

CAPÍTULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

1. SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA

Los procedimientos para diseñar sistemas de tierras se basan en conceptos tradicionales, pero su aplicación puede ser muy compleja; ya que cada instalación es única en su localización, tipo de suelo, y equipos a proteger.

Un sistema de puesta a tierra comprende cualquier conexión metálica, sin fusible, ni protección alguna, de sección suficiente, entre una parte de una instalación y un electrodo o placa metálica, de dimensiones y situaciones tales que, en todo momento, se pueda asegurar que los elementos se encuentran al mismo potencial de tierra.^[1]

En los sistemas eléctricos se considera a la tierra como un elemento con infinita capacidad de absorción de energía y con un nivel de tensión de 0V lo que representa una excelente referencia eléctrica.

Este diseño se realiza en función de la resistividad del terreno donde será ubicado el sistema de puesta a tierra, y el límite máximo establecido para el valor de la resistencia de la toma de tierra por las normas nacionales e internacionales, y los límites permisibles de voltajes para las personas y equipos.

Los sistemas de puesta a tierra tienen como función principal la protección de las personas que conviven cerca de las instalaciones eléctricas y el cuidado de los equipos que forman parte del sistema eléctrico con una protección efectiva que minimice el efecto de las corrientes de cortocircuito y descargas eléctricas.

Una instalación de baja potencia de cortocircuito requerirá solamente uno o unos pocos electrodos de puesta a tierra conectados entre ellos, en sistemas eléctricos de alta potencia, esto es, sistemas con altas corrientes de falla que circulan por el electrodo de puesta a tierra y luego por esta, se emplean mallas conductoras

^[1] GONZALEZ Francisco, (2007) II Seminario en Seguridad y Riesgos Eléctricos en la Industria.

enterradas horizontalmente y quizás de varillas adosadas a la malla y dispuestas verticalmente.

En forma general, un sistema de puesta a tierra debe garantizar:

- Un camino de baja resistencia para las descargas atmosféricas
- El aterrizaje de la carga estática
- Servir de filtro para las perturbaciones en la red del suministro eléctrico
- Ser el punto de referencia del voltaje de la red
- Ser resistente a la corrosión
- Una vida útil mayor a 20 años
- Alta capacidad de conducción y disipación de corriente
- Resguardar a las personas de los peligros de fallas de aislación en equipos eléctricos.

1.1. Investigación de las Características del Suelo

1.1.1. Alcance

Se realiza el análisis del suelo midiendo su resistividad (ρ) en Ohmios-m. Se recomienda realizarla en las peores condiciones, es decir, en época de mayor sequía y a la hora del día de mayor calor entre las 13h00 a las 17h00 horas, puesto que entonces posee la mayor resistividad, por cuanto ha perdido la mayor humedad del terreno. Para instalaciones de pequeñas áreas, basta la medida en el sitio central de la instalación de la puesta a tierra, pero en áreas extensas, como en subestaciones, que requieren de grandes mallas de puesta a tierra, la medida deberá realizársela en varios puntos, tales que cubran razonablemente toda el área de la malla.

El objeto de estas varias mediciones es verificar la homogeneidad del suelo, cuando la coincidencia de medidas es razonable, se puede tomar como dato de diseño la mayor de ellas.

1.1.2. Tipos de suelo

La tabla 1.1 indica valores aproximados de resistividad para diferentes tipos de suelos y es utilizada si el terreno es homogéneo cuando menos hasta unos 3m de profundidad.

TABLA 1.1. RESISTIVIDAD PROMEDIO DE SUELO

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD PROMEDIO (OHMIOS m ² / m)
Suelo orgánico húmedo	10
Suelo húmedo	100
Suelo seco	1000
Manto rocoso (ripio)	10000

FUENTE: APUNTES DE ALTO VOLTAJE E.P.N., AYORA G. PAÚL
REALIZADO POR: POSTULANTES

1.1.3. Medición de la resistividad

La resistividad es la propiedad que tiene el suelo para conducir electricidad. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina "Resistividad Aparente" que para el interés de este trabajo, será conocida simplemente como "Resistividad del Terreno".

En la “NOM-022-STPS-1999” (Norma Oficial Mexicana, Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad e higiene.) se define el término resistividad, como la resistencia que ofrece al paso de la corriente en un cubo de terreno de un metro por lado.

De acuerdo con la “NOM-008-SCFI-1993” (Norma Oficial Mexicana Sistema General de Unidades), su representación dimensional debe estar expresada en Ohm-m, cuya acepción es utilizada internacionalmente.

1.1.3.1. Métodos de medición

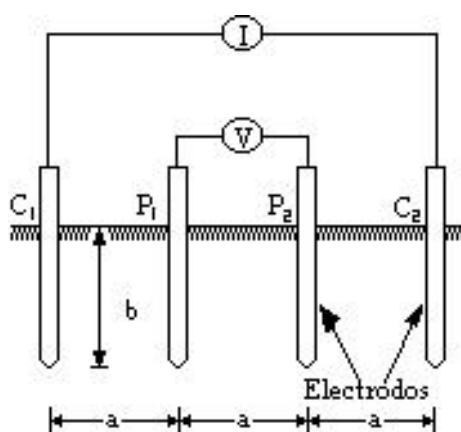
1.1.3.1.1. Método de Wenner

En 1915, el Dr. Frank Wenner del U.S. Bureau of Standards desarrolló la teoría de este método de prueba, y la ecuación que lleva su nombre.

Con objeto de medir la resistividad del suelo se hace necesario insertar 4 electrodos en el suelo a una profundidad de 40 a 50 cm. Los cuatro electrodos se colocan en línea recta y a una misma profundidad, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno, y por el contrario no dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, aunque sí dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra.

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa a través de la tierra por medio de los electrodos C1 y C2 mientras que el potencial que aparece se mide entre los electrodos P1 y P2. La razón V/I es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo.

FIG. 1.1 MÉTODO DE MEDICIÓN DE WENNER



FUENTE: WWW.RUELSA.COM

RECOPIADO POR: POSTULANTES

En la figura 1.1 se observa esquemáticamente la disposición de los electrodos, en donde la corriente se inyecta a través de los electrodos exteriores y el potencial se mide a través de los electrodos interiores.

Se calcula la resistividad mediante la fórmula ^[2]

$$\rho = 2\pi a R \quad (\text{ec. 1})$$

Donde:

R =resistencia aparente medida en ohms.

a =separación entre electrodos en metros.

ρ =resistividad del suelo en ohms-m

Normalmente, se mide hasta una profundidad igual a la separación entre electrodos.

La ecuación 1, es válida si la distancia entre electrodos (a) es mayor que la profundidad (b) a la que se entierran las varillas. (Aproximadamente $a = 10 b$).

^[2] AYORA G. Paúl (1995) Apuntes de Alto Voltaje E.P.N.

En el caso de que $a = b$ se deberá usar la fórmula general ^[3].

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 - 4b^2}}} = \frac{4\pi a R}{n}$$

Donde n tiene un valor entre 1 y 2 dependiendo de la relación b/a

Cuando:

$b = a$	$n = 1.187$
$b = 2a$	$n = 1.038$
$b = 4a$	$n = 1.002$

Si b es muy pequeña comparada con a entonces se usa $\rho = 2\pi a R$ como se dijo.

1.1.3.1.2. Método de Schlumberger

Es una modificación del método de Wenner, ya que también emplea 4 electrodos, pero en este caso la separación entre los electrodos centrales o de potencial (a) se mantiene constante, y las mediciones se realizan variando la distancia de los electrodos exteriores, a distancia múltiplos (na) de la separación base de los electrodos internos (a).

La expresión de la resistividad correspondiente a este método es:

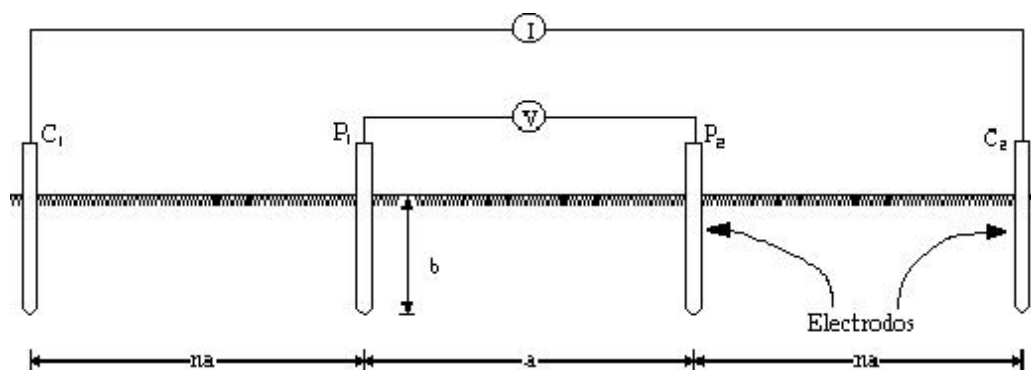
$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot (n + 1) \cdot na$$

n = espaciamiento de los electrodos de potencial. Depende de la relación b/a
Usualmente n es relativamente pequeño (1m).

Y su configuración se muestra en la figura 1.2.

^[3] FIERRO C. Carlos, (2009) Apuntes Recomendaciones Para el Calculo Preliminar de Redes de Tierra en Subestaciones Eléctricas.

FIG. 1.2 MÉTODO DE MEDICIÓN DE SCHLUMBERGER



FUENTE: WWW.RUELSA.COM
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

Este método es de gran utilidad cuando se requieren conocer las resistividades de capas más profundas, sin necesidad de realizar muchas mediciones como con el método Wenner.

1.2. Resistencia de Pequeños Sistemas de Puesta a Tierra ^[4]

En este punto los postulantes se fundamentan en algoritmos matemáticos (anexo 1.1) expresados por AYORA G. Paul, dichas ecuaciones en sus diferentes casos se muestran a continuación.

1.2.1. El caso de una varilla

$$R_{1v} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln(4l/d)$$

ρ = resistividad (Ω m)

l = longitud de la varilla (m)

d = diámetro de la varilla (m)

R_{1v} = resistencia de una varilla (Ω)

^[4] AYORA G. Paúl (1995) Apuntes de Alto Voltaje E.P.N.

1.2.2. El caso de dos varillas en paralelo

$$R_{2v} = \frac{\rho}{4\pi r} (1 + \alpha)$$

r = radio equivalente de la varilla (m)

α = relación del radio con la distancia equivalente de la varilla

R_{2v} = resistencia de dos varilla (Ω)

1.2.3. El caso de tres varillas en línea recta

$$R_{3vL} = \frac{\rho}{2\pi r} * \frac{2\alpha + k}{2 + k}$$

k = constante que depende del número de varillas

R_{3v} = resistencia de tres varilla en línea recta (Ω)

1.2.4. El caso de tres varillas en triangulo

$$R_{3vA} = \frac{1 + 2\alpha}{3} * R_{1v}$$

R_{3v} = resistencia de tres varilla en triangulo (Ω)

1.2.5. Varias varillas en cuadro hueco

Si hay n varillas por lado, el número total es $4n-4$.

Si N es el número total de varillas, estos cálculos conducen a la siguiente expresión:

$$\frac{\text{resistencia de } N \text{ varillas en paralelo}}{\text{resistencia de 1 varilla}} = \frac{1 + k\alpha}{N} \quad (\text{ec. 2})$$

En donde, k depende del número de varillas como se indica en la tabla 1.2.

TABLA 1.2. PARÁMETROS DE CALCULO EMPLEANDO VARILLAS EN CUADRO HUECO*

N	N	K
2	4	2.7071
3	8	4.2583
4	12	5.3939
5	16	6.0072
6	20	6.4633
7	24	6.8363
8	28	7.1479
9	32	7.4195
10	36	7.6551

FUENTE: APUNTES DE ALTO VOLTAJE E.P.N., AYORA G. PAÚL
REALIZADO POR: POSTULANTES

1.2.6. Varias varillas en cuadro sólido

Si hay n varillas por lado, el número total es $N=n^2$. En este caso se tiene la misma relación de la ec.2, pero k , que depende del número de varillas, varia como se indica en la tabla 1.3.

TABLA 1.3. PARÁMETROS DE CÁLCULO EMPLEANDO VARILLAS EN CUADRO SOLIDO

N	N	K
2	4	2.7071
3	9	5.8917
4	16	8.5545
5	25	11.4371
6	36	14.0650
7	49	16.8933
8	64	19.5003
9	81	22.3069
10	100	24.9587

FUENTE: APUNTES DE ALTO VOLTAJE E.P.N., AYORA G. PAÚL
REALIZADO POR: POSTULANTES

FIG. 1.3 NORMA ANSI/IEEE STD 80-1996

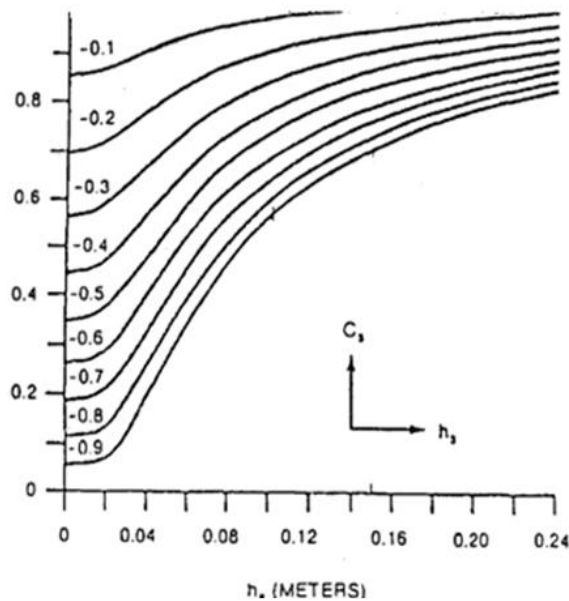


TABLA 1.4 NORMA ANSI/IEEE STD 80-1996*

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_0 at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]
Copper annealed soft-drawn	100.0	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Copper commercial hard-drawn	97.0	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.00378	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.00160	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ⁰	9.8	0.00160	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.00320	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.00130	749	1400	72.00	4.03

FUENTE: APUNTES DE ALTO VOLTAJE E.P.N., AYORA G. PAÚL
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.3. Sistemas de grandes puestas a tierra

El cálculo de las mallas de puesta a tierra puede resumirse en los siguientes pasos.^[5]

- a) Investigación de las características del terreno.
- b) Determinación de la corriente máxima de falla a tierra.
- c) Diseño preliminar del sistema de tierra
- d) Cálculo de la resistencia del sistema de tierras
- e) Cálculo del máximo aumento de potencial de la malla
- f) Cálculo de las tensiones del piso en el exterior
- g) Investigación de los potenciales de transferencia y puntos de mayor peligro.
- h) Corrección o refinamiento del diseño preliminar como resultado de los pasos f y g.
- i) Construcción del sistema de tierras.
- j) Medición en el campo de la resistencia a tierra del sistema de tierras.
- k) Revisión de los pasos e, f, g y h, basándose en los datos de campo.
- l) Modificación del sistema de tierras y/o adición de mallas y varillas, según los resultados del inciso k.

Esta metodología se detalla en el anexo 1.2.

1.3.1. Parámetros eléctricos de seguridad

1.3.1.1. Tolerancia del Cuerpo Humano a la Corriente Eléctrica

Los tres elementos que influyen en los límites de corriente que es tolerada por el cuerpo humano son: la frecuencia, la magnitud y la duración de la corriente a través de áreas vitales del cuerpo.

^[5] AYORA G. Paúl (1995) Apuntes de Alto Voltaje E.P.N.

La magnitud a la que se percibe la corriente es del orden de 1mA. Corrientes mayores, del orden de 9 a 25mA, pueden ser muy dolorosas y pueden originar la pérdida del control muscular haciendo difícil o imposible liberar un objeto energizado sostenido por una mano. A mayores valores de corriente, del orden de 50mA o más, puede sobrevenir la muerte por fibrilación ventricular.

En cuanto a la duración de la corriente, según los estudios referidos en la (Institute of Electrical and Electronics Engineers) IEEE-80 Capítulo 4, realizados en animales cuyo tamaño del cuerpo y peso del corazón son comparables a los del cuerpo de una persona normal, revelan que el 99,5 % de las personas saludables pueden tolerar una corriente a través de la zona del corazón definida por Dalziel como:

$$I_K = \frac{K}{t}$$

Dónde:

I_K = corriente eficaz a través del cuerpo, o corriente tolerable por el cuerpo humano (A)

K = Constante (0,116 ó 0,157 para una persona de 50 ó 70Kg. respectivamente)

t = Duración de la Corriente (seg.).

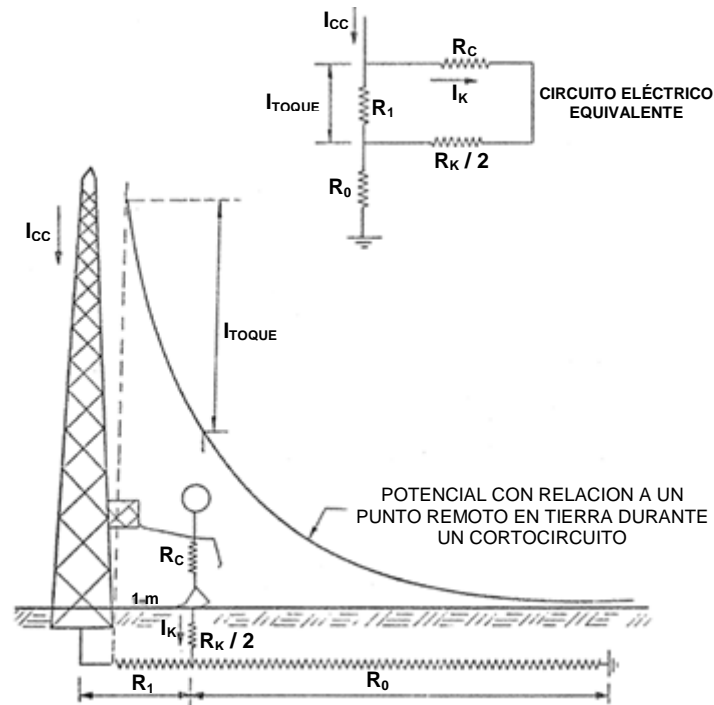
1.3.1.2. Voltajes tolerables por el cuerpo humano

1.3.1.2.1. Voltaje de Toque

Es la máxima diferencia de potencial que puede experimentar una persona en contacto con un equipo aterrado, en el momento de ocurrir una falla. La distancia máxima para tocar un equipo supone que es máximo alcance horizontal, la cual se asume a un (1) metro.

La diferencia de potencial entre una mano y los pies se la conoce como “potencial de toque” en la figura 1.4 se muestra este potencial.

FIG. 4 POTENCIAL DE TOQUE (E_0)



FUENTE: ERICO DO BRASIL COMÉRCIO E INDÚSTRIA LTDA 3RA EDICIÓN
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

Dónde:

I_K = corriente de choque del cuerpo humano (A)

R_C = resistencia del cuerpo humano (1000Ω)

R_k = resistencia óhmica de contacto pie-suelo (Ω)

R_1, R_2, R_0 = resistencias óhmicas de espaciamientos de tierra considerados (Ω)

Se puede encontrar el voltaje de toque tolerable con la siguiente ecuación:

$$E_{O50} = (R_C + R_K / 2) I_K = (1000 + 1.5 C_s \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.174 C_s \rho_s}{\sqrt{t}}$$

Dónde:

E_{O50} = voltaje máximo que una persona (de 50Kg) puede recibir de una descarga sin sufrir daño alguno. (V)

C_s = factor de reducción que varía según el tipo de material de la superficie referida en la figura 1.3.

ρ_s = resistividad del terreno en la superficie, inmediatamente bajo los pies ($3000\Omega\text{m}$)

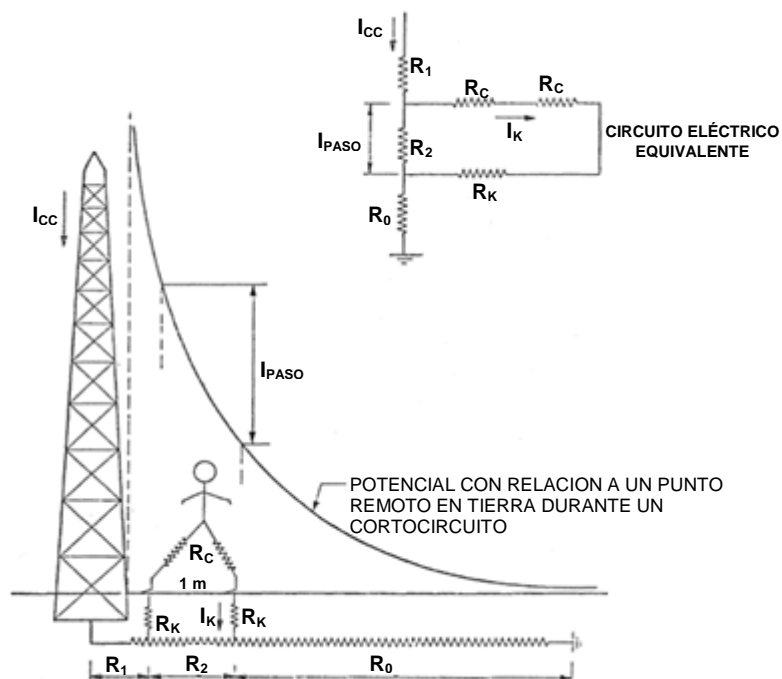
t = máxima duración de la descarga en segundos.

1.3.1.2.2. Voltaje de Paso

Es la máxima diferencia de potencial que puede experimentar una persona caminando en la superficie de la subestación en sus alrededores al momento de ocurrir una falla, esta diferencia de potencial se toma entre dos puntos separados a una distancia de un (1) metro.

La diferencia de potencial que se presenta entre los pies se la conoce como “potencial de paso” en la figura 1.5 muestra este potencial.

FIG. 5. POTENCIAL DE PASO (Es)



FUENTE: ERICO DO BRASIL COMÉRCIO E INDÚSTRIA LTDA 3^{RA} EDICIÓN
RECOPIADO POR: POSTULANTES

Se puede encontrar el voltaje de paso tolerable con la siguiente ecuación:

$$E_{s50} = (R_C + 2R_X)I_X = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7C_s\rho_s}{\sqrt{t}}$$

E_{s50} = voltaje máximo que una persona (de 50Kg) puede soportar entre sus piernas sin sufrir daño alguno, especialmente sin contracciones musculares involuntarias que puedan provocar su caída al piso. (V)

1.3.1.2.3. Resistencia de puesta a tierra de una malla^[6]

Existen diversos métodos que dependiendo de ciertas condiciones pueden dar de una manera aproximada un valor cercano al real de la malla de tierra de una subestación eléctrica.

Un método simple empleado por Laurent y Nieman, el cual es recomendado por el estándar 80 de la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), utiliza para este cálculo una modificación de la ecuación del electrodo en forma de plato circular, sumándole un segundo término, quedando la expresión de la resistencia de la malla de la siguiente manera:

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

Donde:

R = Resistencia de la malla (Ω).

ρ = Resistividad promedio del suelo (Ω -m).

L = Longitud total del conductor enterrado (m).

r = Radio de un círculo con igual área que es ocupada por la instalación de puesta a tierra (m).

^[6] GONZALEZ Francisco, (2007) II Seminario en Seguridad y Riesgos Eléctricos en la Industria.

El segundo término de la expresión indica que la resistencia de una malla es mayor que la de un plato sólido, y que esta diferencia decrece cuando la longitud del conductor aumenta.

Sin embargo, la resistencia de la malla de tierra determinada mediante (ec. 3) es una aproximación bastante general puesto que no toma en cuenta factores como por ejemplo la longitud efectiva del conductor de la malla de tierra que está en existencia actualmente, por tanto para la determinación de la resistencia de la malla de tierra de una subestación cuando no se conoce de la existencia de electrodos o varillas de tierra y para mallas enterradas a una profundidad de entre 0,25 y 2,5 m; es necesario que se tome en cuenta un factor por la profundidad de enterramiento de la malla lo cual influirá directamente en su resistencia de tierra, la utilización de este factor y de otros parámetros que influyen directamente sobre la resistencia de la malla lleva a la utilización de la aproximación de Sverak's para la determinación de la resistencia de la malla de tierra de una subestación (recomendada por la IEEE) y la ecuación a utilizar es entonces la que sigue a continuación:

$$R_G = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} A} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (\text{ec. 3})$$

Donde:

R_G = Resistencia de la malla de tierra del área de la S/E, en Ω

ρ = Resistividad aparente del terreno de la subestación, en $\Omega \cdot m$

L = Longitud efectiva del conductor de la malla de la subestación (medido directamente en el plano de la malla de tierra existente actualmente que se desea medir, en m.)

A = Área cubierta por la malla de tierra que se desea medir, en m^2

h = Profundidad de la malla de tierra, en m

Otro método para determinar y evaluar el estado de una malla de tierra, cuando se conoce la presencia de electrodos o varillas de tierra es empleando el método de Schwarz, que se basa en la expresión siguiente:

$$R = \frac{R_{11} R_{22} - R_{12}^2}{R_{11} + R_{22} - 2 R_{12}}$$

Donde:

R = Resistencia de la malla de tierra (Ω).

R11 = Resistencia de los conductores de la malla de tierra (Ω).

R22 = Resistencia de todas las barras enterradas (Ω).

R12 = Resistencia mutua entre el grupo de electrodos y los conductores de la malla (Ω).

De la ecuación anterior se tiene que cada uno de los parámetros involucrados se calcula de la siguiente manera:

$$R_{11} = \frac{\rho}{\pi * L_{cond}} \left[\text{Ln} \left(2 \frac{L_{cond}}{\sqrt{d * h}} \right) + \left(K_1 \frac{L_{cond}}{\sqrt{A}} \right) - (K_2) \right]$$

$$R_{22} = \frac{\rho}{2\pi n_b L_b} \left[\text{Ln} \left(8 \frac{L_b}{d_b} \right) - 1 + \left(\frac{2K_1 L_b}{\sqrt{A}} \right) (\sqrt{n_b} - 1)^2 \right]$$

$$R_{22} = \frac{\rho}{\pi L_{cond}} \left[\text{Ln} \left(2 \frac{L_{cond}}{L_b} \right) + \left(K_1 \frac{L_{cond}}{\sqrt{A}} \right) - (K_2) + 1 \right]$$

Donde:

Lb = Longitud de las barras (m)

Lcond = Longitud de los conductores de la malla (m)

d = Diámetro de los conductores (m)

d_b = Diámetro de las barras (m)

h = Profundidad de la malla (m)

n_b = Número de barras

A = Área cubierta por la malla (m)

K_1 y K_2 = Son constantes que dependen de la relación largo y ancho de la malla, de la profundidad h , y en general puede asumirse que sus valores son aproximadamente $K_1 = 1.4$ y $K_2 = 5.6$.

1.4. Partes Constitutivas de un Sistema de Puesta a Tierra^[7]

1.4.1. Conductor de unión:

Debe ser de una sección adecuada para la corriente que puede llegar a circular, para que no se produzcan calentamientos ni caídas de tensión inadmisibles. No puede ser interrumpido con seccionadores, fusibles u otros elementos.

1.4.2. Electrodo de tierra:

Dado que la resistencia de contacto del conductor de unión (alta conductividad) con la tierra (baja conductividad) es función de la sección que presenta en la unión entre ambos, se intercala un electrodo con la sección suficiente para garantizar una baja resistencia. Además el electrodo se construye para que resista la corrosión natural al estar en contacto con la humedad y sales del suelo.

Entre las más conocidas se tiene:

En forma de estaca (jabalina): cilíndrica, constituida por un alma de acero y un recubrimiento electrolítico de cobre, se hinca verticalmente en el suelo. Es la más comúnmente usada por su facilidad de instalación.

^[7] ARGANAÑARAZ H. JOSÉ (2003) Medidas Eléctricas–Resistencia de Puesta a Tierra

En forma de placa: rectangular o circular, material cobre electrolítico. Recomendable para terrenos donde la profundidad de la tierra vegetal es de 1,2 a 2mts.

En forma de pletina: banda metálica de gran extensión instalada horizontalmente a una profundidad aproximada de 0.50 m. Para terrenos rocosos.

Mallada: Constituida por conductores de cobre enterrados en forma horizontal. Pueden formar una estrella (ramificada), un bucle o una cuadrícula.

1.4.3. Tierra propiamente dicha:

Definida por los componentes, naturales y artificiales, del terreno, y la humedad y temperatura del mismo.

En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552:

TABLA 1.5. VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión.	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión..	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω

FUENTE: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCION No. 18 0498 DE 29 ABR. 2005
RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.5. Número de electrodos mínimos en la malla de Tierra

Para calcular el número de electrodos de tierras que se necesitan para obtener la resistencia de tierra requerida en la subestación, se puede emplear la fórmula recomendada en la guía de seguridad de puesta a tierra en corriente alterna del IEEE 80 2000. [8]

$$R_T = \frac{\rho}{2\pi nL_1 \left(\ln \frac{4nL_1}{b-1} + \frac{2k_1L_1}{[A(A-1)^2]} \right)} \quad (\Omega)$$

Cuando la separación entre electrodos es mucho mayor que la longitud de los mismos, se puede despreciar el último término de la expresión anterior quedando la fórmula anterior simplificada como sigue:

$$R_T = \frac{\rho}{2\pi nL_1 \left(\ln 4nL_1 / b - 1 \right)} \quad (\Omega)$$

Dónde:

n = numero de electrodos de tierra

L1= longitud del electrodo (m)

b= radio del electrodo (m)

ρ= resistividad del terreno (Ω m)

A= área cubierta por la red de tierras (m²)

Normalmente el valor a determinar en la expresión anterior es el número de electrodos η pudiéndose simplificar la expresión a la siguiente:

$$n = 0.60\sqrt{A}$$

[8] WERNER G. Doenner Proyecto de Especificación de Cálculo para el Diseño de Redes de tierra en Subestaciones.

En este caso:

η = número mínimo de electrodos

A = área de la subestación en m²

1.6. Métodos para la reducción de la resistencia eléctrica^[9]

1.6.1. Aumento del número de electrodos en paralelo

Al colocar varios electrodos en paralelo es una manera muy efectiva de bajar la resistencia. Pero, los electrodos enterrados no deben ser colocados muy cerca uno de otro, porque cada electrodo afecta la impedancia del circuito, por los efectos mutuos.

Por eso se recomienda que la separación entre puestas a tierra debe ser por lo menos el doble del electrodo.

1.6.2. Aumento del diámetro del electrodo

La resistencia de un electrodo de sección circular se reduce al incrementarse su diámetro, sin embargo tiene un límite en el que ya no es recomendable aumentarlo debido a que el valor de la resistencia del terreno permanece prácticamente constante.

Para un electrodo de 5/8" (1.6 cm) de diámetro, se quisiera incrementar su conductancia, se puede añadir helicoidales de cable 1/0 AWG, cuyo diámetro de espiras tendrá un diámetro de 18 cm, y la separación entre éstas sea de 20 cm, lográndose una reducción de 30% de la resistencia; es decir, el diámetro del

^[9] WILBERT René. Diseño y Ejecución de una Puesta a Tierra de Baja Resistencia

electrodo creció de 1.6 cm (5/8") a 18 cm, lo que equivaldría a utilizar un electrodo de 7".

1.6.3. Aumento de la longitud de profundidad del electrodo

Aumentando la longitud de penetración del electrodo en el terreno es posible alcanzar capas más profundas, en el que se puede obtener una resistividad muy baja si el terreno presentara un mayor porcentaje de humedad o al contrario una resistividad muy alta si el terreno fuera rocoso y pedregoso, que las presentadas en las capas superficiales.

1.6.4. Tratamiento químico electrolítico del terreno de los pozos

El tratamiento químico del suelo surge como un medio de mejorar y disminuir la resistividad del terreno, sin necesidad de utilizar gran cantidad de electrodos.

Existen diversos tipos de tratamiento químico para reducir la resistencia de un pozo a tierra:

- Las sales puras (cloruro de sodio) no actúan como un buen electrolítico en estado seco, por lo que se le incorpora carbón vegetal con el fin de que este sirviera como absorbente de las sales disueltas y de la humedad.
- Las bentonitas molidas son sustancias minerales arcillosas que retienen las moléculas del agua, pero la pierden con mayor velocidad que con la que la absorben, debido al aumento de la temperatura ambiente. Al perder el agua, pierden conductividad y restan toda compactación, lo que deriva en la pérdida de contacto entre electrodo y el medio, elevándose la resistencia del pozo ostensiblemente. Una vez que la bentonita se ha armado, su capacidad de absorber nuevamente agua, es casi nula.

· El THOR-GEL, es un compuesto químico complejo, que se forma cuando se mezclan en el terreno las soluciones acuosas de sus 2 componentes. El compuesto químico resultante tiene naturaleza coloidal, y es especial para el tratamiento químico electrolítico de las puestas a tierra, este componente viene usándose mayormente por sus muy buenos resultados, debido a que posee sales concentradas de metales que neutralizan la corrosión de las sales incorporadas, como también aditivos para regular el PH y acidez de los suelos.

Este compuesto posee otra ventaja que al unirse en el terreno se forma un compuesto gelatinoso que le permite mantener una estabilidad, química y eléctrica por aproximadamente 4 años. El método de aplicación consiste en incorporar al pozo los electrolitos que aglutinados bajo la forma de un Gel, mejoren la conductibilidad de la tierra, y retengan la humedad en el pozo, por un período prolongado. De esta manera se garantiza una efectiva reducción de la resistencia eléctrica, y una estabilidad que no se vea afectada por las variaciones del clima.

La aplicación del THOR-GEL es de 1 a 3 dosis por m³ según sea la resistividad natural del terreno y la resistencia final deseada:

TABLA 1.6 APLICACIÓN DEL THOR-GEL

Naturaleza del terreno	Resistividad (Ohm-m)	Dosis THOR-GEL por m³
Terrenos cultivables y fértiles	50	1
Terraplenes compactos y húmedos	50	1
Terrenos cultivables poco fértiles	500	de 1 a 2
Suelos pedregosos desnudos arena seca, permeable	3000	2
Suelos rocosos fraccionados	6000	de 2 a 3
Suelos rocosos compactos	14000	3

FUENTE: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE UNA PUESTA A TIERRA DE BAJA RESISTENCIA, WILBERT RENÉ.
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

2. COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

2.1. Sistema de Protección

El Estudio de Coordinación de Protecciones consiste en realizar el esquema de protecciones contra sobrecorrientes del Sistema Eléctrico. En éste se representa gráficamente el comportamiento de la corriente de operación de las protecciones en función del tiempo. Cada dispositivo tiene una gráfica de tiempo-corriente que en algunos casos puede ser fija y en otras ajustable, con esto se busca lograr la máxima protección sin que se traslapen las curvas de operación de las protecciones, en otras palabras, que las fallas de sobrecorrientes sean aisladas por la protección inmediata y no se pierda continuidad en todo el sistema^[10].

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos:

1. Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
2. Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.
3. Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

^[10] ANSI/IEEE Std 242-1986

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relé-Interruptor^[11].

Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

1. Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea).

2. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia. Estas protecciones son las siguientes:

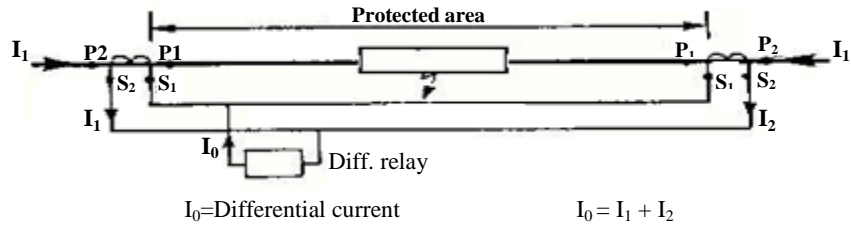
A. La protección de falla de interruptor que detecta que no ha operado correctamente el interruptor que debe interrumpir la corriente de falla; y por tanto, procede con la apertura de los interruptores vecinos para aislar la falla.

B. La protección de respaldo, la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal. Para ser un verdadero respaldo, este relé debe ser físicamente diferente de la protección principal.

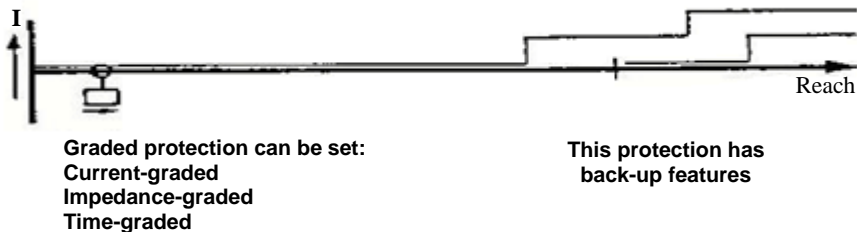
En general, las protecciones son diseñadas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Unitarias para detectar fallas en una zona de protección o como Protecciones Graduadas para detectar fallas en más de una zona de protección. (Ver figura 1.6)

^[11] SEIN (2005) Criterios de ajuste y coordinación de protecciones

FIGURA 6 TIPOS DE PROTECCIÓN



PROTECCIÓN UNITARIA: Totalmente Selectiva



PROTECCIÓN GRADUADA: Relativamente Selectiva

FUENTE: CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SEIN
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.2. Propiedades Fundamentales

Existen tres normas o propiedades fundamentales en las protecciones:

2.2.1. Selectividad

Lo complejo de esta propiedad es que tiene dos concepciones, una absoluta y otra relativa.

La absoluta es conocida como la capacidad que debe tener las protecciones para operar con las averías en su zona de protección y no operar para fallos fuera de ella. La relativa, es que si ocurre una avería y las protecciones de esta zona no operan, las protecciones del lado de la fuente que tiene otra zona de protección deben operar como respaldo.

2.2.2. Velocidad de Respuesta

Lo ideal es que toda protección aisle el equipo fallado lo más rápido posible con el fin de disminuir los daños, mejorar la estabilidad en el sistema y evitar la complicación y propagación de la falla en el resto de componentes.

2.2.3. Sensibilidad

Es la capacidad que debe tener las protecciones para detectar una avería en su zona de operación, por más pequeña que esta sea. Debe operar holgadamente bajo cualquier condición de falla en su zona de influencia.

2.3. Objetivos de la Coordinación de Protecciones

El ajuste y la coordinación de la protección tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo.

1. La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms.
2. La protección de respaldo de la protección principal está constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo predeterminado.

2.4. Coordinación de Protecciones^[12]

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de tiempo necesarias para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad que su actuación sea en el mínimo tiempo posible. En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre la(s) protección(es) principal(es) y la protección de falla de interruptor, así como con la protección de respaldo.

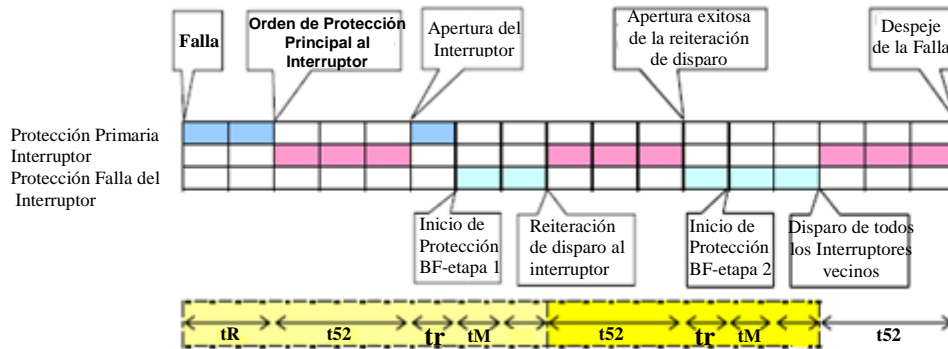
2.4.1. Protecciones principales y protección de respaldo

Para determinar la coordinación con la protección de respaldo se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 1.7 que se detalla a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{52}).
3. Si la falla no se extingue, la protección de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M) después del cual se envía un orden de apertura al interruptor.
4. La falla será extinguida por la protección de respaldo después del tiempo de apertura del interruptor (t_{52}).

^[12] SEIN (2005) Criterios de ajuste y coordinación de protecciones

FIGURA 7. COORDINACIÓN PROTECCIÓN ENTRE PRINCIPAL Y PROTECCIÓN DE RESPALDO



FUENTE: CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SEIN
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

De acuerdo a lo expuesto, el tiempo de ajuste de la protección de respaldo (t_{PR}) vendrá dado por la siguiente expresión

$$t_{PR} = t_R + t_{52} + t_r + t_M$$

2.5. Procedimiento para Coordinación ^[13]

Para facilitar el proceso de coordinación, se puede seguir el siguiente procedimiento:

- a. Recopilar la información necesaria sobre el sistema eléctrico a proteger, indicando las características de los elementos del sistema en el diagrama unifilar y su disposición, para identificar protecciones principales y sus respectivos respaldos, desde la carga hacia la fuente.
- b. Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido.

^[13] VELASCO L. Antonio. (2008) Estudio de Flujos de Potencia y Coordinación De Protecciones

- c. Calcular las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los puntos del sistema que sean importantes para la coordinación.
- d. Recopilar y seleccionar información técnica sobre los equipos de protección que se instalarán en el sistema eléctrico. Esta información generalmente la suministra el fabricante.
- e. El proceso de coordinación en sistemas radiales, debe realizarse desde la carga hacia la fuente.
- f. Ubicar y seleccionar las características y rango de ajustes de los equipos de protección para que cumplan con las exigencias básicas del circuito a proteger y las normas existentes para tal fin.
- g. Escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección de modo que exista selectividad.

2.6. Líneas de Subtransmisión

Es el elemento más común de los que conforman las redes eléctricas, estas son utilizadas para interconectar subestaciones de distribución y transportar la energía desde el centro de generación hacia los centros de consumo, está constituido por dos componentes importantes que determinan sus parámetros eléctricos: tipo de estructura y tipo de conductor.

Se tiene cuatro parámetros eléctricos que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema eléctrico de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia.

2.7. Barras

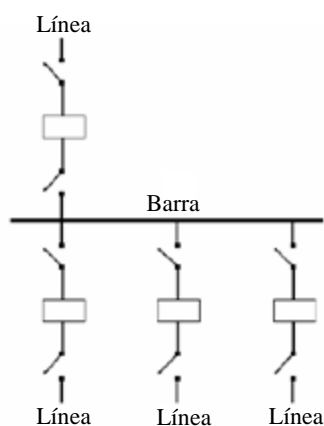
Un esquema de barras, es la disposición que presentan las barras o juegos de barras por niveles de voltaje y que ofrecen mayor o menor nivel de flexibilidad en una subestación eléctrica, además que sirven como puntos de conexión para elementos del sistema (líneas, generadores, transformadores, etc.). La selección del esquema de barras depende del tipo de subestación, dentro de las características a tomar en cuenta están: maniobrabilidad, facilidad en el mantenimiento, versatilidad, confiabilidad, continuidad del servicio y el más importante el análisis económico ^[14].

Dentro de los esquemas existentes en las subestaciones tenemos:

2.7.1. Esquema de Barra Simple

El esquema de barra simple es el más sencillo y económico, pero el menos flexible y fiable, y se lo utiliza fundamentalmente en los niveles de subtransmisión y distribución.

FIGURA 1.8. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

^[14] CÓRDOVA L.; FARINANGO W. (2008) Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones

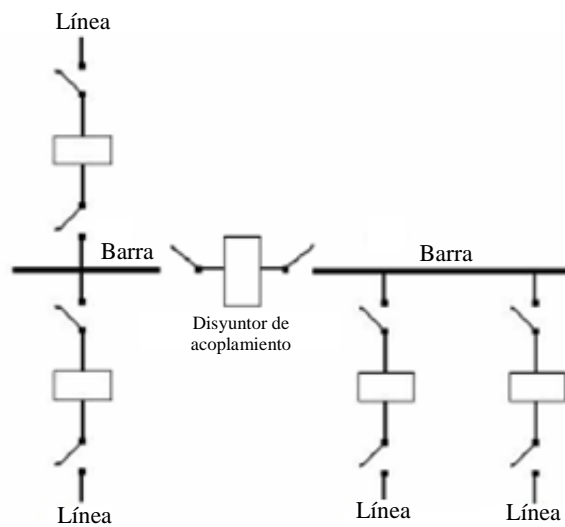
Está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

La gran desventaja de este tipo de esquema es que, al ocurrir una falla en la barra toda la subestación sale de servicio. Para poder realizar mantenimiento en la barra obligadamente se debe dejar sin servicio a la subestación con lo que reduce su confiabilidad.

2.7.2. Esquema de Barra Simple Seccionada

Este esquema constituye una extensión del anterior para el caso en el que hay un número elevado de circuitos conectados a la barra.

FIGURA 1.9. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE SECCIONADA



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

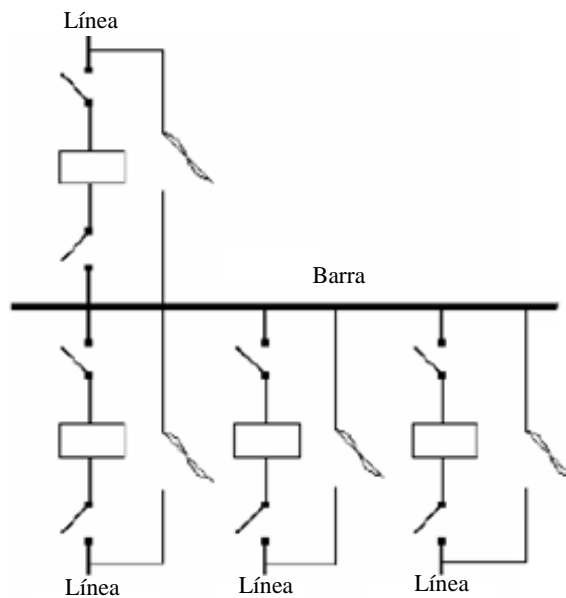
Tiene mayor flexibilidad, sobre todo en el caso en que la subestación se alimenta de dos fuentes de suministro independientes; el interruptor de enlace puede

operarse abierto o cerrado, pero cuando se pierde una de las fuentes, todos los circuitos pueden alimentarse desde la otra con el interruptor de enlace cerrado.

2.7.3. Esquema de Barra Simple con By-Pass

Similar al esquema de barra simple, y difieren en que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación (By-Pass). Permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio.

FIGURA 1.10. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON BY-PASS



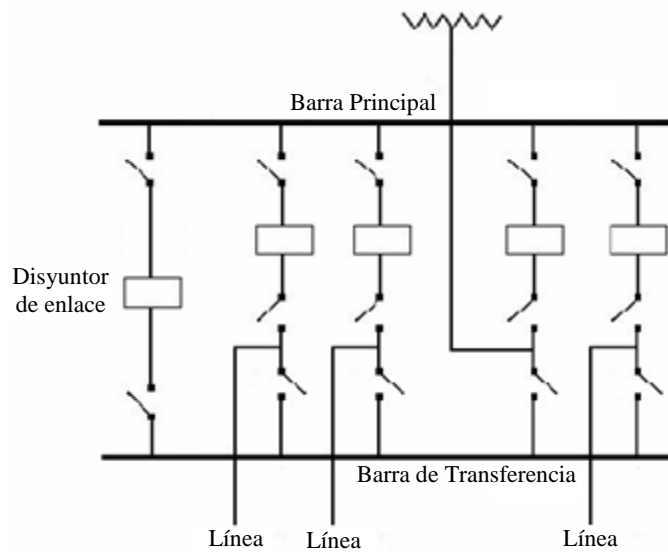
FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.7.4. Esquema de Barra Principal y Transferencia

Está constituido por una barra principal y una barra de transferencia a la que se puede trasladar las posiciones deseadas.

La adición de una barra de transferencia a una barra simple incrementa su flexibilidad de operación. Este esquema opera con el interruptor de transferencia normalmente abierto, y la protección diferencial es una sola. En este tipo de esquema, la barra principal siempre está energizada.

FIGURA 1.11. ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA



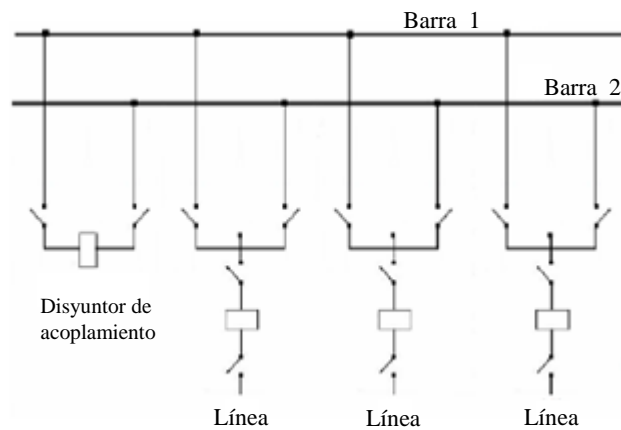
FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

Cuando se desea sacar de servicio un interruptor para reparación o mantenimiento, su línea se conecta a la barra de transferencia cerrando un disyuntor normalmente abierto, y se cierra el interruptor de transferencia. De esta forma, a la barra de transferencia se conecta un solo circuito en cada ocasión. La protección asociada con el interruptor de transferencia debe ser capaz de proteger cualquiera de las líneas de salida de la barra. Para cada línea la protección requiere determinados parámetros de ajuste, en general diferentes a los de las demás líneas.

2.7.5. Esquema de Doble Barra

Proporciona una gran flexibilidad de operación. Las barras pueden operarse unidas o interdependiente, cualquier línea puede alimentarse desde cualquier barra, y una de las barras puede utilizarse como barra de transferencia en caso de salida de servicio de algún interruptor de la línea.

FIGURA 1.12. ESQUEMA DE DOBLE BARRA



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

El esquema es que su flexibilidad implica la necesidad de hacer conmutaciones en los esquemas de protección de barras y líneas, lo que los hace complejos y afecta su confiabilidad. Para la protección de las barras se requiere dos esquemas diferenciales. Si una de las barras se va a utilizar como barra de transferencia, es necesario desconectar su protección diferencial.

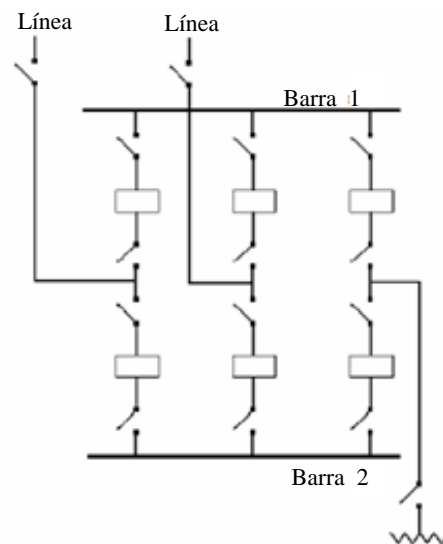
Al igual que en el esquema de barra simple con barra de transferencia, la protección asociada con el interruptor de enlace debe ser capaz de proteger cualquiera de las líneas. Cada barra tiene la capacidad de carga de toda la subestación, estas pueden funcionar de forma aislada o acopladas. Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.

2.7.6. Esquema de Doble Barra con Dos Interruptores

Este es un esquema de muy alta flexibilidad de operación y de costo elevado. Cada línea está conectada mediante interruptores a ambas barras, y todos los interruptores se operan cerrados.

En caso de falla en cualquiera de las líneas se abre sus dos interruptores y se mantiene el servicio en el resto del esquema. Cada barra tiene su propia protección diferencial.

FIGURA 1.13. ESQUEMA DE DOBLE BARRA CON DOS INTERRUPTORES



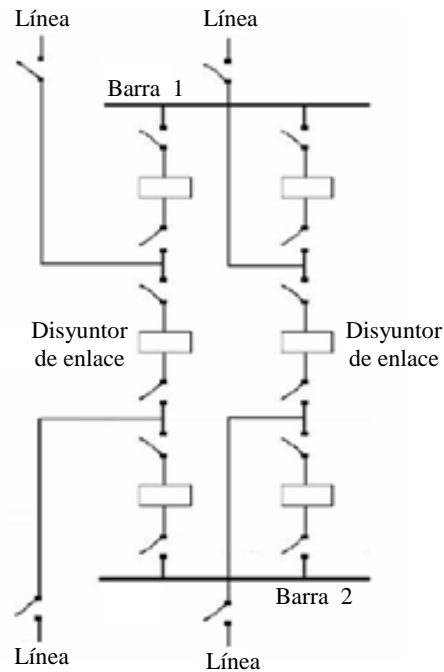
FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.7.7. Esquema de Doble Barra con Interruptor y Medio

En este esquema cada línea está conectada mediante interruptores (que se operan normalmente cerrados) a ambas barras, pero el interruptor central es compartido por dos líneas. En caso de falla en una de las barras se mantiene el servicio en las

líneas, y para falla en una de las líneas se abren sus dos interruptores y se mantiene el servicio en el resto del esquema.

FIGURA 1.14. ESQUEMA DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR Y MEDIO



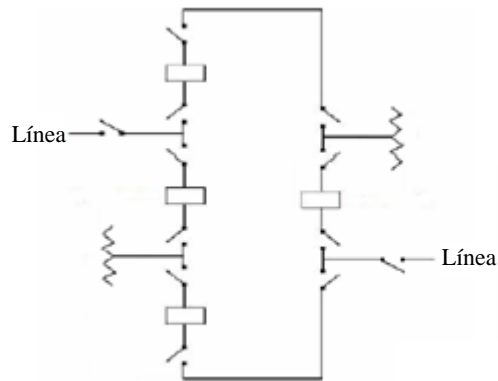
FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

Por flexibilidad y por el número de interruptores requeridos, este esquema está entre el de barra en anillo y el de barra doble con esquema de interruptor doble.

2.7.8. Esquema en Anillo

La configuración de barras en anillo, es la más flexible de todas. Una avería en una de las secciones de barras, no significa nada. Los alimentadores están alimentados por dos lados. Así que si se desconecta un sector de la subestación pueden quedar alimentados por el otro lado y solo sentir una ligera desconexión que puede durar solo pocos ciclos.

FIGURA 1.15. ESQUEMA EN ANILLO



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

La desventaja de este esquema, es la complejidad en las maniobras y el costo. Es evidente que este tipo de esquemas emplea mucho más conexiones e interruptores que otros más sencillos.

2.8. Transformadores de Potencia

Se denomina transformador a una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia ^[15]. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida.

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a alto o bajo voltaje, respectivamente.

^[15] CÓRDOVA L.; FARINANGO W. (2008) Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones

FIGURA 1.16. TRANSFORMADOR DE POTENCIA



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.9. Capacitores

Para sistemas de potencia el capacitor es utilizado como generador de potencia reactiva denominado capacitor shunt, suministra potencia reactiva al sistema en el punto donde está conectado.

Razones para su aplicación:

- Reduce la componente negativa de la corriente
- Incrementa el nivel de voltaje en la carga
- Reduce las pérdidas I^2Z en el sistema debido a la reducción del valor de la corriente
- Incrementa el factor de potencia en los generadores al reducir la entrega de potencia reactiva.

2.10. Equipos de corte y seccionamiento

2.10.1. Seccionadores de potencia

Los seccionadores se emplean mayormente para aislar los interruptores y transformadores de potencia de la red, por necesidad de operación o de aislar los componentes del sistema para realizar su mantenimiento. Los seccionadores se consideran elementos de maniobra (sin carga) y no de protección.

FIGURA 1.17. IMAGEN DE UN SECCIONADOR



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

Estos son equipos que se utilizan para abrir y cerrar circuitos, pero que sean circuitos desconectados o sin energía.

Dentro de las funciones principales de los seccionadores tenemos:

- Separa en forma visible los diferentes elementos de una subestación.
- Aísla equipos como: interruptores, capacitores, barras, transformadores o reactores, generadores o líneas para la ejecución de mantenimiento.

- Maniobrar circuitos: Transferencia de circuitos entre las barras de una subestación.

2.10.2. Interruptores de Potencia ^[16]

Es el encargado de desconectar los circuitos bajo carga o en condiciones de cortocircuito. A diferencia de los seccionadores, los interruptores poseen la capacidad de desconectar los circuitos aunque este circulando corriente por ellos.

FIGURA 1.18. IMAGEN DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

El arco que se produce en la desconexión es eliminado en cámaras de extinción que pueden emplear diferentes medios de extinción, tales como:

- Aire a presión
- Aceite
- Gas (SF₆)
- Vacío.

^[16] TORRES B. ORLIS; (2010) Conferencia Protecciones De Las Subestaciones Eléctricas

El tiempo de apertura de los contactos de los interruptores es diferente en dependencia su mecanismo de extinción del arco eléctrico.

Los interruptores de aire forzado o presión de aire son los interruptores más lentos. Estos interruptores pueden tener tiempo de apertura entre 12 y 24 ciclos. En un interruptor de presión de aire, aunque se le ordene que abra su contacto, solo en un tiempo entre 200 y 400 milisegundos después de la orden es que lograr eliminar la corriente de cortocircuito y seccionar totalmente el circuito eléctrico.

Los interruptores de aceite, ya sean de bajo o gran volumen de aceite posee tiempos de apertura entre 8 y 10 ciclos. Si a un interruptor de aceite se le ordena abrir sus contactos, este demorará en condiciones de avería un tiempo entre 133 y 167 milisegundos en seccionar el circuito.

Los interruptores más rápidos son los interruptores de GAS y los de vacío. Estos interruptores muestran los tiempos de aperturas más rápidos. Entre 3 y 5 ciclos logran abrir sus contactos en condiciones de averías. Estos interruptores lograrán en caso de cortocircuitos, seccionar el circuito en un tiempo entre 50 y 83 milisegundos.

2.11. Transformadores de Instrumentación

2.11.1. Transformadores de Corriente

Los Transformadores de Corriente tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección un valor de corriente igual a la que está fluyendo por el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano.

Los transformadores de corriente casi siempre reducen la corriente en el secundario a 5 A, dado que como norma, los instrumentos de protección y medición toleran esta corriente. También se pueden encontrar, pero en casos muy específicos, corrientes secundarias de 1A. Son comunes relaciones de transformación de 100/5, 150/5, 200/5, 250/5, 300/5.... 3000/5 y mayores.

FIGURA 1.19. IMAGEN DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

Para cumplir con su propósito, los transformadores de corriente deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Entregar el valor de corriente reducida con una precisión que no será menor del 5% en ninguna circunstancia, aún cuando se tenga elevadas corrientes como las que fluyen durante un cortocircuito.
- Entregar un valor de corriente que no debe ser distorsionada por la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- Soportar térmica y dinámicamente las altas corrientes de cortocircuito, sin recalentamientos ni daños mecánicos que lo perjudiquen.
- No deben saturarse por causa de las elevadas corrientes del cortocircuito.
- No debe ser afectados en su precisión por causa de cualquier flujo magnético remanente que pudiere presentarse en su operación.

2.11.2. Transformadores de Potencial

Son los transformadores de medida utilizados para reducir los voltajes primarios del SEP (normalmente del orden de los kV) a voltajes secundarios de rangos normalizados (115 -120 V), en forma directamente proporcional.

FIGURA 1.20. IMAGEN DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

El transformador de potencial (TP) es muy similar a un transformador de poder ya que ambos tienen la finalidad de cambiar el nivel de voltaje. El transformador de potencial se define, en cambio, en términos de la máxima carga (o burden) que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados; esto significa que la carga que es capaz de servir, sin exceder los valores permitidos de aumento de temperatura, puede llegar a ser hasta diez veces superior a su burden nominal.

2.12. Equipos de Protección^[17]

Es el sistema de supervisión de las magnitudes eléctricas que permite detectar las fallas en los equipos y/o instalaciones del sistema, las condiciones anormales de

^[17] CÓRDOVA L.; FARINANGO W. (2008) Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones

operación del sistema y las de estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones correctivas de manera inmediata.

El sistema de protección de los equipos e/o instalaciones del sistema tiene los siguientes objetivos:

- Aislar las fallas tan pronto como sea posible con la finalidad de minimizar las pérdidas económicas que se pudiesen producir como consecuencia de las fallas.
- Alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas por posibles desconexiones. De acuerdo a la gravedad de la situación, efectuar operaciones automáticas de conexiones y/o desconexiones pertinentes.
- Alertar sobre el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas por posibles fallas en dichos equipos. De acuerdo a la gravedad de la situación aislar al equipo del sistema.

2.13. Protección de Sobrecorriente

Normalmente las fallas en los sistemas eléctricos de potencia causan niveles muy elevados de corrientes. Estas corrientes pueden usarse para determinar la presencia de las mismas y operar dispositivos de protección, que pueden variar en el diseño dependiendo de la complejidad y la exactitud requerida. Este tipo de protección sirve para discriminar la ocurrencia de fallas.

Basado en las características de operación de los relés, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: corriente definida o instantánea, tiempo definido y tiempo inverso.

2.13.1. Relé de corriente definida o instantánea

Este tipo de relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste es escogido de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relé operará para una corriente de bajo valor y las corrientes de operación de los relés son incrementadas progresivamente en cada subestación, en dirección hacia la fuente.

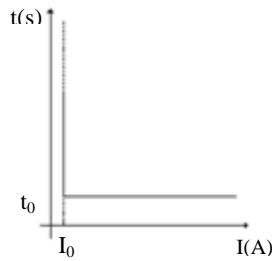
Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener una baja selectividad para valores elevados de corrientes de cortocircuito. Otra desventaja es la de distinguir entre corriente de falla en un punto u otro la impedancia cuando entre estos puntos es pequeña en comparación con la impedancia de la fuente, llevando a la posibilidad de una pobre discriminación.

2.13.2. Relé de tiempo definido

El ajuste de estos tipos de relé permite ser variado para manejar diferentes niveles de corriente usando diferentes tiempos de operación. Estos ajustes pueden ser ajustados de manera tal que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto, y luego los interruptores restantes sean disparados sucesivamente, usando tiempos de retardo grandes, moviéndose hacia la fuente.

Los relés de tiempo definido como su nombre lo indica esperan un tiempo especificado en el ajuste sin importar el nivel de la corriente que esté midiendo. La figura 1.21 muestra de forma gráfica este tipo de temporización. En este tipo de temporización solo existen dos ajustes en el relé, primero la corriente y luego el tiempo de operación.

FIGURA 1.21. ESQUEMA DE LA TEMPORIZACIÓN CON TIEMPO DEFINIDO



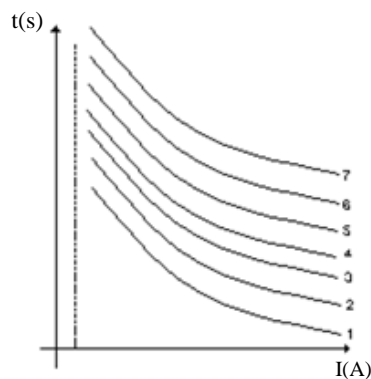
FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

La protección es más selectiva cuando el tiempo de operación de los relés de corriente definida puede ajustarse en pasos fijos. La gran desventaja con este método de discriminación es que las fallas cerca de la fuente, dan como resultado grandes corrientes, que podrían ser eliminadas en un tiempo relativamente largo.

2.13.3. Relé de tiempo inverso

La temporización inversa es muy empleada en el Ecuador por las ventajas, aunque es un poco más compleja que la anterior para lograr una coordinación. En la figura 1.22 se muestra de forma gráfica la temporización de tiempo inverso.

FIGURA 1.22. ESQUEMA GRÁFICO DE LA TEMPORIZACIÓN DE TIEMPO INVERSO



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

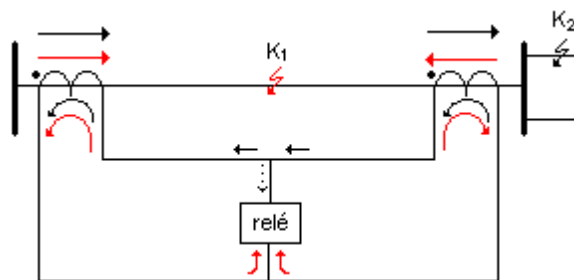
La propiedad fundamental de los relés de tiempo inverso es que ellos operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. La ventaja sobre el relé de tiempo definido es que, para las corrientes muy altas, pueden obtenerse tiempos de disparo más cortos sin el riesgo de la selectividad de la protección. Los relés de tiempo inverso son generalmente clasificados en concordancia con su curva característica que indica la velocidad de operación.

En este relé se ajustan tres valores. Primero se ajusta la corriente de operación. Luego se ajusta el número de la curva que es conocido como DIAL de Tiempo o en la tecnología digital se le conoce como Múltiplo. También en la tecnología digital se precisa escoger el tipo de curva que se empleará, dado que un relé puede tener varios tipos de curvas.

2.14. Protección diferencial

Los relés diferenciales toman una variedad de formas, dependiendo del equipo a proteger. Su operación es cuando la diferencia vectorial entre dos o más cantidades eléctricas similares excede el valor predeterminado. Es una protección de tipo primario y debe ser completada con protecciones de respaldo.

FIGURA 1.23 PROTECCIÓN DIFERENCIAL



FUENTE: CONFERENCIA PROTECCIONES ELÉCTRICAS (2010) - Dr. TORRES B. ORLYS
RECOPIADO POR: POSTULANTES

En la figura 1.23 se muestra el principio de operación. Esta consiste en un relé que operará para la diferencia que existe entre las corrientes en los extremos del elemento protegido. Para el caso del fallo externo (K2) no pasará corriente por el relé, por tanto, el Relé no debe operar. Para el fallo interno (K1), la corriente que pasa por el relé es la corriente de cortocircuito referida al secundario de los transformadores de corriente y el relé debe operar rápidamente.

Un relé diferencial mide dos corrientes por cada paso, muchas veces no son solo dos, pero el principio de acción es el mismo. En este tipo de relés se ajusta una corriente y si el valor de la diferencia que el mide es superior al valor ajustado, opera ^[18]. Estos son conocidos como relés diferenciales instantáneos y su numeración ANSI es 87.

2.15. Protección de distancia

Al aplicar el sistema de protección de sobreintensidad por escalonamiento de los tiempos de funcionamiento de un sistema eléctrico grande, sucede que resultarían demasiado altos los ajustes de tiempo de los relés de protección correspondientes a los últimos escalones. Como consecuencia se alargaría excesivamente el tiempo invertido en desconectar, al ocurrir un cortocircuito, con los siguientes peligros para la seguridad de las máquinas e instalaciones y para la estabilidad del sistema.

Las protecciones de distancia satisfacen los requerimientos de confiabilidad y velocidad necesarios para proteger los circuitos, y por tal razón son extensamente utilizadas en sistemas de potencia. Estas protecciones son relativamente simples de aplicar, poseen una alta velocidad de operación y puede proporcionar protección tanto principal (local) como de respaldo.

^[18] TORRES B. ORLIS; (2010) Conferencia Protecciones De Las Subestaciones Eléctricas

2.16. Cortocircuitos

Un cortocircuito es la desaparición del aislamiento relativo de dos conductores de voltaje diferente, alimentados de la misma fuente, sin la presencia de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo, llamado también cortocircuito metálico, como es el caso de dos conductores que se tocan o el toque de un conductor lanzado a una línea aérea. También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuitos^[19].

En líneas aéreas, los cortocircuitos son mucho más frecuentes y en la mayoría de los casos se deben a ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores, cortadura de conductores, balanceo de los conductores por la acción del viento, contacto accidental de la línea con cuerpos extraños, etc.

Las consecuencias de un cortocircuito se deben tanto a los efectos de la sobrecorriente como a los de las caídas de voltaje originadas por ésta. En general, las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el Sistema Eléctrico de Potencia^[19].

Los estudios de cortocircuito son esenciales para la selección de equipos, y el ajuste de sus respectivas protecciones.

^[19] http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones_Electricas_-_Ing_Ejec_Electricidad_para_Tecnicos/3PROTECCIONESCAPITULO1.pdf