordina con 25LC)

Corriente nominal (A)	I^2t fusión mínima. A ² .s	I^2t m. A ² .s
6LC	150	1 280
8LC	230	2 500
10LC	520	3 200
12LC	1 160	9 800
15LC	1 540	12 000
20LC	2 690	16 500
25LC	4 560	25 000
30LC	4 560	16 000
40LC	10 700	40 000

Tabla 5.13: coordinación FLC 15.5-22 kV - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 15.5-22kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.			
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 15.5-22kV			
	18	36	54	90
18		1 250	1 250	50 000
36				2 500
54				2 500
90				

Para la aplicación de las tablas de coordinación de fusibles limitadores de corriente FLC, se deben tener en cuenta las siguientes observaciones:

La coordinación es esperada para esos valores de corriente de falla máximos del sistema.

Ellos están basados en que el fusible de protección despeje la falla en el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, así como que el tiempo de fusión mínimo es mayor de 0.8 ciclos.

Para tiempos menores de 0.8 ciclos la coordinación está basada en que el fusible de protección despeje la falla y limite el I^2t total de la falla a un valor por debajo del I^2t requerido para fundir el fusible protegido.

5.4.7. Coordinación interruptor (relé)- fusible

Sea el caso que el Interruptor (relé) esté aguas arriba del fusible. Luego ante una falla aguas abajo del fusible, éste (el fusible) debe fundir antes que el Interruptor (relé) abra el circuito, lo cual otorga selectividad al sistema. Para ello se toma el siguiente criterio:

$$T_{\text{OPERACIÓN RELÉ}} = T_{\text{DESPEJE FALLA POR FUSIBLE}} + T_{\text{COORDINACIÓN}}$$

Donde, $T_{\text{COORDINACIÓN}} = 0.3 - 0.5$ segundos.

Puesto que el fusible es muy rápido a niveles relativamente altos de corriente de cortocircuito, algunas veces es imposible para el interruptor y el relé vencer al fusible y consecuentemente ambos dispositivos operan. Por ejemplo, los límites de coordinación para varios tipos de fusible (La corriente más alta a la cual la coordinación puede ser esperada), asumiendo una respuesta de 6 ciclos del relé é interruptor.

5.4.8. Coordinación interruptor - rele con recloser

Si una falla permanente ocurre en cualquier parte del sistema alimentador más allá del interruptor - relé, el dispositivo de recierre operará 1, 2 ó 3 veces instantáneamente (dependiendo del ajuste) en un intento por despejar la falla. Sin embargo, como una falla permanente estará aún en la línea al final de esas operaciones instantáneas, debe ser despejada por algún otro medio. Por esta razón, el recloser estará provisto con 1, 2 ó 3 operaciones diferidas (dependiendo del ajuste). Estas operaciones adicionalmente, son a propósito más lentas para proporcionar coordinación con fusibles o permitir que la falla se autodespeje. Después de la cuarta operación, si la falla persiste en la línea, el recloser abre y se bloqueará.

En el caso que relé sea numérico, está programado para que reposición sea instantánea y debe garantizarse coordinación estática.

Para garantizar selectividad entre Interruptor-relé y recloser se debe garantizar un intervalo de 0.5 segundos, que involucra los siguientes tiempos:

$$T_{\text{ERRORES DE EQUIPOS}} + T_{\text{SEGURIDAD}} + T_{\text{INTERRUPCIÓN RECLOSER}} = 0.5 \text{ segundos}$$

Para una coordinación Dinámica, y conseguir la selectividad deseada se debe garantizar que el porcentaje de recorrido neto del relé durante las operaciones del recloser sea menor al 80 %; tal como se muestra en el problema siguiente:

$$\% \text{ recorrido neto del relé} \leq 80 \%$$

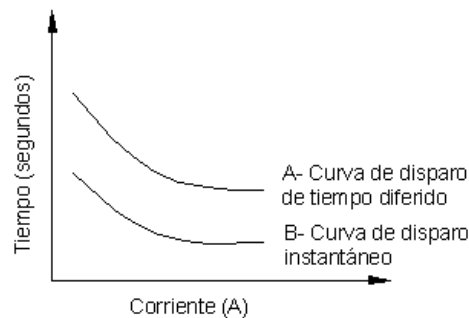


Figura 5.16: Características de un recloser

En Subestaciones donde la $P_{\text{CORTOCIRCUITO}}$ disponible en la barra del alimentador de distribución es 250 MVA o mayor, los circuitos alimentadores están usualmente equipados con interruptores y relés de sobre corriente de tiempo extremadamente inverso.

Los INTERRUPTORES-RELÉS de cada alimentador deben estar ajustados de tal manera que ellos puedan proteger el circuito hasta un punto más allá del primer recloser en el alimentador principal, pero con el tiempo de retraso suficiente para ser selectivo con el recloser durante cualquiera o todas las operaciones dentro del ciclo completo del recloser.

PROBLEMA.- Analizar la selectividad para una falla de 500A, asumiendo que la falla persistirá a través de todos los recierres. El relé I_{AC} no debe disparar el interruptor para una falla más allá de la capacidad del recloser. De acuerdo a lo establecido en la curva.

Curva A: Característica t-I instantánea de un recloser de 35A.

Curva B: Característica t-I de tiempo diferido de un recloser de 35A.

Curva C: Característica t-I del relevador muy inverso IAC que ajustado en el 1.0 del dial de tiempo y en el tap de 4A (primario de 160A con TC de 200/5).

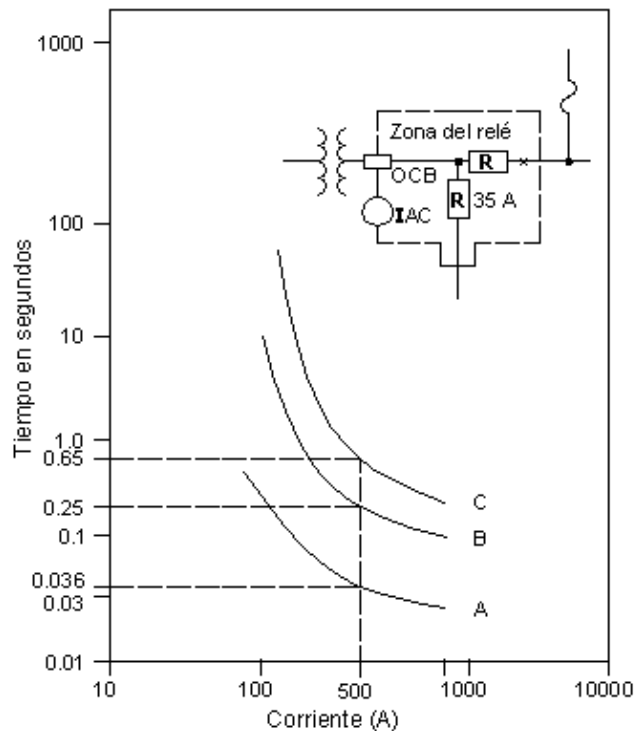


Figura 5.17: Ejemplo de coordinación interruptor – rele con recloser

Tiempo de reposición del relé 60 s en el dial 10 de ajuste de tiempo.

Los tiempos de operación del relé y del recloser para este problema son:

Para el recloser: Instantáneo = 0.036s; Retraso de tiempo=0.25s.

Para el relé: Tiempo de puesta en marcha=0.65s. Reposición = $(1.0 / 10) \times 60$ segundos = 6.0 segundos.

SOLUCIÓN.-

Durante el primer disparo instantáneo del recloser (curva A):

$$\% \text{ de cierre de RELÉ} = T_{\text{tiempo instantáneo RECLOSER}} / T_{\text{tiempo puesta en marcha RELÉ}}$$

$$\% \text{ de cierre de Relé} = (0.036/0.65) * 100 = 5.54 \%$$

$$\% \text{ de reposición de Relé} = T_{\text{tiempo apertura RECLOSER}} / T_{\text{tiemporeposición de RELÉ}}$$

Asumir que Recloser abre a los 1.0 segundos.

$$\% \text{ de reposición de Relé} = (1.0/6.0) * 100 = 16.7 \%$$

$$\% \text{ de cierre de Relé} < \% \text{ de reposición de Relé; } 5.54 < 16.7$$

Y por lo tanto, el RELÉ se repondrá completamente durante el tiempo que el recloser está abierto después de cada apertura instantánea.

Durante la primera operación de disparo diferido (curva B) del recloser

$$\% \text{ de cierre de RELÉ} = T_{\text{tiempo RETRASO RECLOSER}} / T_{\text{tiempo puesta en marcha RELÉ}}$$

$$\% \text{ de cierre de Relé} = (0.25/0.65) * 100 = 38.5 \%$$

$$\% \text{ de reposición de Relé} = T_{\text{tiempo apertura RECLOSER}} / T_{\text{tiemporeposición de RELÉ}}$$

Asumir que Recloser abre a los 1.0 segundos.

$$\% \text{ de reposición de Relé} = (1.0/6.0) * 100 = 16.6 \%$$

Durante el segundo disparo de tiempo diferido del recloser.

$$\% \text{ de cierre de RELÉ} = T_{\text{tiempo RETRASO RECLOSER}} / T_{\text{tiempo puesta en marcha RELÉ}}$$

$$\% \text{ de cierre de Relé} = (0.25/0.65) * 100 = 38.5 \%$$

**El recorrido neto del relé considerando que la reposición es NEGATIVA (-) es
de = + 38.5 % - 16.7 % + 38.5 % = 60.4 %**

DEL ANALISIS ANTERIOR, se ve que al recorrido DE REPOSICIÓN DEL RELÉ le falta aproximadamente el 40%, es decir ($0.4 \times 0.65 = 0.24$ segundos) del necesario para que el Relé cierre sus contactos y dispare su INTERRUPTOR; y por lo tanto, el RELÉ IAC será selectivo. Se considera deseable un margen de 0.15 a 0.20 segundos adecuado contra variaciones de características, errores en la lectura de curvas, etc. El RELÉ de sobrecorriente estático tipo SFC previene algunos de estos problemas ya que su sobrecorrido es aproximadamente 0.01s y el tiempo de REPOSICIÓN es de 0.1s o menos.

5.4.9. Coordinación entre recloser

Sea R1 y R2 los recloser considerados. Ante una falla aguas abajo del R2, es deseable que R2 despeje falla sin que R1 opere, para esto debe cumplirse:

- ⇒ El R2 debe actuar en su curva lenta antes que R1 para cualquier valor de corriente de cortocircuito. La diferencia entre sus curvas lentas debe ser mayor que 0.2 segundos.
- ⇒ Si ocurre una falla permanente aguas abajo del R2, la secuencia de operación sería como sigue:

R2 abre con curva rápida

R2 cierra

R2 abre con curva rápida

R2 cierra

R1 abre con curva rápida

R1 cierra

R1 abre con curva rápida

R1 cierra

R2 abre con curva temporizada

R2 cierra

R2 bloquea con curva temporizada.

- ⇒ *Esto no debería ocurrir, puesto que al actuar R1, hay más usuarios sin servicio con las pérdidas para el concesionario. Se puede solucionar si recloser cuentan la curva característica de coordinación de secuencia en zona.

La coordinación de secuencia en zona es un método que evita la actuación de los recloser de respaldo para una falla aguas abajo más allá del recloser de protección. Para el mismo caso anterior si R1 tiene activada su sistema de coordinación de secuencia en zona, la secuencia de operación sería:

R2 abre con curva rápida
R2 cierra
R2 abre con curva rápida
R2 cierra
R2 abre con curva temporizada
R2 cierra
R2 bloquea con curva temporizada.

5.4.10. Coordinación entre recloser – fusible

Cuando se tiene una zona con alta frecuencia de fallas transitorias, como descargas atmosféricas, animales sobre conductores, zona de árboles. Recloser debe ajustarse para que tenga 2 operaciones rápidas y 2 lentas. Las rápidas deben actuar antes que el fusible y despejar falla transitoria. Si la falla persiste el recloser operará más lento que fusible, permitiendo que falla sea despejada por fusible, esto permite garantizar el servicio a los usuarios y disminuye las labores de reposición de fusibles con el costo correspondiente.

Si por el contrario cargados al alimentador existen clientes con cargas sensibles a las fallas transitorias, las cuales producen perturbaciones bruscas de voltaje y corriente, se prefiere que actuara el fusible, ajustándose el recloser para 1 operación rápida y 3 lentas.

Para cualquier caso anterior debe cumplirse lo siguiente:

$$T_{\text{MINIMO FUSIÓN FUSIBLE}} \geq T_{\text{APERTURA RECLOSER CURVA RÁPIDA}}$$

$$T_{\text{MÁXIMO FUSIÓN FUSIBLE}} \leq T_{\text{APERTURA RECLOSER CURVA TEMPORIZADA}}$$

6.

ANEXOS

ANEXO A

PARÁMETROS A USARSE PARA HALLAR LA CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR

Tabla A.1: Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire

Temperature T_{film}			Absolute viscosity [B15] (lb/ft-hr) μ_r	Air density [B17] ρ_r (lb/ft ³)				Thermal con- ductivity of air [B18] (W/ft, °C) k_f
°F	°C	°K		Sea level	5 000 ft	10 000 ft	15 000 ft	
32	0	273	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	278	0.0421	0.0793	0.0660	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	283	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	288	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	293	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	298	0.0444	0.0740	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	303	0.0450	0.0728	0.0606	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	308	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	313	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	318	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	323	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	328	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	333	0.0484	0.0661	0.0550	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	338	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	343	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	348	0.0500	0.0634	0.0527	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	353	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	358	0.0510	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	363	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	368	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	373	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

Tabla A.2: Altitud H_c y azimuth, Z_c , del sol en grados para varias latitudes

Degrees North lati- tude	Local sun time					
	10:00 am		Noon		2:00 pm	
	H_c	Z_c	H_c	Z_c	H_c	Z_c
20	62	78	87	0	62	282
25	62	88	88	180	62	272
30	62	98	83	180	62	262
35	61	107	78	180	61	253
40	60	115	73	180	60	245
45	57	122	68	180	57	238
50	54	128	63	180	54	232
60	47	137	53	180	47	223
70	40	143	43	180	40	217

Tabla A.3: Flujo de radiación solar total

Degrees solar altitude	$(Q_s \text{ W/ft}^2)$	(See table 4)
	Clear atmosphere	Industrial atmosphere
5	21.7	12.6
10	40.2	22.3
15	54.2	30.5
20	64.4	39.2
25	71.5	46.6
30	77.0	53.0
35	81.5	57.5
40	84.8	61.5
45	87.4	64.5
50	90.0	67.5
60	92.9	71.6
70	95.0	75.2
80	95.8	77.4
90	96.4	78.9

Tabla A.4: Factor para altas elevaciones

Elevation above sea level H_e	Multiplier for values in table 3
0	1.00
5 000	1.15
10 000	1.25
15 000	1.30

Ecuaciones para las tablas A.1, A.2, A.3, y A.4:

Los datos presentados en las tablas son calculados mediante el siguiente polinomio:

$$Y = A + BX + CX^2 + DX^3 + EX^4 + FX^5 + GX^6$$

Los coeficientes considerados son los siguientes:

Viscosidad (tabla A.1)

$Y =$ viscosidad absoluta, μ_r (lb/pie.hr)

$X =$ temperatura, T_{film} ($^{\circ}C$)

$$A = 0,0415$$

$$B = 1,2034 \cdot 10^{-4}$$

$$C = -1,1442 \cdot 10^{-7}$$

$$D = 1,9416 \cdot 10^{-10}$$

$$E \text{ a } G = 0$$

Densidad (tabla A.1)

$$\rho_f = \frac{0,080695 - 0,2901 \cdot 10^{-5}(H_c) + 0,37 \cdot 10^{-10}(H_c^2)}{1 + 0,00367(T_{film})}$$

Conductividad térmica del aire (tabla A.1)

$Y =$ conductividad térmica del aire, k_f en W/pie ($^{\circ}C$)

$X =$ temperatura, T_{film} ($^{\circ}C$)

$$A = 0,007388$$

$$B = 2,27889 \cdot 10^{-5}$$

$$C = -1,34328 \cdot 10^{-9}$$

$$D \text{ a } G = 0$$

Altitud del sol (tabla A.2)

$Y =$ altitud del sol, H_c (grados)

$X =$ ubicación de la línea (grados de latitud norte)

10:00 am hora local del sol (2:00 pm)

$$A = 35,9201$$

$$B = 5,106109$$

$$C = -0,4049362$$

$$D = 0,01644423$$

$$E = -3,543 \cdot 10^{-4}$$

$$F = 3,7704 \cdot 10^{-6}$$

$$G = -1,5636 \cdot 10^{-8}$$

mediodía hora local del sol

$$A = -417,2643$$

$$B = 78,43841$$

$$C = -4,7439$$

$$D = -0,147356$$

$$E = -0,0025127$$

$$F = 2,2318 \cdot 10^{-5}$$

$$G = -8,0736 \cdot 10^{-8}$$

Azimuth del sol (tabla A.2)

$Y =$ azimuth del sol, Z_c (grados)
 $X =$ ubicación de la línea (grados de latitud norte)

10:00 am hora local del sol

$$\begin{aligned}A &= 40,1428 \\B &= 1,4292 \\C &= 0,039 \\D &= -8,9781 \cdot 10^{-4} \\E &= 4,9848 \cdot 10^{-6} \\F \text{ a } G &= 0\end{aligned}$$

2:00 pm hora local del sol

$$\begin{aligned}A &= 334,2192 \\B &= -2,9656 \\C &= 0,0185 \\D \text{ a } G &= 0\end{aligned}$$

Flujo de radiación solar total

$Y =$ flujo total, Q_s (W/pie²)
 $X =$ altitud solar (grados)

Atmósfera limpia

$$\begin{aligned}A &= -3,92414 \\B &= 5,92762 \\C &= -0,17856 \\D &= 0,003223 \\E &= -3,3549 \cdot 10^{-5} \\F &= 1,80527 \cdot 10^{-7} \\G &= -3,7868 \cdot 10^{-10}\end{aligned}$$

Atmósfera industrial

$$\begin{aligned}A &= 4,940779 \\B &= 1,320247 \\C &= 0,061444 \\D &= -0,0029411 \\E &= 5,07752 \cdot 10^{-5} \\F &= -4,03627 \cdot 10^{-7} \\G &= 1,22967 \cdot 10^{-9}\end{aligned}$$

Factor de corrección de la elevación (tabla A.4)

$Y =$ factor de corrección
 $X =$ elevación (pies sobre el nivel del mar)

$$\begin{aligned}A &= 1 \\B &= 3,5 \cdot 10^{-5} \\C &= -1,0 \cdot 10^{-9}\end{aligned}$$

ANEXO B

PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES

Tabla B.1: Características de los conductores AAAC y Cu

SECCIÓN NOMINAL (mm ²)	MATERIAL	SECCIÓN REAL (mm ²)	HILOS (Número)	Ø Hilo (mm)	MASA (Kg/m)	R (20°C) (Ohm/Km)	MÓDULO DE ELASTICIDAD (KN/mm ²)	COEF. DILAT. (°C ⁻¹)	COEF. DILAT. TÉRMICA (°C ⁻¹)	Ø Ext. (mm)	CARGA DE ROTURA (KN)	ESF. ROTURA NOMINAL (N/mm ²)
150	AAAC	147,11	37	2,25	0,405	0,221	60,82	0,000023	0,00360	15,75	41,11	274,07
120	AAAC	116,99	19	2,80	0,322	0,285	60,82	0,000023	0,00360	14,00	35,32	294,33
95	AAAC	93,27	19	2,50	0,256	0,358	60,82	0,000023	0,00360	12,50	28,71	302,21
70	AAAC	65,81	19	2,10	0,181	0,507	60,82	0,000023	0,00360	10,50	20,71	295,86
50	AAAC	49,75	7	3,00	0,135	0,671	60,82	0,000023	0,00360	9,00	14,79	295,80
35	AAAC	34,36	7	2,50	0,094	0,966	60,82	0,000023	0,00360	7,50	10,35	295,71
25	AAAC	24,60	7	2,10	0,066	1,370	60,82	0,000023	0,00360	6,30	7,40	296,00
16 Cu	CU	15,70	7	1,69	0,141	1,170	117,12	0,000017	0,00382	5,10	6,36	397,50
25 Cu	CU	24,60	7	2,12	0,224	0,741	117,12	0,000017	0,00382	6,42	9,95	398,00
35 Cu	CU	34,36	7	2,50	0,310	0,534	117,12	0,000017	0,00382	7,56	13,60	388,57
50 Cu	CU	49,75	19	1,77	0,420	0,395	117,12	0,000017	0,00382	8,90	18,90	378,00
70 Cu	CU	65,81	19	2,13	0,608	0,273	117,12	0,000017	0,00382	10,70	27,00	385,71

Tabla B.2: Resistencia de los conductores a la temperatura de operación

SECCIÓN	120	95	70	50	35	25	16 Cu	25 Cu	50 Cu	70 Cu
R (20°C)	0,285	0,358	0,507	0,671	0,966	1,370	1,170	0,741	0,395	0,273
COEF. TÉRM. (°C ⁻¹)	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,00382	0,00382	0,00382	0,00382
TEMP. OPER. (°C)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
R(T °C)	0,306	0,384	0,544	0,719	1,036	1,469	1,259	0,798	0,425	0,294

Tabla B.3: Datos para cálculo de la reactancia inductiva

SISTEMA / DATO	3Ø Trifásico	2Ø Monofásico	1Ø+N Monofásico	MRT Monofásico
DMG (m)	1,20	2,20	1,20	
ρ (ohm-m)				250,00
De (m)				1343,97
Tensión	22,9	22,9	13,2	13,2

Tabla B.4: Factores de caída de tensión

SECCIÓN NOMINAL (mm ²)	RADIO HILO r' (m)	RADIO EQUIV. Ds (m)	RADIO COND. r (m)	X3Ø Trifásico (Ohm/Km)	X2Ø Monofásico (Ohm/Km)	X1Ø+N Monofásico (Ohm/Km)	X MRT Monofásico (Ohm/Km)	R 20°C (°C) 20	R T°C (°C) 40	K1 Trifásico (Ohm/Km)	K2 Monofásico (Ohm/Km)	K3 Monofásico (Ohm/Km)
150	0,00113	0,0060	0,0079	0,3974	0,4431	0,3974	0,9272	0,2210	0,2369	8,188E-05	8,610E-05	2,464E-04
120	0,00140	0,0053	0,0070	0,4063	0,4519	0,4063	0,9369	0,2850	0,3055	9,578E-05	1,000E-04	2,883E-04
95	0,00125	0,0047	0,0063	0,4148	0,4605	0,4148	0,9454	0,3580	0,3838	1,115E-04	1,157E-04	3,356E-04
70	0,00105	0,0040	0,0053	0,4280	0,4736	0,4280	0,9586	0,5070	0,5435	1,432E-04	1,474E-04	4,309E-04
50	0,00150	0,0032	0,0045	0,4396	0,4852	0,4396	0,9756	0,6710	0,7193	1,778E-04	1,820E-04	5,350E-04
35	0,00125	0,0026	0,0038	0,4533	0,4989	0,4533	0,9894	0,9660	1,0356	2,393E-04	2,436E-04	7,203E-04
25	0,00105	0,0022	0,0032	0,4664	0,5121	0,4664	1,0025	1,3700	1,4686	3,231E-04	3,273E-04	9,725E-04
16 Cu	0,00085	0,0018	0,0026	0,4823	0,5280	0,4823	1,0189	1,1700	1,2594	2,847E-04	2,889E-04	8,569E-04
25 Cu	0,00106	0,0022	0,0032	0,4650	0,5107	0,4650	1,0018	0,7410	0,7976	1,950E-04	1,993E-04	5,870E-04
50 Cu	0,00089	0,0034	0,0045	0,4404	0,4861	0,4404	0,9714	0,3950	0,4252	1,218E-04	1,260E-04	3,664E-04
70 Cu	0,00107	0,0040	0,0054	0,4265	0,4722	0,4265	0,9575	0,2730	0,2939	9,543E-05	9,964E-05	2,872E-04

ANEXO C

CARACTERÍSTICAS DE PARARRAYOS

Tabla C.1: Rangos de niveles de protección comunes para pararrayos

Common Ranges of Protective Levels

Duty Cycle Rating kV rms	MCOV kV rms	Front-of-Wave Protective Level, kV			Maximum Discharge Voltage, kV 8/20 μ sec Current Wave		
		5 kA Normal Duty	10 kA Heavy Duty	10 kA Riser Pole	5 kA Normal Duty	10 kA Heavy Duty	10 kA Riser Pole
3	2.55	11.2-17	13.5-17	10.4	10.2-16	9.1-16	8.2
6	5.1	22.3-25.5	26.5-35.3	17.4-18	20.3-24	18.2-25	16.2
9	7.65	33.5-36	26.5-35.3	22.5-36	30-33.5	21.7-31.5	20-24.9
10	8.4	36-37.2	29.4-39.2	26-36	31.5-33.8	24.5-35	22.5-26.6
12	10.2	44.7-50	35.3-50	34.8-37.5	40.6-44	32.1-44	30-32.4
15	12.7	54-58.5	42-59	39-54	50.7-52	35.9-52	33-40.2
18	15.3	63-67	51-68	47-63	58-60.9	43.3-61	40-48
21	17.0	73-80	57-81	52-63.1	64-75	47.8-75	44-56.1
24	19.5	89-92	68-93	63-72.5	81.1-83	57.6-83	53-64.7
27	22.0	94-100.5	77-102	71-81.9	87-91.1	65.1-91	60-72.1
30	24.4	107-180	85-109.5	78-85.1	94.5-99	71.8-99	66-79.5
36	29.0	125	99-136	91-102.8	116	83.7-125	77-96

Source: IEEE Std. C62.22-1997. Copyright 1998 IEEE. All rights reserved.

Fuente: IEEE Std. C62.22-1997.

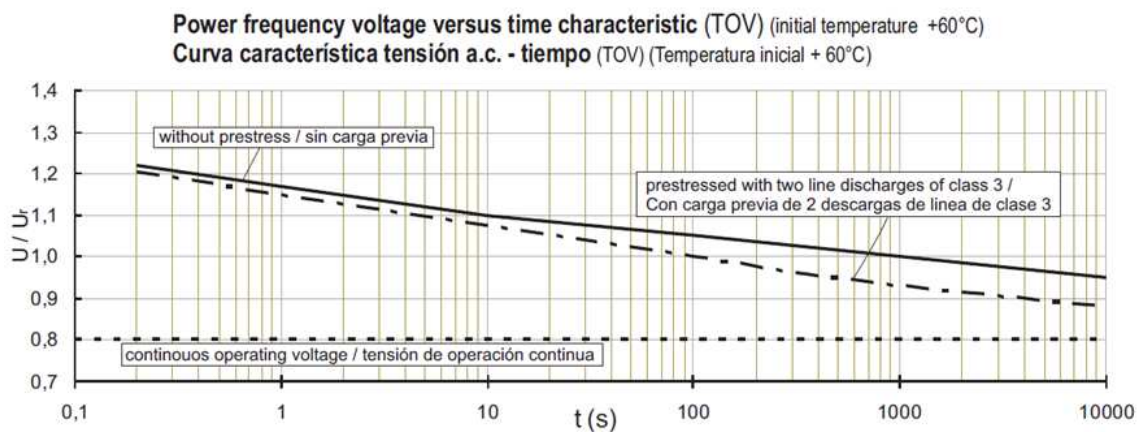


Figura C.1: Curva característica de Pararrayos de óxido de zinc

Fuente: Catálogo de selección de pararrayos de óxidos metálicos: Tridelta.

ANEXO D

TABLAS Y GRÁFICOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LA CARGA DEL VIENTO (TOMADO DEL CNE-S 2011)

Tabla 250-1.A
Viento y temperatura para las zonas de carga A, B y C
(Para ser utilizado con la Regla 250.B)

Zona de Carga	A Ligera	B Regular	C Fuerte
Velocidad horizontal del viento	19,5 m/s (70 km/h)	22,2 m/s (80 km/h)	25 m/s (90 km/h)
Temperatura	20 °C	15 °C	10 °C

NOTA: Pueden presentarse casos especiales donde las condiciones climatológicas extremas sean diferentes a las indicadas en este Código. Podrán utilizarse valores diferentes siempre y cuando se disponga del sustento técnico de un estudio de ingeniería reconocido por los años de experiencia suficientes para garantizar la vida de la instalación dentro de los estándares internacionales. Así mismo, se podrá utilizar valores diferentes a los indicados en este Código siempre y cuando la experiencia dentro de lo práctico posible haya demostrado suficiencia en lo que se haya venido utilizando, pero –en todo caso- siempre deberá tenerse presente la posibilidad de los cambios climatológicos que se viene suscitando.



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

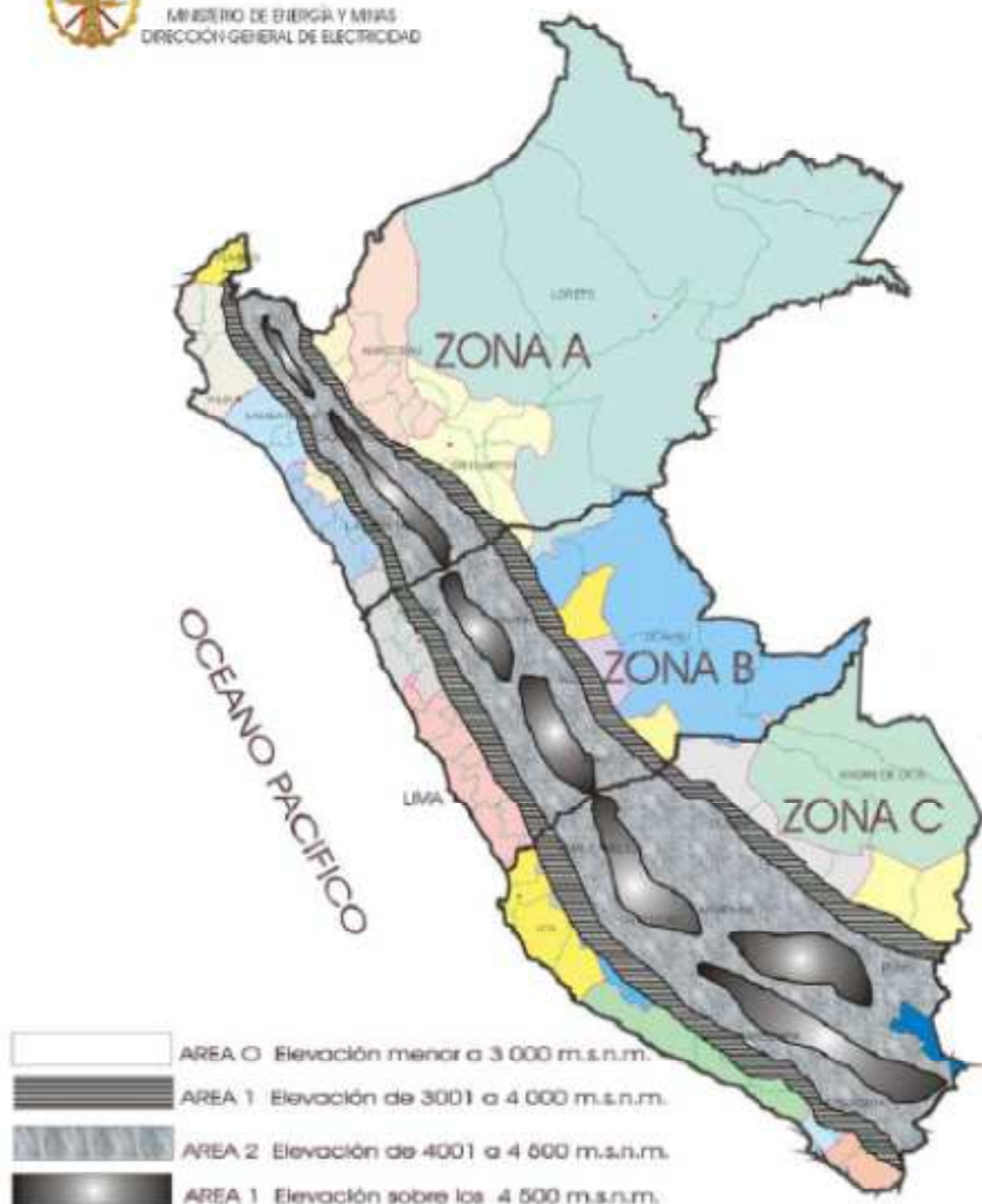


Figura 250-1
Ubicación de las zonas de carga en el Perú

Tabla 250-1-B
Viento, hielo y temperatura para las áreas de carga 1, 2 y 3
(Para ser utilizado con la Regla 250.B)

Zona de carga	Área 0 elevación menor de 3 000 m.s.n.m.	Área 1 elevación 3 000-4 000 m.s.n.m.	Área 2 elevación 4 001-4 500 m.s.n.m.	Área 3 elevación a partir de 4 500 m.s.n.m.
Caso de sólo viento				
Velocidad horizontal del viento	26 m/s (94 km/h)	29 m/s (104 km/h)	31,5 m/s (113 km/h)	33,5 m/s (120 km/h)
Temperatura °C	10 °C	5 °C	0 °C	-5 °C
Caso de sólo hielo				
Grosor radial del hielo mm	No hay	6 mm	25 mm	50 mm
Temperatura	0 °C	0 °C	-5 °C	-10 °C
Caso combinado de hielo y viento				
Grosor radial del hielo	No hay	3 mm	12 mm	25 mm
Velocidad horizontal del viento	14 m/s (50 km/h)	14,5 m/s (52 km/h)	15,5 m/s (56 km/h)	17 m/s (61 km/h)
Temperatura	5 °C	0 °C	-5 °C	-10 °C

NOTA 1: Pueden presentarse casos especiales donde las condiciones climatológicas extremas sean diferentes a las indicadas en este Código. Podrán utilizarse valores diferentes siempre y cuando se disponga del sustento técnico de un estudio de ingeniería reconocido por los años de experiencia suficientes para garantizar la vida de la instalación dentro de los estándares internacionales. Así mismo, se podrá utilizar valores diferentes a los indicados en este Código siempre y cuando la experiencia dentro de lo práctico posible haya demostrado suficiencia en lo que se haya venido utilizando, pero –en todo caso- siempre deberá tenerse presente la posibilidad de los cambios climatológicos que se viene suscitando.

NOTA 2: En el caso de la costa de Lima, hasta una altitud de 1000 m.s.n.m., podrá continuarse utilizando una velocidad de 50 km/h, mientras los estudios de vientos no indiquen lo contrario.

Tabla 250-2
Fuerzas horizontales de viento en las superficies cilíndricas¹

Velocidad del viento (m/s)	Presión del viento (kN) ²
31	0,589
36	0,794
40	0,981
45	1,241
49	1,472

¹Factor de forma de 1,0

²Área = 1 m²

ANEXO E

Tabla E.1: Índice de parámetros de diseño

Symbol	Description	Clause number
ρ	Soil resistivity, $\Omega \cdot m$	Clause 13
ρ_s	Surface layer resistivity, $\Omega \cdot m$	7.4, 12.5
$3I_0$	Symmetrical fault current in substation for conductor sizing, A	15.3
A	Total area enclosed by ground grid, m^2	14.2
C_s	Surface layer derating factor	7.4
d	Diameter of grid conductor, m	16.5
D	Spacing between parallel conductors, m	16.5
D_f	Decrement factor for determining I_G	15.1.4, 15.10
D_m	Maximum distance between any two points on the grid, m	16.5
E_m	Mesh voltage at the center of the corner mesh for the simplified method, V	16.5
E_s	Step voltage between a point above the outer corner of the grid and a point 1 m diagonally outside the grid for the simplified method, V	16.5
E_{step50}	Tolerable step voltage for human with 50 kg body weight, V	8.3

Tabla E.1: Índice de parámetros de diseño (Continuación)

Symbol	Description	Clause number
E_{step70}	Tolerable step voltage for human with 70 kg body weight, V	8.3
$E_{touch50}$	Tolerable touch voltage for human with 50 kg body weight, V	8.3
$E_{touch70}$	Tolerable touch voltage for human with 70 kg body weight, V	8.3
h	Depth of ground grid conductors, m	14.2
h_s	Surface layer thickness, m	7.4
I_G	Maximum grid current that flows between ground grid and surrounding earth (including dc offset), A	15.1.4
I_g	Symmetrical grid current, A	15.1.6
K	Reflection factor between different resistivities	7.4
K_h	Corrective weighting factor that emphasizes the effects of grid depth, simplified method	16.5
K_i	Correction factor for grid geometry, simplified method	16.5
K_{ii}	Corrective weighting factor that adjusts for the effects of inner conductors on the corner mesh, simplified method	16.5
K_m	Spacing factor for mesh voltage, simplified method	16.5
K_s	Spacing factor for step voltage, simplified method	16.5
L_c	Total length of grid conductor, m	14.3
L_M	Effective length of $L_c + L_R$ for mesh voltage, m	16.5
L_R	Total length of ground rods, m	16.5
L_r	Length of ground rod at each location, m	14.3, 16.5
L_s	Effective length of $L_c + L_R$ for step voltage, m	16.5
L_T	Total effective length of grounding system conductor, including grid and ground rods, m	14.2

Tabla E.1: Índice de parámetros de diseño (Continuación)

Symbol	Description	Clause number
L_x	Maximum length of grid conductor in x direction, m	16.5
L_y	Maximum length of grid conductors in y direction, m	16.5
n	Geometric factor composed of factors n_a , n_b , n_c , and n_d	16.5
n_R	Number of rods placed in area A	14.3
R_g	Resistance of grounding system, Ω	14.1–14.4
S_f	Fault current division factor (split factor)	15.1.3
t_c	Duration of fault current for sizing ground conductor, s	11.3
t_f	Duration of fault current for determining decrement factor, s	15.10
t_s	Duration of shock for determining allowable body current, s	5.2–6.3

ANEXO F

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEEE Std 80-1976**, IEEE Guide for Safety in Substation Grounding.
- [2] MUKHEDKAR, D., and GAGNON, G.** Earth Resistivity Measurements in a Two Layer Earth Structure. Jan27-Feb 1, 1974, IEEE Paper C-74-196-2. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, NY.
- [3] INGº JAIME RODRIGUEZ HINOSTROZA**, Curso de Actualización Profesional: “Aspectos Técnicos Relevantes en el Desarrollo de Proyectos de Electrificación Rural”. Mayo 2010. Lima - Perú.
- [4] IEC 60071-1**, Insulation Co-Ordination – Definitions, principles and rules, 1993.
- [5] IEC 60071-2**, Insulation Co-Ordination – Definitions, principles and rules, 1993.
- [6] INGº JUAN BAUTISTA RIOS**, Líneas de Transmisión de Potencia, Aspectos Mecánicos y Conductores. 2003, Lima - Perú.
- [7] INGº SAMUEL RAMIREZ CASTAÑO**, Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, 2000.
- [8] INGº VICTORINO TURRUBIATES GUILLEN**, Selección y Aplicación de Apartarrayos, 2005, México.
- [9] IEEE Std 738-1993**, Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.
- [10] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION**, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 1994, Pennsylvania USA.
- [11] J. DUNCAN GLOVER & MULUKUTLA S. SARMA**, Sistemas de Potencia Análisis y Diseño, 2003, México DF.
- [12] JOHN J. GRAINGER & WILLIAM D. STEVENSON Jr**, Análisis de Sistemas de Potencia, 2001, México.
- [13] IEEE Std C62.11**, IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (> 1 kV), 2005.

[14] UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE, Design Guide for Rural Substations, 2001, USA.

[15] T.A. SHORT, ELECTRIC POWER distribution handbook, 2004, Miami – USA.

[16] LEONARD L. GRIGSBY, Electric Power Engineering Handbook, Second Edition, 2006, California USA.

[17] GAMMA S.A., Guía Para Mejorar el Comportamiento Bajo Descargas Tipo Rayo de las Líneas Aéreas de Distribución Eléctrica, Norma IEEE std 1410, 2002, Colombia.

[18] IEEE Std 1410 -2004, IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.

[19] JUDE HERNANDEZ , Lightning Arresters A Guide to Selection and Application, USA.

[20] ANJAN K. DEB, Powerline Ampacity System, 2000, Miami – USA.

[21] RENZO TAMASCO AMADOR, Protecciones Eléctricas, 2007, Colombia.

[22] H.WAYNE BEATY, Standard Handbook For Electrical Engineers, 2006, USA.

[23] TADEO CZERWENY S.A., Estudio de Sobrecargas de Transformadores Basado en las Normas ANSI/IEEE C57.91-1995.

[24] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.

[25] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, Normas técnicas DGE.