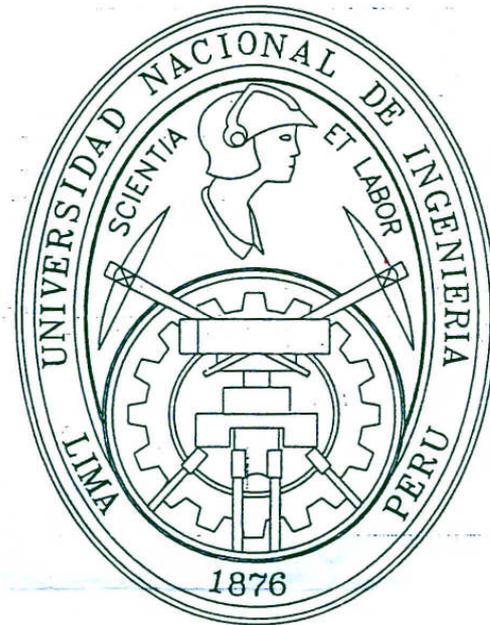


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN JULIACA – PUNO EN 138 KV”**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

JOSÉ LUIS SULCA GOCHE

PROMOCIÓN 1997-1

LIMA-PERÚ

2004

A MIS PADRES, HERMANOS Y
AMIGOS QUE TUVIERON A BIEN
APOYARME EN MOMENTOS
DIFÍCILES PARA LA CULMINACIÓN
DE MI TESIS, A TODOS MIL GRACIAS.

PRÓLOGO

La presente tesis, presenta los criterios seguidos para la elaboración del estudio de coordinación de la protección. Sin embargo, como los sistemas eléctricos son dinámicos, siempre serán necesario revisiones y/o adaptaciones periódicas.

A pesar del desarrollo tecnológico en el campo de la construcción de los relés de protección, la filosofía desde el punto de vista de eliminación de fallas sigue siendo la misma como hace cincuenta años. Lo que está cambiando con la tecnología es la forma de explotación de los sistemas de protección; actualmente la potencialidad de los relés de protección está en la cantidad de información que estos proporcionan.

La tesis tiene como objetivo encontrar los ajustes adecuados para los relés de protección que ante alguna perturbación en la línea de transmisión Juliaca – Puno en 138 kV, pueda despejar y aislar de forma rápida y selectiva sin ocasionar desconexiones de otras líneas, evitar posibles deterioros de conductores y equipos de patio de llaves debido a los esfuerzos térmicos y dinámicos que se presentan en un cortocircuito.

Para entender mejor el tema de la tesis se ha visto conveniente dividirlo en ocho capítulos los cuales son:

Primer capítulo; contiene los detalles de las características de la línea y en que lugar se encuentra ubicado.

Segundo capítulo; contiene los fundamentos teóricos del cortocircuito que sirven para calcular los niveles de corrientes de cortocircuito, que a su vez sirven para efectuar el cálculo de selectividad de las protecciones de sobrecorriente.

Tercer capítulo; contiene los distintos tipos de falla que se podrían presentar en la línea de transmisión.

Cuarto capítulo; contiene las características de funcionamiento de los relés de protección principal y de respaldo, que serán justificados para operar cuando ocurra algunas de las fallas visto en capítulo anterior.

Quinto capítulo; contiene los cálculos de los parámetros de la línea de transmisión Juliaca – Puno, que servirá en la calibración del relé principal.

Sexto capítulo; contiene los cálculos para la coordinación de la protección de la línea en mención, con respecto a las demás líneas de transmisión adyacentes.

Séptimo capítulo; muestra como podemos acceder al relé multifunción EPAC y MICOM P122 para realizar las configuraciones de ajuste, extracciones de eventos, oscilografías y otros.

Octavo capítulo; se hace un breve análisis de los costos que representa la adquisición de los relés de protección principal y de respaldo.

CONTENIDO

	Pág.
CAPITULO 1	
INTRODUCCIÓN	
1.1 Generalidades-----	8
1.2 Objetivo-----	8
1.3 Alcances -----	10
1.4 Ubicación -----	11
CAPITULO 2	
FUNDAMENTO TEÓRICO DEL CORTOCIRCUITO	
2.1 Introducción -----	12
2.2 Estudios de cortocircuito -----	13
2.2.1 Incidente en un sistema eléctrico -----	13
2.2.2 Frecuencias de las fallas eléctricas -----	14
2.3 Fallas simétricas y asimétricas, métodos de los componentes simétricos ----	14
2.3.1 Simplificación del modelo del sistema -----	15
2.3.2 Falla trifásica balanceada -----	17
2.3.3 Falla línea a tierra -----	18
2.3.4 Falla línea a línea -----	21
2.4 Efectos térmicos del cortocircuito -----	23
2.5 Efectos dinámicos de las corrientes de cortocircuito -----	23
CAPITULO 3	
CONSIDERACIONES EN LA PERTURBACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	
3.1 Sobrecorriente -----	25
3.1.1 Cortocircuitos -----	25

3.1.2	Sobrecargas-----	26
3.2	Tensiones anormales-----	26
3.2.1	Sobre tensión -----	26
3.2.1.1	Origen interno -----	27
3.2.1.2	Origen externo -----	27
3.2.2	Subtensión -----	27
3.3	Frecuencias anormales -----	28
3.3.1	Sobre frecuencia -----	28
3.3.2	Mínima frecuencia -----	28
3.4	Inversión de potencia -----	28
3.5	Armónicos y flicker -----	29

CAPITULO 4
RELÉ DE PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO EN LA LÍNEA
DE TRANSMISIÓN JULIACA – PUNO EN 138 KV

4.1	Protección de distancia principal-----	30
4.1.1	Detección de falla, selección de fase y determinación de dirección-----	31
4.1.1.1	Algoritmos rápidos-----	31
4.1.1.2	Algoritmos clásicos-----	35
4.1.2	Decisión de zona-----	38
4.1.2.1	Modo de protección de distancia direccional-----	38
4.1.2.2	Modo de desacoplo de barras-----	40
4.1.2.3	Convergencia en una zona-----	42
4.1.3	Secuencia de los algoritmos-----	43
4.1.4	Lógica de disparo-----	44

4.1.5	Lógica de disparo con tele protección-----	45
4.1.6	Lógica de disparo con reducción de zona-----	48
4.1.6.1	Principio de funcionamiento-----	48
4.1.6.2	Elemento direccional-----	50
4.1.7	Funciones asociadas a la protección de distancia-----	51
4.1.7.1	Modo fuente débil-----	51
4.1.7.2	Detección de oscilación de potencia-----	53
4.1.7.3	Detección de falla después de una apertura monofásica-----	59
4.1.7.4	Detección de falla fusible de línea-----	59
4.1.7.5	Protección contra cierres sobre falla-----	62
4.1.7.6	Protección contra las inversiones de la intensidad de falla-----	63
4.1.8	Entradas y Salidas asociadas-----	65
4.2	Protección de sobrecorriente de fases y de falla a tierra-----	66
4.2.1	Coordinación de la protección-----	66
4.2.2	Función de sobrecorriente de tiempo inverso, muy inverso, extremadamente inverso y tiempo definido-----	67
4.2.3	Curvas características-----	69
4.2.4	Protección de fallas a tierra-----	70
4.2.5	Función direccionales de sobrecorriente-----	71
4.2.6	Función direccionales de falla a tierra-----	72
4.2.7	Principio de calibración tiempo/corriente-----	73
4.2.8	Márgenes de graduación-----	74

CAPITULO 5
CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA
TRANSMISIÓN JULIACA-PUNO EN 138 KV

5.1	Medición aislamiento fase-tierra y entre fases-----	77
5.2	Esquema de conexión para la medición de aislamiento-----	78
5.3	Resistencia eléctrica de conductores y secuencias de fases-----	79
5.4	Esquema de conexión para la medición de la resistencia eléctrica y secuencias de fases-----	80
5.5	Medición de la impedancia de secuencia positiva o directa -----	81
5.6	Esquema de conexión para la medición de la impedancia de secuencia positiva -----	82
5.7	Medición de la impedancia homopolar-----	83
5.8	Esquema de conexión para la medición de la impedancia homopolar-----	84
5.9	Medición de la impedancia propia y mutua-----	85
5.10	Esquema de conexión para la medición de la impedancia propia y mutua---	86

CAPITULO 6
COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA TRANSMISIÓN
JULIACA-PUNO EN 138 KV

6.1	Introducción-----	87
6.2	Descripción del proyecto-----	87
6.2.1	Equipo principal-----	88
6.2.1.1	S.E. Juliaca-----	88
6.2.1.2	S.E. Puno-----	90
6.2.2	Líneas -----	91
6.2.3	Transformadores de potencias-----	92
6.2.4	Generadores-----	92
6.3	Descripción de protecciones a emplearse-----	93
6.3.1	Transformadores de medida-----	93

6.3.2	Relés del sistema de protección -----	93
6.4	Cálculos de cortocircuito-----	94
6.4.1	Algunas consideraciones de los cálculos de corriente de cortocircuito-----	95
6.5	Criterios adoptados para la determinación de ajustes de relés-----	95
6.5.1	Protección de fallas entre fases-----	120
6.5.2	Protección de fallas a tierra -----	123

CAPITULO 7
PROGRAMACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN

7.1	Análisis del menú de ajustes-----	128
7.2	Selección de los ajustes-----	129
7.3	Extracción e introducción de datos -----	135
7.4	Gestión y manejo de relés multifunción-----	137

CAPITULO 8
COSTOS

8.1	Costos estimados de la L.T.-----	139
8.2	Costos por interrupción de la línea-----	140
8.2.1	Por mantenimiento -----	141
8.2.2	Por falla en la línea de transmisión -----	141
8.3	Costos de equipos de protección-----	144

Conclusiones.

Bibliografía.

Anexos A y B.

Planos.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

La Línea de transmisión eléctrica en 138 kV Juliaca-Puno, reforzará el sistema de transmisión en el departamento de Puno y podrá satisfacer la creciente demanda de las cargas asociadas al sistema interconectado del SUR, de forma tal que permita un suministro de energía eléctrica continua y confiable.

Para contar con el adecuado sistema de protección es necesario conocer los diferentes tipos de fallas que se presentan en una operación estable, para ello es necesario contar como herramienta de análisis el estudio de cortocircuito y las características de operación de los relés de operación.

La corriente de cortocircuito que produce una falla tomara diferente valores dependiendo del punto de la red donde se produce y de las características de los elementos que componen la misma red.

1.2 OBJETIVO.

El objetivo de la presente tesis es determinar los ajustes de los dispositivos de protección de la línea de transmisión de 138 kV Juliaca – Puno, en la Sub estación

Juliaca y en la Sub estación Puno, para su operación coordinada ante cualquier perturbación en el sistema eléctrico interconectado.

Con dicho ajustes de la protección se logrará cumplir con los requisitos básicos de la ingeniería de protección, los cuales son: rapidez de operación, selectividad, confiabilidad y otros.

El análisis de corto circuito que se detalla en el anexo B, permite verificar el comportamiento térmico de los componentes del sistema ante fallas trifásicas y monofásicas en los mismos; también permite calibrar o ajustar los relés de protección y verificar la capacidad de soportar cortocircuitos que tienen los equipos y redes como: cables, conductores aéreos, interruptores y transformadores de corriente. Los casos de cortocircuito simulados son los siguientes:

- | | |
|------------------|--------------------|
| - Máxima Demanda | - Falla trifásica |
| - Mínima Demanda | - Falla trifásica |
| - Máxima Demanda | - Falla bifásica |
| - Mínima Demanda | - Falla bifásica |
| - Máxima Demanda | - Falla monofásica |
| - Mínima Demanda | - Falla monofásica |

1.3 ALCANCES

Para garantizar la creciente demanda de las cargas asociadas al Sistema interconectado del Sur, se ha previsto la ejecución de la línea de transmisión Juliaca – Puno en el nivel de 138 kV.

Esta línea de transmisión nace en la subestación Juliaca como producto de la ampliación de la barra de 138 kV de la subestación mencionada, la cual tiene un recorrido de aproximadamente 37,1 km en simple terna y un conductor de 300 mm² de aleación de aluminio (AAAC), el cual termina en la subestación Puno. Esta Sub Estación esta interconectada a la línea de transmisión Puno – Moquegua en el nivel de 220 kV, mediante un Autotransformador de 220/138/10,5 kV – 120/120/15 MVA. El sistema de protección de la línea transmisión Juliaca – Puno, tiene como protección principal dos relés multifunción de distancia (21P) uno para cada extremo, el cual es de tecnología ALSTOM, y como protección de respaldo dos relés de sobrecorriente uno para cada extremo. El transformador de potencia posee como protección principal un relé diferencial para tres devanados de tecnología ALSTOM y como protección de respaldo relés de sobrecorriente para cada devanado.

En la Subestación Puno existen dos salidas en el nivel de 60 kV, uno hacia la Subestación de ILAVE el cual posee como protección principal un relé multifunción de distancia y como respaldo un relé de sobrecorriente ambos de tecnología ALSTOM y la otra hacia Subestación PUNO el cual posee una protección de sobrecorriente; en el nivel de 22,9 kV existen dos salidas hacia las localidades de

Paucarcolla y Chucuito, los cuales están protegidos mediante dos recloser uno para cada uno.

La interconexión en la Subestación Puno es mediante el Autotransformador, se ha ejecutado instalaciones con relés de última generación, para lo cual se tomará información de los análisis de flujo de carga y cortocircuito.

Los criterios de protección seleccionados son los siguientes:

- Protección de distancia principal (21P), proporcionada por el relé de marca Alstom, modelo EPAC 3122.
- Protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N), proporcionado por el relé anteriormente mencionado, que incluye esta como función adicional.
- Protección de sobrecorriente de fase y tierra (50/51, 50N/51N), proporcionado por el relé de marca Alstom, modelo MICOM P122.
- Protección de mínima y máxima tensión (27/59), proporcionado por el relé marca Alstom, modelo EPAC 3122.

Cabe destacar que los relés de distancia, poseen funciones adicionales que serán habilitados de acuerdo a la filosofía de protección.

1.4 UBICACIÓN.

La línea de transmisión Juliaca –Puno se encuentra ubicado en el departamento de Puno, dentro del ámbito del sistema interconectado SUR; comprende desde la S.E. Juliaca (Ciudad) a 3898 m.s.n.m. y en la S.E. Puno (Localidad de Totorani) a 4096 m.s.n.m.

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICO DEL CORTOCIRCUITO

2.1 INTRODUCCIÓN

Durante la operación de los sistemas de operación eléctrica de los sistemas de potencia se puede decir que el cortocircuito es una condición indeseable pero en cierto modo inevitable, ya que por más confiable que sea diseñado un sistema existen muchas causas ajenas al diseño de los mismos, que plantean la probabilidad de ocurrencias de una falla por cortocircuito.

Debido a lo anterior se debe considerar que un equipo o sistema en condiciones de falla puede sufrir daños que en ocasiones son graves, por lo que es necesario diseñar las instalaciones en tal forma que contengan los elementos de protección adecuados considerando desde luego los dispositivos de detección, señalización y transmisión.

Desde el punto de vista del diseño y protección de instalación eléctrica es conveniente saber en que nivel se parte para la realización de estos estudios; para nuestro estudio es necesario considerar todas las generadoras, subestaciones y líneas de transmisión que existe el en sistema nacional interconectado, estudiando la red por computadora digital para determinar las corrientes y potencias de falla. Por lo general para fallas trifásicas y de líneas a tierra.

2.2. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Los estudios de cortocircuito son necesarios en cualquier sistema eléctrico para determinar la capacidad de los interruptores, coordinaciones de los sistemas de protección, diseño de barras. Un Diagrama Unifilar no es completo si no se han calculado los niveles de cortocircuito en varios puntos estratégicos.

2.2.1 INCIDENTE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO

Todo cambio en la red no deseado se denomina “incidente”. Puede ser causado por fallas o por variaciones de algún parámetro que define la red.

El número de fallas en un sistema está en función de muchos parámetros, entre ellos los niveles de la tensión. Detallamos las estadísticas:

Tipos de fallas

	< 220 kV	> 220 kV
- Monofásicos	: 70%	85 %
- Bifásicas	: 20 %	10 %
- Trifásicas	: 10 %	5%

Ubicación de fallas

- Líneas de transmisión	: 85 %
- Barras	: 12 %
- Transformadores y generadores	: 3%

2.2.2 FRECUENCIA DE LAS FALLAS ELÉCTRICAS.

Las fallas más frecuentes ocurren en las líneas de transmisión por ser las más expuestas a los fenómenos atmosféricos y condiciones ambientales.

- Líneas de transmisión	Tensión	Fallas por 100 Km y por año
(Dependiendo del N° de Tormentas eléctricas)	220 kV	0,7 – 3,5
	138 kV	3 - 15
	60 kV	2 - 10
	33 kV	6 - 30
	22,9 y 10 kV	18 - 90

2.3 FALLAS SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS, MÉTODOS DE LOS COMPONENTES SIMÉTRICOS.

El modo de operación normal de un sistema de potencia es trifásico balanceado, si el aislamiento del sistema fallara en algún punto de la red o si un objeto conductor pudiera estar en contacto con una barra conductora de potencia, un corto circuito o una falla se dice que ocurre, las causas de las falla son muchas: ellas incluyen descargas atmosféricas, vehículos que colisionan con las torres o polos, etc. Las fallas en sistemas de potencia pueden ser categorizados en cuatro tipos en orden de frecuencia de las ocurrencias: línea a tierra, línea a línea, doble línea a tierra y trifásica balanceada. Los primeros tres tipos constituyen severas condiciones de operación desbalanceada.

Es importante determinar los valores del sistema de voltajes y corrientes durante condiciones de fallas, de manera que se puedan ubicar aparatos de protección para detectar y minimizar los efectos destructivos en tales contingencias. Además es

necesario analizar la operación del sistema de potencia en condiciones de desbalance.

Las constantes de tiempo de los transitorios asociados son tales que los métodos de análisis sinusoidales en estado estable pueden ser utilizados. El método de componentes simétricos es admirable en el análisis de sistemas desbalanceados.

Nuestro objetivo es entender como las componentes simétricas pueden ser aplicadas específicamente a los cuatro tipos generales mencionados y como el método puede ser extendido a cualquier problema de sistema trifásico desbalanceado.

2.3.1 SIMPLIFICACIÓN DEL MODELO DEL SISTEMA

Podemos usar los cortocircuitos equivalentes de secuencia positiva, negativa, y cero para un sistema de potencia. Ciertas simplificaciones no afectan la precisión de nuestros resultados. Estos incluyen lo siguiente:

- La capacitancia shunt en el modelo de la línea es ignorada.
- Técnica de análisis en estado estable sinusoidal son utilizadas.
- Ubicamos todos los sistemas de voltajes internos a 1/0. Asumimos la unidad suponiendo que el voltaje del sistema está en su valor nominal antes de la aplicación de la falla lo cual es razonable. La selección de la fase cero para una fuente es arbitraria y conveniente, asumiendo que todas las fuentes están en fase y de la misma magnitud. Es equivalente a despreciar las corrientes de carga pre-falla. Esta condición puede ser considerada utilizando superposición.

En adición a lo anteriormente indicado y para propósitos educacionales, podemos despreciar las resistencias series. Si seleccionamos la reactancia subtransitoria “ X_d ”

para la reactancia de secuencia positiva la diferencia es mínima (las dos son iguales para maquinas de polos no salientes).

Nuestra aproximación básica al problema es considerar la situación general sugerida en la fig. 1 (notar que las corrientes van fuera del sistema).

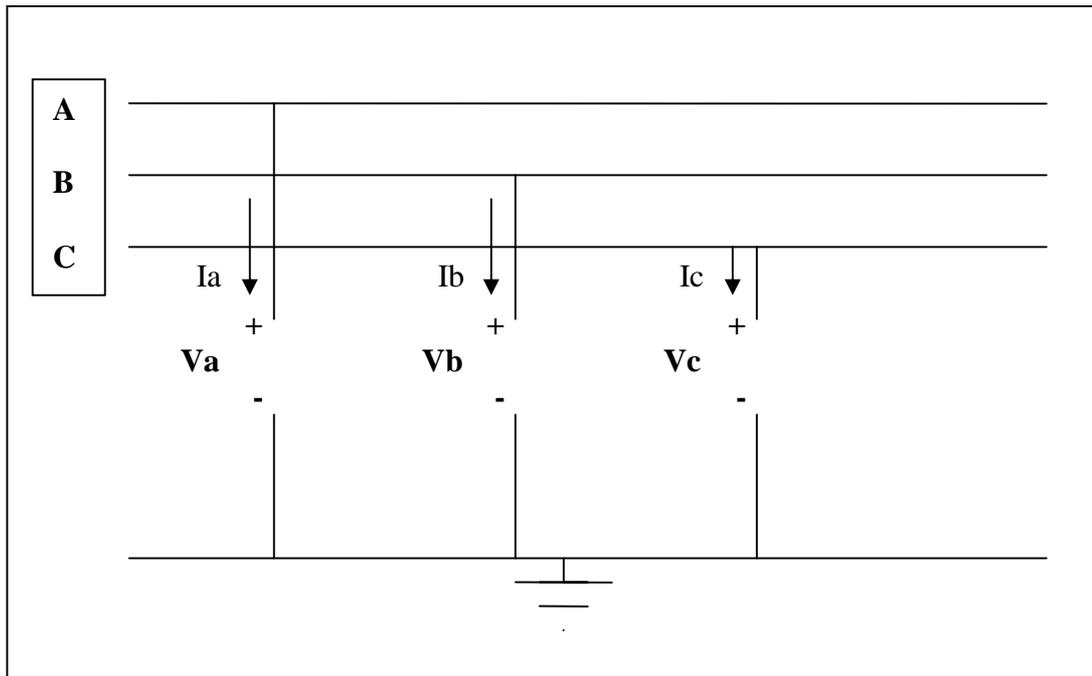


Fig. 1

Podemos construir circuitos equivalentes de secuencias para el sistema los cuales se indican en la figura 2.

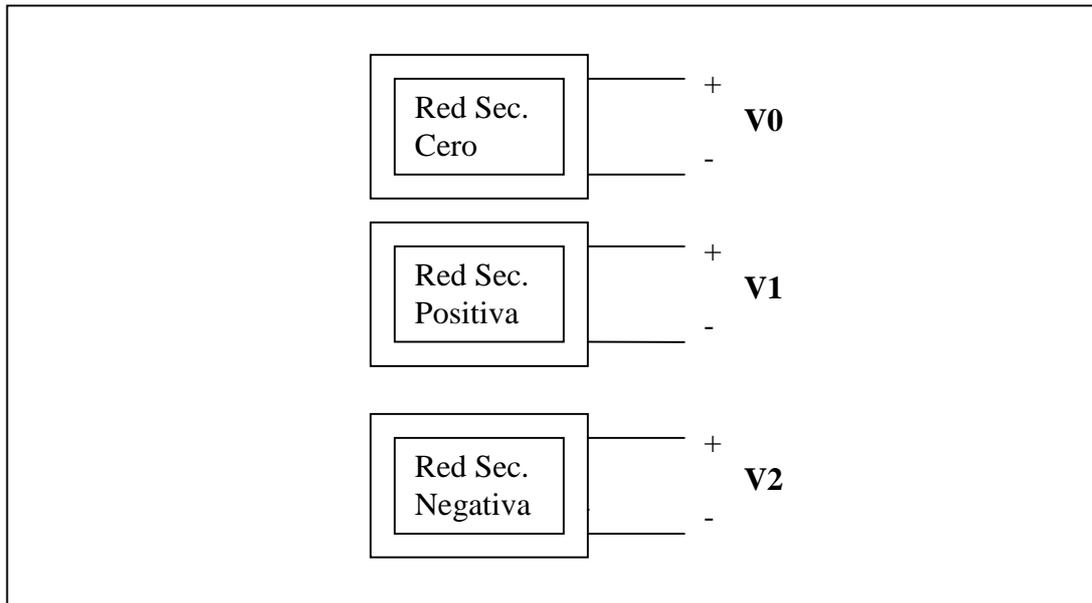


Fig. 2

2.3.2 FALLA TRIFÁSICA BALANCEADA

El corto circuito trifásico es balanceado, es decir que las corrientes tienen la misma magnitud y se encuentran desfasadas entre sí 120° , por lo cual durante un estudio solo es necesario considerar a la red con su representación monofásica, ya que los resultados que se obtengan de esta forma se extienden a las otras dos fases, por tratarse de un sistema simétrico o balanceado en la condición de falla trifásica.

Imaginemos que los terminales de secuencia positiva están conectados a una impedancia de falla Z_f como se muestra en la Figura 3. Para propósitos de estudio de falla las condiciones terminales son las siguientes:

$$\begin{cases} V_a = I_a * Z_f \\ V_b = I_b * Z_f \\ V_c = I_c * Z_f \end{cases}$$

En forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Desarrollando la ecuación anterior para sus componentes de secuencia tenemos

$$Z_{012} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} [T] = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix}$$

De donde concluimos

$$V_0 = Z_f * I_0$$

$$V_1 = Z_f * I_1$$

$$V_2 = Z_f * I_2$$

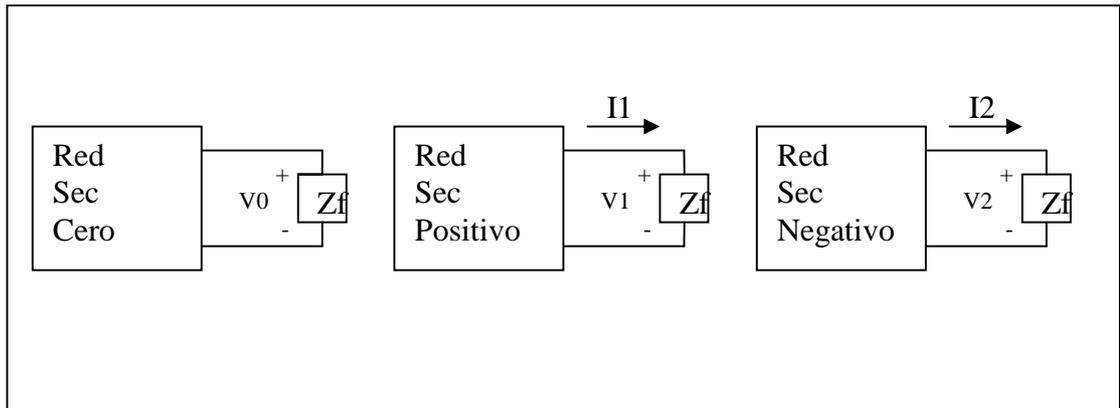


Fig. 3

2.3.3 FALLA LÍNEA A TIERRA.

Este tipo de falla es la que se presenta con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos ya que puede tener su origen en distintas causas como pueden ser fallas en los aislamientos, contacto de un conductor de fase con estructuras, carcasas y descargas atmosféricas, etc.

La corriente de corto circuito para este tipo de falla se visualiza por la forma en que se encuentran conectados los neutros de los equipos y aparatos conectados a tierra, ya que representan los puntos de retorno para la circulación de las corrientes de secuencia cero por lo que en el estudio de este tipo de falla es necesario considerar la forma como se encuentran conectados las redes de secuencia de acuerdo al punto seleccionado para la falla y en particular en la llamada red de secuencia cero de los elementos del sistema.

Imaginemos que el acceso de la red equivalente es como la mostrada en la figura 4; las condiciones terminales son las siguientes.

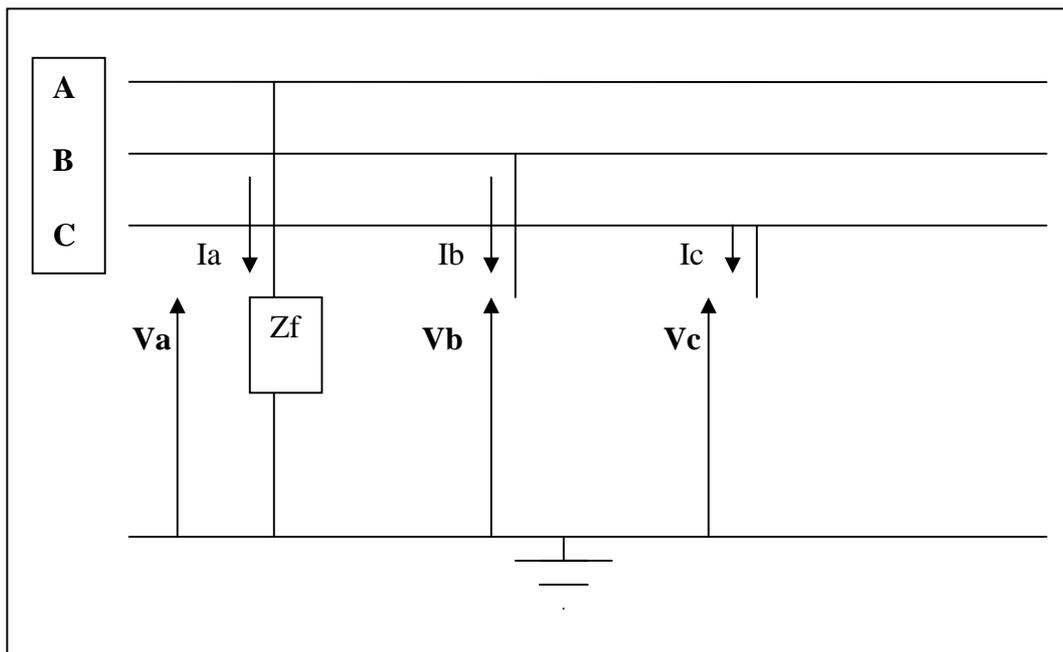


Fig. 4

Condiciones:

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = I_a Z_f$$

Con $I_b = I_c = 0$, las componentes simétricas de las corrientes del segmento están dadas por

$$\begin{bmatrix} Ia^0 \\ Ia^1 \\ Ia^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

y al realizar la multiplicación se llega a

$$Ia^0 = Ia^1 = Ia^2 = \frac{Ia}{3}$$

De donde:

$$Va^0 = -Z^0 Ia^0$$

$$Va^1 = Vf - Z^1 Ia^0$$

$$Va^2 = -Z^2 Ia^0$$

Se suman estas ecuaciones

$$Va = Va^0 + Va^1 + Va^2 = Vf - (Z^0 + Z^1 + Z^2) Ia^0 = 3Zf Ia^0$$

Se obtiene lo siguiente:

$$Ia^0 = Ia^1 = Ia^2 = \frac{Vf}{Z^1 + Z^2 + Z^0 + 3Zf}$$

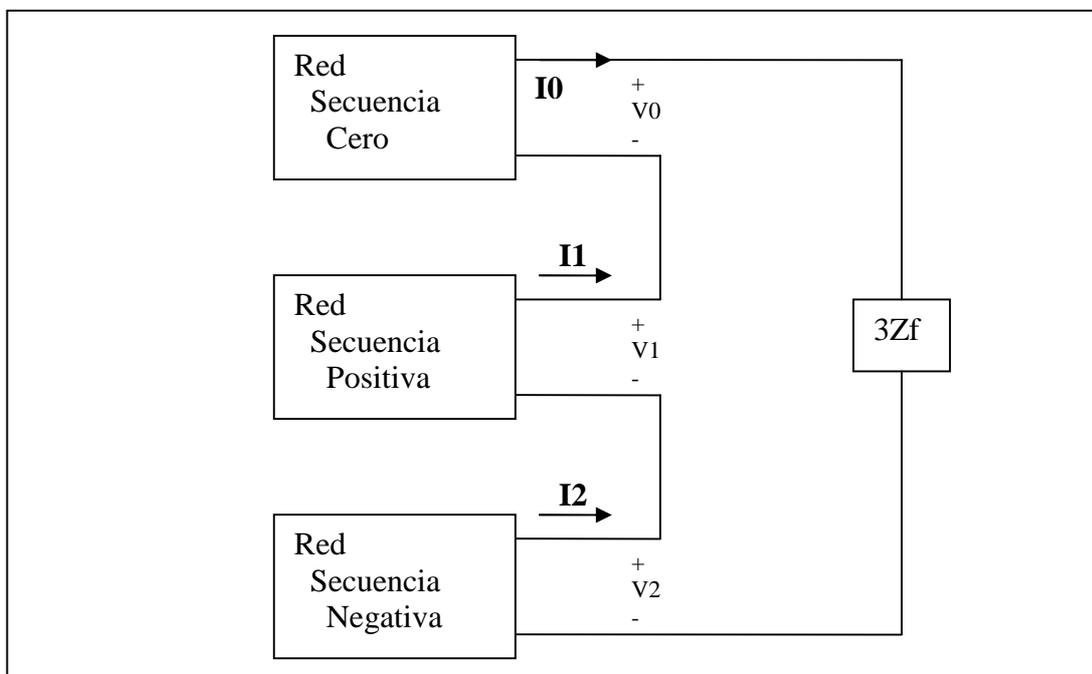


Fig. 5

Conexión de secuencias para fallas monofásicas a tierra

2.3.4 FALLA LÍNEA A LÍNEA.

Analicemos el caso presentado en la figura 6; las condiciones terminales se pueden escribir.

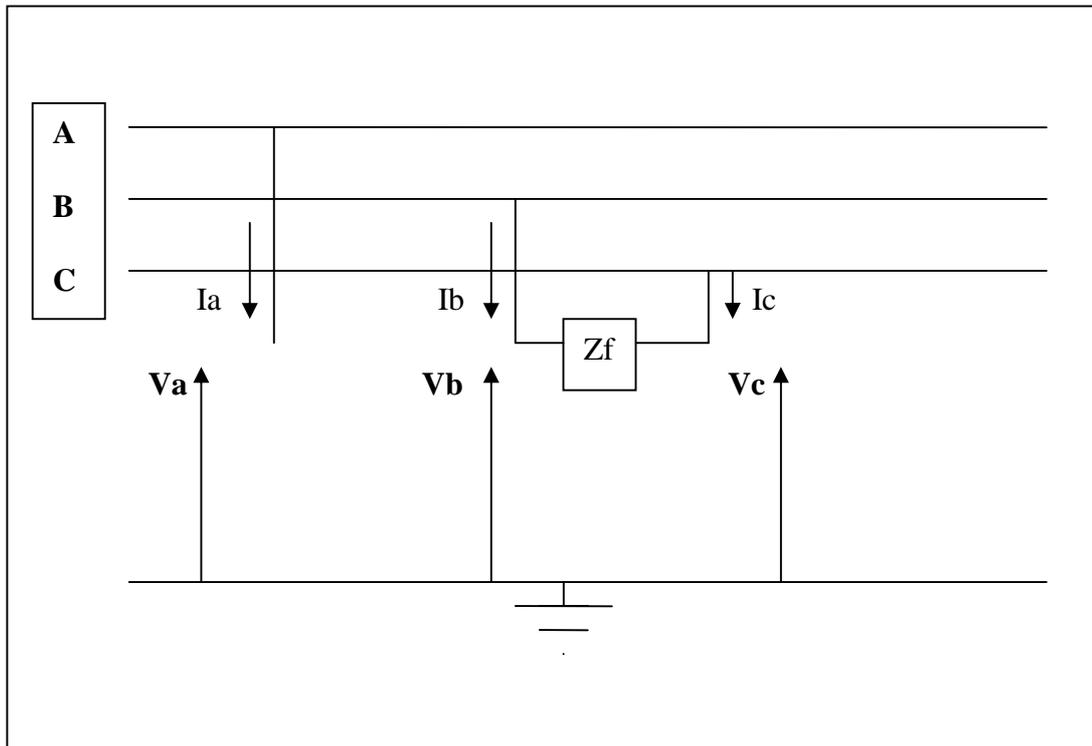


Fig. 6

Condiciones:

$$I_a = 0$$

$$I_b = -I_c$$

$$V_b = Z_f * I_b + V_c$$

De la ecuación $I_a = 0$

$$I_0 + I_1 + I_2 = 0$$

Transformada a valores de secuencia

$$I_0 + a^2 I_1 + a I_2 = -(I_0 + a I_1 + a^2 I_2)$$

$$2I_0 + (a^2 + a)(I_1 + I_2) = 0$$

ecuación

$$I_0 + I_1 + I_2 = 0$$

Tenemos

$$I_0 = 0$$

$$I_1 = -I_2$$

Ecuación

$$V_b = Z_f I_b + V_c$$

$$V_0 + a^2 V_1 + a V_2 = Z_f (I_0 + a^2 I_1 + a I_2) + V_0 + a V_1 + a^2 V_2$$

$$(a^2 - a)V_1 = (a^2 - a)I_1 Z_f + (a^2 - a)V_2$$

$$V_1 = Z_f I_1 + V_2$$

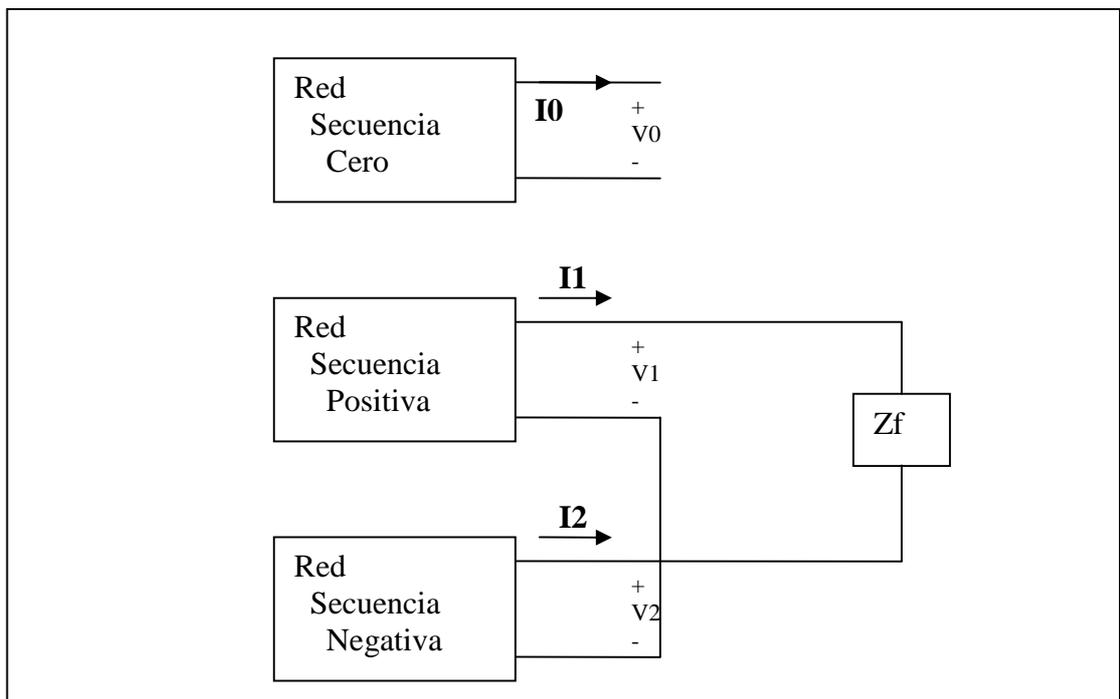


Fig. 7

Conexión de secuencias para fallas bifásicas

2.4 EFECTOS TÉRMICOS DEL CORTOCIRCUITO

Una protección bien realizada y selectiva elimina un cortocircuito de la red en algunas décimas de segundo, en cambio si esto no ocurre, las consecuencias térmicas de las corrientes de cortocircuito sobre las instalaciones puede provocar problemas severos. Aún más se puede presentar el caso de que con corrientes de cortocircuito muy elevadas se pueden alcanzar también temperaturas elevadas en unos pocos segundos cuando los medios refrigerantes y los aislamientos no tienen el tiempo suficiente para absorber la sobre temperatura que se presenta de improviso. Los puntos más delicados y fáciles de ceder son en este caso las partes metálicas mecánicamente más frágiles, donde el considerable efecto térmico se suma a las sollicitaciones dinámicas producidas por las corrientes de corto circuito.

La notable diferencia entre la velocidad de disipación de la temperatura sobre los soportes metálicos y sobre los aislantes hace que la temperatura acumulada se transfiera al exterior aún más lentamente; el aumento de temperatura en el medio aislante provoca desde luego un proceso de envejecimiento del mismo en un tiempo más o menos largo.

2.5 EFECTOS DINÁMICOS DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Los efectos dinámicos de las corrientes de corto circuito son de doble naturaleza, ya sea porque están relacionados con la dilatación térmica de los materiales o por las fuerzas de atracción y repulsión que se manifiestan durante la perturbación. Estos esfuerzos dinámicos provocan esfuerzos de naturaleza mecánica en las partes rígidas

de las instalaciones, como pueden ser: los buses de fase aislada, las barra rígidas en las Sub estaciones eléctricas, los tableros de fuerza, etc.

En el caso de los cables de potencia, por lo general cuando tienen aislamiento de polietileno se deforman por las bruscas elevaciones de temperatura, mientras que en el caso de medios aislantes con diferente coeficiente de dilatación se tienen deformaciones menos apreciables. Las deformaciones en los cables están por lo tanto estrechamente relacionados con sus características constructivas.

CAPITULO 3

CONSIDERACIONES EN LA PERTURBACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

3.1 SOBRECORRIENTE

Existen muchas causas que pueden perturbar el servicio normal de las redes eléctricas, como las causadas por la sobrecorriente de cortocircuito y de sobrecarga.

3.1.1 CORTOCIRCUITO

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

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

3.1.2 SOBRECARGA

Se dice que un circuito está sobrecargado, cuando el circuito trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la que está proyectado, la sobrecarga está caracterizada por un aumento de cierta duración de dicha intensidad de corriente; los efectos de las sobrecargas pueden resultar también nocivos para máquinas y conductores pues provocan sobre todo calentamientos indeseables que a la larga pueden provocar perforaciones en los aislantes, además las máquinas o redes eléctricas sobrecargadas trabajan siempre con bajo rendimiento.

3.2 TENSIONES ANORMALES

El nivel de aislamiento comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad de servicio.

3.2.1 SOBRETENSIÓN

La condición de sobretensión en las instalaciones eléctricas tienen origen interno y externo, algunas de estas sobretensiones exceden los niveles de aislamiento y producen fallas por cortocircuito.

3.2.1.1 Origen interno

Las sobretensiones debido a maniobras de interruptores cuyo efecto es de corta duración, son resueltas por los elementos de protección pararrayos. Otras sobretensiones a la frecuencia del sistema pueden ser motivo de falla de aislamiento o inconvenientes en la operación del sistema eléctrico de que se trate; puede ser originado por grandes bloques de pérdida de carga, sobreexcitación y líneas tensionadas en vacío.

3.2.1.2 Origen externo

Las sobretensiones pueden ser transitorias como las producidas por descargas atmosféricas que producen fallas a tierra por falta de aislamiento ya sea en las líneas de transmisión o bien en los aislamientos de los equipos de patio de llaves usados en la construcción de los equipos eléctricos.

3.2.2 SUBTENSIÓN

La caída de tensión en un sistema eléctrico se puede producir por diferentes causas en cualquier punto de la red, puede estar motivada por una sobrecarga que en un momento dado demande más corriente de la prevista produciendo un exceso en la caída de tensión con las impedancias de los conductores.

Las tensiones bajas en la red eléctrica son perjudiciales para la buena operación de las instalaciones eléctricas ya que como se sabe los efectos de éstos son de diferente naturaleza en los usuarios y que van desde una reducción en el nivel de iluminación, mal funcionamiento en los equipos electrónicos, falla permanentes en las PC.

3.3 FRECUENCIAS ANORMALES

Las frecuencias anormales pueden ser de baja frecuencia y eventualmente alta frecuencia y su operación puede estar diferida en más de un paso de operación de acuerdo con los esquemas de seccionamiento de carga que se establezcan como medida preventiva cuando existan problemas de desequilibrio de generación-carga en la operación de un sistema. Por lo general se establece de acuerdo con la política operativa de un sistema, un criterio de porcentajes de seccionamiento de carga en función de las características eléctricas de la red y de las características específicas de las unidades generadoras, en particular de su estatismo así como del esquema de control potencia-frecuencia usado en el sistema, el criterio de control por área y el intercambio de potencia entre subsistemas de un sistema eléctrico.

Se origina debido a la salida de grandes bloques de carga, por falla en la línea de transmisión, inyección súbita de grandes bloques de carga, pérdida de generación; se evita el colapso del sistema mediante relés de mínima frecuencia que rechazan carga; provoca mal funcionamiento de los componentes electrónicos, calentamientos de transformadores y motores, molestia visual en la iluminación.

3.4 INVERSIÓN DE POTENCIA

Este tipo de perturbación causa daño a la máquina prima o motor. Si el torque mecánico es menor, el generador empezará a operar como compensador síncrono tomando potencia activa de la red. Origina daños en la máquina prima (turbina), se traduce en presiones axiales sobre los cojinetes por ello en Centrales Hidroeléctricas la inversión de potencia se acepta en 3% de P_n .

3.5 ARMÓNICOS Y FLICKER

El incremento acelerado del uso de cargas no lineales en los sistemas eléctricos, debido principalmente al auge de la electrónica de potencia en estos últimos años, ha permitido un uso más eficiente de la energía eléctrica y aumentos considerables en la productividad de los procesos industriales, pero por otra parte ha provocado una situación problemática, a veces grave, donde las corrientes armónicas generadas por los propios equipos electrónicos distorsionan la onda de corriente sinusoidal original y perturban la operación de estos mismos equipos provocando, además calentamientos excesivos y pérdidas de energía en máquinas eléctricas, conductores y demás equipos del sistema eléctrico.

En cuanto al flicker la norma IEC 555-3 establece que una caída brusca de voltaje de un 3% es visible para el ojo humano y causará el centelleo de lámparas incandescentes.

El valor máximo permitido es 0.25% lo que equivale a una unidad de flicker.

El flicker o centello de la iluminación es una sensación visible molesta. En general la forma de solución conduce a alimentar estas cargas, de variación rápida, mediante circuitos exclusivos o bien sobredimensionar cables y transformadores de alimentación.

CAPITULO 4

RELÉS DE PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN JULIACA-PUNO EN 138 KV

4.1 PROTECCIÓN DE DISTANCIA PRINCIPAL

La protección de distancia es la función principal del EPAC 3122. Su función es detectar y eliminar lo más rápida y selectivamente posible las fallas detectadas en la red.

Su uso está dado para el modo de protección de distancia direccional para la línea de transmisión en alta tensión.

Cuando se detecta una falla, la protección de distancia:

- Selecciona la(s) fase(s) en falla.
- Determina la dirección de la falla.
- Dispara si es necesario, la(s) fase(s) en falla, en coordinación o no con la protección situada en el extremo opuesto de la línea.

Su funcionamiento está basado en la utilización conjunta de dos tipos de algoritmos:

- Algoritmos “Rápidos” que utilizan sólo las magnitudes superpuestas características de una falla
- Algoritmos “Clásicos” que utilizan las magnitudes medidas durante la falla, como lo hacen las protecciones convencionales.

Los algoritmos “Rápidos” son prioritarios sobre los “Clásicos”. Estos últimos solo se aplican si, después de la detección de una falla, los algoritmos “Rápidos” no han podido tratar el problema en menos de 40 ms.

4.1.1 DETECCIÓN DE FALLA, SELECCIÓN DE FASE Y DETERMINACIÓN DE DIRECCIÓN

4.1.1.1 Algoritmos rápidos

Estos algoritmos permiten:

- Detectar la aparición de la falla comparando las magnitudes de superposición a un umbral que está situado lo bastante bajo como para ser superado cuando aparece una falla y lo suficientemente alto para no ser superado cuando se realizan maniobras del extremo opuesto de la línea.
- Determinar la dirección de la falla. Como la falla es el único generador de magnitudes de superposición, es posible determinar su dirección midiendo el sentido del tránsito de la energía de superposición.
- Realizar la selección de fase. Como las magnitudes de superposición no incluyen las intensidades de carga, es posible realizar una selección de fase amperimétrica eficaz.

VIGILANCIA DEL ESTADO DE LA RED

El estado de la red es supervisado permanentemente para saber si pueden aplicarse los algoritmos “Rápidos”. Así para que puedan ser utilizados estos algoritmos, es necesario que la red esté “sana”, lo que se cumple si:

- La línea no ha sido abierta.
- Todas las tensiones están comprendidas entre 70% y 130% de la nominal.
- La tensión residual es inferior al 10% de la nominal.
- La intensidad residual es inferior a (10% de la nominal + 3,3% de la intensidad máxima circulante por una de las fases).
- No hay detección de oscilación de potencia.
- Los puntos de impedancia están fuera de la característica.
- Se ha podido determinar la frecuencia.

DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN

La detección incremental de la dirección de la falla se realiza de manera global a partir del signo de la energía trifásica relativa a las magnitudes de transición, magnitudes características de la falla.

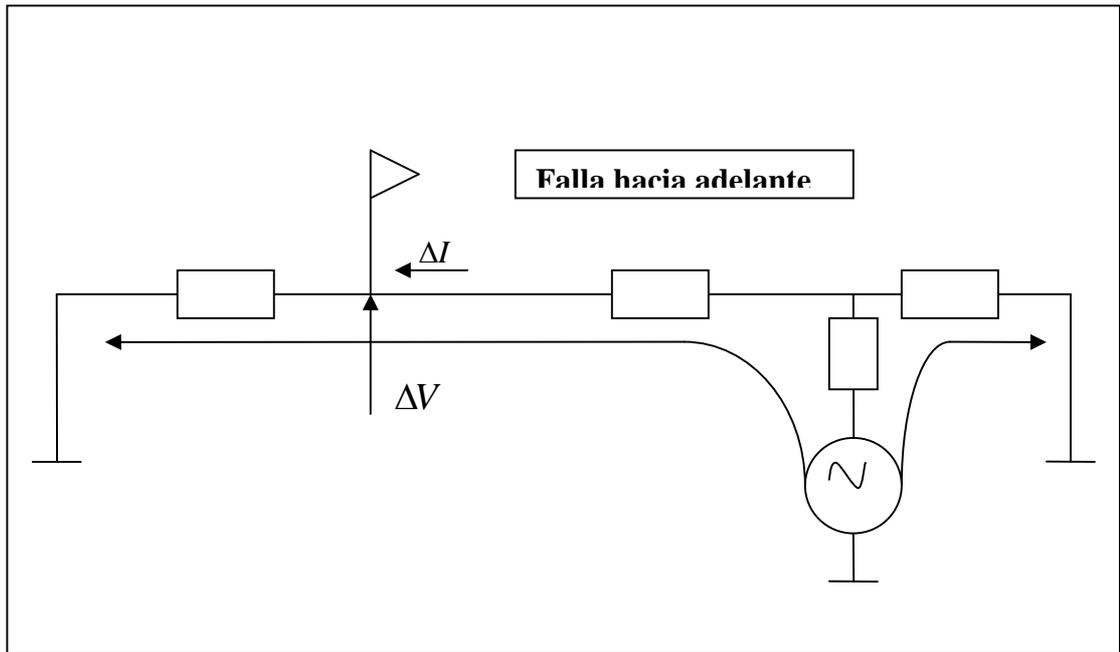


Fig. 1

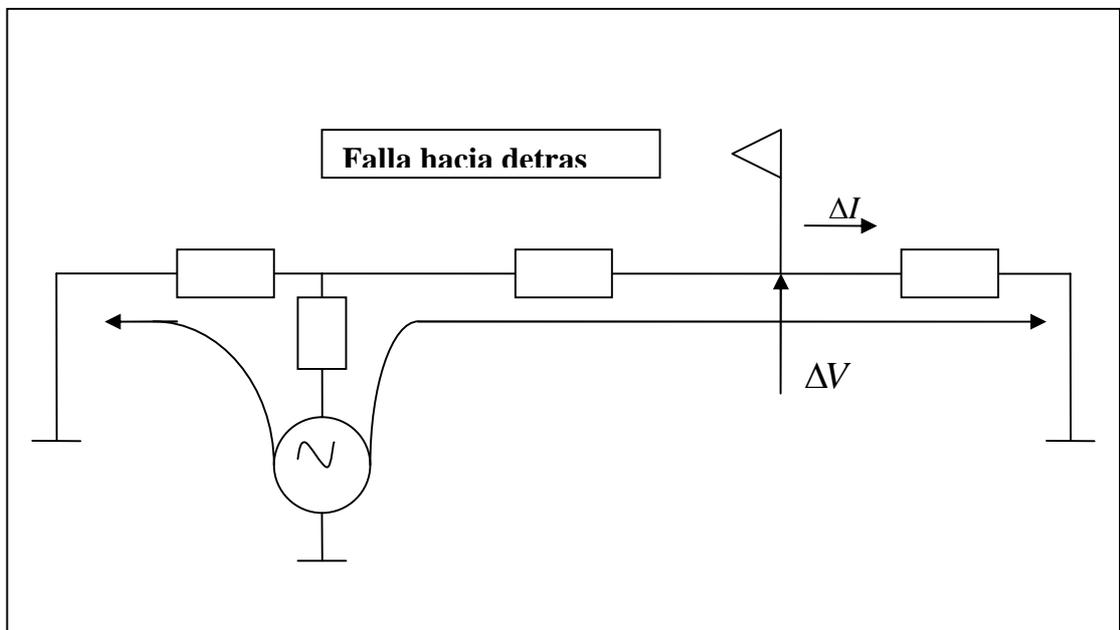


Fig. 2

Determinación de la dirección mediante magnitudes de superposición.

Para ello se efectuará la suma:

$$S = \sum_{n_0}^{n_1} (\Delta U_A * \Delta I_A + \Delta U_B * \Delta I_B + \Delta U_C * \Delta I_C)$$

Donde n_0 representa el instante de detección de la falla y S representa la energía de transición.

Si la falla es hacia delante, entonces: $S < 0$

Si la falla es hacia atrás, entonces: $S > 0$

El criterio direccional es válido si:

$$S \geq 5 * (0,1Vn * 0,2In * \cos 85^0)$$

Suma efectuada en 5 muestras sucesivas.

SELECCIÓN DE FASE

La selección de fase está basada en la comparación de las magnitudes de transición relativas a las derivadas de las intensidades I_A , I_B , e I_C :

$$\Delta I'_A, \Delta I'_B, \Delta I'_C, \Delta I'_{AB}, \Delta I'_{BC}, \Delta I'_{CA}$$

Se utilizan las derivadas de las intensidades a fin e inhibirse de los efectos de la componente aperiódica.

Sean:

$$S_A = \sum (\Delta I'_A)^2$$

$$S_B = \sum (\Delta I'_B)^2$$

$$S_C = \sum (\Delta I'_C)^2$$

$$S_{AB} = \sum (\Delta I'_{AB})^2$$

$$S_{BC} = \sum (\Delta I'_{BC})^2$$

$$S_{CA} = \sum (\Delta I'_{CA})^2$$

Se considera que la selección de fases es válida si la suma ($S_{AB} + S_{BC} + S_{CA}$) es significativa, es decir superior a un umbral. Esta suma no es válida cuando la

impedancia directa del lado de la fuente es muy grande en relación a la impedancia homopolar. En ese caso se utiliza la selección de fase clásica.

Si la suma es válida se efectúa una clasificación de las sumas en las fallas monofásicas y bifásicas.

Si $S_{AB} < S_{BC}$, la falla es monofásica C-N (las fases A-B no están afectadas). En caso contrario la falla es bifásica B-C.

Si $S_{AB} \cong S_{CA} \cong S_{BC}$ y $S_A \cong S_B \cong S_C$, la falla es trifásica (todas las fases están afectados por la falla).

4.1.1.2 Algoritmos clásicos

Estos algoritmos no utilizan las magnitudes de superposición sino las magnitudes medidas durante la aparición de la falla. Están basados fundamentalmente en la medida de distancia y de resistencia.

Se utilizan si:

- El régimen prefalla no ha podido ser modelado;
- Las magnitudes de superposición no provienen únicamente de la falla. Esto puede ser si:
 - Hay cierre sobre falla.
 - La aparición de la falla es suficientemente anterior como para que los generadores hayan tenido tiempo de modificar su régimen o que las medidas correctivas, por ejemplo apertura de interruptores hayan sido tomadas. Esta es generalmente el caso más allá de la zona 01.
 - El régimen no es lineal.

- Los algoritmos clásicos se adaptan mejor a ciertas condiciones particulares es decir, su inclusión permite una mejor cobertura. Esto permite al EPAC responder a las exigencias de dos principios de protección independientes. Los algoritmos “clásicos” están activados permanentemente, simultáneamente a los “rápidos”. La elección entre unos y otros resultados depende de éstos, así como del instante del ciclo de protección.

MEDIDA DE DISTANCIA Y DE RESISTENCIA

Para medir la distancia y la resistencia aparente de un defecto, se resuelve sobre la fase en falla, según la ecuación del tipo:

$$U = x.V + r.W$$

x = distancia

r = resistencia aparente

U = tensión medida

W = imagen de la intensidad de falla.

V = caída de tensión por unidad de longitud en la línea

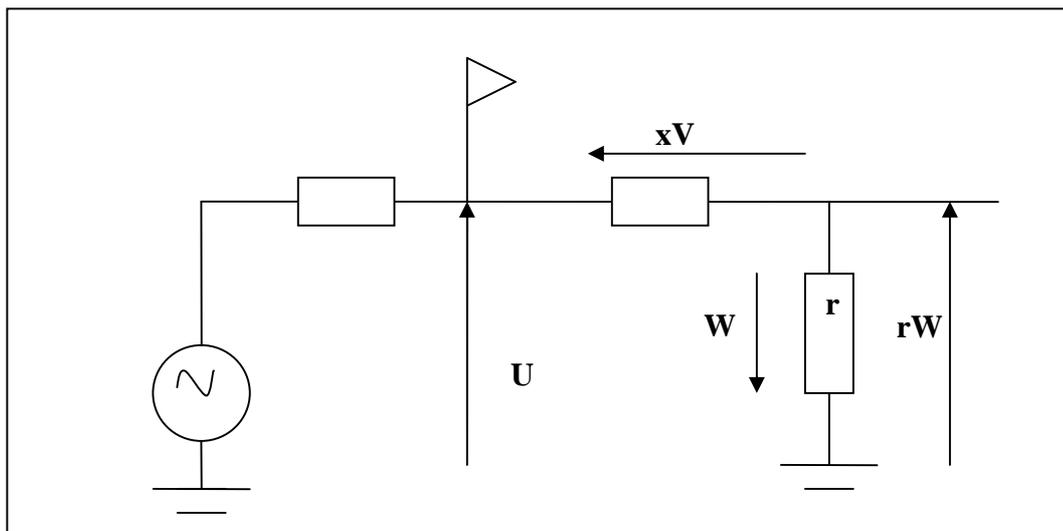


Fig. 3

Medida de distancia y de resistencia.

Las impedancias directas y homopolares se tomarán como modelos de la línea Juliaca - Puno. El EPAC permite la utilización de dos impedancias homopolares diferentes:

- Z01: impedancia homopolar que sirve para el cálculo de las falla situadas en zona 1.
- Z02: impedancia homopolar que sirve para el cálculo de las fallas situadas en zona 2,3, arranque y zona 5 (hacia atrás).

Como modelo de intensidad que circula por la falla se toma:

- Para las fases bifásicas: $(I_A - I_B)$, $(I_B - I_C)$ o $(I_C - I_A)$.
- Para las fases monofásicas: Ir luego I_A , I_B o I_C .

La intensidad Ir se utiliza durante los primeros 40 ms para modelizar la intensidad de falla, lo que permite inhibirse de la intensidad de carga si no se realiza ninguna maniobra de interruptores durante este tiempo. Después de 40 ms, se utiliza la intensidad de carga.

Las soluciones “x” y “r” se obtienen resolviendo el sistema de ecuación (una ecuación por paso de cálculo) por el método de Gauss Seidel.

$$X_N = \frac{\sum_{n=1}^{n=N} (U_n * V_n) - r_{N-1} \sum_{n=1}^{n=N} (V_n * W_n)}{\sum_{n=1}^{n=N} (V_n)^2} \quad r_N = \frac{\sum_{n=1}^{n=N} (U_n * W_n) - x_{N-1} \sum_{n=1}^{n=N} (V_n * W_n)}{\sum_{n=1}^{n=N} (W_n)^2}$$

DETERMINACIÓN DE DIRECCIÓN CLÁSICA

La determinación de la dirección está basada en el cálculo del desfase entre la tensión memorizada y la derivada de una intensidad. La intensidad y tensión

utilizadas de las fases medidas son determinadas por la selección de fases.

Para las fallas bifásicas:

Cálculo del desfase entre la tensión memorizada y la derivada de la intensidad de la falla bifásica seleccionada.

Para las fallas monofásicas:

Cálculo del desfase entre la tensión memorizada y la intensidad $(I'_x + K_0 I'r)$

donde: I'_x = Derivada de la intensidad de la fase monofásica seleccionado

$x = A, B \text{ ó } C$

$I'r$ = Derivada de la intensidad residual.

K_0 = coeficiente de tierra donde $K_0 = (Z_0 - Z_d) / 3Z_d$

El ángulo del elemento direccional está fijado entre -30° y 150°

4.1.2 DECISIÓN DE ZONA

La decisión de zona consiste en determinar el intervalo de distancia- resistencia en el que se encuentra una falla tratada por los algoritmos “Rápidos” o por los algoritmos “Clásicos”.

4.1.2.1 Modo de protección de distancia direccional

La protección de líneas cortas necesita tener una cobertura resistiva baja con el fin de disminuir el error de medida. Se han definido tres zona hacia delante, una hacía atrás y una zona ajustable en dirección (hacia delante o hacía detrás). Estas zonas están limitadas:

- En impedancia, por Z1, Z2, Z3, Z4 y Z5.
- En resistencias, por R1M, R1B, R2, R3.

La zona 1 posee una cobertura resistiva diferente para las fallas monofásicas y las trifásicas.

La zona 5 es una zona hacia atrás. La temporización asociada a esta zona permite una eliminación más rápida de las fallas hacia atrás.

La zona 3 puede ajustarse hacia delante o hacia atrás. Ajustada hacia atrás, permite junto con la zona 5, beneficiarse de dos zonas y dos temporizaciones diferentes para la gestión de las fallas hacia atrás.

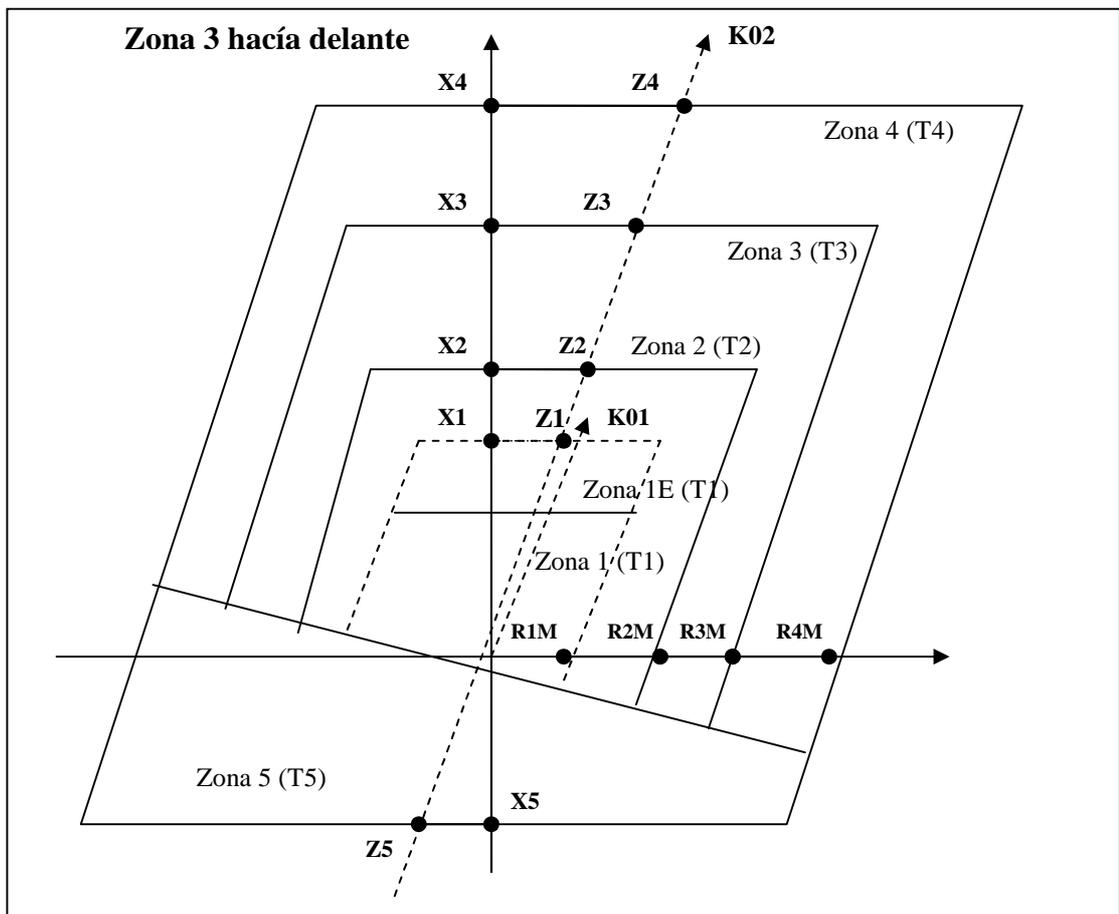


Fig. 4

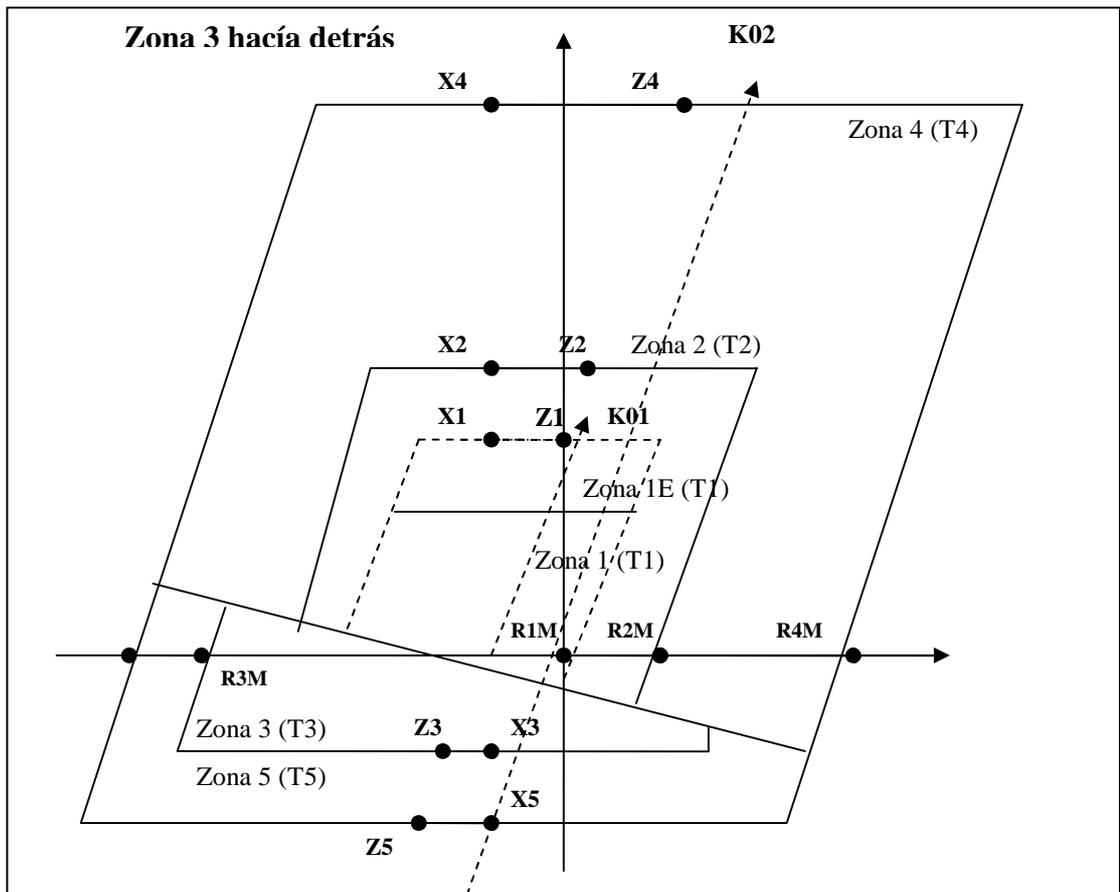


Fig. 5

Características de las zonas para una línea

4.1.2.2 Modo de desacople de barras

El modo de desacople de barras permite aislar las barras en caso de falla en éstas. Este modo no es direccional ya que el desacople debe ser hecho rápida e independientemente de que la falla se produzca en una barra situada delante o detrás de la protección.

A fin de asegurar la selectividad y disparar solo para fallas en barras:

- La zona 1 de barra debe ser inferior a la zona 1 de la línea más corta que salga de la Subestación.

- La temporización T1 de barra debe ser superior a las temporizaciones T1 de las líneas que salgan de la Subestación mas el tiempo de apertura del interruptor.

Si el EPAC se utiliza como protección de apoyo:

- La zona 2 cubre la Subestación adyacente más alejada.
- Las zonas 3 y 4 se ajustan generalmente como la zona 2.

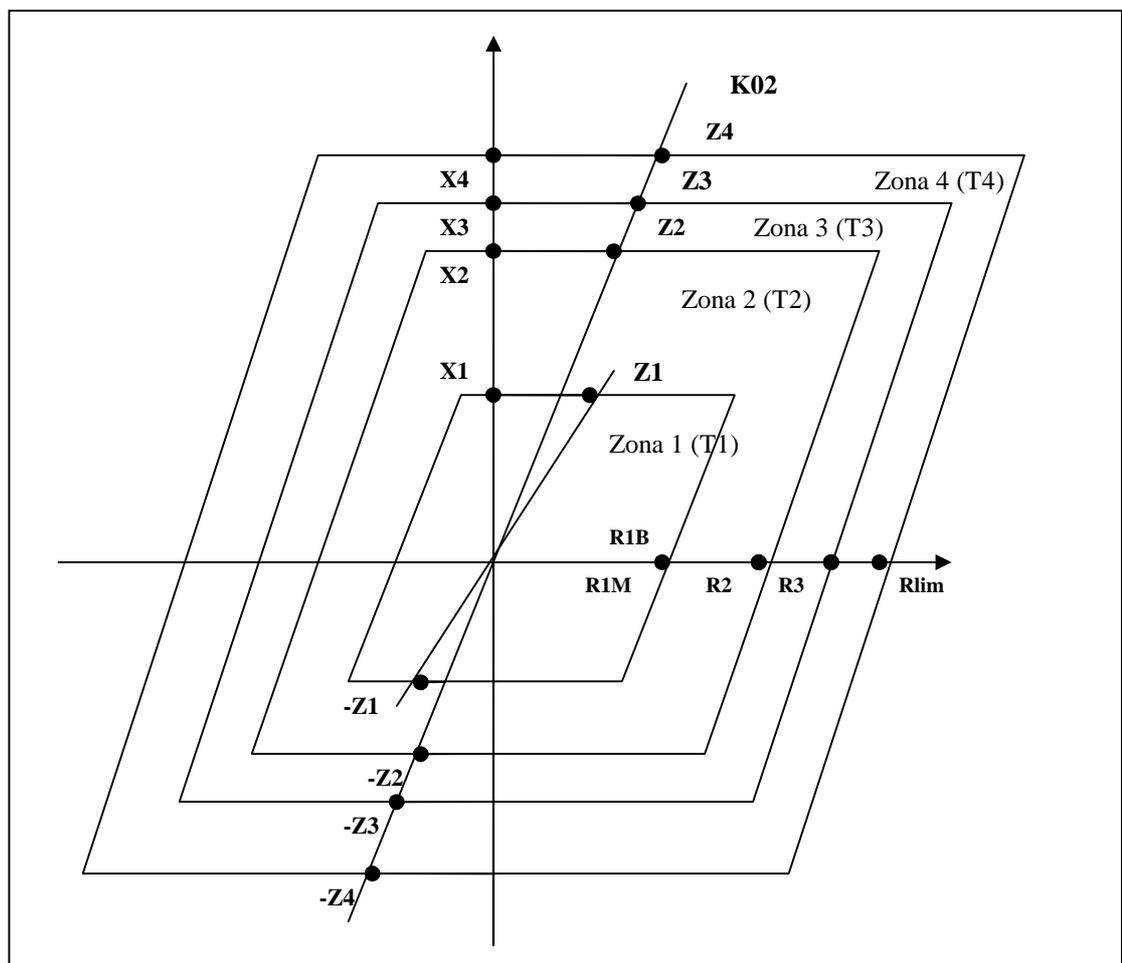


Fig. 6

Características de las zonas para una barra

4.1.2.3 Convergencia en una zona

Para los dos modos, el valor de la resistencia R1 puede ajustarse independientemente para fallas monofásicas o para fallas polifásicas.

La medida de impedancias de falla monofásica está basada en un parámetro Z01 para fallas en zona 1 y Z02 para fallas situadas en otra zona. Estos dos parámetros son configurables mediante el dialogo operador.

<u>Zona en falla</u>	<u>tipo de falla</u>	<u>Impedancia de falla</u>
1	Monofásico	$(2Zd + Z01)/3$
	Polifásico	Zd
2, 3, 4 y 5	Monofásico	$(2Zd + Z02)/3$
	Polifásico	Zd

Las decisiones de zona se realizan mediante una convergencia entre los límites en “x” y en “r” asociados a cada zona. Así, la pareja de soluciones (x_n, r_n) se dice convergente en una zona si:

$$r_{n-1} < R_{lim} \quad y \quad r_n < R_{lim} \quad y \quad r_{n-1} - r_n < 10\% \text{ de } R_{lim}.$$

$$x_{n-1} < R_{lim} \quad y \quad x_n < R_{lim} \quad y \quad x_{n-1} - x_n < k\% \text{ de } R_{lim}.$$

Siendo: $K = 5\%$ si $X_{lim} = X1$

$K = 10\%$ si $X_{lim} = X2, X3, X4$ o $X5$.

La detección de una falla mediante los algoritmos “Rápidos” inicializa el cálculo por iteraciones de la distancia – resistencia de una falla. Los algoritmos “Clásicos” basan este cálculo en el estudio de la convergencia de las fases de medida y no tienen que inicializarse.

4.1.3 SECUENCIA DE LOS ALGORITMOS.

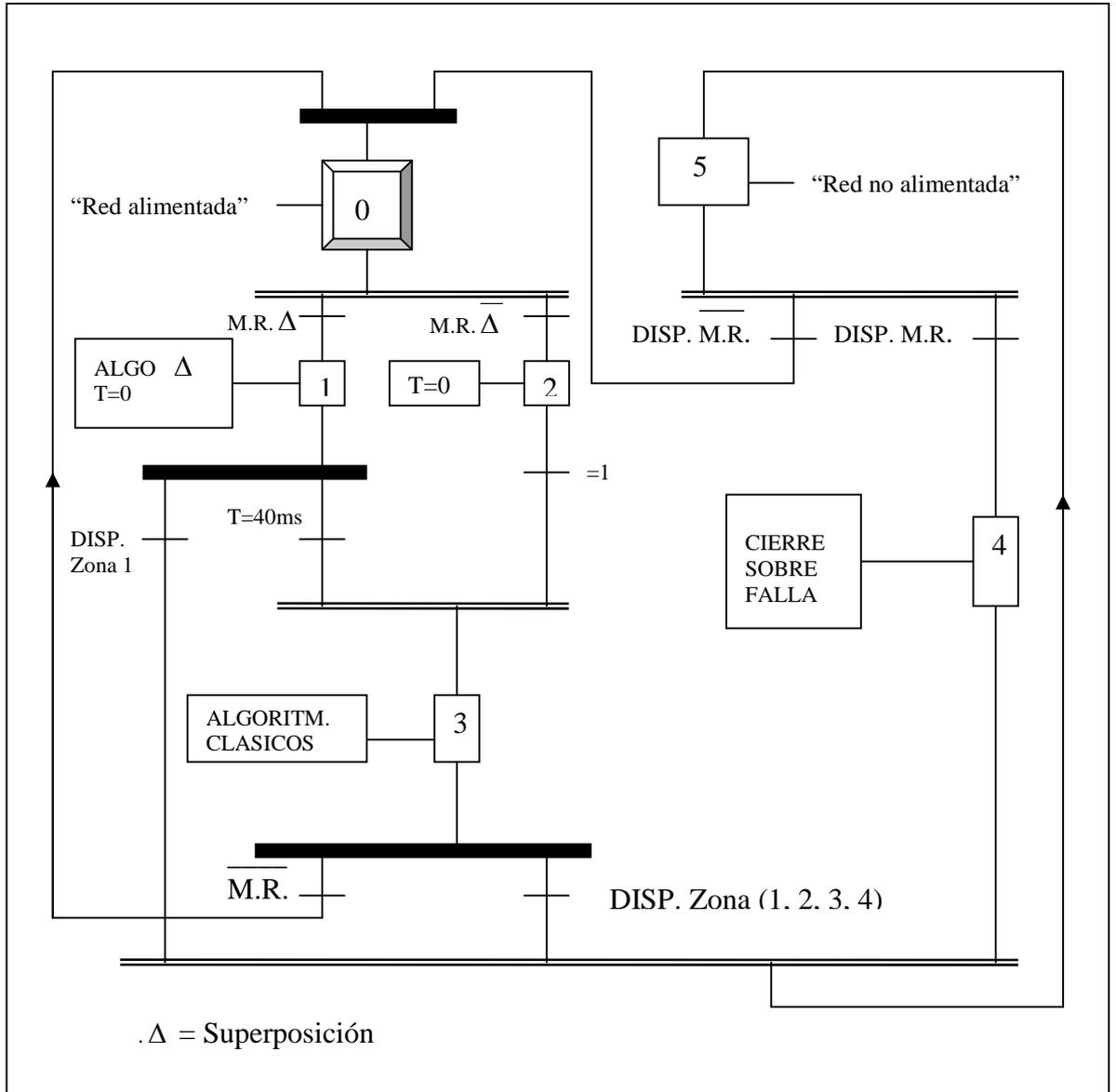


Fig. 7

Supongamos que el EPAC se encuentra en el estado 0 (línea energizada), lo que supone supervisión sobre una línea sana.

Cuando se produce una falla en la red, el arranque del relé puede ser provocado por los algoritmos rápidos o por una convergencia dentro de la característica de arranque (algoritmo clásico).

Si es el algoritmo “rápido” el que hace arrancar al relè, el EPAC pasa al estado 1, se activan los temporizadores y es este algoritmo el que determina la dirección y la selección de fases. La distancia a la falla y la resistencia son calculadas por el algoritmo de medida.

Si el EPAC dispara antes de 40 ms, el relè pasa directamente al estado 5, en caso contrario tras 40 ms, pasa al estado 3.

En el caso de un arranque por los algoritmos clásicos el EPAC pasa al estado 2, se activan los temporizadores y el EPAC pasa al estado 3.

En el estado 3 se utiliza únicamente el algoritmo clásico para la selección de fases y la determinación de la dirección. La medida de distancia se realiza a partir de los resultados del algoritmo de supervisión sobre la fase en falla.

El estado 5 corresponde a línea desenergizada con interruptor abierto. Si en este estado se produce un cierre sobre falla, el relè pasa al estado 4 y dispara en trifásico. Si por el contrario no se detecta falla en el momento del cierre se pasa al estado 0.

4.1.4 LÒGICA DE DISPARO

Es posible elegir entre tres modos de disparo:

- Disparo monofásico para fallas monofásicos en zonas 1 y 2, y disparo trifásico para las zonas 3 y 4.
- Disparo monofásico en zona 1 solamente.
- Disparo trifásico para todo tipo de falla.

Se asocian 5 temporizaciones a las 6 zonas existentes. La zona 1 y la zona 1 extendida tienen la misma temporización.

La asignación de temporización a las zonas pueden ser modificados por las siguientes acciones suplementarias:

- La teleprotección
- La reducción de zona.

Se puede sellar mediante un ajuste el contacto de disparo, condicionándolo a la presencia de intensidad en la fase considerada. Esto se realiza comparando la intensidad de la fase en falla con un umbral programable.

4.1.5 LÒGICA DE DISPARO CON TELEPROTECCIÒN

La teleprotección permite modificar a distancia las características de la protección. El EPAC dispone de entradas/salidas lógicas que permiten el funcionamiento con esquemas de teleprotección. Las condiciones de emisión y las acciones tomadas a la recepción de una señal de teleprotección pueden ajustarse de forma independiente.

Esquema asistido

Los modos de teleprotección son una combinación entre dos tipos de características:

- El alcance de las protecciones: alcance reducido (subalcance) o extendido (sobrealcance).
- El tipo de señales a intercambiar: señales de permiso o aceleración y señales de bloqueo.

Protección en modo de sub alcance con aceleración de zona

Este modo se utiliza generalmente para proteger líneas de media y larga distancia. Cuando se recibe una señal de aceleración la protección dispara en tiempo de zona 1 para fallas en zona 2. Si no recibe la señal, dispara en tiempos de zona 2.

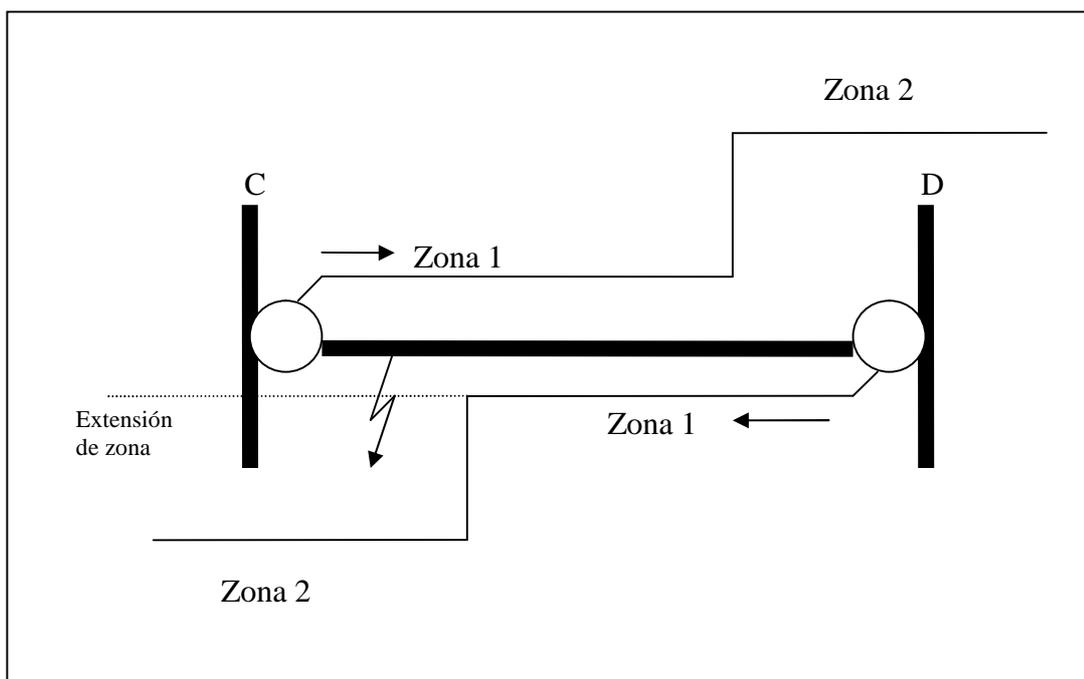


Fig. 8

Protección en modo de sobrealcance permisivo

Este modo se utiliza generalmente para proteger líneas de media y larga distancia y afecta a fallas detectadas en zona 1. Cuando se detecta una falla en zona 1 y se recibe una señal de permiso, la protección dispara en tiempos de zona 1. Si no se recibe la señal, se asocia a la zona 1 la temporización de zona 2.

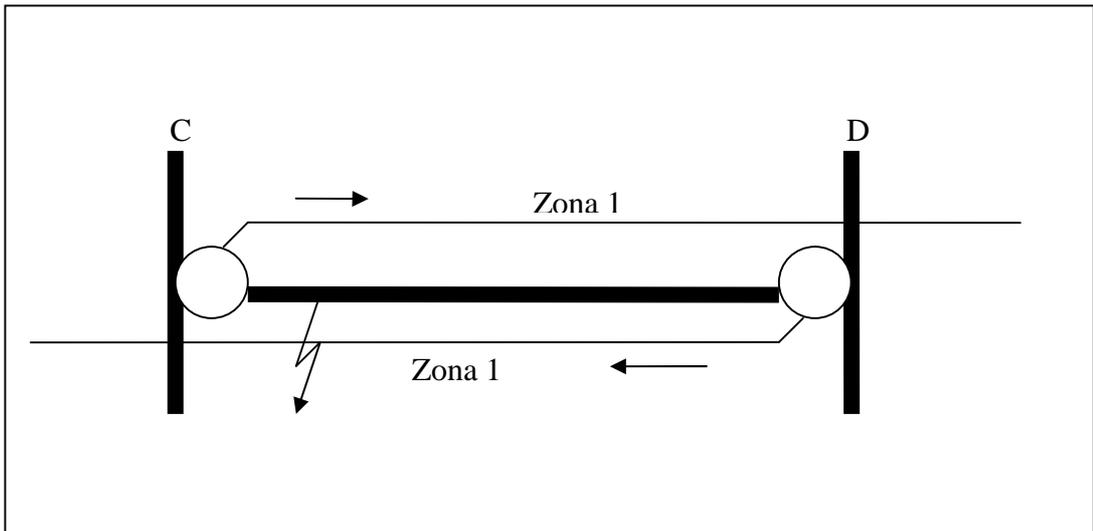


Fig. 9

Protección en modo de sub alcance permisivo

Este modo se utiliza cuando las condiciones de selectividad no son fiables. Si se detecta una falla hacia delante y se recibe una señal de permiso, la protección dispara en tiempo de zona 1. Si no se recibe la señal, el disparo se realiza con su correspondiente temporización.

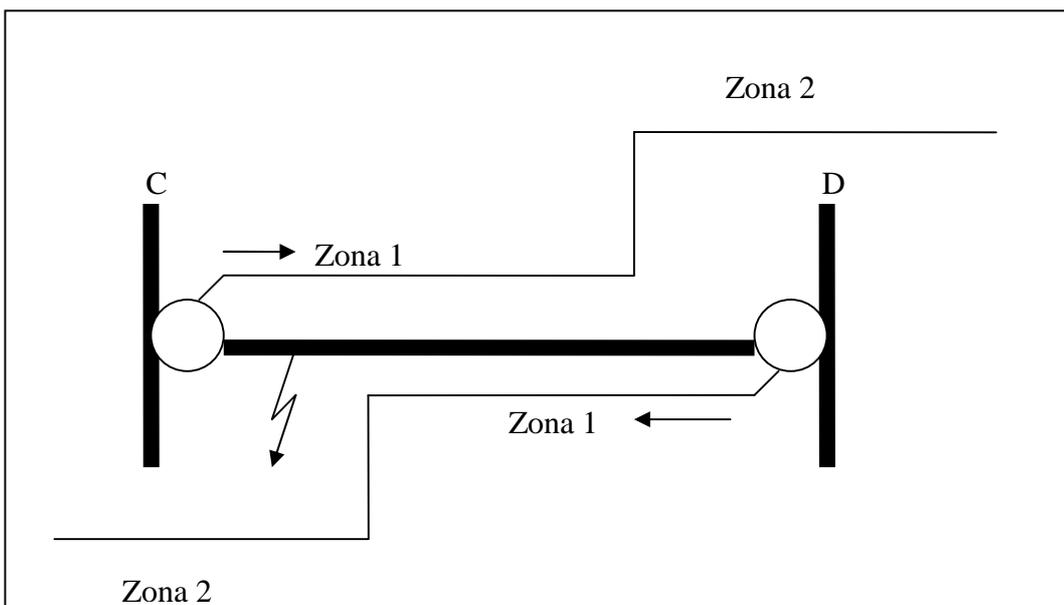


Fig. 10

4.1.6 LÓGICA DE DISPARO CON REDUCCIÓN DE ZONA

La función de reducción de zona permite modificar la lógica de disparo en tiempo de zona 1 durante un reenganche. En régimen de supervisión la zona 1 extendida se asocia al tiempo de zona 1. Cuando la reducción de zona esta activada, la zona asociada al tiempo de disparo de zona 1 se reduce. Esto permite la eliminación rápida de las fallas sin tener que utilizar teleprotección.

Una orden de reducción de zona puede provenir:

- Del reenganchador integrado dentro del EPAC.
- De un reenganchador externo. En este caso, la orden corresponde a la entrada lógica de reducción de zona.

4.1.6.1 Principio de funcionamiento

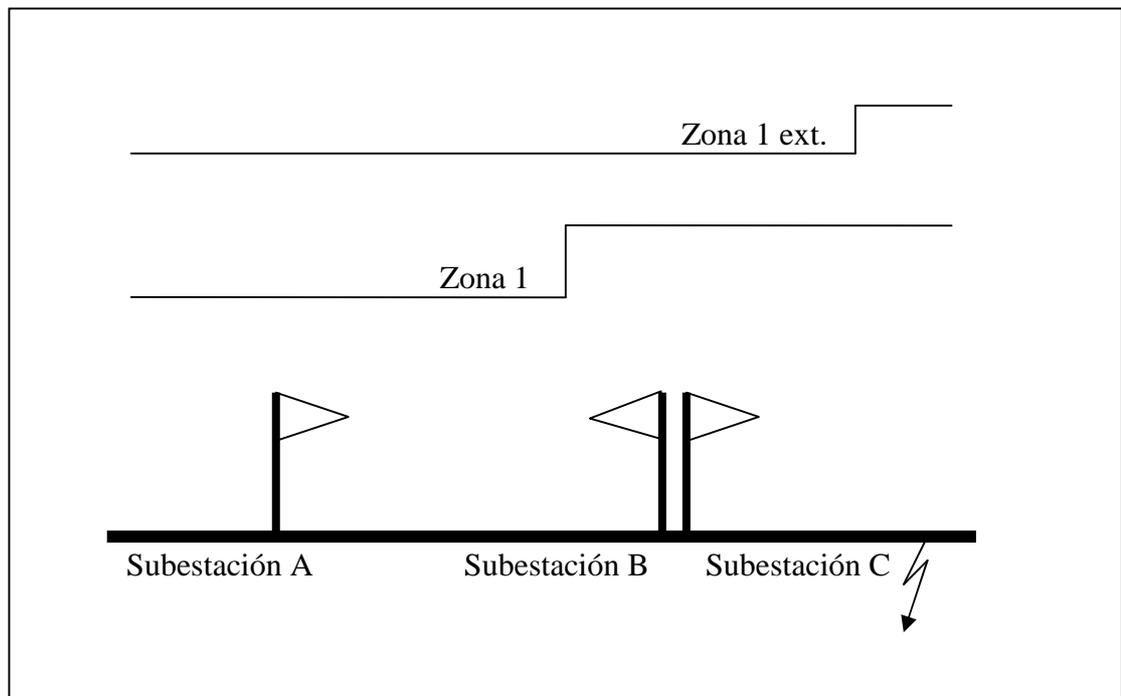


Fig. 11

Cuando aparece una falla delante de la Subestación C, la protecciones de las Subestaciones A y C disparan los interruptores respectivos.

Durante el reenganche la zona 1 extendida se reduce a la zona 1. Si la falla permanece al cerrar los interruptores A y C, la protección en A ve la falla en zona 2 y temporiza los disparos a T2. La figura 11 mostrada describe la lógica de disparo asociado a la reducción de zona para fallas en zona 1 y 2.

La función de reducción de zona puede ser puesta o quitada de servicio mediante el diálogo operador.

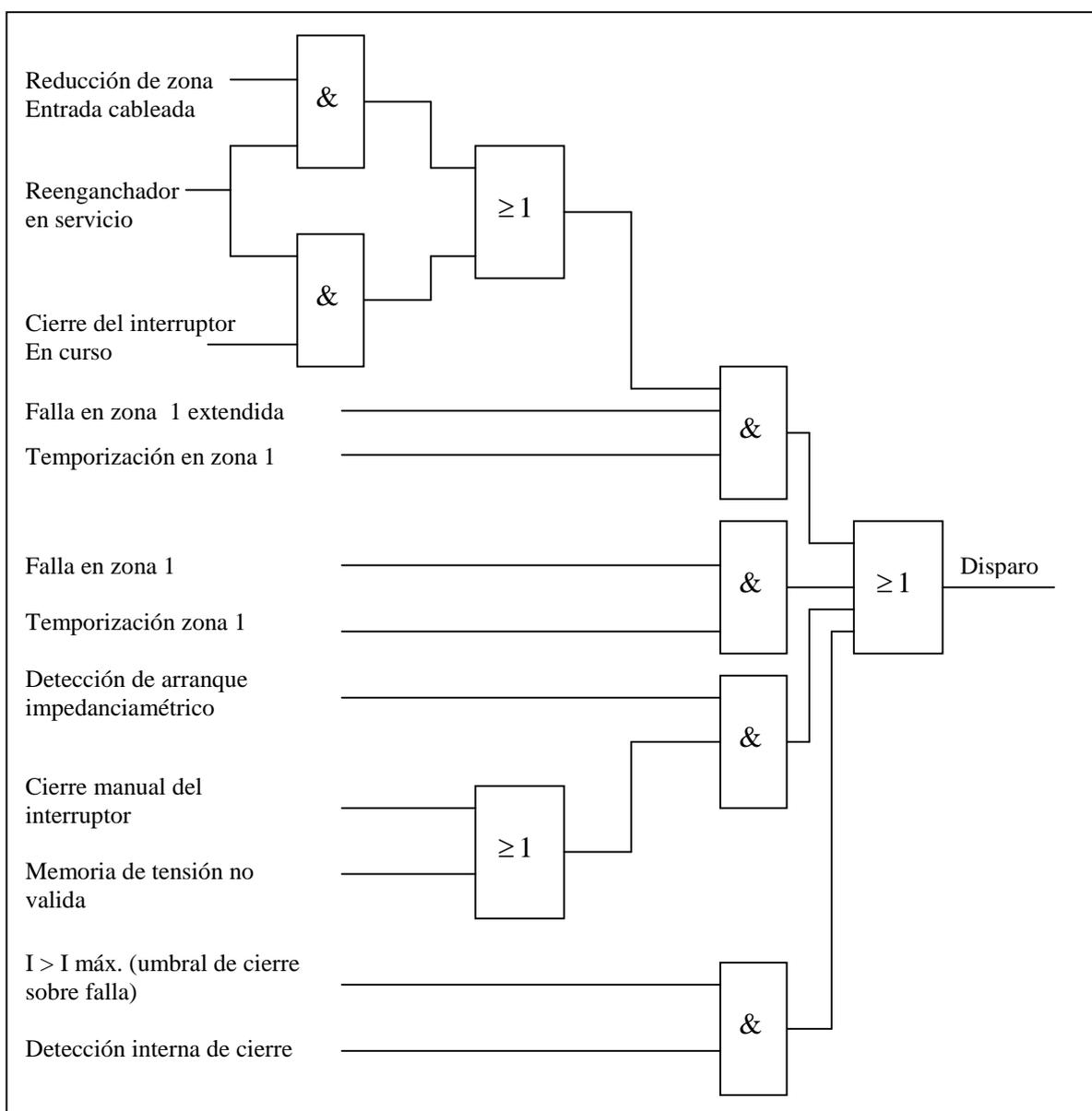


Fig. 12

El funcionamiento en reducción de zona necesita hacer una medida de distancia durante el disparo, esto es: un cálculo de dirección, de selección de fase y de medida de distancia.

4.1.6.2 Elemento direccional

El cálculo de la dirección se realiza de la misma forma que el cálculo clásico, a partir de la memoria de tensiones. Este cálculo difiere si la falla es monofásica o polifásica.

Falla Monofásica.

La tensión de referencia o memoria de tensiones se almacena cuando aparece la falla; con la eliminación del defecto se activa un ciclo de reenganche rápido:

- Si una falla aparece en menos de 60 ms después del comienzo del ciclo la memoria de tensión es válida y se procede al cálculo de la dirección.
- Si no aparece ninguna falla durante los 60 ms siguientes al inicio del ciclo, la memoria de tensión proviene de una de las fases sanas.
- Si una falla aparece después del fin del ciclo en curso o si se activa un cierre, se inicializa la memoria de tensión y permanece válida durante 10 s.

Si la memoria de tensión no es válida durante la convergencia de uno o más fases en las características de arranque, la dirección se fuerza hacia delante y el disparo es inmediato. Si durante el reenganche se supera el umbral amperimétrico, la protección emite un disparo trifásico inmediatamente.

Falla Bifásica o Trifásica.

La tensión de referencia o memoria de tensión se almacena cuando aparece la falla. Cuando se elimina la misma, la tensión memorizada permanece válida durante 10 s.

Si el reenganche ocurre durante estos 10 s, la dirección se calcula con la ayuda de la tensión memorizada.

Si la memoria de tensión no es válida durante la convergencia de uno o más fases en las características de arranque, la dirección se fuerza hacia delante y el disparo es inmediato en caso de arranque de la protección.

Si durante el reenganche se supera el umbral amperimétrico, la protección emite disparo trifásico inmediatamente.

Si se activa la entrada lógica “Cierre de interruptor”, la protección dispara inmediatamente durante la convergencia de uno o más fases en la característica de arranque.

4.1.7 FUNCIONES ASOCIADAS A LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

4.1.7.1 Modo fuente débil (weak infeed)

La fuente que alimenta uno de los extremos de la línea puede ser tan débil que la protección no pueda detectar un defecto. Esto tiene el doble inconveniente de:

- No permitir un disparo.
- No informar a la protección del extremo remoto que el defecto está en la línea protegida.

La función de fuente débil del EPAC permite paliar estos inconvenientes.

Esta formada por dos funciones:

- La función ECO que emite una señal de aceleración a la protección del extremo “fuerte”.

- La función disparo, que permite disparar en monofásico o en trifásico en función de la selección de fase.

La selección de fase determina la naturaleza del disparo (monofásico o trifásico) en función del número de fases sin tensión.

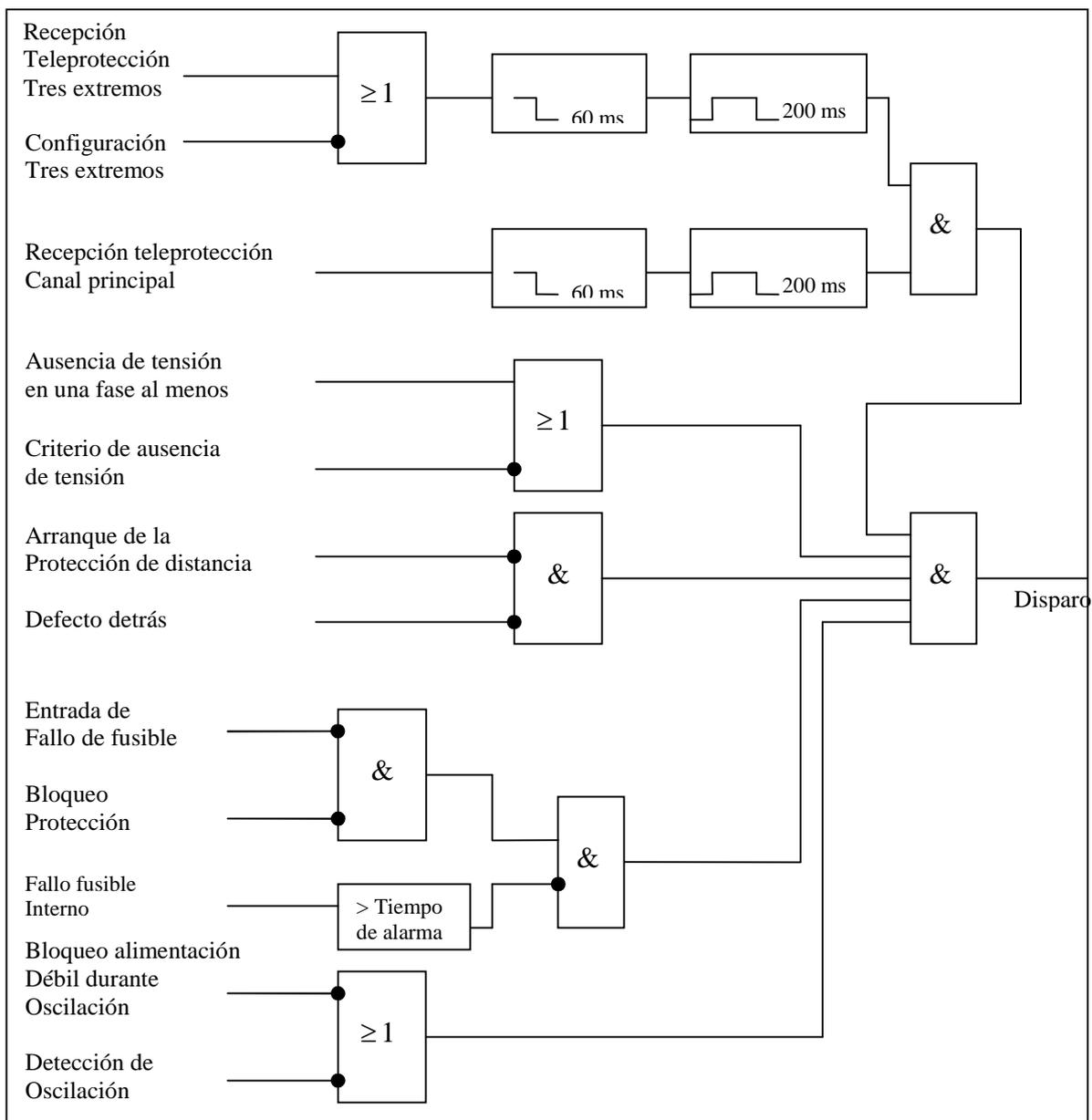


Fig. 13

Lógica de disparo en modo fuente débil

Si el modo fuente débil está seleccionado se activa, se dan las siguientes condiciones:

- La protección no ha arrancado.
- No se ha detectado dirección hacia atrás.
- Se recibe una señal de teleprotección.

Si se cumple estas condiciones, cuando se recibe una señal de teleprotección, la protección del extremo débil reenvía la señal que permite a la protección del extremo opuesto cubrir toda la línea (Modo Eco).

Es posible autorizar el disparo del EPAC cuando el modo de fuente débil está activo. En este caso, la selección de fase puede ser condicionada a un criterio de falla de tensión de forma que permita un disparo monofásico. Este criterio utiliza el umbral de validación por caída de tensión. De este modo se puede validar un disparo mediante un umbral y no se habilita ningún disparo. Este criterio evita disparar permanentemente en caso de interruptor abierto y permite la apertura trifásica sin cierre.

Al recaer el arranque de la protección, la función se bloquea durante un tiempo ajustable. Esto permite evitar el reenganche en caso de apertura secuencial de ambos extremos por la protección de distancia.

4.1.7.2 Detección de Oscilación de Potencia

El fenómeno de oscilación de potencia se debe a un desequilibrio en la red durante una variación brusca de la carga. Esto se traduce en una pérdida de sincronismo entre las fuentes equivalentes de una y otra parte de la línea protegida.

El dispositivo de detección de oscilación de potencia permite evitar un disparo inútil cuando el punto de la impedancia medida entra en la característica de arranque.

El siguiente esquema permite observar las características de una oscilación de potencia.

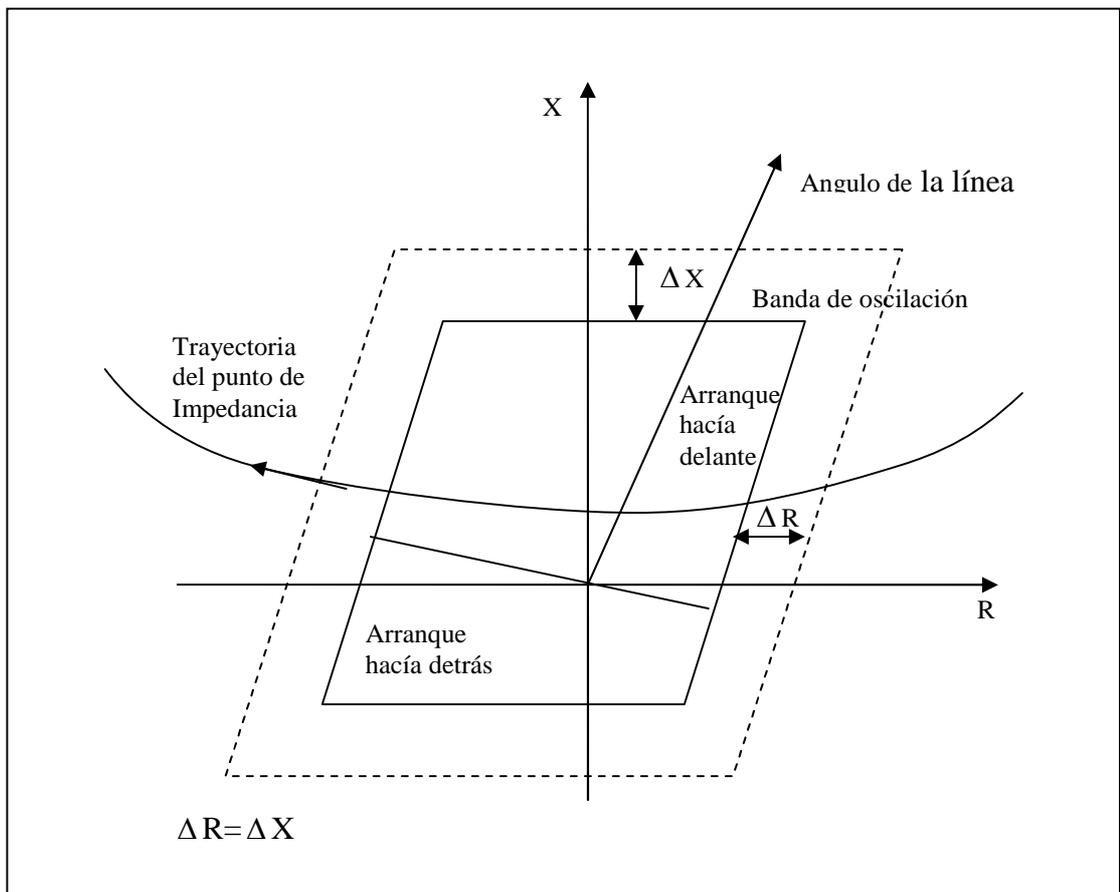


Fig. 14
Oscilación de potencia

Este modulo permite detectar toda oscilación de potencia o pérdida de sincronismo en las inmediaciones de la características de convergencia de bucle, de forma que la protección de distancia no dispare intempestivamente sobre el interruptor asociado.

La detección de oscilación de potencia depende del estado de la línea a proteger:

Línea Cerrada

La oscilación de potencia se caracteriza por la aparición simultánea de tres puntos de impedancia en el arranque. Su velocidad de entrada es más pequeña que en el caso de una falla trifásica.

Una oscilación de potencia se detecta cuando:

- Al menos una impedancia monofásica está dentro de la zona de arranque tras haber atravesado la banda de oscilación en un tiempo superior a 5 ms.
- Los tres puntos de impedancia permanecen más de 5 ms dentro de la banda de oscilación de potencia.

Línea en ciclo de reenganche monofásica

En este caso la oscilación de potencia no se hace más que sobre dos fases. Una oscilación de potencia se detecta cuando:

- Al menos una impedancia monofásica esta dentro de la zona de arranque tras haber atravesado la banda de oscilación en un tiempo superior a 5ms.
- Los dos puntos de impedancia permanecen más de 5 ms dentro de la banda de oscilación de potencia.

Durante la apertura de un polo del interruptor, el relé efectúa la supervisión de oscilación de potencia en dos fases monofásicas. Si los transformadores de tensión se encuentran del lado de línea, no es necesario cablear ninguna información; si los transformadores de tensión están del lado de la barra se debe utilizar la información “discordancia de polos”. Con la entrada “discordancia de polos” activada, el EPAC interpreta el estado “un polo del interruptor esta abierto”.

Condiciones de desacoplo de línea.

Durante una oscilación de potencia, puede ser necesario disparar con el fin de desacoplar las dos fuentes desincronizadas. En este caso existen diferentes opciones de bloqueos y desbloqueos. Esto permite evitar el disparo de todas las protecciones situadas entre las dos fuentes.

En caso de haber una oscilación de potencia es posible bloquear:

- Zonas para definir aquellas donde se prohíbe cualquier disparo.
- Emisión de teleprotección.
- Recepción de teleprotección.
- Esquema de fuente débil.

El bloqueo selectivo de las zonas en caso de oscilación de potencia permite al EPAC desacoplar la red lo más cerca posible del cero eléctrico. Así en el ejemplo de la figura 15 solo dispara la protección D.

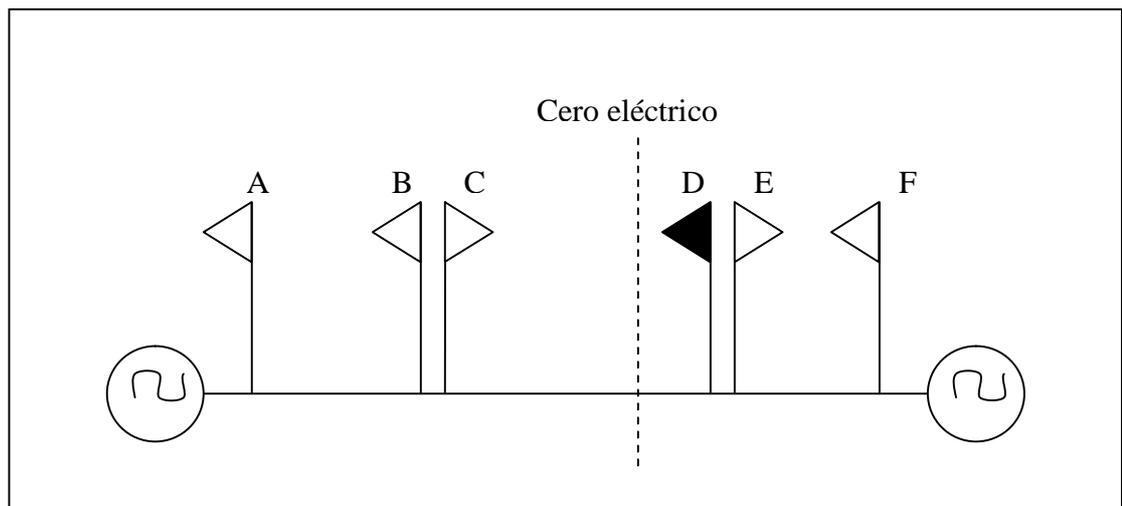


Fig. 15

Bloqueo selectivo de zonas

El bloqueo selectivo es posible en modo de disparo trifásico o monofásico en caso de oscilación de potencia. El desbloqueo de una de las zonas (en ausencia de falla) conlleva siempre un disparo trifásico y será imposible si el modo de disparo monofásico está seleccionado.

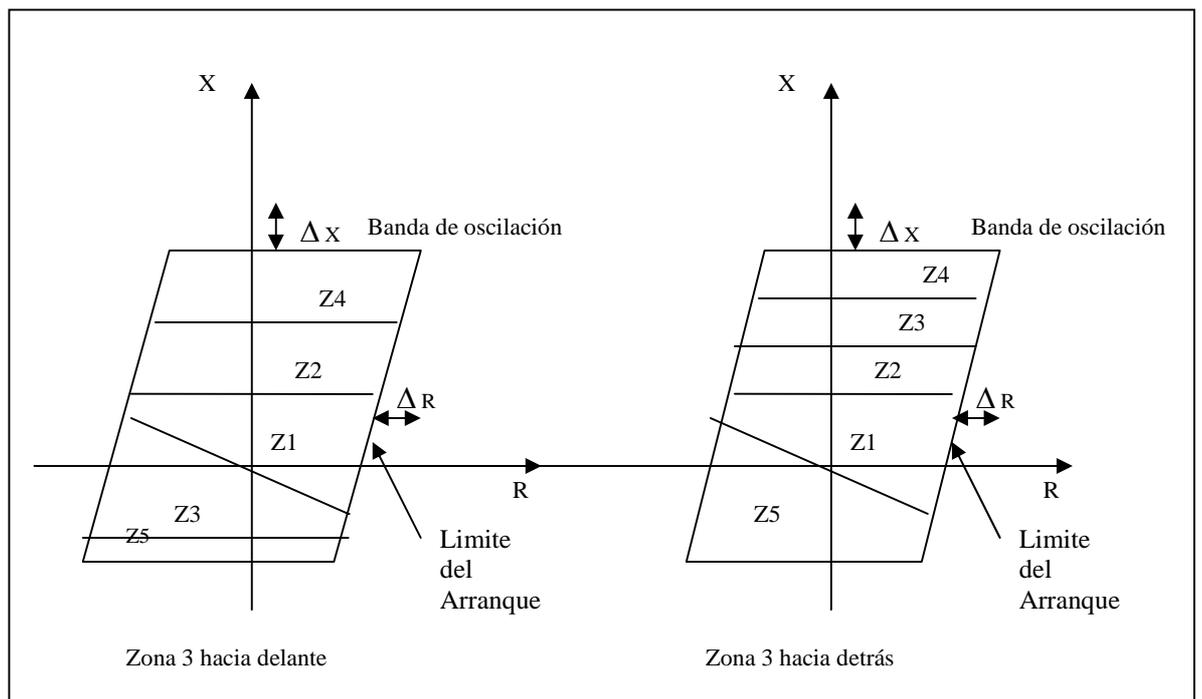


Fig. 16

Características de la oscilación de potencia

Durante la utilización de la función de desacoplo de línea, no se debe tener en cuenta más que la distancia aparente de la onda de la oscilación de potencia y no su resistencia; los valores de resistencia de las zonas 1, 2 y 3 son por consiguiente extendido, al valor de vigilancia.

Lógica de Disparo

Cuando un punto de impedancia sobrepasa el límite de la banda de oscilación de potencia, se arranca un temporizador ajustable.

Si el punto de impedancia sobrepasa de nuevo la característica de arranque antes del fin de la temporización, no se efectúa ningún disparo y se reinicializa la temporización ajustable.

Si el punto de impedancia está siempre presente en el interior de la característica de arranque se ordena un disparo trifásico.

DESBLOQUEO DE LAS ZONAS DE PENDULEO

Para proteger la red contra un defecto que aparezca durante una oscilación de potencia las señales de bloqueo pueden ser inhibidas cuando se superen determinados umbrales de intensidad. Estos criterios ajustables son:

- Un umbral de intensidad residual igual a $0,1 * I_n + X(\%)* I_{máx}$
- Un umbral de intensidad de secuencia inversa igual a $0,1 * I_n + X(\%)* I_{máx}$
- Un umbral de intensidad de fase igual a $K * I_n$

Donde:

K : umbral de corriente máxima en una fase.

$X(\%)$: umbral de intensidad expresado en %.

$I_{máx}$: Intensidad máxima en una de las tres fases.

En caso de desbloqueo durante una oscilación de potencia, la función de Zona 1 independiente puede ser bloqueada o no. Si la zona 1 se ajusta no independiente, las señales de teleprotección tienen una interpretación particular.

4.1.7.3 Detección de falla después de una apertura monofásica

Tras una apertura monofásica del interruptor, si los transformadores de tensión están del lado de línea, la desaparición de la intensidad y de la tensión de la fase correspondientes, permiten al EPAC detectar un ciclo monofásico.

Si los transformadores de tensión están del lado de barra, la energización de la entrada “discordancia de polos” permite a la protección detectar un ciclo monofásico.

Si aparece otra falla durante un ciclo monofásico o justo después de que la tensión se haya repuesto en la fase correspondiente, la protección determina la dirección y la selección de fase. Dependiendo del resultado, dispara o no.

Si la protección está configurada para funcionar en el modo de teleprotección, y si se produce una falla durante un ciclo de disparo monofásico, las señales de teleprotección son interpretados de forma especial.

4.1.7.4 Detección de fallo fusible de línea o de barras

El EPAC realiza la supervisión del estado de los fusibles de los transformadores de tensión de línea o de barra. Si uno de los fusibles no está operativo, el EPAC:

- inhibe todo disparo de la protección.
- Si la señalización de fallo fusible permanece presente al final de un temporizador ajustable, se emite una alarma de fallo fusible confirmado.

Falla fusible de línea

La información de fallo fusible puede provenir de:

- Una señal externa de fallo fusible (FFext) procedente de un interruptor termo magnético.
- Un cálculo interno de las características de las intensidades y tensiones de la línea:
 - * La tensión residual Vr es superior a un umbral predefinido de 0,75 Vn.
 - * Las intensidades homopolares I0 e inversa I1 son inferiores a un umbral de detección.
 - * La intensidad de línea es inferior a un umbral fijo Imáx de 2,5 In.

La ecuación general de detección de fallo fusible es:

$$\text{Fallo Fusible} = (\text{FFext} + \text{Vr}) \cdot \text{I}_0 \cdot \text{I}_i \cdot \text{I}_{\text{máx}}$$

Con: FFext = señal externa de fallo fusible

$$\text{I}_{\text{máx}} = \text{I} < \text{I}_{\text{máx}}$$

Falla fusible de barras

La información de falla fusible solo puede provenir de una señal externa. Cuando esta señal externa ha sido validada, se inhiben los ciclos de reenganche asociados al modulo de control de tensión (el modulo de control de tensión no emite autorización de reenganche).

Cuando el modulo de control de tensión está en modo acoplamiento, con el interruptor asociado a la protección en posición cerrado, se señala la

anomalía “Fallo fusible CT” mediante un contacto de salida si la tensión de barras difiere de la tensión de línea durante más de 20 s.

Detección de una falla durante un fallo de fusible de línea confirmado

Cuando un fallo de fusible está confirmado, las funciones de protección siguientes están bloqueadas:

- Fuente débil (Weak Infeed)
- Protección de distancia
- Arranque amperimétrico.

Una función de protección complementaria, basada en umbrales de intensidad temporizados, permite tratar las fallas que, eventualmente, puedan suceder durante un fallo de fusible confirmado. Estos umbrales y temporizaciones son:

- Un umbral amperimétrico alto $I_{fus>}$ y un umbral muy alto $I_{fus>>}$ para las intensidades de fase asociadas a las temporizaciones $T_{fus>}$ y $T_{fus>>}$.
- Un umbral amperimétrico $I_{fr>}$ para la intensidad residual asociado a la temporización $T_{fr>}$.

4.1.7.5 Protección contra cierres sobre fallas

Esta función sirve para proteger contra reenganches monofásicos sobre falla.

Para ello, el EPAC debe:

- Detectar toda transición que indique un cierre del interruptor.
- Detectar todo cierre sobre defecto.
- Disparar trifásico si detecta un defecto después de un cierre.

Detección de transición que señala cierre

Para conocer el estado de la línea, se vigilan las amplitudes de intensidades y tensiones fase a fase. Si las intensidades son inferiores a $0,1 I_n$ y las tensiones son inferiores a $0,7 V_n$, el interruptor se considera abierto. Se detecta transición cuando las intensidades y tensiones superan estos umbrales en sentido creciente.

Detección de cierre sobre falla

Un cierre se denomina sobre falla si se verifica alguna de las siguientes condiciones:

- Una de las intensidades de fase supera el umbral amperimétrico ajustable de detección de falla.
- Una corriente converge en el interior de la característica de arranque.

Si el relé detecta una intensidad instantánea superior a la ajustada como “umbral para cierre sobre falla” durante la secuencia de cierre del interruptor, el relé ordena instantáneamente un disparo trifásico definitivo, sin llevar a cabo la detección “inrush current”.

4.1.7.6 Protección contra las inversiones de la intensidad de falla.

En caso de una falla en la línea adyacente de un doble circuito, la apertura asíncrona de los interruptores que delimitan la línea en falla puede provocar una inversión de la intensidad de falla en la línea sana. Este cambio de dirección puede provocar la inversión de los elementos direccionales de las protecciones de forma desfasada. Así durante un corto instante, los dos elementos direccionales pueden coincidir indicando hacia delante y provocar un disparo intempestivo.

Para evitar este fenómeno, tras un paso de direccional atrás a direccional adelante, el EPAC no toma en cuenta los mensajes de aceleración o permiso durante un retardo ajustable. Esto permite protegerse contra fenómenos de inversión de intensidad de falla y disparar rápidamente para defectos en zona 1 si esta es independiente. Durante este retardo el EPAC no emite señal de permiso o de aceleración.

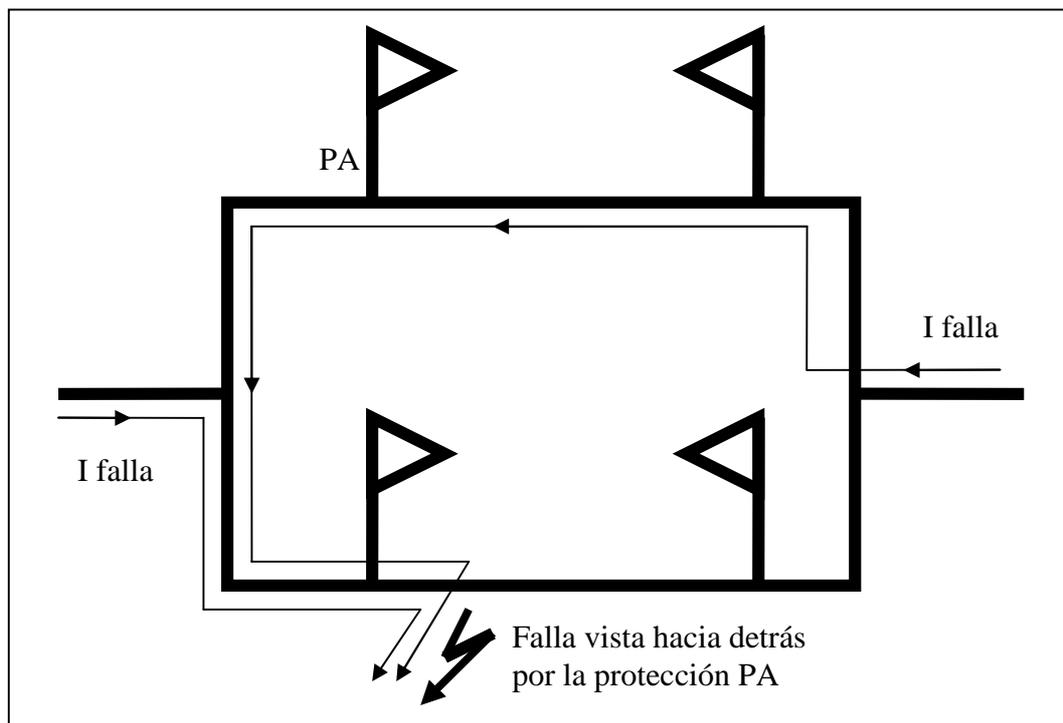


Fig. 17

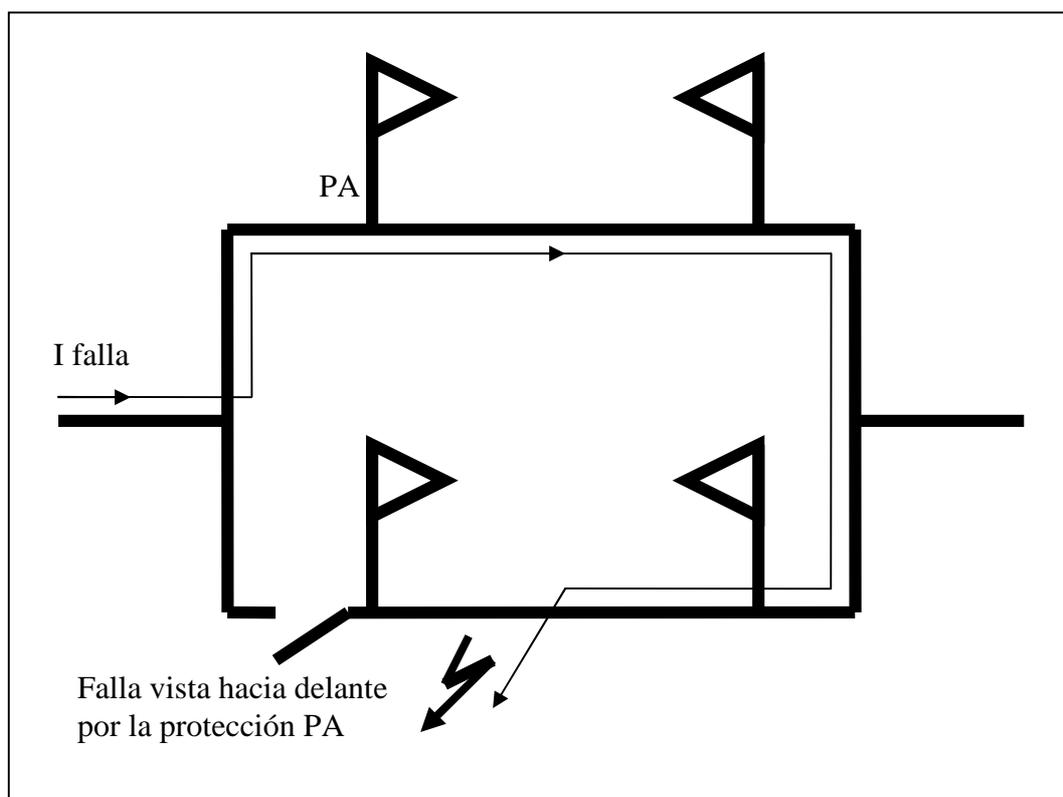


Fig. 18

Inversión del elemento direccional en la línea sana

4.1.8 ENTRADAS Y SALIDAS ASOCIADAS

NOMBRE DE LA ENTRADA

SIGNIFICADO

Fallo fusible	Señal externa de fallo fusible
Cierre manual	Cierre manual externo, señal “cierre interruptor”
Recep. Teleprotección	Recepción de una señal de teleprotección
Bloqueo protección	Bloqueo de la protección mediante orden externa
Acoplamiento trifásico	Disparo trifásico mediante orden externa
Desbloq. Presencia AF	Desbloqueo protección por “presencia AF”
Reducción de zona	Señal de reducción de zona proviene recierre

NOMBRE DE LA SALIDA

SIGNIFICADO

Disparo A	Disparo de la fase A por la protección distancia
Disparo B	Disparo de la fase B por la protección distancia
Disparo C	Disparo de la fase C por la protección distancia
Disparo monofásico	Disparo monofásico por la protección distancia
Disparo trifásico	Disparo trifásico por la protección distancia
Falla fase A	Señalización de falla en la fase A
Falla fase B	Señalización de falla en la fase B
Falla fase C	Señalización de falla en la fase C
Dirección adelante	Señalización de falla hacia delante
Dirección atrás	Señalización de falla hacia detrás
Falla zona 1	Falla detectada en zona 1
Falla zona 2	Falla detectada en zona 2
Falla zona 3	Falla detectada en zona 3
Falla zona 4	Falla detectada en zona 4
Falla zona 5	Falla detectada en zona 5 (zona atrás)
Arranque	Arranque de la protección de distancia
Falla polifásica	Señalización de falla polifásica
Falla monofásico	Señalización de falla monofásica
Emisión de teleprotección	Emisión de una orden de teleprotección
Bloqueo protección	Protección bloqueada
Autocontrol en curso	Indica una reinicialización del rele
Alarma urgente	Defecto que afectar a la decisión de disparo
Fallo Fusible	Detección interna de fallo de fusible confirmado
Disparo durante fallo fus.	Disparo tras detectar un fallo de fusible
Bloqueo reenganchador	Bloqueo a un reenganchador externo
Emisión desbloqueo	Emisión de una señal de desbloqueo
Detección de oscilación	Detección de O.P. o pérdida de sincronismo rele
Disparo fuente débil	Disparo con detección de fuente débil

4.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES Y DE FALLA A TIERRA

Esta protección viene hacer de respaldo, la protección contra excesos de corriente fue una de las primeras protecciones involucradas en un sistema, sin embargo no debe ser confundido con protecciones de sobrecarga el cual hace uso de un tiempo relativo equivalente a la capacidad térmica del elemento a ser protegido.

4.2.1 COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

La correcta aplicación de los relés de sobrecorriente requiere de un conocimiento de la corriente de falla que puede fluir en cada parte del sistema eléctrico. Para esto es necesario efectuar un análisis del sistema, para lo cual es generalmente suficiente el uso de las reactancias transitorias de las máquinas sincronas “Xd”.

Los datos requeridos para un estudio de calibración son:

- a.- Un esquema unifilar del sistema donde se indique los dispositivos de protección y sus transformadores de corriente.
- b.- Las impedancias de todos los elementos del circuito.
- c.- Las potencias de cortocircuito máxima y mínima en cada relé.
- d.- Las corrientes y tiempos de arranque de los motores.
- e.- El máximo pico de corriente de carga a través de los relés.
- f.- Curvas de los transformadores de medida.

El problema de la calibración consiste en seguir los tiempos más cortos a las máximas corrientes de fallas y chequear si la operación es satisfactoria a mínimas corrientes de falla.

Es aconsejable dibujar las curvas de los relés y otros circuitos de protección, tal como fusibles que operen en serie en una red.

Las reglas básicas para una correcta coordinación pueden ser las siguientes:

- a.- Usar en lo posible relés de las mismas características.
- b.- Asegurar en lo posible que los relés lejanos a la fuente tengan una calibración igual o menor que el relé ubicado detrás, esto significa que la corriente primaria necesaria para la operación debe ser igual o menor que el relé ubicado detrás.

4.2.2 FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO, MUY INVERSO, EXTREMADAMENTE INVERSO Y TIEMPO DEFINIDO

La detección de la sobreintensidad es el criterio utilizado de forma más general para la protección de todos los componentes de un sistema eléctrico.

Dentro de los sistemas de protección se utilizan varios tipos de unidades de sobreintensidad. Básicamente las unidades de sobreintensidad se clasifican en función de sus características de tiempo de operación, definiéndose tres tipos de unidades:

1.- Unidades Instantáneas

Proporcionan una salida en cuanto la intensidad medida supera el umbral de ajuste establecido. Se utilizan principalmente para la detección y eliminación rápida de cortocircuitos.

El relé de sobrecorriente instantáneo se localiza en el lado de alta tensión de debe ajustar 25% por encima de la corriente máxima instantánea de falla que

circula a través del transformador. Este ajuste debe estar por encima de la corriente de magnetización inicial del transformador de potencia.

2.- Unidades de tiempo Independiente

Denominado de tiempo fijo. Estas unidades proporcionan una salida si la intensidad medida supera el umbral establecido durante un tiempo igual o superior al ajustado. Su aplicación en pequeños sistemas en donde puede haber variaciones sensibles de carga.

3.- Unidades de tiempo dependiente.

El tiempo de operación de estas unidades es una función de la magnitud de la intensidad medida. Las características (curvas) de tiempo de operación pueden ser de varios tipos que se definen en cada caso según el grado en que el tiempo de operación disminuye al aumentar la intensidad de defecto. Existen características normalizadas del tipo inverso, muy inverso y extremadamente inverso. La utilización de este tipo de unidades permite coordinar la actuación de varios relés situados en distintas posiciones del sistema eléctrico que detecten una misma falla.

Su aplicación de tiempo inverso, en sistema de redes eléctricas en anillo y para los de tiempo extremadamente inverso se encuentra en redes de distribución en donde la coordinación con fusibles se requiere.

4.2.3 CURVAS CARACTERISTICAS

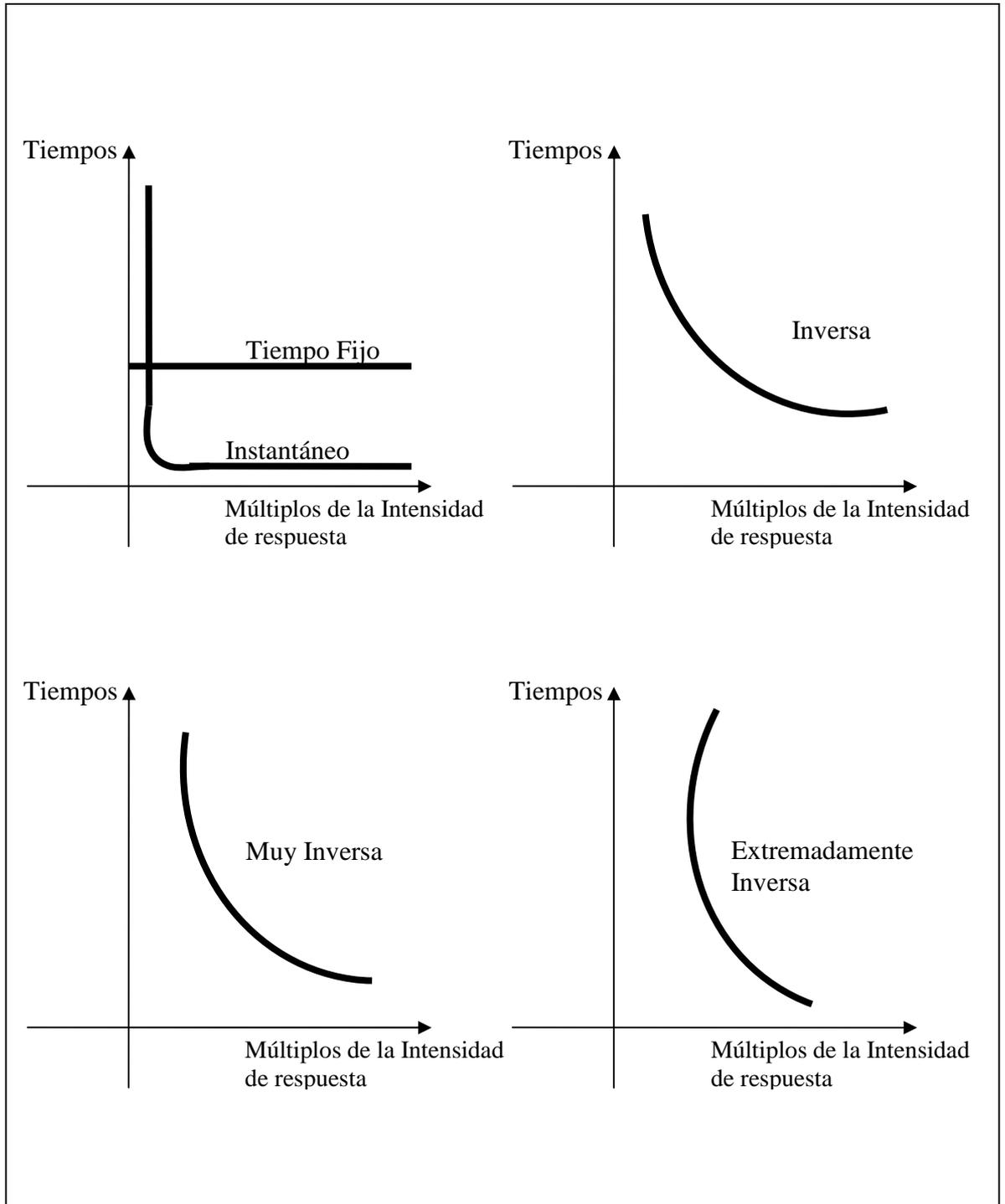


Fig. 19

4.2.4 PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA

Este tipo de fallas son de las más difíciles de detectar en un sistema eléctrico, ya que las corrientes de falla a tierra muchas veces es menor que las corrientes de carga en los electroductos.

Se obtiene una buena protección sensitiva a las corrientes de falla a tierra, haciendo que el relé responde solo a las corrientes residuales del sistema, desde que estas corrientes solo existen cuando la corriente de falla fluye a tierra. De esta manera la corriente de falla es independiente de la corriente de la carga aunque exista desbalance, sin embargo en la práctica las capacidades parásitas pueden originar corrientes de tierra que producen corrientes residuales, por lo tanto estos relés sensibles deben ser regulados por encima de estas corrientes. La corriente residual es medida con las siguientes conexiones dependiendo de las necesidades.

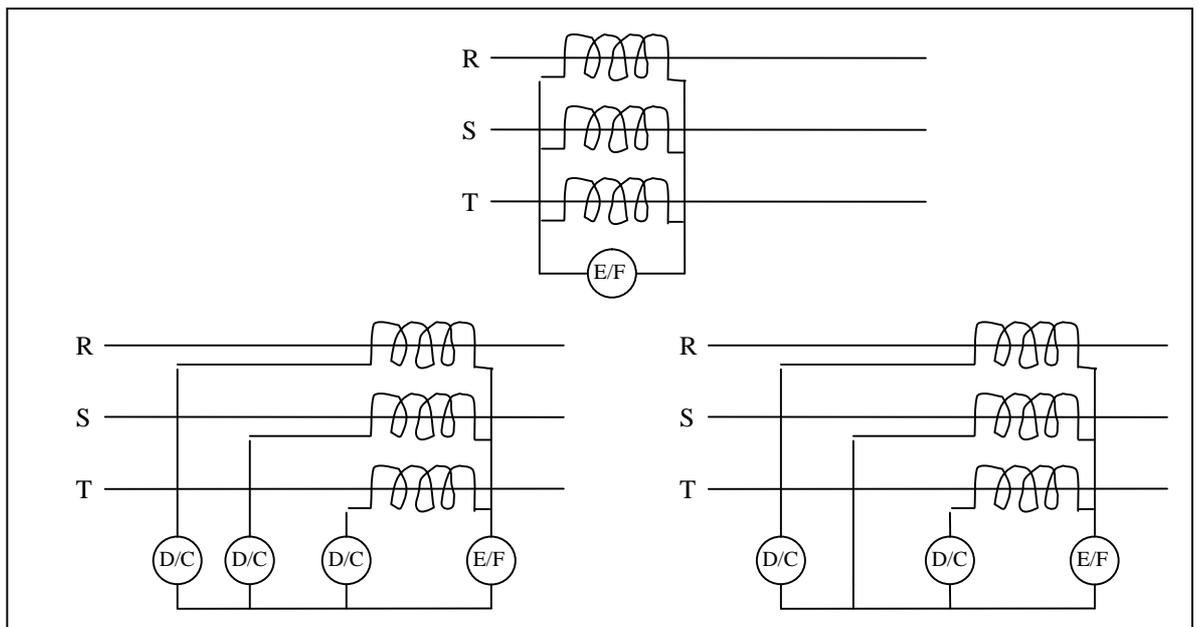


Fig. 20

Los relés de sobrecorriente para falla a tierra son generalmente calibrados al 20 % de la corriente nominal del secundario.

En la calibración del relé no solo hay que considerar los valores grandes de corriente de excitación del transformador de corriente sino también de los otros transformadores en paralelo. Esta suma de corrientes de excitación puede ser apreciable en comparación con la corriente de operación del relé, originando que opere el relé.

La corriente efectiva de operación del relé es la suma de la corriente de calibración del relé y las corrientes totales de excitación. Estrictamente hablando la corriente efectiva es la suma vectorial, pero la suma aritmética es suficiente para fines prácticos.

En algunos territorios, la resistencia de retorno por tierra es tan alta debido a la sequedad y la naturaleza del terreno que las corrientes de falla pueden resultar pequeñas e insuficientes para operar los sistemas normales de protección de falla a tierra. Este problema se puede originar cuando un conductor se rompe cayendo en un terreno no favorable originando un gran peligro para la vida humana.

Para solucionar este riesgo es necesario contar con un sistema de protección de falla a tierra más sensible. Para conseguir esto el relé no solo debe contar con un valor bajo de calibración sino deberá tener un bajo consumo.

4.2.5 FUNCIÓN DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

Cuando una corriente de falla puede fluir en ambas direcciones de la línea, es necesario tener una respuesta direccional del relé, esto se consigue introduciendo elementos direccionales en el relé de sobrecorriente.

Esto básicamente son dispositivos de medición de potencia en el cual la tensión del sistema es usado como una referencia para establecer una dirección relativa de la corriente de falla.

El relé que protege la línea de transmisión está sujeto por lo tanto a corrientes de falla que fluye en ambas direcciones de manera que si no se usaran relés direccionales se tendría que coordinar no solo con los relés en los extremos remotos de la línea sino también con los relés que se tienen detrás de ellos, dado que los relés direccionales operan solo cuando las corrientes de falla fluyen en la dirección específica de disparo.

Como en nuestro sistema se tiene más de uno de las terminales de la línea, las corrientes de carga y falla pueden fluir en cualquier dirección por lo que los relés que protegen la línea de transmisión están sujetos a corrientes de falla que circulan en ambas direcciones, si no se usaran en este caso relés direccionales, se tendría que coordinar no solo con relés en los extremos remotos de la línea, también con relés detrás de éste.

4.2.6 FUNCIÓN DIRECCIONAL DE FALLA A TIERRA

La función de protección para fallas a tierra, opera de acuerdo al valor de ajuste que es un porcentaje pequeño de la intensidad residual I_N (corriente homopolar). Procedente de los transformadores de corriente de fase o procedente de un transformador toroidal que abrace a los tres conductores de fase. En ambos casos, la intensidad medida es proporcional a la intensidad de secuencia homopolar y en fase con ella. Por esta razón se toma habitualmente, la intensidad homopolar como magnitud de operación de una unidad direccional de tierra.

Para nuestro caso tenemos que alimentar al relé con la tensión homopolar y la intensidad que circula por la puesta a tierra.

Ambas magnitudes de polarización cumplen con los requisitos ya mencionados.

La tensión homopolar está siempre desfasada 180° respecto a la tensión simple de la fase en falla (esto es estrictamente cierto solamente si las fases de las impedancias de secuencia positiva y negativa coinciden). Por otro lado, con una falla a tierra nunca es cero la tensión homopolar.

La intensidad que circula por la puesta a tierra lo hace siempre desde la tierra hacia la red y nunca es cero durante una falla a tierra.

4.2.7 PRINCIPIO DE CALIBRACIÓN TIEMPO / CORRIENTE

Entre los métodos para una correcta coordinación existe la calibración por tiempo, calibración por corriente o ambos.

a).- Discriminación por tiempo.

Este método consiste en dar un adecuado intervalo de tiempo entre dos relés que controlan interruptores, de manera que asegure que el interruptor más cercano a la falla opere primero. Como característica de esta protección es que los tiempos de apertura son independientes de la corriente de falla. Como una principal desventaja de este método es que los tiempos mayores de despeje de la falla ocurren en los puntos donde la potencia de cortocircuito es mayor.

b).- Discriminación por corriente.

Este método se basa en el hecho de que las corrientes de falla varían con la posición de las fallas. Luego lo que se debe hacer es calibrar la corriente de los relés de manera que el relé más cercano a la falla opere de manera que no operen los otros relés.

Este método no es tan práctico, salvo que exista una gran impedancia tal como un transformador de potencia.

c).- Discriminación por tiempo y corriente.

Para nuestro caso debemos recurrir al relé de sobrecorriente de tiempo inverso. Con esta característica el tiempo de operación es inversamente proporcional a la corriente de falla siendo la característica de operación una función del tiempo y la corriente. La calibración se efectúa en máxima potencia de cortocircuito.

4.2.8 MÁRGENES DE GRADUACIÓN.

El intervalo de tiempo entre la operación de dos relés adyacentes depende de los siguientes factores:

a.- Tiempo de interrupción del interruptor.

Es el tiempo total que le toma al interruptor el extinguir el arco, es necesario que el interruptor corte completamente la corriente de falla para que el rele deje de estar energizado.

b.- El tiempo de overshoot del relé.

Cuando el relé es desenergizado, la operación puede continuar por un pequeño periodo de tiempo hasta que la energía almacenada se disipe.

c.- Errores.

Los dispositivos tales como relés y transformadores de corriente tienen un grado de error que puede ser positivo o negativo, luego es necesario considerarlo en las curvas proporcionados por el fabricante para poder efectuar una correcta calibración.

d.- Margen de operación.

Después de las consideraciones arriba mencionadas es necesario dar un margen de seguridad para asegurar una operación satisfactoria.

CAPITULO 5

CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA TRANSMISIÓN JULIACA-PUNO EN 138 KV

La medición de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión Juliaca – Puno se realizó con la finalidad de obtener los parámetros que ingresarán en los cálculos de los ajustes de protección en la función de distancia del relé EPAC.

Para realizar las mediciones es necesario conocer las características de la línea de transmisión.

Descripción:

Las características principales de la línea de transmisión son las siguientes:

-	Tensión Nominal	:	138 kV
-	Nº de circuitos	:	1 (Trifásico)
-	Capacidad de transporte	:	70 MW
-	Disposición conductores	:	Alterna
-	Frecuencia	:	60 Hz
-	Longitud	:	37,01 Km.
-	Conductor Activo	:	Aleación Aluminio 300 mm ²
-	Cable de guarda	:	Acero galvanizado 50 mm ² (EHS)
-	Número de ternas	:	1
-	Material de la estructura	:	Celosía, Autoportantes, de perfiles de Acero Galvanizados
-	Aisladores	:	Standard Clase ANSI 52-3
-	Cadenas	:	Suspensión 12 unidades Anclaje 13 Unidades
-	Estructuras	:	101 torres
-	Total cadenas/ fase	:	109

5.1 MEDICIÓN AISLAMIENTO FASE-TIERRA Y ENTRE FASES

PROYECTO	: Línea 138 kV Juliaca - Puno
LÍNEA	: Línea 138 kV Juliaca – Puno
TERNA	: Unica
TRAMO DE LÍNEA	: Juliaca – Puno
LUGAR, FECHA Y HORA	: Totorani 05 de Abril del 2000

PROCEDIMIENTO

A.-	Para medir el aislamiento fase – tierra (1, 2 y 3) conectar en un extremo de la línea el megómetro tal como se indica en el esquema A.
B.-	Para medir el aislamiento entre fases (4, 5 y 6) conectar en un extremo de la línea el Megómetro tal como se indica en el esquema B.

PRECISIONES

A.-	Megómetro de 5000 V mínimo aplicado por lo menos durante un minuto.
B.-	Valor mínimo aceptable 140 $M\Omega$ entre fases.

RESULTADO DE LAS MEDICIONES

Numero de Pruebas	Fases	Resistencia Medida ($M\Omega$)	Tiempo de Aplicación	Observaciones
1	R-tierra	450	60 seg.	12 °C
2	S-tierra	425	60 seg.	13 °C
3	T-tierra	700	60 seg.	13 °C
4	R-S	900	60 seg.	13 °C
5	T-S	650	60 seg.	13 °C
6	R-T	750	60 seg.	13 °C

DATOS AMBIENTALES

Temperatura en el inicio	:	12 °C
Temperatura en el final	:	13 °C
Apreciación general del clima en la zona	:	Soleado

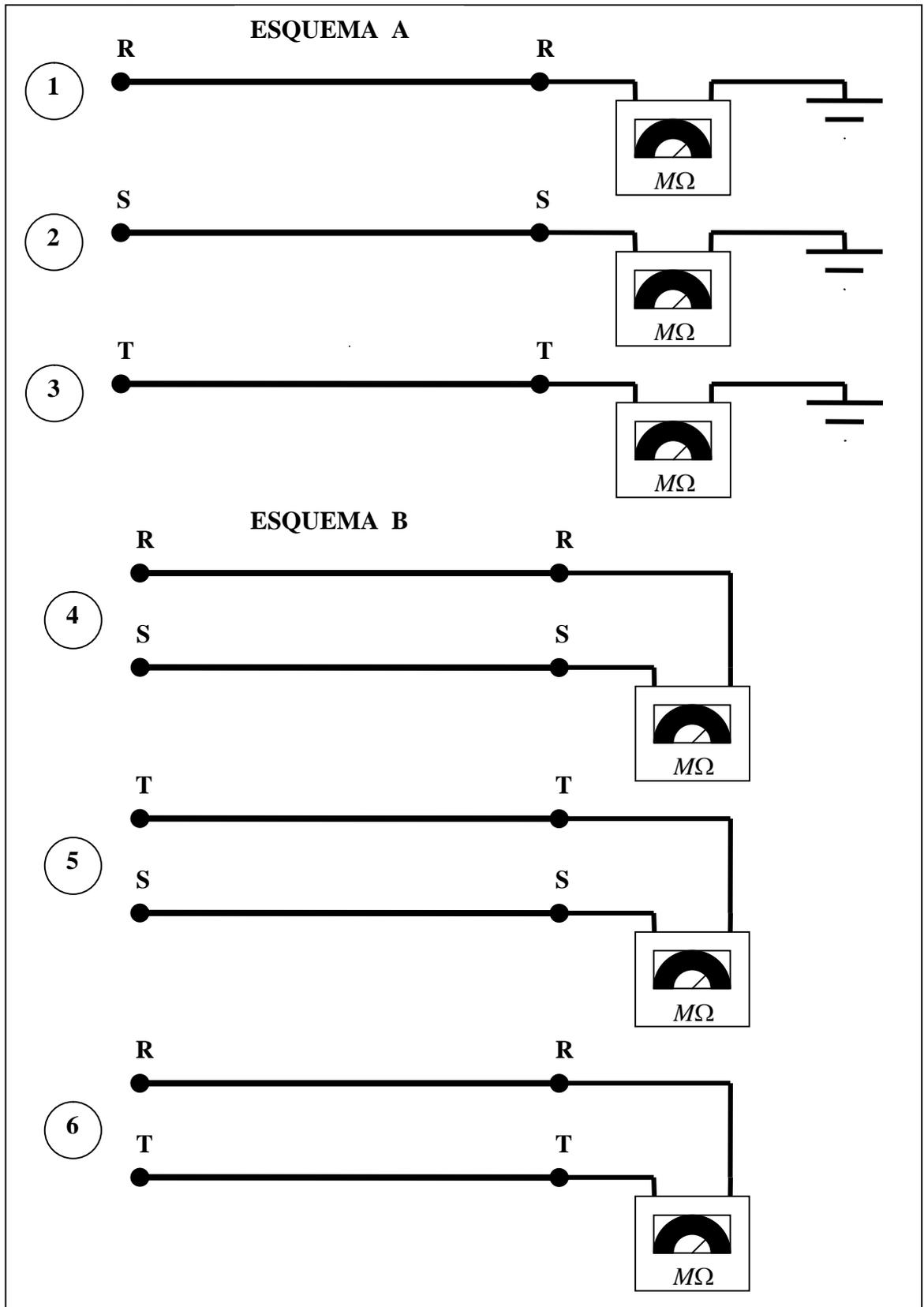
DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA POR FASE

	RL	RC	R'
	$M\Omega$	$M\Omega$ /Cadena	$M\Omega$ - Km.
R	450	49050	12,29
S	425	46325	11,61
T	700	76300	19,12
Promedio	525	57225	14,34

CÁLCULOS

Aislamiento de línea por fase	RL
Aislamiento por cadena	RC = n *RL n= Numero total de cadenas de aisladores por fase del tramo medido 109
Aislamiento por cadena de línea	R' = RL/Long. Long.= 37,01 Km.

5.2 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA LA MEDICIÓN DE AISLAMIENTO



5.3 RESISTENCIA ELÉCTRICA DE CONDUCTORES Y SECUENCIAS DE FASES

PROYECTO	: Línea 138 kV Juliaca - Puno
LÍNEA	: Línea 138 kV Juliaca – Puno
TERNA	: Unica
TRAMO DE LÍNEA	: Juliaca – Puno
LUGAR, FECHA Y HORA	: Totorani 05 de Abril del 2000

PROCEDIMIENTO

A.-	Conectar en el extremo de la línea los conductores de dos fases. En el otro extremo se conecta una fuente de I continua (batería de carro), se efectúan las mediciones.
B.-	Repetir tomando los conductores de fase de dos en dos.
C.-	Ver esquemas de conexión 1, 2 y 3.

PRECISIONES

A.-	El valor medido no debe ser mayor de 5% del valor teórico, ni debe haber una diferencia de más de 3% entre las lecturas de fase.
-----	--

VALORES TEÓRICOS

Longitud Topográfica de línea	37,01	Km.
Resistencia c.a. (R1)	0,11	(ohm/km) 25 °C.
Resistencia Total (RT)	4,05	(ohm) 25 °C
Factor de corrección por temperatura (K)	0,96	$K= 1+0,0036(t-25)$
Resistencia Corregida (ohm) RT*K	3,89	(1)

DATOS AMBIENTALES

Temperatura ambiental al inicio	13 °C,	al Final	13 °C
Apreciación general del clima de la zona	Soleado		

RESULTADOS DE LAS MEDICIONES

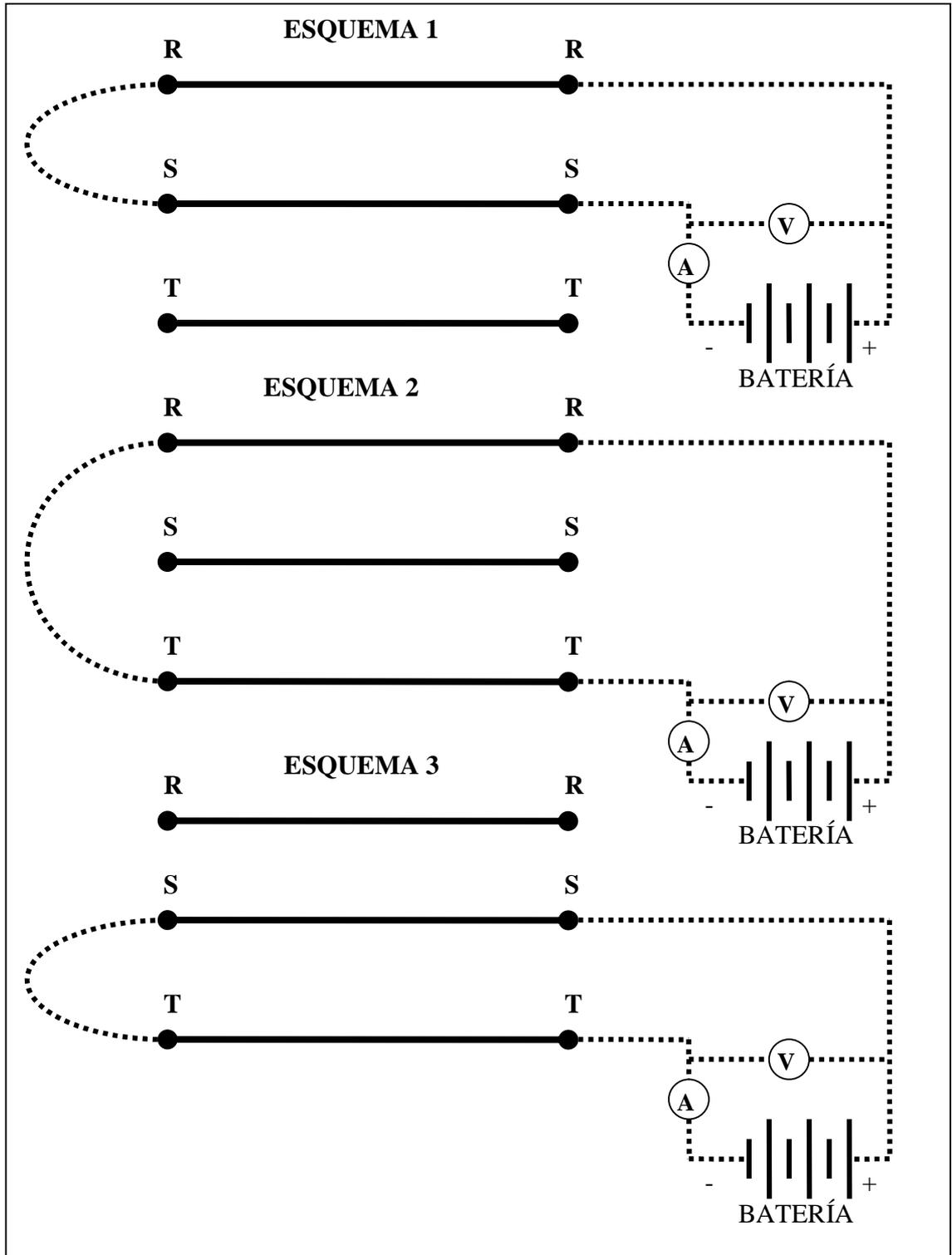
Numero de pruebas	Fases	V (Voltios)	A (Amperios)	R por fase (V) $R=V/2I$	Concordancia de fases
1	R-S	12,59	1,55	4,06	OK
2	R-T	12,58	1,54	4,08	OK
3	S-T	12,57	1,55	4,05	OK

(2)	$R_{cc} = \Sigma R/3$	4,06
	Diferencia	-0,17
	$(1)-(2) \times 100 = \%$	-4,4%
(1)		

EQUIPOS DE PRUEBAS EMPLEADOS

Batería de 12 Vcc.	
Multimetro	Fluke 97 Rango de medidas de 0-10 Amp.
Multimetro	Fluke 97 Rango de medidas de 0-600 Vca.

5.4 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA Y SECUENCIAS DE FASES



5.5 MEDICIÓN DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA O DIRECTA

PROYECTO	: Línea 138 kV Juliaca - Puno
LÍNEA	: Línea 138 kV Juliaca – Puno
TERNA	: Unica
TRAMO DE LÍNEA	: Juliaca – Puno
LUGAR, FECHA Y HORA	: Totorani 05 de Abril del 2000

PROCEDIMIENTO

- | | |
|-----|--|
| A.- | En un extremo de la línea cortocircuitar dos fases y en el otro extremo conectar un generador de corriente alterna monofásica. |
| B.- | Tomar medidas en cortocircuito, según esquemas adjuntos. |

VALORES TEÓRICOS

Reactancia (X)	(ohm)	18,26
Resistencia (R)	(ohm)	3,89
Impedancia (Z)	(ohm)	18,69
Longitud de conductor	(km)	37,01

DATOS AMBIENTALES

Temperatura ambiental al inicio	12 °C, al final 12,5 °C
Apreciación general del clima de la zona	Soleado

RESULTADOS DE LAS MEDICIONES

Numero de pruebas	Fases	V (Voltios)	A (Amperios)	Z por fase (Ω) Z=V/2I	Concordancia de fases
1	R-S	63	1,88	16,75	OK
2	R-T	69	1,92	17,97	OK
3	S-T	72	1,93	18,65	OK

Promedio 17,79

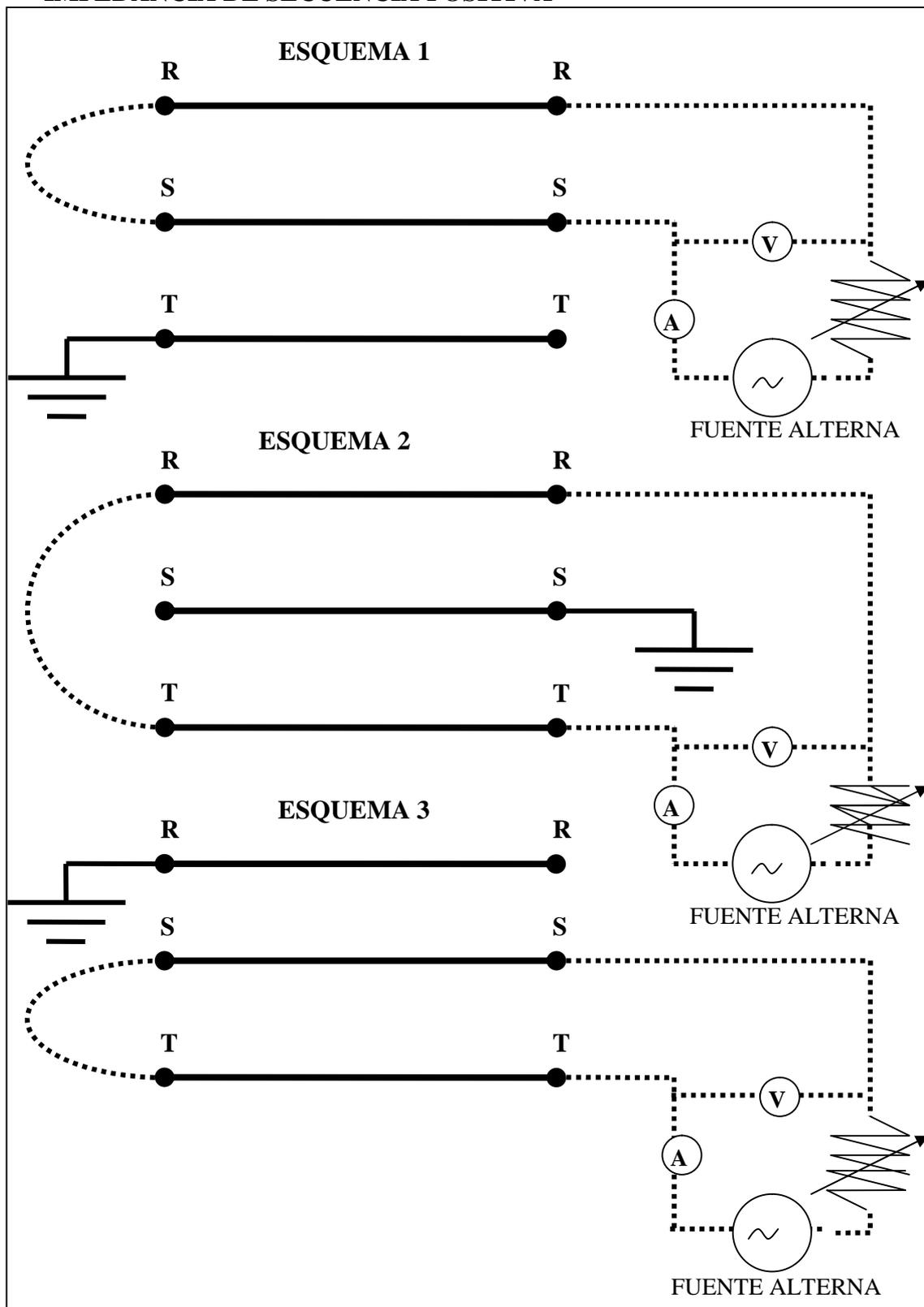
CALCULO

Impedancia promedio de secuencia positiva	$Z = \Sigma Z/3 = R + j X \text{ ohm.}$
	$X = \sqrt{Z^2 - R^2}$
	X= Reactancia de secuencia positiva
	Z= Impedancia promedio de secuencia positiva
	R= Valor medido de resistencia
Impedancia de secuencia positiva	
Teórico	$Z = 3,89 + j 18,26 \text{ ohm.}$
Medido	$Z = 4,06 + j 17,79 \text{ ohm.}$

EQUIPOS UTILIZADOS

Amperímetro y Voltímetro	AMPROBE / MOD: AM-12
Fuente de corriente alterna	GPO. ELECTROGENO lister/resistencia variable

5.6 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA LA MEDICIÓN DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA



5.7 MEDICIÓN DE LA IMPEDANCIA HOMOPOLAR

PROYECTO	: Línea 138 kV Juliaca - Puno
LÍNEA	: Línea 138 kV Juliaca – Puno
TERNA	: Unica
TRAMO DE LÍNEA	: Juliaca – Puno
LUGAR, FECHA Y HORA	: Totorani 05 de Abril del 2000

PROCEDIMIENTO

A.-	Cortocircuitar las tres fases en ambos extremos de la línea y poner a tierra uno de ellos.
B.-	Alimentar el otro extremo con un generador de C. A. en la forma que se indica en el esquema.
C.-	El retorno de corriente se realiza por tierra.

RESULTADO DE LAS MEDICIONES

	Medidas		Promedio
	1	2	
Uo (V)	32,30	42,60	37,45
Ia (A)	2,06	2,83	2,45

DATOS AMBIENTALES

Temperatura ambiental al inicio	12,5 °C
Temperatura ambiental final	12,0 °C
Apreciación general del clima de la zona	Soleado

CALCULO

Formulas utilizados para el cálculo:		
$Z_o = \frac{V_o}{I_o}$	$I_o = \frac{I_a}{3}$	$Z_o = 3 * \frac{V_o}{I_a}$

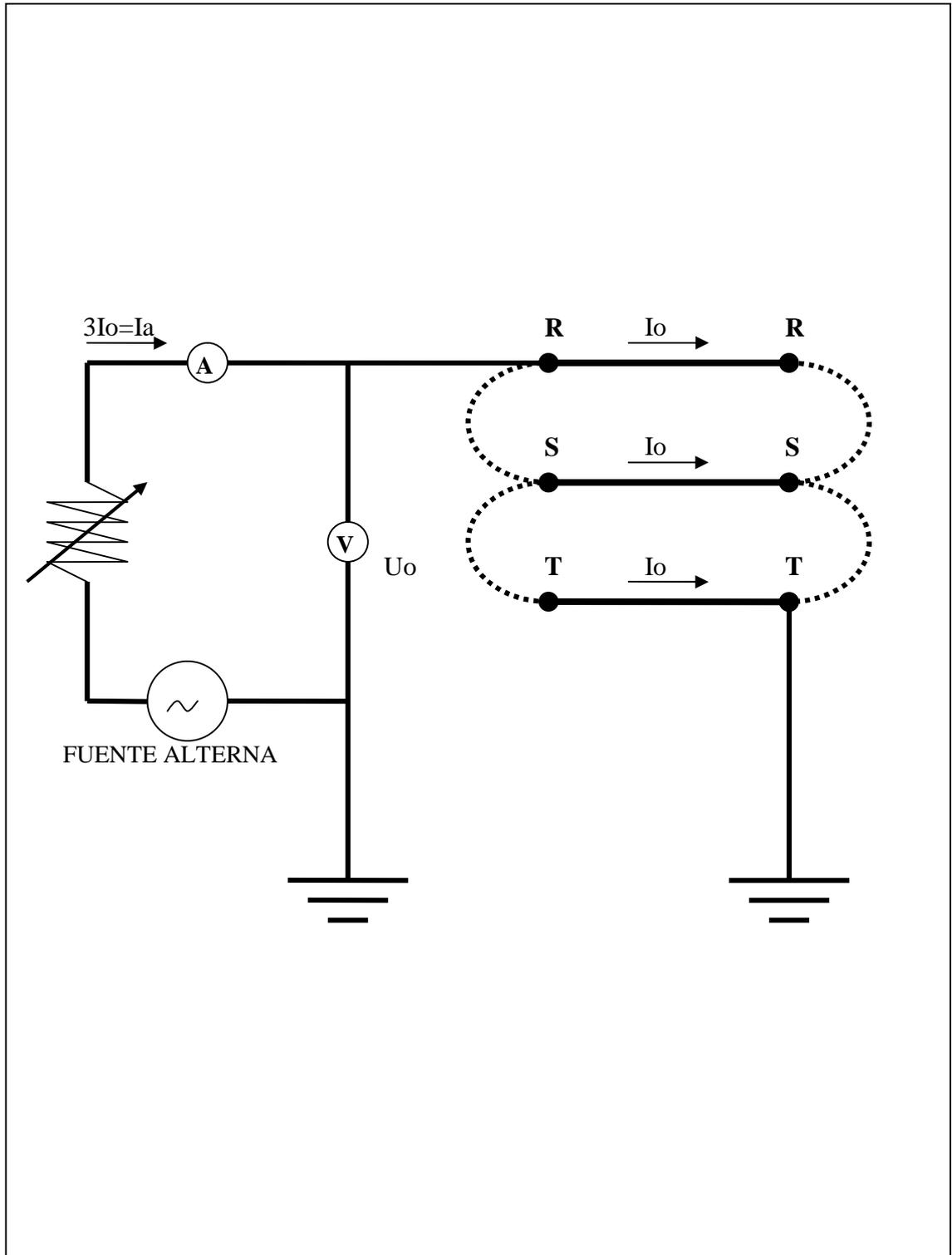
	Resultado obtenidos		Promedio
	1	2	
Zo (Ω)	47,03	45,15	46,09
Zol (Ω/km)	1,28	1,23	1,26

Donde:
Zo: Impedancia Homopolar / Fase.
Zol: Impedancia Homopolar / km.

EQUIPOS UTILIZADOS

Amperímetro	Marca:	AMPROBE	clase:	AM-12
Voltímetro	Marca:	AMPROBE	clase:	AM-12
Fuente de Alimentación con resistencia Variable				

5.8 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA LA MEDICIÓN DE LA IMPEDANCIA HOMOPOLAR



5.9 MEDICIÓN DE LA IMPEDANCIA PROPIA Y MUTUA

PROYECTO	: Línea 138 kV Juliaca - Puno
LÍNEA	: Línea 138 kV Juliaca – Puno
TERNA	: Unica
TRAMO DE LÍNEA	: Juliaca – Puno
LUGAR, FECHA Y HORA	: Totorani 05 de Abril del 2000

PROCEDIMIENTO

- | | |
|-----|--|
| A.- | Cortocircuitar las tres fases en un extremo de la línea y en el otro extremo conectar un generador de corriente alterna tipo monofásico. |
| B.- | Medir tensiones y corrientes. |
| C.- | Cambiar de fase y repetir. |

DATOS AMBIENTALES

Temperatura ambiental al inicio	13 °C
Temperatura ambiental final	13 °C
Apreciación general del clima de la zona	Soleado

RESULTADOS DE LAS MEDICIONES

Numero de pruebas	Fases	V (Voltios)	A (Amperios)	Uo		
				R	S	T
1	R	52,3	1,95	-----	19,9	17,5
2	S	54,5	1,99	20,0	-----	18,5
3	T	54,2	1,98	18,0	18,5	-----
Promedio				19,0	19,2	18,1

CALCULO DE LA IMPEDANCIA PROPIA Y MUTUA

Impedancia Propia $Z_p = \frac{U}{I}$ Impedancia Mutua $Z_m = \frac{U_o}{I}$

	R	S	T	Promedio
Zp	26,82	27,38	27,37	27,19
Zm	9,74	9,65	9,14	9,51

Calculo de la impedancia de secuencia Cero

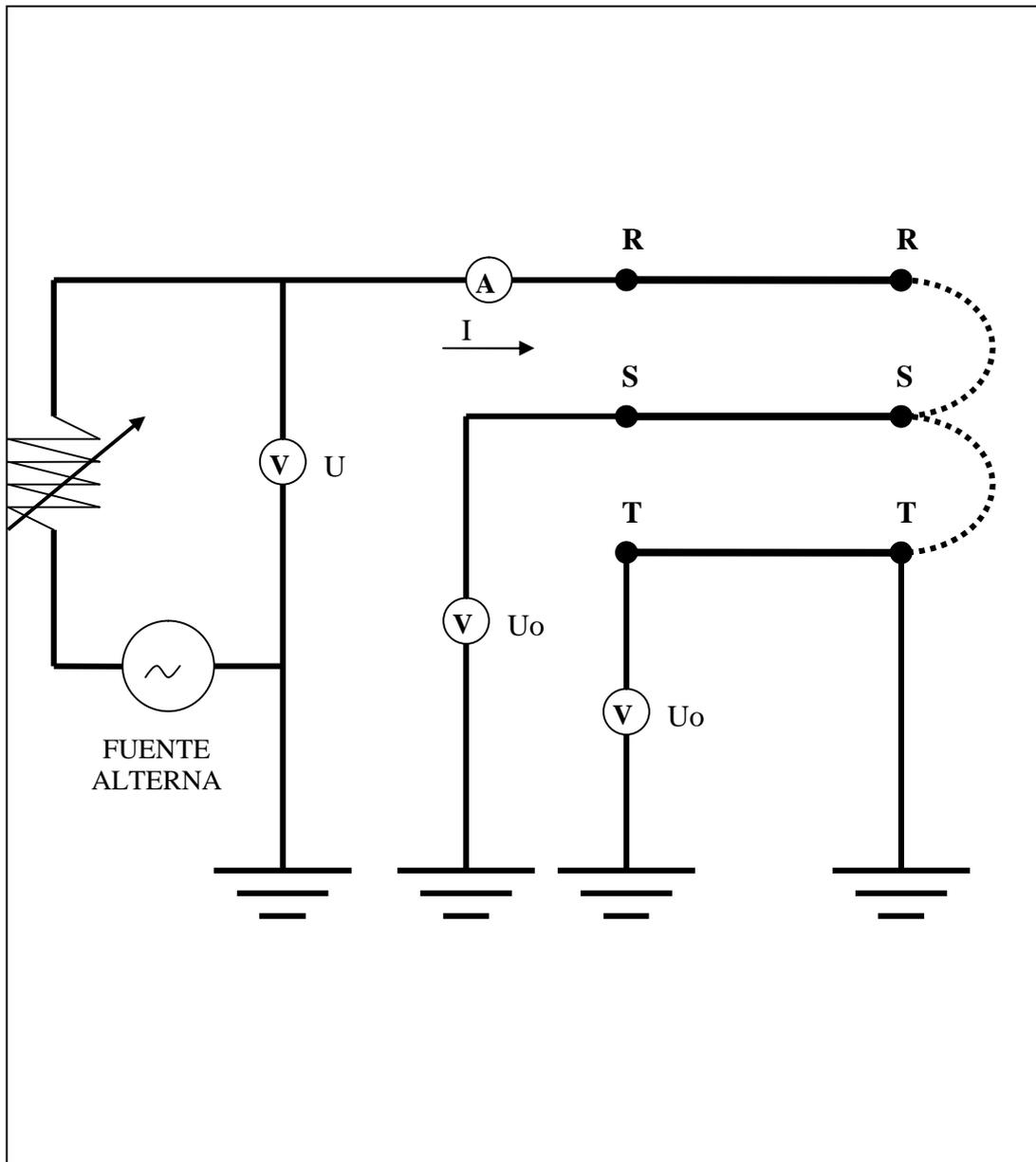
$$Z_o = Z_p + 2 Z_m$$

	R	S	T	Promedio	Unidades/fase
Zo	46,30	46,68	45,65	46,21	Ohmios/km/fase

EQUIPOS UTILIZADOS

Amperímetro y Voltímetro	: AMPROBE	AM-12
Fuente	: LISTER con Resistencia Variable	
Voltímetro 2 y Voltímetro 3	: Dos AMPROBE	AM-12

5.10 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA LA MEDICIÓN DE LA IMPEDANCIA PROPIA Y MUTUA



CAPITULO 6

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA TRANSMISIÓN JULIACA – PUNO EN 138 KV

6.1 INTRODUCCIÓN

El presente estudio contiene los resultados de los cálculos realizados para la calibración de los relés del sistema de protección de la línea transmisión de 138 kV Juliaca –Puno, en la Sub Estación Juliaca y en la Sub Estación Puno, para su operación coordinada ante cualquier perturbación en el sistema eléctrico interconectado.

El análisis de cortocircuito se detalla en el anexo B permite verificar el comportamiento térmico de los componentes del sistema ante fallas trifásicas y monofásicas en los mismos, también permite calibrar o ajustar los relés de protección y verificar la capacidad de soportar cortocircuitos que tienen los equipos y redes.

6.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La línea de transmisión nace en la Sub Estación Juliaca como producto de la ampliación de la barra de 138 kV de la subestación mencionado, el cual tiene un recorrido de aproximadamente 37,01 km en simple terna y un conductor de 300 mm² de aleación de aluminio (AAAC), el cual termina en la Sub Estación Puno en un transformador de potencia de 138/60/22,9 kV – 25/25/7 MVA ONAN. Esta Sub

Estación se va a interconectar a línea de transmisión Puno – Moquegua en el nivel de 220 kV, mediante un Autotransformador de 220/138/10,5 kV – 120/120/15 MVA.

El sistema de protección de la línea transmisión Juliaca – Puno, tiene como protección principal dos relés multifunción de distancia (21P) uno para cada extremo, el cual es de tecnología ALSTOM, y como protección de respaldo dos relés de sobrecorriente uno para cada extremo.

Los criterios de protección seleccionados cumplen con los siguientes requisitos:

- Protección de distancia principal (21P), proporcionada por el relé de marca ALSTOM, modelo EPAC 3122.
- Protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N), proporcionado por el relé anteriormente mencionado, que incluye esta como función adicional.
- Protección de sobrecorriente de fase y tierra (50/51, 50N/51N), proporcionado por el relé de marca ALSTOM, modelo MICOM P122.
- Protección de mínima y máxima tensión (27/59/59N), proporcionado por el relé marca ALSTOM, modelo EPAC 3122.

Cabe destacar que los relés de distancia, poseen funciones adicionales que serán habilitadas de acuerdo a la filosofía de protección.

6.2.1 EQUIPO PRINCIPAL

6.2.1.1 S.E. Juliaca

La S.E. Juliaca está formado por dos celda de línea 138 kV, que son las correspondientes a la línea de transmisión Juliaca – Azangaro y la línea de

transmisión Juliaca – Puno y dos celdas de tipo transformador. Esta Sub Estación se encuentra en extremo final del sistema transmisión Sur, alimentando a la zonas aledañas en niveles de 60 y 10 kV.

En el nivel de 138 kV recibe la energía a través del Sistema Interconectado del sur mediante la línea proveniente de la Sub Estación Azangaro. Mediante la interconexión que se realizará en la Sub Estación Puno la energía fluirá de Puno hacia Juliaca según el análisis de flujo de potencia.

Para las dos celdas de línea se ha instalado un tablero de protección, el cual estará constituido por dos relés multifunción de protección de distancia, uno para cada celda y dos relés de protección de sobrecorriente uno para cada celda. Los relés de distancia operan con algoritmos de impedancia para detectar las fallas.

Cada relé cuenta con las siguientes funciones básicas:

- Cinco Zonas de protección de fase y tierra
- Bloqueo por oscilación de potencia (68B)
- Verificación de sincronismo para el recierre (25)
- Recierre monopolar (79)
- Protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N)
- Mínima tensión y sobretensión (27 y 59)
- Sobrecorriente de fase y de tierra (50/51 y 50N/51N)

Las zonas segunda, tercera, cuarta y quinta trabajan en forma temporizada, salvo que la segunda zona se acelere a instantáneo por orden de la primera zona del extremo remoto.

Se utilizará el Sistema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip) en la teleprotección. La Protección principal usará la onda portadora.

El relé multifunción de distancia incluye además las siguientes funciones:

- Algoritmos de localización de fallas.
- Registro de perturbación (Oscilografía).
- Registro de Eventos en Memoria No volátil.

6.2.1.2 S.E. Puno

La S.E. Puno está formado por una barra simple, conformada por las siguientes celdas:

- Celda de llegada de línea proveniente de la subestación Juliaca.
- Celda del transformador de 138/60/22,9 kV
- Dos celdas de salida de línea en 60 kV hacia la subestación Ilave y Bellavista Puno
- Dos celdas de salida de línea en 22,9 kV hacia las localidades de Paucarcolla y Chucuito.

Para la celda de llegada de la línea se ha instalado en el tablero de protección un relé multifunción de distancia como protección principal y un relé de sobrecorriente trifásico de fase y tierra como protección respaldo y los relé de protección de sobrecorriente como protección de respaldo para cada uno de los niveles. Los relés de distancia operan con algoritmos de impedancia para detectar las fallas.

Cada relé cuenta con las siguientes funciones básicas:

- Cinco Zonas de protección de fase y tierra

- Bloqueo por oscilación de potencia (68B)
- Verificación de sincronismo para el recierre (25)
- Recierre monopolar (79)
- Protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N)
- Mínima tensión y sobretensión (27 y 59)
- Sobrecorriente de fase y de tierra (50/51 y 50N/51N)

Las zonas segunda, tercera cuarta y quinta trabajan en forma temporizada, salvo que la segunda zona se acelere a instantáneo por orden de la primera zona del extremo remoto.

Se utilizará el Sistema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip) en la teleprotección. La Protección principal usara la onda portadora.

El relé multifunción de distancia incluye además las siguientes funciones:

- Algoritmos de localización de fallas.
- Registro de perturbación (Oscilografía).
- Registro de Eventos en Memoria No volátil.

6.2.2 LÍNEAS

Las tablas incluidas a continuación muestran los parámetros por unidad de longitud y en valores reales para las líneas consideradas en el estudio.

Parámetros en Unidades por km.

Cod.	SE-1	SE-2	VOLT (kV)	L (Km)	R1 (Ω /Km)	X1 (Ω /Km)	R0 (Ω /Km)	X0 (Ω /Km)
L-1	Juliaca	Azangaro	138	78,20	0,1361	0,5072	0,4476	1,9344
L-2	Puno	Ilave	60	104,00	0,1708	0,4692	0,3920	1,5723
L-3	Juliaca	Puno	138	37,01	0,1118	0,4674	0,5286	2,2896
L-4	Puno	Moquegua	220	203,00	0,0933	0,4796	-----	-----

Parámetros en valores reales:

Cod.	SE-1	SE-2	R1 (ohm)	X1 (ohm)	R0 (ohm)	X0 (ohm)
L-1	Juliaca	Azangaro	10,643	39,662	31,001	151,275
L-2	Puno	Ilave	17,763	48,790	40,768	163,519
L-3	Juliaca	Puno	4,138	17,298	19,563	84,738
L-4	Puno	Moquegua	18,939	97,358	-----	-----

6.2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los parámetros de los transformadores de potencia considerados en el estudio son los siguientes:

Parámetros en p.u. con respecto a la base propia de cada transformador

Cod.	S.E.	Vn1 (kV)	Vn2 (kV)	S(MVA)	Conexión	Vcc (%)
TR-1	Juliaca	138	60	40	Y	13,0
	138/60/10 kV	138	10	40	Y	5,84
	40/40/10 MVA	60	10	10	D5	1,661
TR-2	Azangaro	138	60	12	Y	12,44
	138/60/22,9 kV	138	22,9	12	Y	8,76
	12/12/5 MVA	60	22,9	5	D5	2,71
TR-3	Puno	138	60	32	Y	13,1
	138/60/22,9 kV	138	22,9	32	Y	6,75
	32/32/8 MVA	60	22,9	8	D5	2,12
TR-4	Puno	220	138	120	Y	14,60
	220/138/10,5 kV	220	10,5	120	Y	12,50
	120/120/15 MVA	138	10,5	15	D5	11,30

6.2.4 GENERADORES

Los parámetros de los generadores considerados en el estudio son los equivalentes del sistema interconectado nacional, ya que el sistema eléctrico es enmallado.

6.2 DESCRIPCIÓN DE PROTECCIÓN A EMPLEARSE

El equipamiento del sistema de protección considerado en la S.E. Juliaca y Puno se describe a continuación:

6.3.1 TRANSFORMADORES DE MEDIDAS

Características de los transformadores de corriente

Código	S.E.	Equipo	Barra	Amp (prim.)	Amp (sec.)	VA (nom)	Clase
TC-01.1	Juliaca	L-1	B-138	400	5	30	5P20
TC-02.1	Puno	L-2	B-60	100	5	30	5P20
TC-03.1	Juliaca	L-3	B-138	400	5	30	5P20
TC-04.1	Puno	L-3	B-138	600	5	30	5P20

Características de los transformadores de tensión

Código	S.E.	Equipo	Barra	kV (prim.)	V (sec.)	VA (nom)	Clase
TT-01.1	Juliaca	L-1	B-138	$132/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	3P
TT-02.1	Puno	L-2	B-60	$60/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	3P
TT-03.1	Juliaca	L-3	B-138	$132/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	3P
TT-04.1	Puno	L-3	B-138	$132/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	3P

6.3.2 RELÉS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Características de los relés del sistema de protección.

Relé	Tipo	Código	TC	TT	S.E.	Celda		Marca
						Barra	Equipo	
R-1.1	<Z	21	TC-01.1	TT-01.1	Juliaca	B-138	L-1	EPAC-3122
	Mín/Máx	27						
	Tensión	59						
	Recierre	79						
R-1.2	<Z	21	TC-02.1	TT-02.1	Puno	B-60	L-2	MICOM-P441
	Mín/Máx	27						
	Tensión	59						

	Recierre	79						
R-1.3	<Z Mín/Máx Tensión Recierre	21 27 59 79	TC-03.1	TT-03.1	Juliaca	B-138	L-3	EPAC-3122
R-1.4	<Z Mín/Máx Tensión Recierre	21 27 59 79	TC-04.1	TT-04.1	Puno	B-138	L-3	EPAC-3122
R-1.4	Sobrecor. Entre fase Sobrecor. homopolar	51 50 50N 51N	TC-03.1	TT-03.1	Juliaca	B-138	L-3	MICOM-P122
R-1.5	Sobrecor. Entre fase Sobrecor. homopolar	51 50 50N 51N	TC-04.1	TT-04.1	Puno	B-138	L-3	MICOM-P122
R-1.6	Sobrecor. Entre fase Sobrecor. homopolar	51 50 50N 51N	TC-01.1	TT-01.1	Juliaca	B-138	L-1	MICOM-P122
R-1.7	Sobrecor. Entre fase Sobrecor. homopolar	51 50 50N 51N	TC-01.1	TT-01.1	Puno	B-60	L-2	MICOM-P122

6.4 CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO

Los cálculos de cortocircuito han sido determinados bajo los siguientes lineamientos:

- Se ha considerado la operación actual del Sistema Interconectado nacional, parámetros de líneas y transformadores de potencias.
- Los cálculos han sido hallados para condiciones de máxima demanda cuyos resultados se adjunta en el anexo B.
- Los resultados de estos cálculos nos han permitido seleccionar los ajustes de los relés de sobrecorriente.

6.4.1 ALGUNA CONSIDERACIONES DE LOS CÁLCULOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La máxima corriente de falla se calcula para las siguientes condiciones:

- Todos los generadores en servicio.
- Impedancia de falla igual a cero.
- Debe ser trifásica y monofásica.
- Máxima demanda.
- Las impedancias corresponden a las sub transitorias.

La mínima corriente de falla se calcula para las siguientes condiciones:

- Mínimo numero de generadores en servicio.
- Impedancia de falla no es nula.
- Debe ser bifásico y monofásico.
- Mínima demanda.
- Las impedancias corresponden a las transitorias.

Otros criterios que se puede tener en cuenta son los siguientes:

Para protección de sobrecorriente las impedancias deben corresponder a las impedancias transitorias de las máquinas rotativas.

6.5 CRITERIOS ADOPTADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE AJUSTES DE RELÉS.

Criterios Básicos de Protección.

El objetivo principal del sistema de protección es proporcionar, en forma rápida el aislamiento de un área de falla en el sistema y de este modo poder mantener un

funcionamiento la mayor parte del sistema de energía restante. Dentro de este contexto existen seis requerimientos básicos para la aplicación del relé de protección:

- a) Fiabilidad.- Seguridad, que la protección se llevara a cabo correctamente, tiene dos componentes: confianza y seguridad.
- b) Selectividad.- Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.
- c) Inmunidad a interferencias externas.
- d) Rapidez de operación.- Duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.
- e) Simplicidad.- Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.
- f) Economía.- Mayor protección a menor costo total.

El termino “protección” no implica que el equipo de protección puede prevenir fallas o deficiencias de los equipos. Los relés de protección solo se ponen en funcionamiento después que haya ocurrido una condición insostenible. Sin embargo su función es minimizar los daños a equipos fallados, reducir el tiempo y costo de interrupción así como el de reparación y problemas afines que pudieran ocurrir.

Criterios de protección de Distancia (21). Características de los modelos utilizados.

A continuación son presentados los criterios generales de calibración para cada zona de los relés de distancia utilizados en el presente estudio, de acuerdo a la descripción

que se detalla y de acuerdo al caso se adoptará el más conveniente para una mejor coordinación de la protección:

a) Zona 1

a.1) La primera zona debe despejar de manera segura, fallas en la línea de transmisión e iniciar la señal para un disparo de transferencia permisivo. El alcance depende del modelo de operación del PLC (comunicación por onda portadora) y del esquema de teleprotección utilizado.

El ajuste recomendado en el esquema de teleprotección PUTT (sub alcance permisivo con transferencia de disparo), es del 80-85% de la longitud total de la línea de transmisión para evitar disparos inadvertidos. Por lo tanto los ajustes tienen que estar en sub alcance y por otro lado. Deben de suministrar un amplio traslape con el ajuste de la primera zona del relé en la Subestación opuesta para garantizar, de este modo, un disparo rápido con el equipamiento PLC en uso. Por lo expuesto, el ajuste debe acercarse al límite más alto (85%) no obstante que el uso del transformador de tensión capacitivo origina que los relés tiendan al sobrealcance debido a las oscilaciones de la tensión transitoria.

a.2) La primera zona debe despejar de manera segura, para el caso donde no exista teleprotección se optará a ajustar típicamente a un 115% de longitud la línea.

b) Zona 2

La segunda zona es usada como un respaldo (back-up) para despejar fallas en barras, así como para despejar fallas remotas en caso de que el equipo PLC quedase fuera de servicio por cualquier razón. Las consideraciones de ajuste usuales son las siguientes:

- b.1) Típicamente 125% de longitud de línea, por ejemplo, 25% de sobrealcance; o
- b.2) 100% de longitud de línea mas 50% de la siguiente línea mas corta; o
- b.3) 85% de longitud de línea más 72% de la siguiente línea; o
- b.4) 85% de longitud de la línea más 41% de la siguiente línea
- b.5) 85% de longitud de línea más 100% de la siguiente línea.

C) Zona 3

La tercera zona funciona como respaldo de la segunda zona, esto es trabaja como un respaldo de la zona de respaldo; por lo tanto, su selectividad puede ser reducida. Las consideraciones de calibración son usualmente las siguientes:

- c.1) 100% de la longitud de la línea más 80% de la siguiente línea, o
- c.2) 100% de la longitud de la línea más 120% de la siguiente línea para proteger la barra al final de la segunda línea, si no hubiera protección alguna para la barra, o
- c.3) 100% de la longitud de la línea cuando ésta es terminal más el 80% de la impedancia del transformador.

- c.4) 157% de la longitud de la línea más el 61% de la siguiente línea.
- c.5) 85% de la longitud de la línea más el 153% de la siguiente línea.

d) Compensación de corriente de secuencia cero

Durante la falla accidental de un conductor a tierra, la unidad de medición del relé de distancia necesita la corriente multiplicada por un factor de corrección K_0 para calcular la distancia correcta desde la ubicación de los relés a la falla:

$$K_0 = 1/3 (Z_0/Z_1-1).$$

Se ha investigado el impacto de la resistividad de la tierra sobre la impedancia de secuencia cero de las líneas de transmisión de 138 kV. Los resultados en la tabla señalada a continuación muestran un impacto mínimo sobre las calibraciones del factor de tierra (menor a $\pm 10\%$ referido a 200 Ohm-m para el rango de 50 a 1000 Ohm-m). Prácticamente esta corrección de 10 % podría ser considerada exclusivamente para las líneas de transmisión de 138 kV que pasan por zonas desérticas, si no se disponen de las medidas exactas o no son practicas.

Resistividad de la tierra (Ohm-m)	50	100	200	500	1000
X1 una sola línea	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
X1 doble línea	0,520	0,520	0,520	0,520	0,520
Xo una sola línea	1,550	1,620	1,670	1,700	1,745
Xo doble línea	2,100	2,200	2,300	2,400	2,500
Kn una sola línea	0,700	0,750	0,780	0,800	0,830
Kn doble línea	1,010	1,080	1,140	1,210	1,270

Para las líneas de transmisión de 138 kV simples, de una sola terna, un factor de K_n de 0,60 – 0,85 es un valor común y en algunas áreas desérticas con altas impedancia de secuencia cero, el factor K_n puede ser hasta 1,1.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PARA EL AJUSTE DE LOS RELÉS DE DISTANCIA

Para el análisis del alcance de la protección de distancia de la línea de transmisión Juliaca – Puno, se consideran los siguientes casos:

CASO 1.- Protección de distancia de la L.T. 138 kV JULIACA – AZANGARO

Este análisis de protección de distancia involucra las siguientes líneas de transmisión:

L.T. Azangaro – Tintaya

L.T. Tintaya – Quencoro

CASO 2.- Protección de distancia de la L.T. 138 kV JULIACA - PUNO

Este análisis de protección de distancia involucra las siguientes líneas de transmisión:

L.T. Puno – Moquegua

L.T. Moquegua – Socabaya

CASO 3.- Protección de distancia de la L.T. 138 kV PUNO - JULIACA

Este análisis de protección de distancia involucra las siguientes líneas de transmisión:

L.T. Juliaca – Azangaro

L.T. Azangaro – Tintaya

CASO 4.- Protección de distancia de la L.T. 60 kV PUNO - ILAVE

Este análisis de protección de distancia involucra las siguientes líneas de transmisión:

L.T. Puno – Ilave

Transformador de potencia en Sub estación Ilave

EN LA SUBESTACIÓN JULIACA.

Cálculo justificativo del relé de distancia que va a proteger a la L.T. Juliaca – Azangaro 138 kV.

Marca : ALSTOM
Modelo : EPAC 3122
Barra : Sub Estación Juliaca, 138 kV
Línea : Juliaca – Azangaro.
Longitud : 78,20 Km.

El criterio adoptado para el relé de distancia fue el siguiente:

Primer Escalón	: Z1= 0,85* (ZJulia – Azang)	T1=0,0 seg
Segundo Escalón	: Z2= 0,85*(ZJulia-Azang + Z1Azang-Tintaya)	T2=0,4 seg
Tercer Escalón	: Z3= 0,85*(ZJulia-Azang + Z2Azang-Tintaya)	T3=0,8 seg
Cuarto Escalón	: Z4= 0,85*(ZJulia-Azang + Z3Azang-Tintaya)	T4=1,2 seg
Quinto Escalón	: Z5= 0,20*Rlim	T5=2,0 seg

Cálculo preliminar para convertir los valores primarios de la línea a valores secundarios.

Relación de los transformadores de tensión:

$$Kp = \frac{Unp}{Uns} = \frac{132000V}{100V} = 1320$$

Unp : Tensión nominal primaria del trafo.
Uns : Tensión nominal secundaria del trafo.

Relación de los transformadores de corriente:

$$Ki = \frac{Iap}{Ias} = \frac{400}{5} = 80$$

Iap : Intensidad nominal primaria del trafo.
Ias : Intensidad nominal secundaria del trafo.

Coefficiente reductor de impedancia:

$$Kz = \frac{Kp}{Ki} = \frac{1320}{80} = 16,5$$

Línea de transmisión 138 kV Juliaca – Azangaro

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1L	41,0661 $\angle 75^\circ$	2,4888 $\angle 75^\circ$
Z0L	155,2745 $\angle 77^\circ$	9,4106 $\angle 77^\circ$

Línea de transmisión 138 kV Azangaro - Tintaya

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1L	65,5904 $\angle 75^\circ$	28,5175 $\angle 75^\circ$
Z0L	248,0023 $\angle 77^\circ$	107,8271 $\angle 77^\circ$

Ajustes actuales del relé de distancia que protege a la L.T. Azangaro – Tintaya 138 kV (relé REL 316*4).

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1	78,5800 $\angle 74,98^\circ$	34,1652 $\angle 74,98^\circ$
Z2	117,8200 $\angle 74,98^\circ$	51,2261 $\angle 74,98^\circ$
Z3	135,9200 $\angle 74,98^\circ$	59,0956 $\angle 74,98^\circ$
Z4	157,5100 $\angle 74,98^\circ$	68,4826 $\angle 74,98^\circ$

A) ALCANCES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Protección de distancia: Zona 1

$$Z1 = 0,85*(Z \text{ Juliaca} - \text{Azangaro}) = 0,85*(41,0661 \angle 75^\circ) \Omega$$

$$Z1 = 34,91 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 2,1157 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 2

$$Z2 = 0,85*(Z \text{ Juliaca} - \text{Azangaro} + Z1 \text{ Azangaro} - \text{Tintaya})$$

$$Z2 = 0,85*(41,0661 \angle 75^\circ + 78,5800 \angle 75^\circ)$$

$$Z2 = 101,70 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 6,1636 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 3

$$Z3 = 0,85*(Z \text{ Juliaca} - \text{Azangaro} + Z2 \text{ Azangaro} - \text{Tintaya})$$

$$Z3 = 0,85*(41,0661 \angle 75^\circ + 117,8200 \angle 75^\circ)$$

$$Z3 = 135,05 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 8,1848 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 4

$$Z4 = 0,85*(Z \text{ Juliaca} - \text{Azangaro} + Z3 \text{ Azangaro} - \text{Tintaya})$$

$$Z4 = 0,85*(41,0661 \angle 75^\circ + 135,9200 \angle 75^\circ)$$

$$Z4 = 150,42 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 9,1164 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 5

$$Z5 = 0,2*R_{lim}/\text{sen } 75^\circ$$

$$Z5 = 0,2*99/\text{sen } 75^\circ$$

$$Z5 = 20,49 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 1,24 \Omega \text{ sec.}$$

B) CÁLCULO DE LOS ALCANCES RESISTIVOS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA: R1m, R1b, R2, R3 y Rlim.

Cálculo de la resistencia de falla a tierra (R1m):

$$R1m = R_{arco} + R_{torre} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

R1m : Alcance resistivo para falla a tierra de la zona 1.

Rarco : Resistencia de arco.

Rtorre : Resistencia de puesta a tierra = 25 Ω

Haciendo uso de la formula de Van Warrington:

$$R_{arco} = \frac{(28707 * L_{arco})}{I^{1.4}} \dots \dots \dots (2)$$

Donde:

Larco = 3*Distancia entre fases

Distancia entre fases = 2,95 m.

Larco = 3*2,95 = 8,85 m

Ifalla = Corriente de falla a tierra = 818 Amp.

$$R_{arco} = \frac{28707 * 8.85}{818^{1.4}} = 21,24 \Omega$$

$$R1m = 21,24 + 25 = 46,24 \Omega \quad \text{prim} \quad \diamond \quad 2,80 \Omega \text{ sec.}$$

Seleccionamos: R1m = 3,00 Ω

Cálculo de la resistencia de para fallas entre fases:

Este valor puede ser estimado similar a la resistencia de falla a tierra lográndose una cobertura razonable de 66 Ohm en el lado primario.

$$R1b = 1,00*(R1m) = 1,00*46,24$$

$$R1b = 46,24 \Omega \quad \text{prim} \quad \diamond \quad 2,80 \Omega \text{ sec.}$$

Seleccionamos: R1b = 3,00 Ω

Cálculo del arranque limite resistivo (Rlim):

Considerando la capacidad de la línea de 400 A (95,6 MVA)

$$Z = \frac{(0,90 * kV)^2}{MVA} = \frac{(0,90 * 138)^2}{95,6} = 161,35 \Omega \text{ prim.} \quad \diamond \quad 9,78 \Omega \text{ sec.}$$

Consideremos un arranque del 200% de R1b.

$$R_{lim} = 2 * 3 = 6,0 \Omega \quad < \quad 9,78 \Omega.$$

Seleccionamos Rlim = 6,00 Ω.

Cálculo de la resistencia límite de zonas 2 y 3 (R2 y R3):

Ambas resistencias deben cumplir con la siguiente condición:

$$\begin{array}{rccccccc} & R1b & < & R2 & < & R3 & < & Rlim \\ \text{Es decir} & 3,00 & < & R2 & < & R3 & < & 6,00 \\ \text{Seleccionamos:} & & & R2 = 4,00 \Omega & \text{y} & R3 = 5,00 \Omega & & \end{array}$$

Cálculo de la compensación de corriente de secuencia cero.

De la formula:

$$\begin{aligned} K_o &= 1/3 * (Z_o/Z1-1) &= 1/3 * (155,2745/41,0661-1) \\ K_o &= 0,927 \end{aligned}$$

C) AJUSTES DE LOS TEMPORIZADORES

Zona 1	:	T1	=	0,0 s
Zona 2	:	T2	=	0,4 s
Zona 3	:	T3	=	0,8 s
Zona 4	:	T4	=	1,2 s
Zona 5	:	T5	=	2,0 s

D) FUNCIÓN DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA

El ancho de banda necesario para determinar la presencia de una oscilación de potencia ésta dada por la ecuación:

$$\Delta P = 0,00785 * F * (4Rlim^2 + Xres) / Xres$$

Donde:

- ΔP : Ancho de banda.
- F : Frecuencia de oscilación de potencia.
- Rlim : Resistencia límite de la característica.
- Xres : Impedancia de la red correspondiente a la suma de los alcances hacia delante y hacia atrás.

$$\begin{aligned} F &= 5 \text{ Hz} \\ Rlim &= 6,0 \Omega \\ Xres &= (9,12 + 1,24) \Omega = 10,36 \Omega \end{aligned}$$

De la ecuación: $\Delta P = 0,5848 \Omega$, seleccionamos $\Delta P = 1,00 \Omega$

Ver Esquema E01-Juliaca-Azangaro

Cálculo justificativo del relé de distancia que va a proteger a la L.T. Juliaca – Puno 138 kV.

Marca : ALSTOM
Modelo : EPAC 3122
Barra : Sub Estación Juliaca, 138 kV
Línea : Juliaca – Puno.
Longitud : 37,01 Km.

El criterio adoptado para el relé de distancia fue el siguiente:

Primer Escalón : $Z1 = 0,85 * (Z_{Julia} - Puno)$ T1=0,0 seg
Segundo Escalón : $Z2 = 1,25 * (Z_{Julia} - Puno)$ T2=0,4 seg
Tercer Escalón : $Z3 = Z_{Julia} - Puno + 0,80 * Z_{Autotrafo}$ T3=0,8 seg
Cuarto Escalón : $Z4 = Z_{Julia} - Puno + Z_{Auto} + Z_{Puno} - Moque$ T4=1,2 seg
Quinto Escalón : $Z5 = 0,20 * R_{lim}$ T5=2,0 seg

Cálculo preliminar para convertir los valores primarios de la línea a valores secundarios.

Relación de los transformadores de tensión:

$$Kp = \frac{Unp}{Uns} = \frac{132000V}{100V} = 1320$$

Unp : Tensión nominal primaria del trafo.

Uns : Tensión nominal secundaria del trafo.

Relación de los transformadores de corriente:

$$Ki = \frac{Iap}{Ias} = \frac{400}{5} = 80$$

Iap : Intensidad nominal primaria del trafo.

Ias : Intensidad nominal secundaria del trafo.

Coefficiente reductor de impedancia:

$$Kz = \frac{Kp}{Ki} = \frac{1320}{80} = 16,5$$

Línea de transmisión 138 kV Juliaca – Puno

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1L	23,0013 $\angle 75^\circ$	1,3940 $\angle 75^\circ$
Z0L	86,9681 $\angle 77^\circ$	5,2708 $\angle 77^\circ$

Autotransformador de potencia:

Datos: 220/138/10.5 kV

120/120/15 MVA

$$V_{cc} = \begin{matrix} TI & = & 14,60\% \\ TP & = & 12,50\% \\ TS & = & 11,30\% \end{matrix} \quad P_B = 120 \text{ MVA} \quad V_B = 138 \text{ kV}$$

$$Z_B = 138^2 / 120 = 158,7 \Omega \quad Z_{PU} = 0,125$$

$$Z_{AUTO} = Z_B * Z_{PU} = 19,84 \Omega$$

Considerando una caída ohmica típica del 0.84%

$$R_{AUTO} = (0,84 * 138^2) / (100 * 120) = 1,33 \Omega$$

$$Z_{AUTO} = 1,33 + j 19,80 = 19,84 \angle 86,2^\circ \Omega$$

Línea de transmisión 220 kV Puno – Moquegua.

$$Z_L = 0,0920 + j 0,4800 \Omega / km \quad L = 203 \text{ Km.}$$

$$Z_L = 18,676 + j 97,4400 \Omega = 99,2136 \angle 79^\circ$$

Impedancia reflejada a 138 kV

$$Z_L = (138^2 / 220^2) * 99,2136 \angle 79^\circ = 39,0377 \angle 79^\circ$$

	Primario (Ω /fase) en 220° kV	Reflejado a 138 kV (Ω /fase)
Z _{1L}	99,2136 \angle 79°	39,0377 \angle 79°

A) ALCANCES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Protección de distancia: Zona 1

$$Z_1 = 0,85 * (Z \text{ Juliaca – Puno}) = 0,85 * (23,0013 \angle 75^\circ) \Omega$$

$$Z_1 = 19,55 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 1,1848 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 2

$$Z_2 = 1,25 * (Z \text{ Juliaca – Puno})$$

$$Z_2 = 1,25 * (23,0013 \angle 75^\circ)$$

$$Z_2 = 28,75 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 1,7424 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 3

$$\begin{aligned} Z3 &= Z \text{ Juliaca} - \text{Puno} + 0.80 Z \text{ Autotransformador} \\ Z3 &= 23,0013 \angle 75^\circ + 0,80 * 19,84 \angle 86,20^\circ) = 38,69 \angle 80^\circ \\ Z3 &= 38,69 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 2,345 \Omega \text{ sec.} \end{aligned}$$

Protección de distancia: Zona 4

$$\begin{aligned} Z4 &= Z \text{ Juliaca} - \text{Puno} + 0.80 Z \text{ Autotransformador} + Z \text{ Puno} - \text{Moquegua} \\ Z4 &= 23,0013 \angle 75^\circ + 19.84 \angle 86,20^\circ + 39,0377 \angle 79^\circ = 81,67 \angle 80^\circ \\ Z4 &= 81,67 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 4,949 \Omega \text{ sec.} \end{aligned}$$

Protección de distancia: Zona 5

$$\begin{aligned} Z5 &= 0,2 * R_{lim} / \text{sen } 75^\circ \\ Z5 &= 0,2 * 132 / \text{sen } 75^\circ \\ Z5 &= 27,33 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 1,656 \Omega \text{ sec.} \end{aligned}$$

B) CÁLCULO DE LOS ALCANCES RESISTIVOS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA: R1m, R1b, R2, R3 y Rlim.

Cálculo de la resistencia de falla a tierra (R1m):

$$R1m = R_{arco} + R_{torre} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

- R1m : Alcance resistivo para falla a tierra de la zona 1.
- Rarco : Resistencia de arco.
- Rtorre : Resistencia de puesta a tierra = 25 Ω

Haciendo uso de la formula de Van Warrington:

$$R_{arco} = (28707 * L_{arco}) / I^{1.4} \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

- Larco = 3 * Distancia entre fases
- Distancia entre fases = 2,95 m.
- Larco = 3 * 2,95 = 8,85 m
- Ifalla = Corriente de falla a tierra = 561 Amp.

De (2)

$$R_{arco} = \frac{28707 * 8.85}{561^{1.4}} = 36,01 \Omega$$

De (1)

$$R1m = 36,01 + 25 = 61,01 \Omega \quad \text{prim} \quad \diamond \quad 3,69 \Omega \text{ sec.}$$

Seleccionamos: R1m = 4,00 Ω

Cálculo de la resistencia de para fallas entre fases:

Este valor puede ser estimado similar a la resistencia de falla a tierra lográndose una cobertura razonable de 66 Ohm en el lado primario.

$$R1b = 1,00*(R1m) = 1,00*61,01$$

$$R1b = 61,01 \Omega \quad \text{prim} \quad \langle \rangle \quad 3,69 \Omega \quad \text{sec.}$$

Seleccionamos: $R1b = 4,00 \Omega$

Cálculo del arranque límite resistivo (Rlim):

Considerando la capacidad de la línea de 300 A (71.7 MVA)

$$Z = (0,90 * kV)^2 / MVA = (0,90 * 138)^2 / 71,7 = 239,04 \Omega \quad \text{prim.} \quad \langle \rangle \quad 14,48 \quad \text{sec.}$$

Consideremos un arranque del 200% de R1b.

$$Rlim = 2 * 4 = 8,0 \Omega \quad < \quad 14,48 \Omega .$$

Seleccionamos Rlim = 8,00 Ω .

Calculo de la resistencia límite de zonas 2 y 3 (R2 y R3):

Ambas resistencias deben cumplir con la siguiente condición:

$$\begin{array}{ccccccc} R1b & < & R2 & < & R3 & < & Rlim \\ \text{Es decir} & 4,00 & < & R2 & < & R3 & < & 8,00 \\ \text{Seleccionamos:} & & & R2 = 5,00 \Omega & \text{y} & R3 = 6,00 \Omega & & \end{array}$$

Cálculo de la compensación de corriente de secuencia cero.

De la formula:

$$K_o = 1/3 * (Z_o/Z1-1) = 1/3 * (86,9681/23,0013-1)$$

$$K_o = 0,927$$

C) AJUSTES DE LOS TEMPORIZADORES

$$\text{Zona 1} \quad : \quad T1 \quad = 0,0 \text{ s}$$

$$\text{Zona 2} \quad : \quad T2 \quad = 0,4 \text{ s}$$

$$\text{Zona 3} \quad : \quad T3 \quad = 0,8 \text{ s}$$

$$\text{Zona 4} \quad : \quad T4 \quad = 1,2 \text{ s}$$

$$\text{Zona 5} \quad : \quad T5 \quad = 2,0 \text{ s}$$

D) FUNCIÓN DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA

El ancho de banda necesario para determinar la presencia de una oscilación de potencia ésta dada por la ecuación:

$$\Delta P = 0,00785 * F * (4R_{lim}^2 + X_{res}) / X_{res}$$

Donde:

ΔP : Ancho de banda.

F : Frecuencia de oscilación de potencia.

R_{lim} : Resistencia limite de la característica.

X_{res} : Impedancia de la red correspondiente a la suma de los alcances hacia delante y hacia atrás.

$$F = 5 \text{ Hz}$$

$$R_{lim} = 8,0 \Omega$$

$$X_{res} = (4,95 + 1,65) \Omega = 6,60 \Omega$$

De la ecuación: $\Delta P = 1,561 \Omega$, seleccionamos $\Delta P = 2,00 \Omega$

Ver Esquema E02-Juliaca-Puno

EN LA SUBESTACIÓN PUNO

Cálculo justificativo del relé de distancia que va a proteger a la L.T. Puno – Juliaca 138 kV.

Marca : ALSTOM
Modelo : EPAC 3122
Barra : Sub Estación Puno, 138 kV
Línea : Puno - Juliaca.
Longitud : 37,01 Km.

El criterio adoptado para el relé de distancia fue el siguiente:

Primer Escalón	: Z1= 0,85* (Z Puno - Julia)	T1=0,0 seg
Segundo Escalón	: Z2= 0,85*(Z Puno-Julia + Z1 Julia-Azang)	T2=0,4 seg
Tercer Escalón	: Z3= 0,85*(Z Puno - Julia + Z2 Julia-Azang)	T3=0,8 seg
Cuarto Escalón	: Z4= 0,85*(Z Puno-Julia + Z3 Julia-Azang)	T4=1,2 seg
Quinto Escalón	: Z5= 0,20*Rlim	T5=2,0 seg

Cálculo preliminar para convertir los valores primarios de la línea a valores secundarios.

Relación de los transformadores de tensión:

$$Kp = \frac{Unp}{Uns} = \frac{132000V}{100V} = 1320$$

Unp : Tensión nominal primaria del trafo.

Uns : Tensión nominal secundaria del trafo.

Relación de los transformadores de corriente:

$$Ki = \frac{Iap}{Ias} = \frac{600}{5} = 120$$

Iap : Intensidad nominal primaria del trafo.

Ias : Intensidad nominal secundaria del trafo.

Coefficiente reductor de impedancia:

$$Kz = \frac{Kp}{Ki} = \frac{1320}{120} = 11,0$$

Línea de transmisión 138 kV Puno - Juliaca

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1L	23,0013 $\angle 75^\circ$	2,0910 $\angle 75^\circ$
Z0L	86,9681 $\angle 77^\circ$	7,9062 $\angle 77^\circ$

Línea de transmisión 138 kV Juliaca - Azangaro

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1L	41,0661 $\angle 75^\circ$	2,4888 $\angle 75^\circ$
Z0L	155,2745 $\angle 77^\circ$	9,4106 $\angle 77^\circ$

Ajustes actuales del relé de distancia que protege a la L.T. Juliaca – Azangaro 138 kV (relé EPAC 3122).

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1	34,100 $\angle 74,98^\circ$	2,157 $\angle 74,98^\circ$
Z2	101,000 $\angle 74,98^\circ$	2,114 $\angle 74,98^\circ$
Z3	135,500 $\angle 74,98^\circ$	8,849 $\angle 74,98^\circ$
Z4	150,200 $\angle 76,60^\circ$	9,164 $\angle 76,60^\circ$
Z5	164,26 $\angle 76,60^\circ$	9,793 $\angle 76,60^\circ$

A) ALCANCES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Protección de distancia: Zona 1

$$Z1 = 0,85*(Z \text{ Puno} - \text{Juliaca}) = 0,85*(23,013 \angle 75^\circ) \Omega$$

$$Z1 = 19,5 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \langle \rangle \quad 1,772 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 2

$$Z2 = 0,85*(Z \text{ Puno} - \text{Juliaca} + Z1 \text{ Juliaca} - \text{Azangaro})$$

$$Z2 = 0,85*(23,0013 \angle 75^\circ + 34,9100 \angle 75^\circ)$$

$$Z2 = 49,22 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \langle \rangle \quad 4,4745 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 3

$$Z3 = 0,85*(Z \text{ Puno} - \text{Juliaca} + Z2 \text{ Juliaca} - \text{Azangaro})$$

$$Z3 = 0,85*(23,0013 \angle 75^\circ + 101,7000 \angle 75^\circ)$$

$$Z3 = 105,99 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \langle \rangle \quad 9,6354 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 4

$$Z4 = 0,85*(Z \text{ Puno} - \text{Juliaca} + Z3 \text{ Juliaca} - \text{Azangaro})$$

$$Z4 = 0,85*(23,0013 \angle 75^\circ + 135,0500 \angle 75^\circ)$$

$$Z4 = 134,34 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \langle \rangle \quad 12,2127 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 5

$$Z5 = 0,2*R_{lim}/\text{sen } 75^\circ$$

$$Z5 = 0,2 * 88 / \sin 75^\circ$$
$$Z5 = 18,22 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 1,6563 \Omega \text{ sec.}$$

B) CÁLCULO DE LOS ALCANCES RESISTIVOS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA: R1m, R1b, R2, R3 y Rlim.

Calculo de la resistencia de falla a tierra (R1m):

$$R1m = R_{\text{arco}} + R_{\text{torre}} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

R1m : Alcance resistivo para falla a tierra de la zona 1.

Rarco : Resistencia de arco.

Rtorre : Resistencia de puesta a tierra = 25 Ω

Haciendo uso de la formula de Van Warrington:

$$R_{\text{arco}} = (28707 * L_{\text{arco}}) / I^{1.4} \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

$$L_{\text{arco}} = 3 * \text{Distancia entre fases}$$

$$\text{Distancia entre fases} = 2,95 \text{ m.}$$

$$L_{\text{arco}} = 3 * 2,95 = 8,85 \text{ m}$$

$$I_{\text{falla}} = \text{Corriente de falla a tierra} = 1159 \text{ Amp.}$$

$$R_{\text{arco}} = \frac{28707 * 8.85}{1159^{1.4}} = 13,04 \Omega$$

$$R1m = 13,04 + 25 = 38,04 \Omega \quad \text{prim} \quad \diamond \quad 3,4582 \Omega \text{ sec.}$$

Seleccionamos: R1m = 4,00 Ω

Cálculo de la resistencia de para fallas entre fases:

Este valor puede ser estimado similar a la resistencia de falla a tierra lográndose una cobertura razonable de 66 Ohm en el lado primario.

$$R1b = 1,00 * (R1m) = 1,00 * 38,04$$

$$R1b = 38,04 \Omega \quad \text{prim} \quad \diamond \quad 3,4582 \Omega \quad \text{sec.}$$

Seleccionamos: R1b = 4,00 Ω

Cálculo del arranque limite resistivo (Rlim):

Considerando la capacidad de la línea de 300 A (71,7 MVA)

$$Z = (0,90 * kV)^2 / MVA = (0,90 * 138)^2 / 71,7 = 239,04 \Omega \text{ prim.} \quad \diamond \quad 21,731 \Omega \text{ sec.}$$

Consideremos un arranque del 200% de R1b.
 $R_{lim} = 2 \cdot 4 = 8,0 \Omega < 21,7309 \Omega$.
Seleccionamos $R_{lim} = 8,00 \Omega$.

Cálculo de la resistencia limite de zonas 2 y 3 (R2 y R3):

Ambas resistencias deben cumplir con la siguiente condición:

	$R1b$	$<$	$R2$	$<$	$R3$	$<$	R_{lim}
Es decir	4,00	$<$	$R2$	$<$	$R3$	$<$	8.00
Seleccionamos:			$R2 = 5,00 \Omega$	y			$R3 = 6,00 \Omega$

Cálculo de la compensación de corriente de secuencia cero.

De la formula:

$$K_o = 1/3 * (Z_o/Z1-1) = 1/3 * (86,9681/23,0013-1)$$
$$K_o = 0,927$$

C) AJUSTES DE LOS TEMPORIZADORES

Zona 1	:	T1	= 0,0 s
Zona 2	:	T2	= 0,4 s
Zona 3	:	T3	= 0,8 s
Zona 4	:	T4	= 1,2 s
Zona 5	:	T5	= 2,0 s

D) FUNCIÓN DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA

El ancho de banda necesario para determinar la presencia de una oscilación de potencia esta dada por la ecuación:

$$\Delta P = 0,00785 * F * (4R_{lim}^2 + X_{res}) / X_{res}$$

Donde:

ΔP : Ancho de banda.

F : Frecuencia de oscilación de potencia.

R_{lim} : Resistencia limite de la característica.

X_{res} : Impedancia de la red correspondiente a la suma de los alcances hacia delante y hacia atrás.

$$F = 5 \text{ Hz}$$

$$R_{lim} = 8,0 \Omega$$

$$X_{res} = (12,21 + 1,65) \Omega = 13,86 \Omega$$

De la ecuación: $\Delta P = 0,7642 \Omega$, seleccionamos $\Delta P = 1,00 \Omega$

Ver Esquema E03-Puno-Juliaca

Cálculo justificativo del relé de distancia que va a proteger a la L.T. Puno – Ilave 60 kV.

Marca : ALSTOM
 Modelo : MICOM P441
 Barra : Sub Estación Puno, 60 kV
 Línea : Puno - Ilave.
 Longitud : 104 Km.

El criterio adoptado para el relé de distancia fue el siguiente:

Primer Escalón	: Z1= 1.15* (Z Puno - Ilave)	T1=0,0 seg
Segundo Escalón	: Z2= 1.50*(Z Puno-Ilave)	T2=0,4 seg
Tercer Escalón	: Z3= Z Puno - Ilave + 0.80*ZTrafo	T3=0,8 seg
Cuarto Escalón	: Z4= 2,50*(Z Puno-Ilave)	T4=1,2 seg
Quinto Escalón	: Z5= 0,20*Rlim	T5=2,0 seg

Cálculo preliminar para convertir los valores primarios de la línea a valores secundarios.

Relación de los transformadores de tensión:

$$Kp = \frac{Unp}{Uns} = \frac{60000V}{100V} = 600$$

Unp : Tensión nominal primaria del trafo.

Uns : Tensión nominal secundaria del trafo.

Relación de los transformadores de corriente:

$$Ki = \frac{Iap}{Ias} = \frac{100}{5} = 20$$

Iap : Intensidad nominal primaria del trafo.

Ias : Intensidad nominal secundaria del trafo.

Coefficiente reductor de impedancia:

$$Kz = \frac{Kp}{Ki} = \frac{600}{20} = 30$$

Línea de transmisión 60 kV Puno - Ilave

	Primario (Ω /fase)	Secundario (Ω /fase)
Z1L	51,9376 ∠70°	1,7312 ∠70°
Z0L	168,5320 ∠76°	5,6177 ∠76°

Transformador de potencia:

Datos: 60/22.9/10 kV

7-9/7-9/2-2.5 MVA – ONAN/ONAF

YNyn0d5

$$V_{cc} = \begin{array}{l} \text{AT/MT (7 MVA)} = 8,70\% \\ \text{AT/BT (2 MVA)} = 4,30\% \\ \text{MT/BT (2 MVA)} = 1,40\% \end{array}$$

$$P_B = 7 \text{ MVA} \qquad V_B = 60 \text{ kV}$$

$$Z_B = 60^2 / 7 = 514,30 \Omega \qquad Z_{PU} = 0,087$$

$$Z_{TRAFO} = Z_B * Z_{PU} = 44,7441 \Omega$$

Considerando una caída ohmica típica del 0,84%

$$R_{TRAFO} = (0,84 * 60^2) / (100 * 7) = 4,32 \Omega$$

$$Z_{TRAFO} = 4,32 + j 44,54 = 44,74 \angle 84,5^\circ \Omega$$

A) ALCANCES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Protección de distancia: Zona 1

$$Z_1 = 1,15 * (Z \text{ Puno} - \text{Ilave}) = 1,15 * (51,9376 \angle 70^\circ) \Omega$$

$$Z_1 = 59,73 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 1,9910 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 2

$$Z_2 = 1,50 * (Z \text{ Puno} - \text{Ilave})$$

$$Z_2 = 1,50 * (51,9376 \angle 70^\circ)$$

$$Z_2 = 77,91 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 2,5970 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 3

$$Z_3 = Z \text{ Puno} - \text{Ilave} + 0,80 * Z \text{ Trafo}$$

$$Z_3 = 51,9376 \angle 70^\circ + 0,80 * 44,7400 \angle 84,5^\circ$$

$$Z_3 = 87,05 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 2,9017 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 4

$$Z_4 = 2,50 * (Z \text{ Puno} - \text{Ilave})$$

$$Z_4 = 2,50 * (51,9376 \angle 70^\circ)$$

$$Z_4 = 129,84 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 4,3280 \Omega \text{ sec.}$$

Protección de distancia: Zona 5

$$Z5 = 0,2 * R_{lim} / \text{sen } 70^\circ$$

$$Z5 = 0,2 * 240 / \text{sen } 70^\circ$$

$$Z5 = 51,08 \Omega \quad \text{Prim.} \quad \diamond \quad 1,7027 \Omega \text{ sec.}$$

B) CÁLCULO DE LOS ALCANCES RESISTIVOS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA: R1G, R1Ph, R2G, R2Ph, RpG, RpPh, R3G-R4G y R3Ph-R4Ph.

Calculo de la resistencia de falla a tierra (R1G):

$$R1G = R_{arco} + R_{torre} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

R1G : Alcance resistivo para falla a tierra de la zona 1.

Rarco : Resistencia de arco.

Rtorre : Resistencia de puesta a tierra = 40 Ω

Haciendo uso de la formula de Van Warrington:

$$R_{arco} = (28707 * L_{arco}) / I^{1.4} \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

$$L_{arco} = 3 * \text{Distancia entre fases}$$

$$\text{Distancia entre fases} = 2,5 \text{ m.}$$

$$L_{arco} = 3 * 2,5 = 7,5 \text{ m}$$

$$I_{falla} = \text{Corriente de falla a tierra} = 450 \text{ Amp.}$$

$$R_{arco} = \frac{28707 * 7.5}{450^{1.4}} = 41,55 \Omega$$

$$R1G = 41,55 + 40 = 81,55 \Omega \quad \text{prim} \quad \diamond \quad 2,72 \Omega \text{ sec.}$$

Seleccionamos: R1G = 3,50 Ω

Cálculo de la resistencia de para fallas entre fases:

Este valor puede ser estimado similar a la resistencia de falla a tierra lográndose una cobertura razonable de 90 Ohm en el lado primario.

$$R1Ph = 1,00 * (R1G) = 1,00 * 81,55$$

$$R1Ph = 81,55 \Omega \quad \text{prim} \quad \diamond \quad 2,72 \Omega \text{ sec.}$$

Seleccionamos: R1Ph = 3,50 Ω

Cálculo del arranque límite resistivo ($R_{lim} \langle \rangle R_{3G} - R_{4G} \langle \rangle R_{3Ph} - R_{4Ph}$):

Considerando la capacidad de la línea de 100 A (10,40 MVA)

$$Z = (0,90 \text{ kV})^2 / \text{MVA} = (0,90 \cdot 60)^2 / 10,4 = 280,38 \Omega \text{ prim.} \quad \langle \rangle \quad 9,35 \Omega \text{ sec.}$$

Consideremos un arranque del 200% de R_{1Ph}

$$R_{lim} = 2 \cdot 3,5 = 7,0 \Omega < 9,35 \Omega.$$

$$\text{Seleccionamos } R_{lim} \langle \rangle R_{3G} - R_{4G} \langle \rangle R_{3Ph} - R_{4Ph} = 8,00 \Omega.$$

Cálculo de la resistencia límite de zonas $R_{2G} = R_{2Ph}$ y $R_{pG} = R_{pPh}$ (R_2 y R_3):

Ambas resistencias deben cumplir con la siguiente condición:

$$R_{1Ph} < R_2 < R_3 < R_{lim}$$

$$\text{Es decir } 3,50 < R_2 < R_3 < 8,00$$

$$\text{Seleccionamos: } R_{2G} = R_{2Ph} = 5,00 \Omega \quad \text{y} \quad R_{pG} = R_{pPh} = 6,00 \Omega$$

Cálculo de la compensación de corriente de secuencia cero.

De la formula:

$$K_o = 1/3 * (Z_o/Z_1 - 1) = 1/3 * (168,5320/51,9376 - 1)$$

$$K_o = 0,748$$

C) AJUSTES DE LOS TEMPORIZADORES

$$\text{Zona 1: } T_1 = 0,0 \text{ s}$$

$$\text{Zona 2: } T_2 = 0,4 \text{ s}$$

$$\text{Zona 3: } T_3 = 0,8 \text{ s}$$

$$\text{Zona 4: } T_4 = 1,2 \text{ s}$$

$$\text{Zona 5: } T_5 = 2,0 \text{ s}$$

6.5.1 PROTECCIONES DE FALLAS ENTRE FASES

La línea de transmisión Juliaca – Puno en 138 kV, tiene como protección principal la protección de distancia (21) del relé multifunción EPAC 3122 el cual cuenta con esquema de comunicaciones que permite implementar la teleprotección en ambos extremos.

Esta característica nos permite ajustar el alcance de la primera zona de esta protección al 85 % de la longitud de la línea y la segunda zona al 125% de la línea, asegurándonos de cubrirla completamente.

La protección de sobrecorriente para fallas entre fases constituye una protección de respaldo de la protección de distancia para este tipo de fallas.

Su operación está basada en la detección de aquellas corrientes de fallas cuya dirección está orientada hacia la línea.

En vista que esta protección puede detectar fallas más allá del extremo opuesto de la línea, es necesario coordinarla con la protección existente en ese lado de la red.

Ahora veamos los ajustes para falla entre fases.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PARA EL AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES

EN LA SUB ESTACIÓN JULIACA.

Relé: MICOM P122

Ubicación : S.E. Juliaca (hacia Puno)
Trafo. Corriente : 400/5
S nominal : 72 MVA
V nominal : 132 kV
I nominal : 315 Amp.

Considerando una corriente de operación del 120 % de la corriente nominal tendremos:

I primario = $120\% \cdot I_n$
I primario = $1,2 \cdot 315$
I primario = 378 Amp.

Que referida al lado secundario del transformador de corriente será:

I secundario = $378 \cdot 5/400 = 4,725$ Amp.

La máxima corriente de falla que detectara el relé corresponde a una falla fase – fase delante de él en la barra Puno 138 kV. En estas condiciones tendremos:

$$\begin{aligned} \text{Corriente de falla máxima} \quad I_{fp} &= 940 \text{ Amp. (primario)} \\ I_{fs} &= 7,8 \text{ Amp. (secundario)} \end{aligned}$$

Para estas condiciones seleccionamos el dial de operación TMS = 0,15
Como característica de operación: Standard Inverse Curve

Cálculos:

$$top = k * \frac{0,14}{\left(\left(\frac{I_{fs}}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right)}$$

Donde: top (I>) = tiempo de operación del primer escalón.

$$top = 0,15 * \frac{0,14}{\left(\left(\frac{7,8}{3,15}\right)^{0,02} - 1\right)} = 1,14 \text{ seg}$$

Escalón de sobrecorriente de Ajuste Superior I>>

Corriente de arranque de escalón superior

$$I_{>>} = 1800 * \frac{5}{600} = 15 \text{ Amp (secundario)}. \quad \frac{I_{>>}}{I_n} = \frac{1800}{600}; \quad \frac{I_{>>}}{I_n} = 3$$

Tiempo de operación del escalón superior: t>> = instantáneo.

6.5.2 PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA

La función de distancia del relé multifunción EPAC 3122, también permite proteger tanto fallas francas a tierra, como de baja impedancia y su alcance, como en el caso de fallas entre fases comprende el 85% de la línea en primera zona y el 125% de la línea en segunda zona.

Este ajuste con la ayuda de la teleprotección permite eliminar las fallas a lo largo de toda la línea en el menor tiempo posible y evitar que una falla fugaz evolucione hasta hacerse permanente, imposibilitando recierres exitosos.

En este caso se ha considerado el recierre monofásico para fallas a tierra, para lo cual debe verificarse que el interruptor tenga mando independiente para cada polo.

Su operación está basada en la detección de aquéllas corrientes de falla cuya dirección está orientada hacia la línea.

En vista que esta protección puede detectar fallas más allá del extremo opuesto de la línea, es necesario coordinarla con la protección existente en ese lado de la red.

Ahora veamos los ajustes para fallas tierra.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PARA EL AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE A TIERRA

EN LA SUB ESTACIÓN JULIACA.

Relé: MICOM P122

Ubicación : S.E. Juliaca (hacia Puno)
Trafo. Corriente : 400/5
S nominal : 72 MVA
V nominal : 132 kV.
I nominal : 315 Amp.

Considerando una corriente de operación del 20 % de la corriente nominal tendremos:

$I_{o \text{ primario}} = 20\% * I_n$
 $I_{o \text{ primario}} = 0,2 * 315$
 $I_{o \text{ primario}} = 63 \text{ Amp.}$

Que referida al lado secundario del transformador de corriente será:

$I_{o \text{ secundario}} = 63 * 5 / 400 = 0,7875 \text{ Amp.}$

La máxima corriente de falla que detectara el relé corresponde a una falla a tierra delante de él en la barra Juliaca 138 kV. En estas condiciones tendremos:

Corriente de falla máxima $I_{ofp} = 561 \text{ Amp. (primario)}$
 $I_{ofs} = 4,675 \text{ Amp. (secundario)}$

Para estas condiciones seleccionamos el dial de operación $TMS = 0,275$
Como característica de operación: Standard Inverse Curve

Cálculos:

$$top = k * \frac{0,14}{\left(\frac{Iofs}{Ios}\right)^{0,02} - 1}$$

Donde: top (Io>) = tiempo de operación del primer escalón.

$$top = 0,1 * \frac{0,14}{\left(\frac{4,675}{0,7875}\right)^{0,02} - 1} = 1,06seg$$

Escalón de sobrecorriente de Ajuste Superior Io>>

Corriente de arranque de escalón superior

$$Io>> = 1500 * \frac{5}{400} = 18,75 \text{ Amp (secundario).}$$

$$\frac{Io >>}{In} = \frac{1500}{400}$$

$$\frac{Io >>}{In} = 3,75$$

Tiempo de operación del escalón superior: to>> = instantáneo.

EN LA SUB ESTACIÓN PUNO.

Relé: MICOM P122

Ubicación : S.E. Puno (hacia Juliaca)

Trafo. Corriente : 600/5

S nominal : 72 MVA

V nominal : 132 kV

I nominal : 315 Amp.

Considerando una corriente de operación del 20 % de la corriente nominal tendremos:

$$Io \text{ primario} = 20\% * In$$

$$Io \text{ primario} = 0,2 * 315$$

$$Io \text{ primario} = 63 \text{ Amp.}$$

Que referida al lado secundario del transformador de corriente será:

$$Io \text{ secundario} = 63 * 5 / 600 = 0,525 \text{ Amp.}$$

La máxima corriente de falla que detectara el relé corresponde a una falla a tierra delante de él en la barra Puno 138 kV. En estas condiciones tendremos:

Corriente de falla máxima

$$Iofp = 760 \text{ Amp. (primario)}$$

$$Iofs = 6,33 \text{ Amp. (secundario)}$$

Para estas condiciones seleccionamos el dial de operación TMS = 0,45
Como característica de operación: Standard Inverse Curve

Cálculos:

$$top = k * \frac{0,14}{\left(\left(\frac{IofS}{Ios}\right)^{0,02} - 1\right)}$$

Donde: top (Io>) = tiempo de operación del primer escalón.

$$top = 0,45 * \frac{0,14}{\left(\left(\frac{6,33}{0,525}\right)^{0,02} - 1\right)} = 1,23seg$$

Escalón de sobrecorriente de Ajuste Superior Io>>
Corriente de arranque de escalón superior

$$Io>> = 1200 * \frac{5}{600} = 10 \text{ Amp (secundario).} \quad \frac{Io >>}{In} = \frac{1200}{600}$$

$$\frac{Io >>}{In} = 2$$

Tiempo de operación del escalón superior: to>> = instantáneo.

AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN

El relé de distancia EPAC, tiene la función de sobretensión el cual se habilitara para la protección de la línea cuando haya tensiones elevadas, con orden de disparo directo al interruptor.

En la Sub Estación Juliaca

Relé	:	EPAC 3122.
Función	:	59 (sobretensión).
Máxima Tensión	:	1,2 Vn Vn: Tensión Nominal (138 kV).
Tiempo de Operación:	:	3,5 seg.
Orden de disparo	:	Directo a la bobina de disparo del interruptor.

En la Sub Estación Puno

Relé : EPAC 3122.
Función : 59 (sobretensión).
Máxima Tensión : 1,2 Vn Vn: Tensión Nominal (138 kV).
Tiempo de Operación : 3,5 seg.
Orden de disparo : Directo a la bobina de disparo del interruptor.

CAPITULO 7

PROGRAMACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN

En este capítulo veremos las formas de comunicarnos con el relé, luego de ingresar al menú principal se realizará las configuraciones de la funciones de protección que deseamos contar para la protección de la línea Juliaca –Puno.

El programa es el WinEPAC que funciona bajo MSWindows 3.11 ó 98 desde un PC conectado al puerto RS-232 del panel frontal del EPAC 3122.

El EPAC adquiere las magnitudes analógicas que provienen de los transformadores de medida mediante la tarjeta de transformadores de entrada QTF, que realiza las siguientes funciones:

- 1.- Adaptación de magnitudes eléctricas y aislamiento frente a perturbaciones.
- 2.- Filtrar las señales para eliminar las altas frecuencias que no pueden ser muestreados correctamente. Esto se realiza por filtro antireflexión.

7.1 ANÁLISIS DEL MENÚ DE AJUSTES

Permite parametrizar las funciones de protección y de los automatismos integrados en el EPAC, así como modificar las opciones del producto que dependen de la palabra de licencia.

Para la configuración éste provee la habilidad de manipular los grupos de ajuste múltiple. La copia de ajustes entre grupos es posible, así como selección de grupos de ajuste activo. Ambas acciones inicialmente transfieren ajustes a almacén temporal, o relleno y no es usado hasta que la acción sea confirmada.

Los grupos de ajustes personalizan el modo de protección, de acuerdo a las necesidades del usuario, la activación o desactivación de ellos puede ser manual o automática; al tener varios grupos de ajustes el usuario tiene la opción de configurar al relé para actuar en diferentes condiciones de carga.

El menú de ajuste mostrado tiene las siguientes características:

- Restauración de la configuración por defecto
- Manipulación del grupo de ajuste.
- Protección de habilitación/deshabilitación.

La ventaja de hacer los ajustes del relé usando la computadora es la rapidez y confiabilidad, ya que es posible visualizar en pantalla el grupo completo.

7.2 SELECCIÓN DE LOS AJUSTES.

La selección de los ajustes requiere la comunicación del relé con el usuario vía el panel frontal o mediante una computadora portátil a través del puerto serial RS232.

El uso de la computadora portátil facilita la selección de los ajustes del relé, por mostrar en pantalla las diferentes opciones haciéndolo más veloz y más confiable, además nos da la opción de editar los ajustes previos del relé modificarlos y regresarlos al relé, así como almacenarlos en archivos para ser analizados posteriormente.

Las funciones implementadas en la versión base del EPAC son las siguientes:

- Línea;
- Teleprotección;
- Supervisión;
- Fuente débil;
- Diversos;
- Fallo Fusible;
- Entradas/Salidas.

Estas funciones son accesibles desde los botones de la pantalla de ajuste de las funciones básicas.

Para el ajuste de la línea;

Estos ajustes definen las características de la línea que protege el EPAC, es decir:

- Valor nominal de las magnitudes analógicas referidas al secundario de los transformadores de protección.
- Coeficiente de reducción de los transformadores de tensión e intensidad.
- Longitud de la línea a proteger, en kilómetros o en millas.
- Impedancias directas y homopolares de la línea.

Para el ajuste de la teleprotección;

Estos ajustes permiten definir el tipo de teleprotección a utilizar entre el EPAC y la protección de distancia del otro extremo de la línea Juliaca – Puno.

- Tipo de disparo.
- Tipo de esquema de teleprotección.

- Tipo de emisión.
- Temporización de coordinación para esquema a bloqueo.
- Control teleprotección.

Para el ajuste de supervisión;

Estos ajustes definen las características de los escalones de convergencia, así como las temporizaciones de estado asociados.

- Impedancia de las 5 zonas clásicas así como la zona 1 extendida.
- Resistencia límite de las características en forma de paralelogramo.
- Direccional de zona 3.
- Temporizaciones asociadas a las 5 zonas clásicas.
- Temporizaciones, umbrales y direccionales asociados al arranque amperimétrico.

Para el ajuste de fuente débil;

El modo de fuente débil, llamado también Weak Infeed, permite un funcionamiento en teleprotección cuando uno de los extremos este situado en la proximidad de una fuente demasiado débil.

- Umbral y temporización de detección de una fuente débil.
- Acciones a tomar cuando se detecta una fuente demasiado débil.

Para ajustes diversos;

En esta ventana se reagrupan ajustes que afectan varias funciones del EPAC.

- Bloqueo temporizado o no del reenganchador para la protección de distancia o para la teleprotección amperimétrica.
- Umbral de cierre sobre la falla.
- Umbral de mantenimiento del disparo sobre presencia de intensidad.
- Temporización de guarda de inversión del direccional.

Para ajuste de fallo fusible;

Los ajustes de fallo fusible reagrupan.

- Valor de umbrales de intensidad homopolar e inversa y temporización asociada.
- Activación de los umbrales $I_{fus>}$, $I_{fus>>}$ e $I_{fr>}$.
- Valor de cada umbral.
- Temporización asociada de cada uno de los umbrales.
- Bloqueo del reenganchador si se sobrepasa uno de los umbrales predefinidos.

Para ajustes de oscilografía.

Si la opción de oscilografía tipo TPE esta integrada en el EPAC, se puede definir;

- Habilitación de la función de oscilografía.
- Valor de pre/postiempo que definen la duración de un registro.
- Habilitación del arranque de la oscilografía por umbrales analógicos.

Ajustes opcionales

Para ajuste de oscilación de potencia.

Estos ajustes permiten definir:

- Umbral y temporización de la detección de una oscilación.
- Funciones a bloquear cuando se detecta una oscilación.
- Umbrales de desbloqueo en presencia de oscilación.

Para ajustes de fallas resistivas a tierra.

Los ajustes para fallas resistivas a tierra permiten configurar;

- La protección de comparación direccional.
- La protección de apoyo, de intensidad homopolar o de potencia homopolar a tiempo dependiente.

Para ajuste del recierre.

Si la función recierre está integrada en el EPAC, se puede definir:

- Habilitación de la función de reenganche.
- Temporizaciones de ciclo de recierre y de bloqueo.
- Duración de la orden de cierre.
- Ciclos a realizar (mono/tri, mono/tri/tri, tri/tri/tri...).

Para ajuste del control de tensión.

Si la función de control de tensión está integrada en el EPAC, se puede ajustar el tipo de sincronización a verificar entre las tensiones de línea y barra durante un reenganche trifásico.

Para ajuste de las protecciones MAXI, MAXU y MINU.

Los ajustes de las protecciones MaxI, MaxU y MinU permiten definir:

- Protecciones de apoyo a utilizar.
- Valor de los umbrales para cada protección seleccionado.

Asignación de entradas/salidas lógicas.

Las entradas/salidas lógicas dedicadas a cada función del EPAC, puede ser asignadas a los contactos de salida físicos de la tarjeta IO-1 y eventualmente, de una segunda tarjeta IO-1 ó IO-2. Esta asignación permite controlar el interfaz de señalización entre el EPAC y el exterior.

Cada contacto de las tarjetas de entrada/salida está numerado. Las salidas lógicas van de 01 a 16 y las entradas de 01 a 08.

Las señales de disparo y de cierre de mando del interruptor están preasignados a contactos específicos de las tarjetas IO-1 e IO-2.

7.3 EXTRACCIÓN E INTRODUCCIÓN DE DATOS.

Para establecer la comunicación entre el relé EPAC y la computadora es necesario configurar la comunicación entre ambos, la configuración en la computadora es mediante el software proporcionado por el fabricante, y en el relé es mediante el “seteo” manual.

La configuración tanto en el relé EPAC como en la computadora debe coincidir en los siguientes parámetros.

- Baud rate, define la velocidad de la transmisión de datos en bits/s (puede ser 9600 ó 19200).
- Address, define la dirección del relé es necesario que el relé y la computadora tengan la misma dirección (puede ser 1,2,.....256, etc.).

Para la extracción e introducción de datos es necesario realizar lo siguiente:

Modificación de la contraseña.

La contraseña del EPAC permite proteger el acceso.

- Para cambiar de grupo de ajustes a otro.
- Para cambiar el estado del reenganchador.
- Inicializar los contadores de reenganche.
- Para cambiar la contraseña.
- Para cambiar desde remoto un grupo de ajuste.
- Para reconocer alarmas tras una parada por falla detectado por el autocontrol.

El EPAC vino de fábrica con la contraseña USER. Esta contraseña puede ser modificada por el usuario.

Selección de una configuración.

Antes de modificar los ajustes es necesario seleccionar una configuración existente o estándar. Así se facilita la configuración del EPAC ya que, en un buen número de casos, es suficiente con modificar el valor de solo algunos ajustes de la configuración seleccionada.

Cargar una configuración en el EPAC.

Esta función permite transferir una configuración modificada a la memoria del EPAC.

Cambio de configuración.

Esta función permite cambiar la configuración activa del EPAC modificando el número del grupo de ajuste activo.

Se puede forzar el cambio de configuración desde las entradas lógicas Gru0 y Gru1.

Estas entradas permiten codificar en binario el número de la configuración activar.

Guardar e imprimir una configuración.

Estas funciones permiten;

- Gestionar los ficheros de configuración en disco o disquete.
- Imprimir los ajustes de una configuración.

Estas funciones solo son accesibles desde el programa WinEPAC.

Preparación de una configuración.

Antes de su puesta en servicio, es necesario configurar el software en función de las características elegidas.

Modificación de los ajustes de comunicación.

Se proponen, como opción tres modos de comunicación;

- TPE: Intercambio de datos de oscilación vía MODEM.
- VDEW: realización de operaciones de control mediante enlace por fibra óptica.
- COURIER: realización de operaciones de control mediante enlace K-BUS.

Modificación de los ajustes básicos de la configuración.

Cuatro tipos de ajuste de la configuración son modificables;

- El idioma de comunicación del EPAC.
- La unidad asociada a la distancia de la falla.
- La unidad de introducción de la longitud de la línea.
- El tipo de impresora local instalada.

7.4 GESTIÓN Y MANEJO DE RELÉS MULTIFUNCIÓN.

El relé EPAC puede guardar en memoria cuatro grupos de ajustes de configuración, numerados de uno a cuatro. Cada grupo de ajuste corresponde a una configuración particular del EPAC. Solo un grupo está activo en cada momento.

La activación de un nuevo grupo de ajustes se puede realizar mediante:

- Una orden enviada desde uno de los interfaces de usuario o desde uno de los interfaces de comunicación.
- Orden recibida desde las entradas lógicas, el estado de está corresponde a una codificación binaria del número de grupo de ajustes a activar.

El estado de las entradas de conmutación no se tiene en cuenta si se produce otro cambio de ajustes desde cualquier otro interfaz de usuario WinEPAC, panel frontal, comunicaciones. Si se recibe una orden desde uno de estos interfaces, este último tiene prioridad y es tenido en cuenta en lugar del estado de las entradas de conmutación.

La ventaja del uso del relé EPAC es la integración de la función principal y las funciones de respaldo en un solo equipo, facilitando el montaje y su puesta en servicio.

El relé EPAC emplea un alto grado de autodiagnóstico y en el indeseable evento de una falla dará una alarma, además cuenta con un puerto RS 232 para comunicación vía PC.

El relé EPAC guarda en memoria una configuración particular de los ajustes de las diferentes funciones que se realiza. Para disponer de una mayor versatilidad de utilización.

CAPITULO 8

COSTOS

En este capítulo veremos los costos de la línea de transmisión Juliaca - Puno, el costo de las interrupciones por mantenimiento y perturbación de origen interno o externo que ocasionan pérdida de suministros compensables. También el costo de los equipos de protección principal y de respaldo que representa la conservación, confiabilidad del servicio de la línea y de los equipos de patio de llaves.

8.1 COSTOS ESTIMADOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

A continuación mostraremos el cuadro de costos de materiales que fueron necesario para la construcción de la línea de transmisión Juliaca – Puno,

Materiales para la línea de transmisión:

Materiales de la línea de transmisión	Unidad	Cantidad	Costos (US\$)
Torres metálicas	Un.	115	471,500
Conductor 300 mm ² AAAC	Km.	135	310,500
Accesorios de AAAC 300 mm ²	Un.	Varios	13,000
Aisladores Clase 52-3 ANSI	Un.	4830	35,300
Herrajes cadena aisladores	Jgo	Varios	16,000
Cable de Guarda AoGo 50 mm ²	Km.	44	24,200
Accesorios Cable de guarda	Un.	Varios	3,300
Puesta a tierra	Un.	Varios	14,000
Parcial Línea de Transmisión			887,800

Materiales para las Sub estaciones:

Equipos para Sub estaciones	Unidad	Cantidad	Costo (US\$)
<u>Interrupción de potencia</u> 170 kV, 1200 A, 31.5 kA 750 kVp(BIL)	Un.	2	98,550
<u>Seccionadores de potencia</u> De línea con puesta a tierra 170 kV, 800 A, 750 kVp(BIL)	Un.	2	29,200
De barra 170 kV, 1200 A, 750 kVp(BIL)	Un.	2	16,800
<u>Transformador de tensión</u> 132: $\sqrt{3}$ /0.1: $\sqrt{3}$ -0.1, 50 VA, 750 KV(BIL)	Un.	6	29,400
<u>Transformador de Corriente</u> 170 kV, 800/5/5/5 A, 30 VA, 5P20-0.2	Un.	6	28,800
<u>Pararrayos</u> 120 kV, 10 kA, 750 kV (BIL)	Un	6	14,700
Parcial Sub estación			217,450

Costo total de la línea transmisión Juliaca – Puno en 138 kV	US\$ 1'105,250.00 SIN IGV
---	----------------------------------

8.2 COSTOS POR INTERRUPCIÓN DE LA LÍNEA

Existen dos tipos de interrupciones en la línea cuando está en servicio, una es por mantenimiento y la otra es por falla en la línea de transmisión.

8.2.1 POR MANTENIMIENTO

El pago de penalización por mantenimiento en la línea esta referida a la diferencia de tiempo excedido en un mantenimiento programado siempre y cuando se supere las ocho horas por año ó más de cuatro interrupciones por año, esto no contempla los mantenimientos por Emergencia, tampoco los que son de caso fortuito como por ejemplo las interrupciones ocasionados por la naturaleza o terceros.

El COES (Comité de Operación económica del sistema), es la entidad que recibe y autoriza el programa de mantenimiento anual de todas las empresas del sector eléctrico.

Las interrupciones programadas se refieren a las actividades programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de 48 horas, señalando horas exactas de inicio y finalización de los trabajos

Existe un limite de tolerancia para el total de interrupción que se muestra líneas abajo.

8.2.2 POR FALLA EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Las interrupciones ocasionados por perturbaciones en la línea y que afectan los suministros de la barra en 10 kV en S.E. Juliaca y en barra 60 kV en S.E. Puno.

Las interrupciones de los Transmisores se evalúan, tomando el tiempo que se interrumpe de la tensión de barra de suministro

NOTA:

Para los dos tipos de interrupción en la línea la NTCSE (Normas técnicas de calidad de servicio), limita las tolerancias de horas de interrupción por semestre, ya que la línea de transmisión Juliaca – Puno también podría restringir las demanda de generación de San Gabán.

TOLERANCIAS SEGÚN NTCSE

a) Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 02 Interrupciones/Semestre.

b) Duración Total Ponderada de Interrup. por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 04 horas/Semestre.

DURACIÓN TOTAL PONDERADA DE INTERRUPCIONES POR CLIENTE (D)

Es la suma de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un semestre.

$$D = \sum (K_i * d_i)$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones:

- Programadas por expansión o reforzamiento: $K_i = 0,25$

- Programadas por mantenimiento: $K_i = 0,50$

- Otras: $K_i = 1,00$

No se considera para el cálculo de los indicadores N y D las interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia.

Si existiese diferencia entre la duración real y la programada de la interrupción, para el cálculo de D se considera para dicha diferencia de tiempo (Δ):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada.

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada.

COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR INTERRUPCIÓN DE SUMINISTRO

Finalizado el Semestre, el Suministrador responsable en un punto de entrega, calcula las compensaciones de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C = e \left[\frac{ERS}{(NHS - \sum di)} \right] D \left[1 + \left(\frac{N - N'}{N'} \right) + \left(\frac{D - D'}{D'} \right) \right]$$

C: Compensación total del semestre

e: Compensación unitaria especificada en la NTCSE = 0,35 US\$/KWh

ERS: Energía semestral Registrada

$\sum di$: Número de horas de interrupción.

NHS: Número de horas en el semestre.

D: Duración ponderada total de las interrupciones.

N: Número ponderado de interrupciones del semestre.

$[1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$: Factor de proporcionalidad por trasgresión a las tolerancias.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE UNA COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR INTERRUPCIÓN DE SUMINISTRO EN LA BARRA DE 60 KV S.E. PUNO

Si en un Punto de Entrega (60 kV) ocurrieron las siguientes interrupciones:

- Dos interrupciones por ampliación de la subestación, de 4 horas cada una
Interrupciones ponderadas = $0,5 \times 2 = 1$; Duración = $0,25(2 \times 4) = 2 \text{ h}$
- Una interrupción por mantenimiento programado de 6 h.
Interrupción ponderada = 1; Duración ponderada = $0,5 \times 6 = 3 \text{ h}$.

c) Una falla que duró 0,5 h.

Interrupción ponderada = $1 \times 1 = 1$; Duración ponderada = $1 \times 0,5 = \mathbf{0,5 h}$

Cálculo de la Compensación:

$$N = 1 + 1 + 1 = 3$$

$$D = 2 + 3 + 0,5 = 5,5 \text{ horas}$$

$$\text{Si: ERS} = 25\,000\,000 \text{ KWh}$$

$$\Sigma d_i = 8 + 6 + 0,5 = 14,5 \text{ horas}$$

Entonces:

$$C = 0,35 * \left(\frac{25000000}{4344 - 14,5} \right) * 5,5 * \left(1 + \frac{3-2}{2} + \frac{5,5-4}{4} \right)$$

$$C = \text{US\$ } 20,841.75$$

8.3 COSTOS DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Los relés de protección para la línea se evalúan según características de funcionamiento; estos son del tipo multifunción como relé de protección principal y de respaldo.

Si la línea no contara con relé de protección ya sea por mantenimiento o por encontrarse con defectos de anomalía que no fueron corregidos y ocurriera una falla, con repercusión de desconexión de suministros compensables.

Para este caso la multa de penalización es de varios UIT. Según fijé el OSINERG (Órgano de Supervisión de la Inversión de Energía).

Los relés deberán operar bajo las siguientes características de alimentación para los transformadores de medida y mandos.

Tensión nominal de medida	Rango de 100 -115 Vca
Corriente nominal	5 A
Tensión para el mando de equipos	110 Vcc
Tensión auxiliar de relés	110 Vcc

Grado de Protección

- Los grados de protección serán provistos de acuerdo a la norma IEC 529.
- Para todas las aplicaciones de intemperie, el grado de protección mínimo será IP65.
- Para aplicaciones en interior en general se utilizará un grado de protección mínimo de IP54.

1. TABLA DE DATOS TÉCNICOS REQUERIDOS Y GARANTIZADOS DEL RELÉ DE DISTANCIA PRINCIPAL (21P)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	REQUERIDO
1	GENERALES		
	Fabricante		
	País		
	Designación del modelo		
	Normas		IEC 255
2	CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DE DISTANCIA		Poligonal Cuadrilateral
	Escalones para función de distancia 21		4 adelante, uno seleccionable adelante/atrás
3	RELÉ DE TECNOLOGÍA DIGITAL/NUMÉRICO		Si
4	DATOS NOMINALES		
	Tensión alterna (Vn) (Fase-Fase)	V	100 ± 20%
	- Máxima sobretensión permanente	V	≥ 2Vn
	- Consumo de potencia entrada de tensión	VA	< 5 VA
	Corriente alterna (In)	A	5
	- Máxima corriente durante permanentes	A	≥ 3 In
	- Máxima corriente durante 1 seg.	A	100 In

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	REQUERIDO
	- consumo de potencia entrada de corriente	VA	< 1 VA
	Frecuencia nominal	Hz	60
	Suministro auxiliar		
	- Tensión nominal	Vdc	110 A 220 Vdc
	Tolerancia	V	± 20%
	Consumo de potencia en condición normal	W	≤ 20 W
5	UNIDAD DE MEDICIÓN		
	- Elementos de medida independiente entre si		Si
	- Inmunidad a los efectos de acoplamiento de secuencia cero (líneas paralelas)		Si
	- Mínima corriente de operación	A	
	- Tiempo de operación, incluyendo salida de disparo	ms	
	- Alcance	Ohm	
	ZONA 1 : Rango		
	Pasos		
	ZONA 2 : Rango		
	Pasos		
	ZONA 3 : Rango		
	Pasos		
	- Temporización	Seg	
	ZONA 2 : Rango		
	Pasos		
	ZONA 3 : Rango		
	Pasos		
6	ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA DE DISPARO		
	Extensión de zona		Si
	Sobre alcance permisivo (POTT)		Si
	Sub alcance permisivo (PUTT)		Si
	Bloqueo sobre-alcance permisivo		Si
	Bloqueo sub-alcance permisivo		Si
	Esquemas de desbloqueo		Si
7	UNIDAD DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA		
	- Tiempo de transición entre polígonos o circunferencia de impedancia (temporización)	ms	
	- Rango de impedancia de operación (ohm secundarios)	Ohm	
	Pasos		
	- Bloqueo por oscilación de potencia		Si
8	COMUNICACIÓN LOCAL Y REMOTA		
	- Número de puertos de comunicación (mínimo)		2 Puertos (frontal local, acceso remoto)
	- Interfaz para sistema SCS (Superv. Control de Subestación) Conexión para red Ethernet IEC-61850 ó DNP		Si
	- Puerto comunicación por fibra óptica		Si
	- Puerto frontal RS-232		Si

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	REQUERIDO
	- Capacidad de sincronizar con reloj externo IRIG-B		Si
9	CAPACIDAD PARA SOPORTAR ESFUERZOS MECÁNICOS		
	- Vibraciones según IEC 255-21		Si
	- Golpes según IEC 255-21		Si
10	CAPACIDAD DE AUTOSUPERVISIÓN Y AUTODIAGNÓSTICO CONTINUO		Si
11	PROTECCIÓN ELÉCTRICA		
	- Contra inducción electromagnética		Si
	- Contra armónicos		Si
	- Corrientes de inserción de transformadores de potencia		Si
	- Protección contra transitorios en CVT (transformadores de tensión capacitivo)		Si
	- Protección contra radio interferencias (IEC 255-22-1)		Si
12	SEÑALIZACIÓN		Display o led configurable
	- Indicaciones		
	Fase disparada		Si
	Zona disparada		Si
	Disparo por radio enlace digital		Si
	Disparo directo transferido		Si
	Falla interna y relé operativo		Si
13	FUNCIÓN DE RECIERRE (79)		
	- Modo de operación		Si
	Monofásico		
	Trifásico		
	- Operación :		Si
	. Iniciado desde la protección de distancia		
	. Iniciado vía un contacto de entrada externo		
	. Inhibido vía un contacto de entrada externo		
	. Cancelado y reseteado por contactos de entrada externo		
	- Detección de fallas evolutivas		Si
	- Modo de funcionamiento :		Si
	. Un intento de recierre mono trifásico		
	. Un intento solo monofásico		
	- Tiempo de inhabilitación (Dead Time)	Seg	Si
	- Tiempo de relación (Time Reclaim)	Seg	Si
14	FUNCIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN (27)		
	- Rango de ajuste	%	50-100
	- Temporización	Seg	0-40
	- Pasos	Seg	0.1
15	FUNCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN (59)		
	- Rango de ajuste	%	100-150
	- Temporización	Seg	0-40
	- Pasos	Seg	0.1

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	REQUERIDO
	<ul style="list-style-type: none"> - Sobre tensión admisible permanente - Tensión de prueba 60 Hz, 1 minuto - Tensión de impulso 1.2/50 μ seg, - Temperatura de trabajo (máximo) 	<p>Vca kV KVP ° C</p>	<p>$\geq 1.3 V_n$ 2 5 40</p>
16	FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FALLA A TIERRA (67 N)		
	<ul style="list-style-type: none"> - Objetivo Detección de Corriente de falla con alta resistencia - La direccionalidad a tierra de la corriente de neutro es obtenida externamente o internamente - Lógica para alimentación de fuente débil - Bloqueo o de disparo permisivo - Mínimo tiempo de operación - Tiempo de retardo - Curva de protección característica - Corriente mínima de operación - Ángulo Característico 	<p>Seg Seg A Grados</p>	<p>Si Si Si Comparación Direccional Inversa</p>
17	REGISTRADOR DE PERTURBACIONES O FALLAS (OSCILOGRAFÍA)		
	<ul style="list-style-type: none"> - Registro de tensiones y corrientes de fase y neutro - Número de muestras por ciclo - Período de registro Pre-evento Evento - Velocidad de muestreo - Cantidad de registros mínimo - Tiempo máximo de registros 	<p>Nº ms ms ms/cicl Nº Seg</p>	<p>Si 5 25 5</p>
18	REGISTRADOR DE EVENTOS (RE)		
	<ul style="list-style-type: none"> - Máximo número de eventos registrados - Tiempo entre eventos 	<p>Nº ms</p>	<p>Si Si</p>
	<ul style="list-style-type: none"> - Cambios de estado, considerados como mínimo : . Puesta en operación de relés . Disparos . Operación de contactos . Alarmas 		<p>Si Si Si Si</p>
19	LOCALIZADOR DE FALLA (LF)		
	<ul style="list-style-type: none"> - Dispositivo localizador de falla - Distancia a la falla - Reactancia por unidad de longitud - Pasos - Compensación por línea paralela - Tolerancia de la medida 	<p>Ohm o km Ohm / km Ohm</p>	<p>Si</p>
20	ACCESORIOS		
	<ul style="list-style-type: none"> • Accesorios completos de pruebas (4 juegos) • Software de comunicación y programación • Cables de comunicación relé-computador 		<p>Si Si Si</p>

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	REQUERIDO
	• Material técnico y manuales 3 jgos originales		Si

2. TABLA DE DATOS TÉCNICOS REQUERIDOS Y GARANTIZADOS DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE (50/51/50N/51N)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	REQUERIDO
1	- Fabricante		
2	- Modelo		
3	- Normas		IEC 687
4	- Marca		
5	- Tipo (con microprocesador)		Numérico
6	- Corriente nominal	A	5
7	- Consumo	VA	
8	- Tensión auxiliar	Vcc	125
9	- Frecuencia	Hz	60
	Sobrecarga permanente		$<= 3 I_n$
	Sobrecarga temporal 1 s		$< 100 I_n$
10	- Unidad de sobrecorriente de fases:		
	. Rango del ajuste de corriente (unidad temporizada)	In	0,5-5,0
	. Rango de ajuste de corriente (Unidad instantánea)	In	0,5-5,0
	. Curva característica (Unidad temporizada)		Muy inversa, Inversa
	. Tiempo de operación de la Unidad Instantánea	ms	<60
11	- Unidad de sobrecorriente de tierra:		
	. Rango del ajuste de corriente (Unidad temporizada)	In	0,05-2
	. Rango de ajuste de corriente (Unidad instantánea)	In	0,5-20
	. Curva característica (Unidad temporizada)		Muy inversa, Inversa
	. Tiempo de operación de la Unidad Instantánea	ms	<60
	. Característica de los contactos		
	Contactos de disparo	A	5
	Contactos de señalización	A	5
	Número de contactos	Nº	4 NA=2 NC
	Temperatura de trabajo	°C	Hasta 50
	Tensión de prueba 60 Hz, 1 min	kV	2
	Grado de protección		IP50
12	- Equipo auxiliar		Si
	Iluminación interna		
	Resistor de calefacción 150 w 220 Vac		
	Termostato		
	Toma de 10 A - 220 Vac-10ª		
	Interruptores bipolares 220 Vac - 10 A		

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	REQUERIDO
13	Interruptores bipolares 200 Vdc - 15 A Fibra óptica - Capacidad de autosupervisión propia Registrador de eventos		Si
14	Almacena información de eventos y sucesos, con indicación de fecha y hora En caso de la interrupción de la alimentación Interfaces		Si
15	- Hombre-máquina incorporada en frente de relé, teclado y pantalla - Puerto de fibra óptica - Interfaz con sistema SCS (Superv. Control Subestación) Conexión a red Ethernet IEC-61850 o DNP - Sincronización con GPS con IRIG-B - Puerto frontal RS-232		Si
16	Accesorios • Accesorios completos de pruebas (1 juego) • Software de comunicación y programación • Cables de comunicación relé-computador • Material técnico y manuales 3 jgos originales		Si

Las cotizaciones de los relés se realizo a las Empresas Manelsa S.A. y Asea Bron Boveri S.A. (ABB) con fecha 10/11/2003.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO (US \$ +IGV)	PRECIO TOTAL (US \$)
2	Relé de distancia Marca: ALSTOM, modelo EPAC 3122	7,850	15,700
2	Relé de distancia Marca: SIEMENS, modelo 7SA522	8,250	16,500
2	Relé de distancia Marca: ABB, modelo REL 316*4	8,750	17,500
2	Relé de Sobrecorriente Marca: ALSTOM, modelo MICOM P122	3,500	7,000
2	Relé de Sobrecorriente Marca: SIEMENS, modelo 7SJ62	4,400	8,800
2	Relé de Sobrecorriente Marca: ABB; modelo SPAS 348 C	3,700	7,400

Todos estos relés cumplen con las características técnicas requeridas, pero en el mercado eléctrico los costos de los relés **EPAC 3122** y **MICOM P122** fueron los más económicos por lo que fueron adquiridos.

CONCLUSIONES

- 1.- La línea de transmisión cuenta con dos elementos de protección, el relé EPAC con la función de distancia como principal y de respaldo con el relé MICOM P122 con las funciones de sobrecorrientes para fallas entre fases y fase a tierra.
- 2.- La Función de distancia del EPAC queda habilitado con cinco zonas de protección, las zonas una, dos, tres y cuatro en la dirección de la línea de transmisión y la quinta zona en dirección hacia atrás de la línea, para falla de baja impedancia.
- 3.- Cuando se trata de fallas fugaces (como es el caso de las descargas atmosféricas, leves contaminaciones, etc.), el restablecimiento puede ser efectuado por la lógica de operación del relé EPAC el cual tiene habilitado la función recierre para la reconexión automática de los interruptores de la línea de transmisión.
- 4.- En el EPAC queda habilitado la función de protección para la sobretensión en ambos extremos de la línea con la misma temporización, este no cubre las sobretensiones transitorias o de maniobra, para los cuales se utiliza normalmente la protección por pararrayos.

- 5.- En el EPAC queda habilitado la teleprotección con el esquema de Subalcance y aceleración, esto asegura que una falla del tipo monofásico a tierra en segunda zona de la línea, la función de recierre se activara.
- 6.- Si hubiera nuevas líneas de transmisión, generadores que ingresarán al Sistema Nacional es necesario realizar nuevamente los análisis de corto circuito en barras y líneas para recalibrar los relés.
- 7.- El EPAC queda habilitado con la función de oscilación de potencia, esta función bloquea la función de protección de distancia, evita una falsa operación del relé.
- 8.- Se opto por relés del tipo multifunción, por la característica de funcionamiento de fácil acceso para las configuraciones de los ajustes, para una mejor evaluación de análisis de falla a través de los eventos y registros de oscilografía que el relé guarda en memoria.
- 9.- El OSINERG (Órgano Supervisor de Inversión de la Energía), ha establecido multas a las empresas cuyas líneas de transmisión no contará con elementos de protección y con los ajustes adecuados, según un estudio de coordinación.
- 10.- Con los relés de protección eléctrica se protege los equipos eléctricos, es decir limitar los deterioros y esfuerzos causados por las condiciones anormales de operación o fallas eléctricas.
11. - Con los relés de protección eléctrica se protege los equipos de baja tensión que pueden ser deteriorados por efectos de inducción y a las personas que pueden sufrir lesiones a causa de las tensiones de toque y paso que generalmente se ven incrementadas en caso de fallas con contacto a tierra.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Protección de Sistemas Eléctricos contra Sobreintensidad, José Ramírez Vázquez. Monografías CEAC de electricidad 1974.
- 2.- Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, Gilberto Enríquez Harper, Volumen II. Edición Limusa, 1978.
- 3.- Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores, Gilberto Enríquez Harper. Edición Limusa, 1981.
- 4.- Subestación de Alta y Extra Alta Tensión, Carlos Felipe Ramírez G. Edición Mejía Villegas S.A. 1989.
- 5.- Protecao de Sistemas Eléctricos de Potencia, Geraldo Kindermann. Edición Florianópolis – SC, 1999.
- 6.- Protección de Sistemas de Potencia, Carlos Arrollo Arana. Edición Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
- 7.- Protective Relaying Theory and Applications, Walter A. Elmore. Edited by ABB Power T&D Company INC. 1994.
- 8.- Análisis de Sistemas de Potencia, John J. Grainger y William D. Stevenson. Edición McGRAW-HILL 1985.
- 9.- Manual del EPAC 3122, Equipo numérico de Protección, Automatismo y Control, ALSTOM 1998.
- 10.- Documento del Seminario de Sistema de Protección para Líneas de Alta Tensión, expositor Leonidas Sayas Poma, organizado por Tecsur, 1999.
- 11.- Documento del Seminario de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, expositor Bernardino Rojas Vera, Organizado por Electricidad de Potencia S.A. 2000.
- 12.- Protección de Sistemas de Potencia, Programa de capacitación continua Tecsup, 1992.
- 13.- Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 4th Edition, Westinghouse Electric Corporation.
- 14.- IEEE Standard for Relay and relay Systems Associated with Electric Power apparatus, IEEE STD 313-1971.