

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**EXPERIENCIA OPERATIVA Y MEJORA DEL SISTEMA DE
PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS CON COMPENSACIÓN
SERIE MANTARO – COTARUSE- SOCABAYA DE 220kV**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

HUMBERTO GALOC MASLUCÁN

PROMOCIÓN

2005- II

LIMA – PERÚ

2011

**EXPERIENCIA OPERATIVA Y MEJORA DEL SISTEMA DE
PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS CON COMPENSACIÓN
SERIE MANTARO – COTARUSE –SOCABAYA DE 220kV**

Agradezco a mis padres que me dieron la vida, mi madre que ya no se encuentra, a mis hermanos y tíos que me dieron el ejemplo y apoyo para estudiar una carrera profesional.

SUMARIO

En el presente informe de suficiencia muestra la experiencia operativa para mejorar el esquema y filosofía del sistema de protección de la interconexión Mantaro-Cotaruse-Socabaya de 220kV del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. La interconexión Mantaro-Socabaya está formado por líneas de transmisión de 220kV con doble circuito y dos conductores por fase, en la S.E. Cotaruse, estas líneas tienen compensación capacitiva serie y compensación paralela. En estas líneas se han registrados desconexiones inadecuada e indeseadas por actuación del sistema de protección, en el presente informe se *evalúan las actuaciones inadecuadas para evitar futuras desconexiones de similares características*. La S.E. Cotaruse es propenso a sobretensiones luego de despejar fallas simultáneas en las mismas fases de líneas L-2053 y L-2054 ó simultáneas en las líneas L-2051 y L-2052, el cual se viene evidenciando como el caso ocurrido el 18 de enero de 2007. En el capítulo IV se presenta un esquema especial para evitar la pérdida del enlace Mantaro – Cotaruse – Socabaya por actuación del sistema de protección de sobretensiones *que originan disparo trifásico definitivo de las líneas*.

La experiencia Operativa es de suma importancia para mejorar el sistema de protección y tener mejores criterios para las nuevas instalaciones del SEIN.

INDICE

PROLOGO	8
CAPITULO I	9
ANTECEDENTES	9
1.1. Objetivo	9
1.2. Alcances.....	9
1.3. Equipamiento del Sistema Eléctrico actual	9
1.3.1. Diagrama unifilar del sistema Eléctrico Mantaro – Cotaruse - Socabaya.....	9
1.3.2. <i>Parámetros de los equipos</i>	9
1.3.3. Protecciones actuales de los equipos de la interconexión Campo Armiño –Cotaruse- Socabaya	11
CAPITULO II	13
SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSION	13
2.1. <i>Protección de distancia</i>	13
2.1.1. Diagrama de impedancia	15
2.1.2. Arranque de los relés	20
2.1.3. Determinación de la dirección	20
2.1.4. Selección de fase	24
2.1.5. Causas de los errores en la ubicación de la falla	27
2.1.6. Criterios de ajustes para líneas de alta tensión sin compensación serie	27
2.1.7. Protección de líneas de alta tensión con compensación serie	29
2.2. Protección diferencial longitudinal	36
2.3. Detección de oscilación de potencia	38
CAPITULO III	41
EVENTOS REALES EN LA INTERCONEXIÓN MANTARO - COTARUSE – SOCABAYA DE 220kV	41
3.1. Fallas registradas en las líneas Mantaro – Cotaruse - Socabaya.....	41
3.1.1. Fallas en las líneas registradas en el año 2007.....	41

VII

3.1.2. Fallas en las líneas registradas en el año 2008.....	42
3.1.3. Fallas en las líneas registradas en el año 2009.....	43
3.1.4. Fallas en las líneas registradas en el año 2010.....	44
3.2. Explicación de las actuaciones innecesarias.....	44
3.2.1. Disparo de la función distancia del relé SEL321 durante un tiempo muerto de recierre de la fase A.....	44
3.2.2. Disparo de una línea del norte (L-2051, L-2052) por actuación de su función de sobretensión cuando se presenta fallas simultaneas en las mismas fases de las líneas de Sur (L-2053, L-2054).....	50
3.2.3. Disparo de la línea L-2054 por actuación de su función del relé RED670 durante el tiempo muerto de recierre.....	52
3.3. Experiencia de lógicas de la función distancia durante el tiempo muerto de recierre.....	53
3.2.1. Lógica del relé Siemens 7SA612.....	53
3.2.2. Lógica del relé SEL321.....	54
3.2.3. Lógica del relé ABB RED670.....	55
3.4. Lógica propuesta para zona 2 y 4 de los relés RED670 para las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054.....	55
3.5. Ajuste de la función oscilación de potencia (PSD1).....	56
CAPITULO IV.....	58
MITIGACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES PRESENTADAS EN LA SUBESTACION COTARUSE.....	58
4.1. Fenómeno de resonancia.....	58
4.2. Línea de interconexión Mantaro - Cotaruse – Socabaya de 220 kV.....	61
4.3. Dimensionamiento del reactor de neutro del reactor de línea.....	63
4.3.1. Modelamiento de una línea de transmisión con parámetros concentrados.....	63
4.3.2. Evaluación del reactor de neutro de las líneas L-2051 y L-2052.....	70
4.4. Resonancia en la línea L-2051 en la S.E. Cotaruse ocurrida el 18 de marzo de 2007.....	75
4.5. Propuesta de la lógica a implementar para evitar sobretensiones en la líneas en la S.E. Cotaruse.....	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....	84

PRÓLOGO

En el año 1997, el Estado peruano convocó a concurso público internacional para la concesión y operación del proyecto de la línea de transmisión de energía eléctrica Mantaro – Socabaya de 220 kV, a fin de interconectar los sistemas interconectado Centro-Norte con el Sur del Perú y constituir el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El 15 de enero de 1998, la Comisión de Promoción de concesiones (Promcepri) adjudicó la buena pro del concurso público internacional para la concesión del sistema de transmisión Mantaro - Socabaya a Consorcio Transmantaro S.A. (CTM). El operador fue Hydro-Québec International Inc. El 12 de diciembre del 2006, Interconexión Eléctrica SA ESP (ISA) se convirtió en el operador estratégico de la compañía, siendo ISA y Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) los accionistas de Consorcio Transmantaro. La interconexión es por medio de las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054 de 220 kV con dos conductores por fase, con compensación serie y paralela en la S.E. Cotaruse, con una longitud entre Mantaro a Socabaya de 610,57 km.

Durante los años 2009 y 2010, se realizaron la modernización del sistema de protección en las cuales se cambiaron las variedades de relés por relés multifunciones de marca ABB cuyos modelos son RED670 para las líneas, RET670 para transformadores y reactores. Los algoritmos de los relés actuales difieren a los algoritmos de los relés antiguos por esta razón es muy importante un especial cuidado al efectuar los cálculos de ajustes de los relés del sistema de protección. En el capítulo 1 se describe el equipamiento de la interconexión. En el capítulo 2 se describe el sistema de protección de líneas de transmisión sin y con compensación serie, así mismo se presenta la experiencia operativa del comportamiento del sistema de protección con compensación serie. En el capítulo 3 se describe los eventos registrados en las líneas Mantaro – Socabaya de 220 kV en el cual se menciona las actuaciones inadecuadas del sistema de protección que originaron gran impacto al SEIN y se describe las acciones tomadas para evitar actuaciones de características similares. En el capítulo IV se presenta un esquema especial de desconexión de las líneas por sobretensión para evitar pérdida del enlace Mantaro – Cotaruse – Socabaya debido a sobretensiones de similares características a los registrados en la S.E. Cotaruse [3, 5, 6].

CAPITULO I

ANTECEDENTES

1.1. Objetivo

Presentar el esquema y filosofía de protección de las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054 de 220kV con compensación serie.

Mejorar es sistema de protección y difundir la experiencia del sistema de protección de las líneas con compensación serie y paralelo, para aplicar en futuras líneas del SEIN.

1.2. Alcances

En el presente informe describe el principio de funcionamiento y criterios de ajustes para la protección de líneas sin compensación serie, se describe los problemas de la funciones de distancia para líneas de compensación serie, posteriormente se describe los criterios a tener en cuenta para un adecuado ajustes, se revisa la condición actual del sistema de protección de la líneas Mantaro-Cotaruse-Socabaya de 220kV, se muestra los operaciones inadecuadas de los relés que originaron salidas de las líneas, se analiza la sobretensión *presentada en la S.E. Cotaruse y finalmente se realizaran recomendaciones para las instalaciones actuales y nuevas instalaciones con compensación serie.*

1.3. Equipamiento del Sistema Eléctrico actual

1.3.1. Diagrama unifilar del sistema Eléctrico Mantaro – Cotaruse - Socabaya

La interconexión del sistema centro-norte con el sur está compuesta: por las líneas L-2051 y L-2052 desde la S.E. Campo armiño (Mantaro) a la S.E. Cotaruse, por las líneas L-2053, L-2054 desde la S.E. Cotaruse a la S.E. Socabaya. En la S.E. Cotaruse, las líneas tienen compensación serie y compensación paralelo, como muestra la figura 1.1.

1.3.2. Parámetros de los equipos

Líneas:

En la tabla 1.1 se muestra los parámetros de las líneas, los parámetros de secuencia positiva y cero son las medidas en las pruebas de parámetros de las líneas por CTM.

$S=340$ MVA, capacidad por la línea.

$$R_{\text{min carga}} = \frac{(0,85 * 220\text{kV})^2}{(1,3 * 340\text{MVA})} = 102,85 \Omega \text{ primario}$$

$$R_{\text{min límite de estabilidad}} = \frac{(0,85 * 220\text{kV})^2}{(300\text{MVA})} = 116,56 \Omega \text{ primario}$$

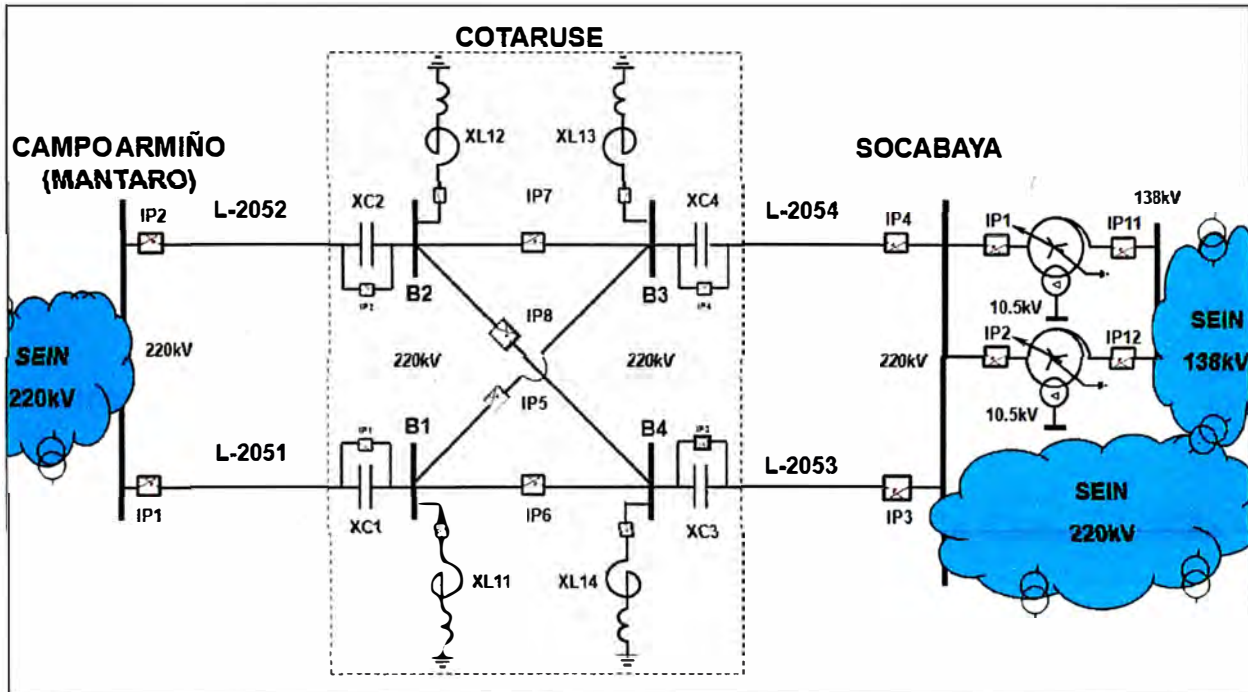


Figura 1.1 diagrama unifilar de la interconexión Campo Armiño –Cotaruse – Socabaya

Tabla 1.1 Parámetros de las líneas involucradas

Parámetro	L-2051	L-2052	L-2053	L-2054
L (km)	294,000		315,000	
R1 (Ω)	11,420		12,150	
X1 (Ω)	121,214		128,945	
R0 (Ω)	100,043		107,569	
X0 (Ω)	435,120		462,799	
R0m (Ω)	(87,500)		(93,740)	
X0m (Ω)	(292,462)		(313,353)	
RE/RL	2,587		2,618	
XE/XL	0,863		0,863	

() Información COES

Compensación serie:

En la tabla 1.2 se muestra las características de banco de compensación serie.

Tabla 1.2 Parámetros de las capacitancia series

Parámetro	XC1, XC2	XC3, XC4
Xc (Ω)	54,860	73,150
In(A), Continuo	630	630
I(A), 30 minutos	950	950
I(A), 10 segundos	1100	1100

La compensación serie (ver **figura 1.1**) representa en el lado norte tiene 45,23% (48,5%, con parámetro COES) de la impedancia de la línea y en el lado sur tiene de 56,73% (60,4%, con parámetro COES) de la impedancia de las líneas.

Compensación paralelo:

En la S.E. Cotaruse existe cuatro reactores, un reactor asociada a cada línea, todos los reactores en el neutro poseen un reactor de núcleo de aire, sus características son:

$$V_n = 220kV$$

$$S_n = 50MVA$$

$$X_L = \frac{(220kV)^2}{50MVA} = 968\Omega$$

Reactores de núcleo de aire del neutro de los reactores de línea:

$$X_L = 350\Omega$$

1.3.3. Protecciones actuales de los equipos de la interconexión Campo Armiño – Cotaruse-Socabaya

En la tabla 1.3 se muestra los relés actuales de la interconexión Campo Armiño – Cotaruse - Socabaya.

Tabla 1.3 modelos de relés, relaciones de TC y TT del sistema de protección Campo Armiño – Socabaya.

S.E.	EQUIPO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	RELE	FUNCIONES HABILITADAS	RTC	RTT
Campo Armiño	L-2051	220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, 50BF, 25	800/1	220000/100
			RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, 50BF, 25		
	L-2052	220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, 50BF, 25	800/1	220000/100
			RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, 50BF, 25		
Cotaruse	L-2051	220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25	800/1	220000/100
			RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25		
	L-2052	220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25	800/1	220000/100
			RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25		
	L-2053	220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25	800/1	220000/100
			RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25		

S.E.	EQUIPO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	RELE	FUNCIONES HABILITADAS	RTC	RTT	
	L-2054	220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25	800/1	220000/100	
			RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25			
	R1 (XL11)	220kV NEUTRO	RET670 (Principal)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86	800/1 800/1		
			RET670 (Redundante)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86			
	R2 (XL12)	220kV NEUTRO	RET670 (Principal)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86	800/1 800/1		
			RET670 (Redundante)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86			
	R3 (XL13)	220kV NEUTRO	RET670 (Principal)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86	800/1 800/1		
			RET670 (Redundante)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86			
	R4 (XL14)	220kV NEUTRO	RET670 (Principal)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86	800/1 800/1		
			RET670 (Redundante)	87T, 50/51, 50N /51N, 50BF, 86			
	Socabaya	L-2053	220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25	800/1	220000/100
				RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25		
L-2054		220kV	RED670 (Principal)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25	800/1	220000/100	
			RED670 (Redundante)	87L, 21, 67N, 59, 79, STUB, 50BF, 25			
T1		220kV 138kV 10.5kV	RET670 (Principal)	87T, 50/51, 50N/51N, 50BF, 86	800/1 800/1 800/1	--	
			RET670 (Redundante)	87T, 50/51, 50N/51N, 50BF, 86			
T2	220kV 138kV 10.5kV	RET670 (Principal)	87T, 50/51, 50N/51N, 50BF, 86	800/1 800/1 800/1	--		
		RET670 (Redundante)	87T, 50/51, 50N/51N, 50BF, 86				

CAPITULO II

SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

Dependiendo del tipo de línea las funciones de protecciones que se utilizan son como se muestra a continuación:

Líneas de Alta Tensión sin compensación serie:

Función distancia (21).

Función sobrecorriente direccional a tierra (67N).

Función de sobrecorriente a tierra en comparación direccional (67N en CD).

Líneas cortas sin compensación serie:

Función diferencial de líneas.

Función distancia (21).

Función sobrecorriente direccional a tierra (67N).

Función de sobrecorriente a tierra en comparación direccional (67N en CD).

Líneas con compensación serie:

Función diferencial de líneas.

Función distancia (21).

Sobrecorriente a tierra (50N/ 51N).

2.1. Protección de distancia

La protección de distancia determinan la distancia a la falla utilizando una proporción entre la impedancia medida con los parámetros característicos de la línea ajustados en el relé, para obtener la impedancia utiliza los valores de las tensiones y corrientes de falla suministrados por los transformadores de medición. La medición efectuada es comparada con los valores de ajuste y de cumplir con las temporizaciones ajustadas emite la

activación de una variable digital que puede ser direccionado a un contacto de salida del relé para emitir una alarma ó disparo hacia el interruptor, con el objetivo de eliminar el aporte a la falla, en la figura 2.1 se muestra un esquema simplificado a lo mencionado.

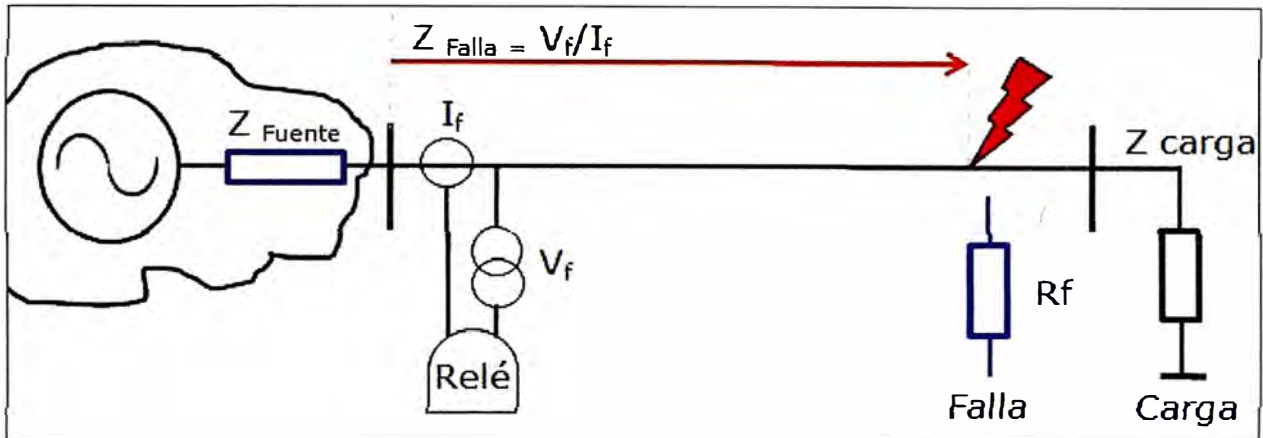


Figura 2.1 Principio de medida de la función distancia

Esta medición sirve para detectar fallas en gran porcentaje de la línea, pero debido a la existencia de errores en la medición y comportamiento eléctrico, no es posible detectar fallas en forma instantánea en toda la línea. Para lograr detectar fallas en el 100% de la línea, se requiere de esquemas de teleprotección. Se ajustan diversas zonas de operación combinadas con diferentes temporizaciones para construir el sistema de protección de la línea y los equipos vinculados, las temporizaciones deben ser efectuadas de manera de lograr operaciones selectivas como muestra la figura 2.2.

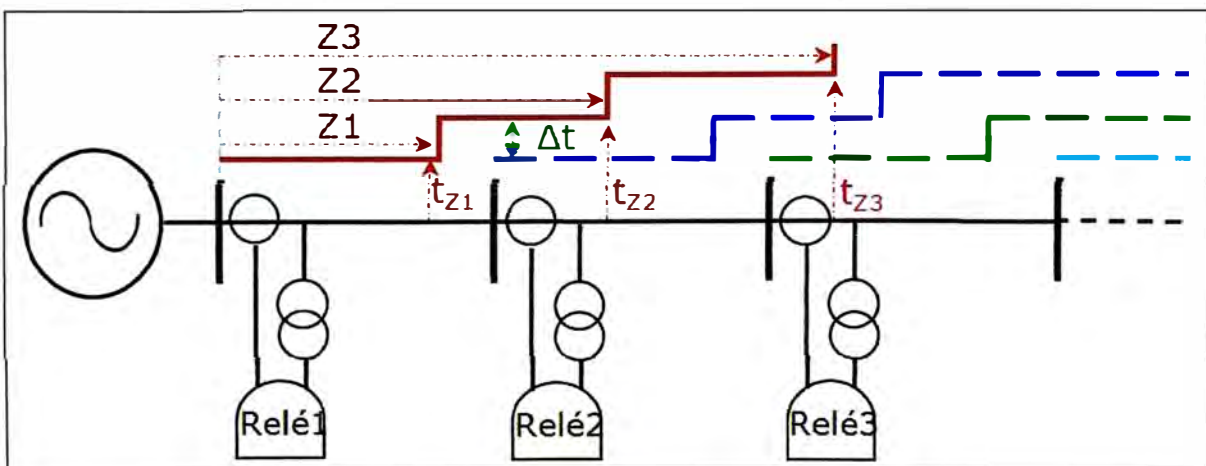


Figura 2.2 Principio de ajustes de la función distancia

Donde:

Z_1, Z_2, Z_3 – Zonas 1, 2 y 3 de ajuste.

t_{z1}, t_{z2}, t_{z3} – Temporizaciones de las zonas 1, 2 y 3 respectivamente.

Δt – Tiempo de coordinación entre las zonas.

Debido a la existencia de los errores de medición y el comportamiento especiales del sistema de potencia, las protecciones de distancia no tienen selectividad absoluta como las protecciones diferenciales de línea.

2.1.1. Diagrama de impedancia

El diagrama de impedancias ó diagrama R-X, es la herramienta fundamental para el análisis del comportamiento de las protecciones de distancia. Las impedancias calculadas son graficadas en sus componentes resistiva y reactiva.

Cálculo de impedancia para fallas entre fases:

La mayoría de fabricantes para determinar la impedancia de falla para cortocircuitos entre fases utiliza la diferencia vectorial de tensiones entre la diferencia vectorial de corrientes.

La figura 2.3 ilustra una falla entre las fases a (L1) y b (L2).

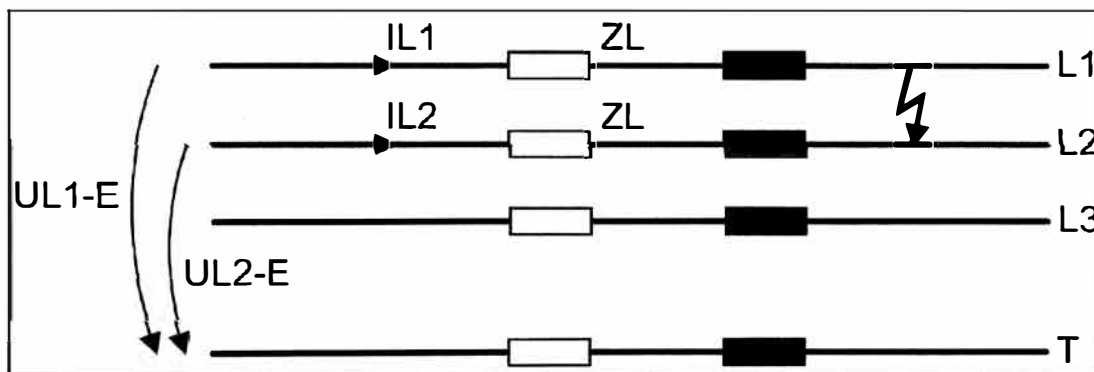


Figura 2.3 Cortocircuito fase - fase

La ecuación 2.1 relaciona las fases falladas del circuito que se muestra en la figura 2.3.

$$UL1-E - UL2-E = IL1 \cdot ZL - IL2 \cdot ZL \quad (2.1)$$

Despejando la ecuación 2.1, la impedancia de la línea se calcula como muestra la ecuación 2.2.

$$Z_{L1-2} = \frac{U_{L1-E} - U_{L2-E}}{I_{L1} - I_{L2}} \quad (2.2)$$

Donde:

$$Z = R + jX$$

Z_{L1-2} - Impedancia de la fase a-b (L1-L2).

$UL1-E$ - Tensión de la fase A (L1).

$UL2-E$ - Tensión de la fase B (L2).

$IL1-E$ - Corriente de la fase A (L1).

$IL2-E$ - Corriente de la fase B (L2).

Cálculo de impedancia para fallas a tierra:

Para determinar la impedancia de falla fase a tierra, como muestra la figura 2.4 (falla en la fase C), la mayoría de fabricantes utiliza la ecuación 2.3 para determinar la impedancia de falla.

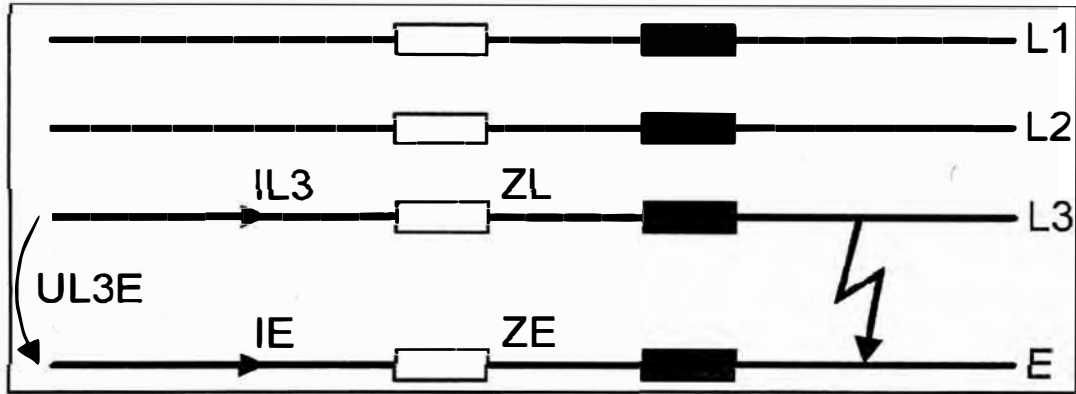


Figura 2.4 Cortocircuito fase a tierra

$$Z_{L3} = \frac{U_{L3}}{I_{L3} + I_N * K_0} \quad (2.3)$$

Donde:

$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_0}$, el factor K_0 solo depende de los parámetros de la línea y no de la ubicación de la falla.

De la ecuación 2.3 se puede descomponer para determinar la impedancia y resistencia de falla y determinar la localización.

Para obtener las ecuaciones de la reactancia y resistencia de la figura 2.4 se puede expresar la ecuación 2.4.

$$U_{L3-E} = I_{L3} \cdot (R_L - jX_L) - I_E \cdot \left(\frac{R_E}{R_L} \cdot R_L + j \left(\frac{X_E}{X_L} \right) \cdot X_L \right) \quad (2.4)$$

En la ecuación 2.4 se puede observar el artificio de la multiplicación por R_E/R_L y X_E/X_L , estos factores dependen de los parámetros de la línea y no de la localización de la falla.

De la ecuación 2.4 se puede despejar la resistencia total y reactancia medido hasta la ubicación de la falla, obteniendo las ecuaciones 2.5 y 2.6 [11].

$$R_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \frac{X_E}{X_L} \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E}{X_L} + \frac{R_E}{R_L} \right) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E}{R_L} \cdot \frac{X_E}{X_L} \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}} \right)^2} \quad (2.5)$$

$$X_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \frac{R_E}{R_L} \cdot \sin(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E}{X_L} + \frac{R_E}{R_L}\right) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E}{R_L} \cdot \frac{X_E}{X_L} \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}}\right)^2} \quad (2.6)$$

Donde:

$$I_E = -(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3})$$

U_{L3-E} - Tensión de la fase fallada.

I_{L3} - Corriente de la fase fallada.

I_E - Corriente por el neutro.

φ_U - Ángulo de la tensión de la fase fallada.

φ_L - Ángulo de la intensidad de las fases fase fallada.

φ_E - Ángulo de la corriente por el neutro.

Algunos fabricantes para determinar la impedancia y la fase fallada utilizan la división de la tensión entre la corriente para cada fase, por ejemplo la ecuación 2.7 muestra el cálculo para la fase C [12].

$$Z_{L3} = \frac{U_{L3}}{I_{L3}} \quad (2.7)$$

Durante el estado normal ó estado de carga, la impedancia medida es inversamente proporcional a la carga transferida ($Z_{carga} = U_{línea}^2/P$), luego de un periodo de transitorio el valor de impedancia cambia rápidamente al valor correspondiente a la impedancia de falla.

Cuando la falla comprende una resistencia adicional (arco, puestas a tierra, etc) a la impedancia de la línea hasta el punto de falla se le adiciona una componente resistiva (R_F).

Las características de operación de las protecciones de distancia se definen como una forma fija en el plano de impedancias de esta manera en lo posible se puede separar la zona de carga de la zona de falla, en la figura 2.5 se muestra la zona de falla, la zona de carga y la ubicación para diferentes fallas.

Los relés multifunciones tienen varias zonas ajustables, el número depende de cada fabricante, para despejar fallas en la línea protegida y como respaldo en líneas adyacentes.

En las figuras 2.5 y 2.6 se muestran las características de operación del relé SIEMENS, y en las figuras 2.7 y 2.8 la característica de operación del relé ABB.

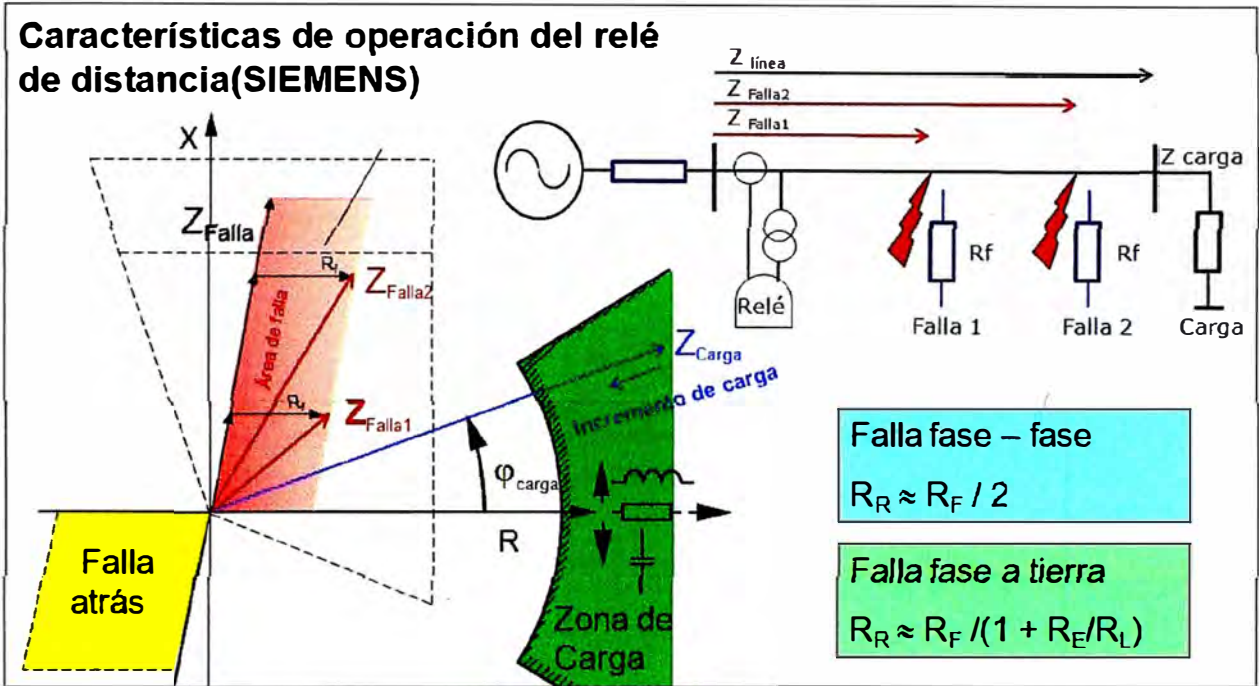


Figura 2.5 Característica de operación del relé de distancia[11]

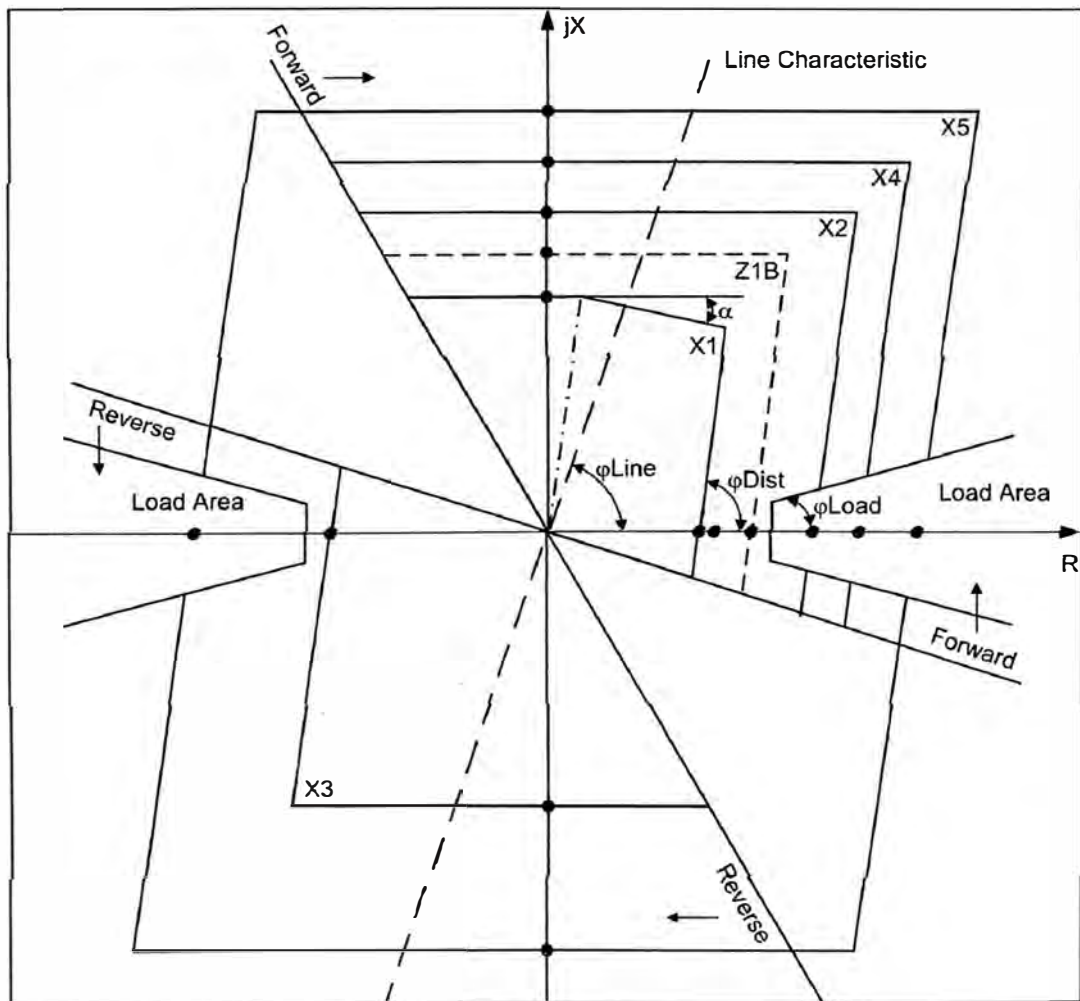


Figura 2.6 Características cuadrilateral de las zonas para fallas entre fase y fallas a tierra,Manual 7SA522 V046103, página 81[11]

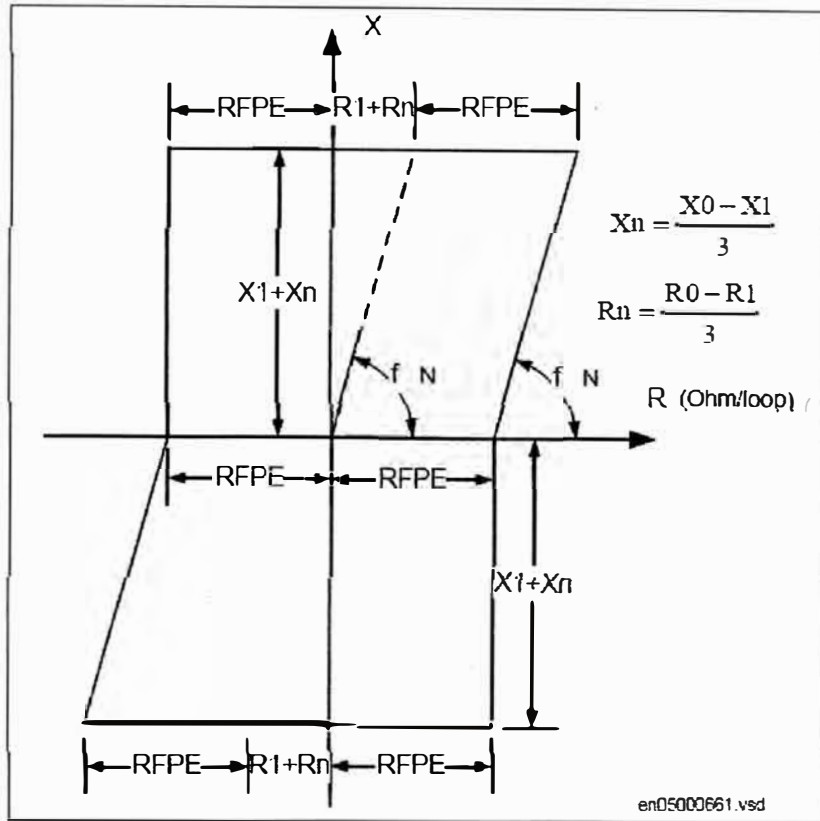


Figura 2.7 Características cuadrilateral de las zonas para fallas a tierra, Manual REL670, página 123[13]

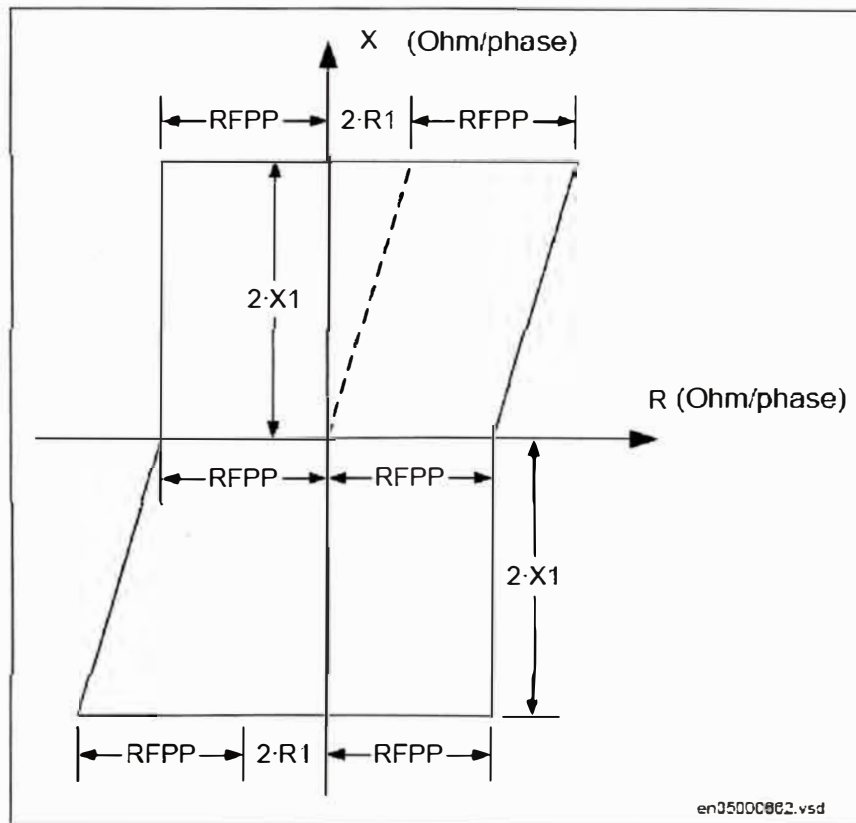


Figura 2.8 Características cuadrilateral de las zonas para fallas entre fases, Manual REL670, página 123[13]

2.1.2. Arranque de los relés

Dependiendo del fabricante, los relés utilizan una función de arranque para:

- Detectar el inicio y fin de falla.
- Seleccionar la fase ó fases falladas.
- Arrancar las temporizaciones.

Dependiendo del fabricante, los relés utilizan diversos criterios para detectar fallas en el sistema de potencia, entre los más utilizados son:

- Arranque por sobrecorriente.
- Arranque por $U/I/\varphi$
- Arranque por impedancia.

2.1.3. Determinación de la dirección

Dependiendo de los fabricantes los relés utilizan diferentes tipos de algoritmos para determinar si la falla es hacia delante o hacia atrás.

Determinación de la dirección del relé SIEMENS:

El relé Siemens[11], según la calidad de su medida utiliza diferentes algoritmos de cálculos para determinar la dirección.

- Inmediatamente después de la falla, la tensión es distorsionada por transitorios, por consiguiente, usa la tensión memorizada antes de la falla.
- Si la tensión de cortocircuito durante una falla cercana es demasiado pequeña, para determinar la dirección utiliza una tensión ajena al cortocircuito como muestra la figura 2.9.
- Si para la determinación de la dirección no se dispone de la tensión actual suficiente ni de una tensión memorizada, elige la dirección hacia adelante, en la práctica esto solamente puede ocurrir cuando el interruptor cierra sobre una línea no energizada en presencia de una falla en la línea (por ejemplo, cierre de una línea puesta a tierra).

La figura 2,9 muestra el diagrama vectorial de las tensiones para determinar una tensión ajena a la fase fallada utilizada para determinar la dirección de la falla.

La figura 2.10 muestra la característica direccional teórica en el diagrama de impedancia, en la práctica, la característica direccional utilizando tensiones memorizadas depende tanto de la impedancia serie como también de la potencia transportada por la línea antes del

cortocircuito. Por consiguiente, la característica direccional incluye un margen de seguridad con respecto a los bordes del primer cuadrante como muestra la figura 2.10.

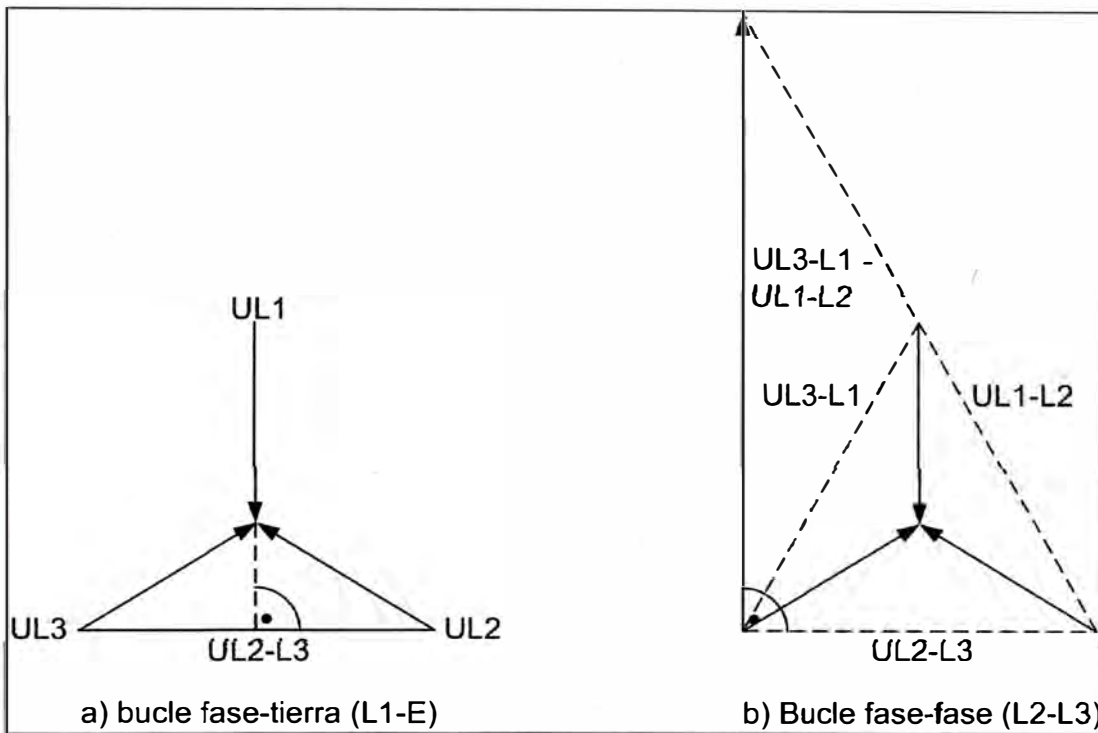


Figura 2.9 Determinación de la dirección considerando tensiones ajenas a la fase fallada, Manual 7SA522, página 81[11]

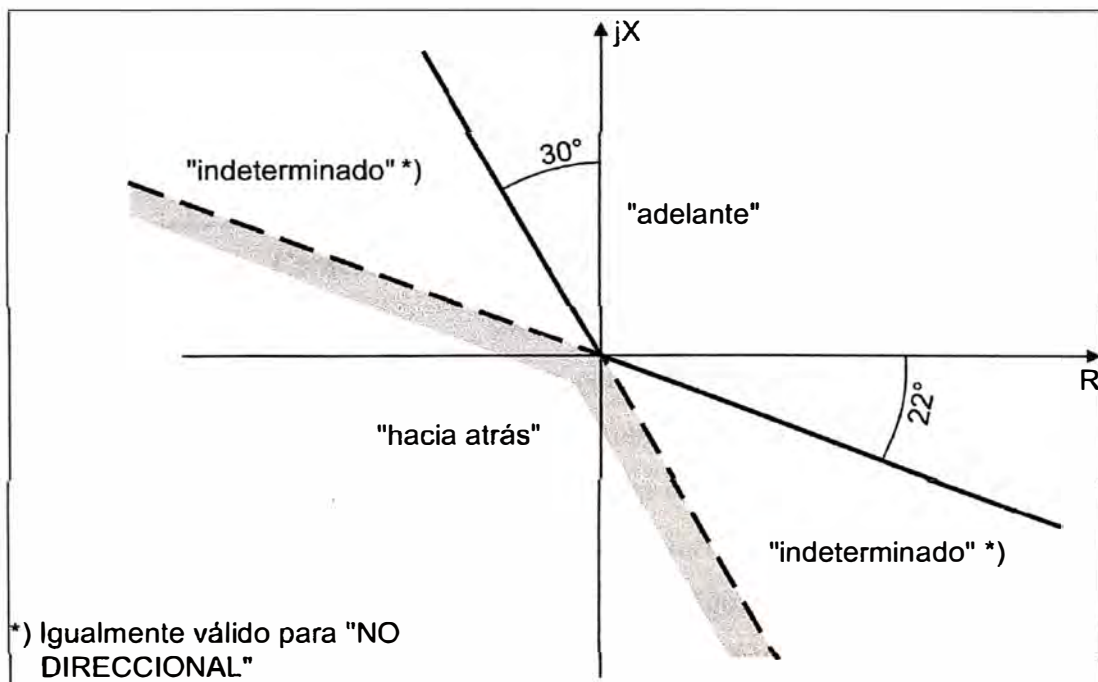


Figura 2.10 Característica de la dirección en el plano R-X, Manual 7SA522, página 82[11]

La figura 2.11 muestra la curva característica de direccional considerando la impedancia serie para las tensiones ajenas al cortocircuito o memorizadas (sin transporte de carga). En

la característica se considera la tensión del generador E el cual no se modifica después de ocurrir el cortocircuito, en el diagrama característico de impedancia aparece un desplazamiento igual a la impedancia serie $ZV1 = E1/I1$. La localización de falla F1 (figura a) se encuentra en dirección hacia delante (figura b), para todas las localizaciones de falla hasta el lugar de instalación del transformador de intensidad, la dirección hacia delante es reconocida de manera correcta como muestra la figura 2.11 (figura b).

Si la intensidad se invierte para el caso de la falla F2 (figura a), la posición de la curva característica direccional cambia inmediatamente como muestra la figura 2.11 (figura c).

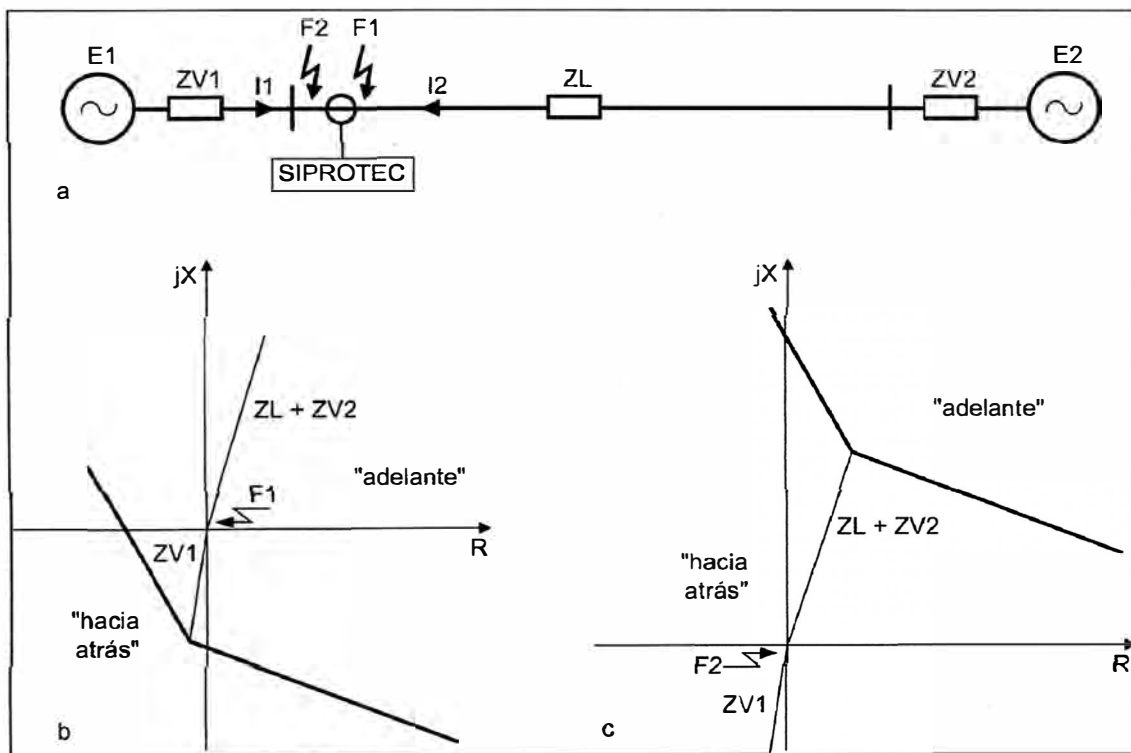


Figura 2.11 Característica de la dirección en el plano R-X, Manual 7SA522, página 83[11]

Determinación de la dirección en líneas con compensación serie:

Las características direccionales y su desplazamiento por la impedancia serie, se aplican igualmente a las líneas con compensación serie. En caso de un cortocircuito adelante del condensador serie, la tensión de la fase fallada se invierte su sentido mientras no se active el descargador de sobretensión SF (SPARK GAP), ver figura 2.12.

Curva a, sin reacción del descargador de protección (SPARK GAP).

Curva b, con reacción del descargador de protección (SPARK GAP).

El comportamiento de la curva b de la figura 2.12 haría detectar a la protección de distancia una dirección errónea, utilizando tensiones memorizadas la determinación de la dirección sería correcta como muestra la figura 2.13.

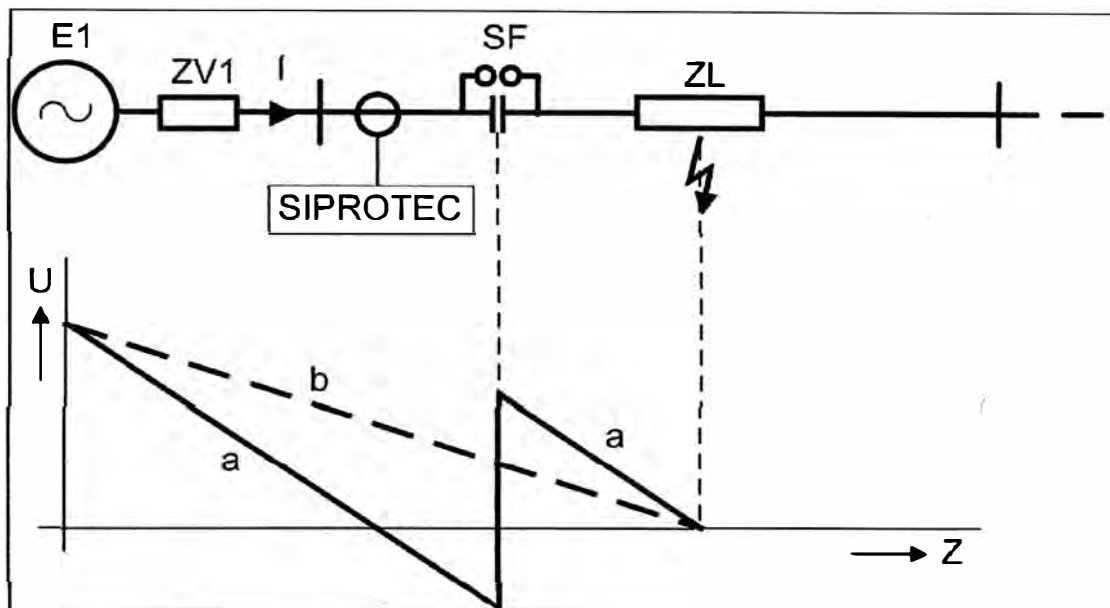


Figura 2.12 Transcurso de la tensión durante un cortocircuito detrás de un condensador serie, Manual 7SA522, página 83[11]

Para la determinación de la dirección con tensiones memorizadas (tensión antes de iniciarse la falla), los puntos máximos de la característica direccional aparecen desplazados dependiendo de la impedancia serie y de las condiciones de carga antes de la falla, siempre y cuando la reactancia capacitiva sea menor que la reactancia serie y no produzca ninguna inversión direccional aparente como muestra la curva b de la figura 2.13.

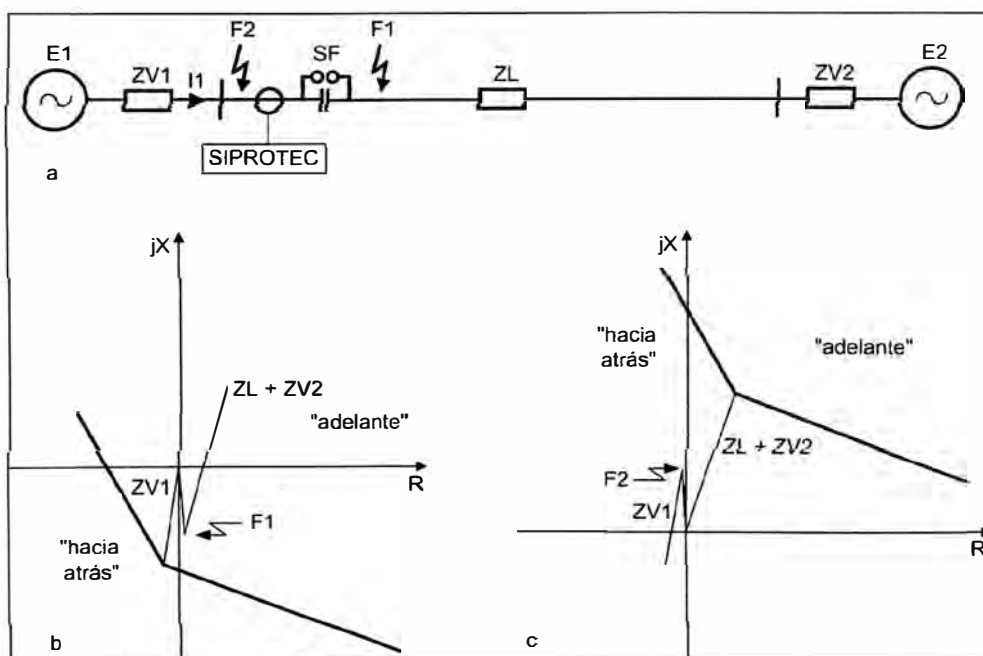


Figura 2.13 Característica direccional en línea con compensación serie, Manual 7SA522, página 84[11]

Si el cortocircuito se encuentra antes del condensador en dirección hacia atrás, teniendo como referencia la instalación del relé conectado del transformador de intensidad, entonces

los puntos máximos de la característica direccional son desplazados en la dirección contraria como muestra la curva c de la figura 2.13, de esta manera se garantiza una adecuada ubicación y detección de falla.

2.1.4. Selección de fase

Cuando ocurre una perturbación en el sistema los relés arrancan y dependiendo del tipo de algoritmo de cada fabricante, evalúan las impedancias fases para todas las zonas y otros evalúan según condiciones impuestas por ajustes de tensiones y/o corrientes.

En las ecuaciones 2.7, 2.8 y 2.9 se muestra los cálculos para los bucles fase-fase.

Para los bucles fase - fase:

$$Z_{L1-2} = \frac{U_{L1-E} - U_{L2-E}}{I_{L1} - I_{L2}} \quad (2.7)$$

$$Z_{L2-3} = \frac{U_{L2-E} - U_{L3-E}}{I_{L2} - I_{L3}} \quad (2.8)$$

$$Z_{L3-1} = \frac{U_{L3-E} - U_{L1-E}}{I_{L3} - I_{L1}} \quad (2.9)$$

En las ecuaciones 2.10, 2.11 y 2.12 se muestra los cálculos para los bucles fase-tierra.

Para los bucles fase a tierra:

$$Z_{L1} = \frac{U_{L1-E}}{I_{L1} + I_N * K_0} \quad (2.10)$$

$$Z_{L2} = \frac{U_{L2-E}}{I_{L2} + I_N * K_0} \quad (2.11)$$

$$Z_{L3} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3} + I_N * K_0} \quad (2.12)$$

Donde:

$$I_N = -(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3})$$

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_0}$$

U_{L1-E} - Tensión de la fase A.

U_{L2-E} - Tensión de la fase B.

- U_{L3-E} - Tensión de la fase C.
- I_{L1} - Corriente de la fase A.
- I_{L2} - Corriente de la fase B.
- I_{L3} - Corriente de la fase C.
- I_N - Corriente por el neutro.

Durante una falla monofásica dependiendo de la configuración y condiciones de falla, los bucles ajenos a la falla pueden ingresar en sus zonas de operación por tal motivo debe tener adecuados algoritmos para la selección de fase fallada y así realizar un disparo monopolar con posterior recierre monofásicos y evitar disparo tripolar. Para elegir la fase falla lo fabricantes utilizan diversos algoritmos, para el relé SIEMENS tiene los siguientes algoritmos más conocidos:

- Selección de fase utilizando comparación de impedancia.
- Selección de fase utilizando corrientes de secuencia cero y negativa.
- Selección de fase utilizando algoritmos de tensión y/o corriente.

a) Selección de fase utilizando comparación de impedancia (SIEMENS)

Las impedancias de las fases no falladas tienen que ser mayor a 1,5 veces de mínima impedancia de las fases, si se cumple lo mencionado entonces la fase fallada es el que tiene la menor impedancia. En la figura 2.14 se muestra el diagrama vectorial para una falla en la fase b (L2), el **diagrama a** muestra el caso cuando el relé detecta la fase fallada utilizando este algoritmo y el **diagrama b** muestra el caso cuando no se podrá detectar utilizando este algoritmo en este caso pasa al algoritmo utilizando corrientes de secuencia cero y negativa.

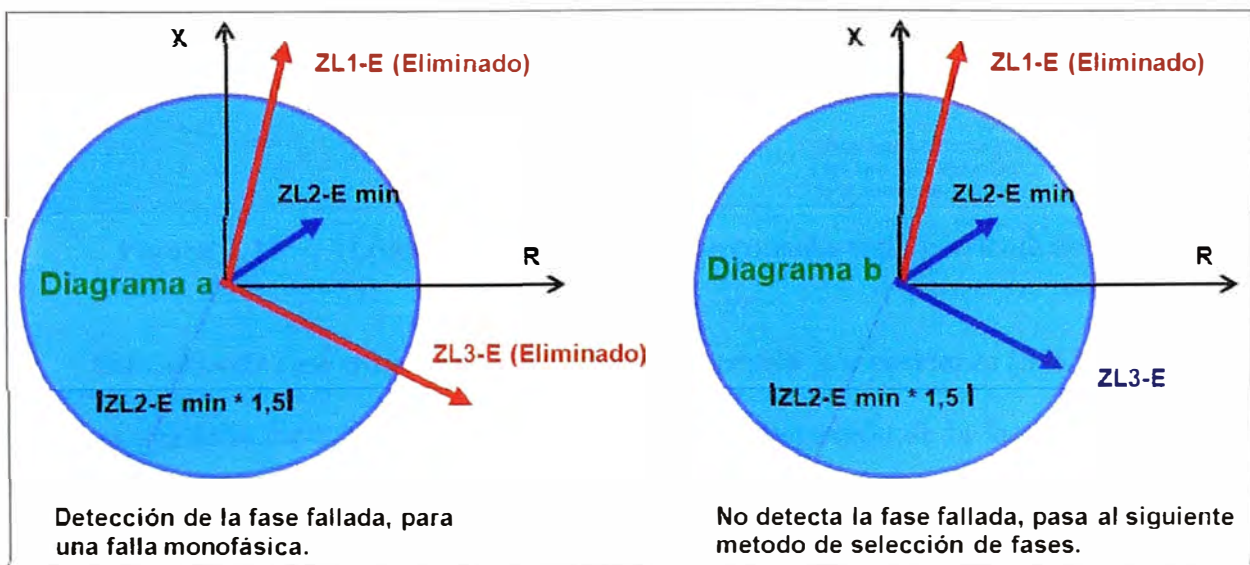


Figura 2.14 Selección de fases utilizando comparación de impedancia

b) Selección de fase utilizando corrientes de secuencia cero y negativa (SIEMENS)

La **figura 2.15** ilustra el diagrama vectorial de corriente para una falla en la fase A (L1); el **diagrama a** ilustra la conexión de componentes simétricos para una falla en la fase A para fallas en la fase B y C el diagrama es diferente; el **diagrama b** ilustra la ubicación vectorial de las corrientes de secuencia cero, positiva y negativa para una falla monofásica en la fase A considerando la influencia y conexión del extremo remoto; el **diagrama C** ilustra la ubicación vectorial de las corrientes de secuencia cero, positiva y negativa para una falla monofásica en la fase A sin considerar la influencia y conexión del extremo remoto. Dependiendo en que sector se encuentra corriente de secuencia negativa (ver **diagrama b** de la **figura 2.15**) con referencia a la corriente cero el relé decide si la falla es en la fase A (L1-E), B (L2-E) ó C (L3-E).

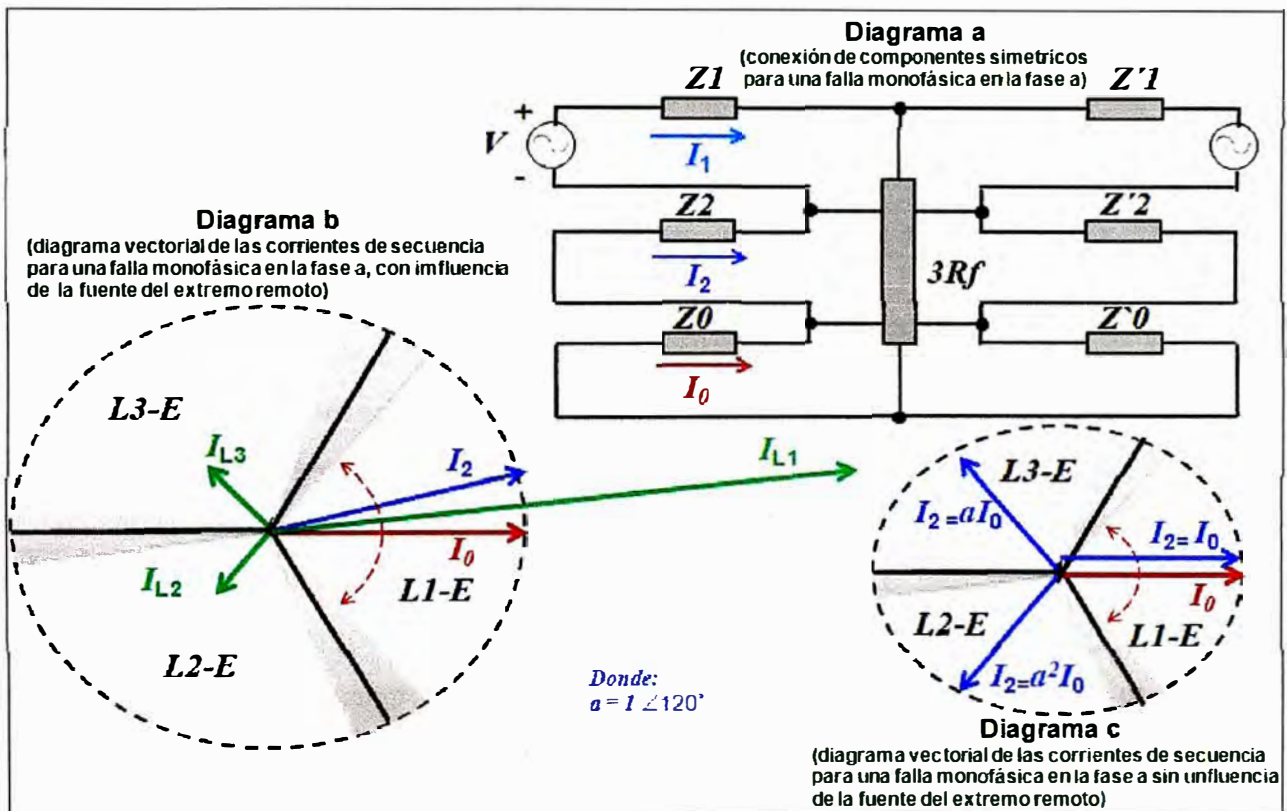


Figura 2.15 Lógica de selección de fase considerando corriente de secuencia negativa y cero.

c) Selección de fase utilizando algoritmos de tensión y/o corriente (SIEMENS)

Durante una falla monofásica se podría presentar que la tensión de la fase fallada este por debajo de la tensión nominal y la corriente de la fase fallada se incremente, por esta condición el relé posee una lógica de selección de fase fallada como muestra la **figura 2.16**. Las lógicas para las fases B y C son similares a la lógica presentada en la **figura 2.16**.

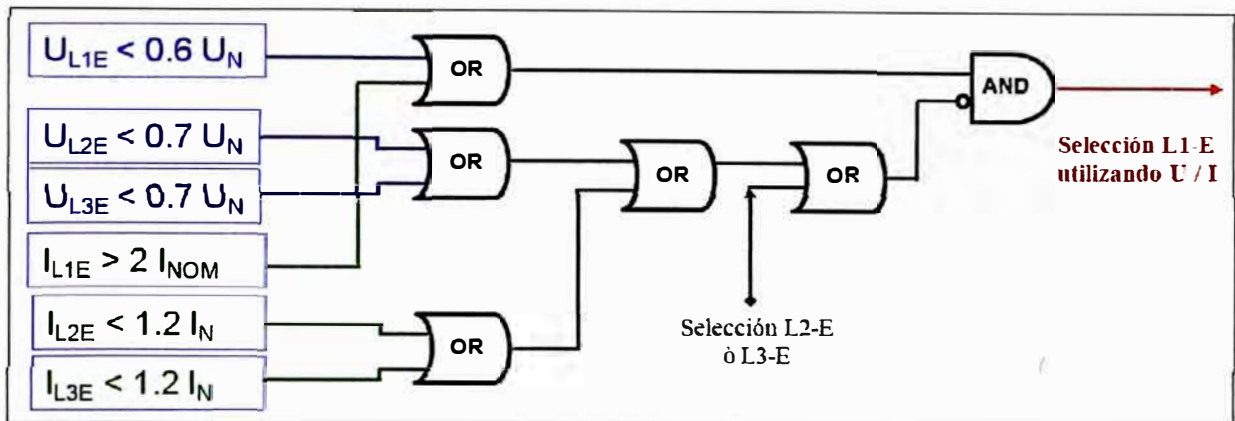


Figura 2.16 Lógica simplificada par el criterio de selección de fase para la fase A (L1) utilizando U y I

2.1.5. Causas de los errores en la ubicación de la falla

Entre las principales causas de errores en la determinación de la ubicación de falla figuran:

- Aportes intermedios de corrientes de fallas (“*efecto infeed*”).
- Intercambio de potencia por la línea (es reflejado en el ángulo de la tensión de ambos extremo).
- Resistencia de arco.
- Acoplamiento mutuo entre líneas.
- Corriente de inserción (“*inrush*”).
- Errores en los transformadores de medida.
- Líneas sin transposición de fases.

Estas causas se comportan como magnitudes de influencia dando como resultado que la impedancia aparente medida por la protección sea superior o inferior al valor que se considera verdadero en condiciones ideales (ausencia de tales influencias).

Cuando actúan simultáneamente varias causas en ocasiones puede producirse una cierta cancelación de los errores debido a que un tipo de causa puede producir errores de *sobrealcance mientras que otros errores de subalcance*.

2.1.6. Criterios de ajustes para líneas de alta tensión sin compensación serie

Para ajustar los alcances de la función de distancia se tiene que evaluar la configuración del sistema de potencia y metodologías de cálculo implementado por cada fabricante, entre las configuraciones del sistema de potencia tenemos:

- Línea radial con transformador en derivación.
- Línea radial con transformadores al final de la línea.
- Línea de simple o doble terna.

➤ Línea con derivación intermedia.

La tabla 2.1 muestra algunos criterios a tener en cuenta al ajustar la función distancia para líneas de alta tensión.

Tabla 2.1 Criterios para ajustar la función de distancia para una línea sin compensación serie

ZONA	VARIABLE	CRITERIO
Zona 1	Alcance Reactivo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 85 % X línea para líneas de sim, o menos cuando existe líneas paralelas (acoples mutuos). ✓ Hasta el 100 % X línea + 20 % X del final de la línea si no existe recierre monofásico.
	Alcance Resistivo (fase- fase)	✓ 50% Resistencia mínimo de carga.
	Alcance Resistivo (fase- tierra)	✓ Despejar fallas mínimo de 20 Ω de resistencias de falla.
	Temporización	✓ Sin retardo.
Zona 2	Alcance Reactivo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 120 % X línea. ✓ 100 % X línea + 50 % X equivalente de los transformadores del final de la línea. ✓ Menor al 85%(X línea +X línea siguiente).
	Alcance Resistivo (fase- fase)	✓ 50% Resistencia mínimo de carga.
	Alcance Resistivo (fase- tierra)	✓ Despejar fallas mínimo de 20 Ω de resistencias de falla.
	Temporización	✓ Entre 250 ms -500 ms.
Zona 3	Alcance Reactivo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 120 % (X línea +X línea siguiente mas corta). ✓ 100 % X línea + 80 % X equivalente de los transformadores del final de la línea.
	Alcance Resistivo (fase- fase)	✓ 50% Resistencia mínimo de carga.
	Alcance Resistivo (fase- tierra)	✓ Despejar fallas mínimo de 20 Ω de resistencias de falla.
	Temporización	✓ Entre 500 ms -750 ms.
Zona reversa	Alcance Reactivo	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste con la menor impedancia de los dos siguientes casos: ✓ 20 % X transformador de la subestación. ✓ 50% línea hacia atrás más corta. ✓ Debe sobrealcansar a la zona de extremo remoto si se activa el esquema POTT.
	Alcance Resistivo (fase- fase)	✓ Los mismos criterios de zona 1.
	Alcance Resistivo (fase- tierra)	✓ Los mismos criterios de zona 1.
	Temporización	✓ 1000-1500 ms
Zona Arranque	Alcance Reactivo hacia delante.	✓ Mayor a la mayor zona (por ejemplo 150 % del alcance reactivo de la mayor zona). Este ajuste debe cumplir con las recomendaciones del fabricante.
	Alcance Reactivo hacia atrás.	✓ Mayor al de la zona reversa.
	Alcance Resistivo fase- fase o fase tierra hacia delante o hacia atrás.	✓ Mayor a las zonas hacia delante.

ZONA	VARIABLE	CRITERIO
	Temporización	✓ Disparo bloqueado o tiempo infinito
Teleprotección		✓ PUTT (esquema permisivo con envío de señal por la zona 1). ✓ POTT (esquema permisivo con envío de señal por zona 2, con lógicas de inversión de corrientes).

2.1.7. Protección de líneas de alta tensión con compensación serie

La compensación serie se instala para:

- Disminuir la reactancia resultante de la línea de transmisión para aumentar su capacidad de transporte y mejorar la distribución de flujos de potencia por las líneas.
- Mejorar la estabilidad de estado estable y dinámica.
- Disminuir las pérdidas en la transmisión y otros.

En la figura 2.17 se muestra las partes principales de una compensación serie, donde se puede resaltar:

- C - Banco de capacitares, elemento principal de la compensación serie.
- Z – Varistor (MOV), protección principal del banco de capacitores.
- G - *Spark Gap*, protección del banco de capacitores.
- B - Interruptor de puenteo (*bypass*) para proteger ante fallas internas en la *compensación serie*, para proteger los varistores ante sobre energía ó sobre corriente y para cortocircuitar el banco de capacitores ante fallas externas.
- D - Circuito de amortiguamiento ante cierre del interruptor de puenteo (*bypass*)

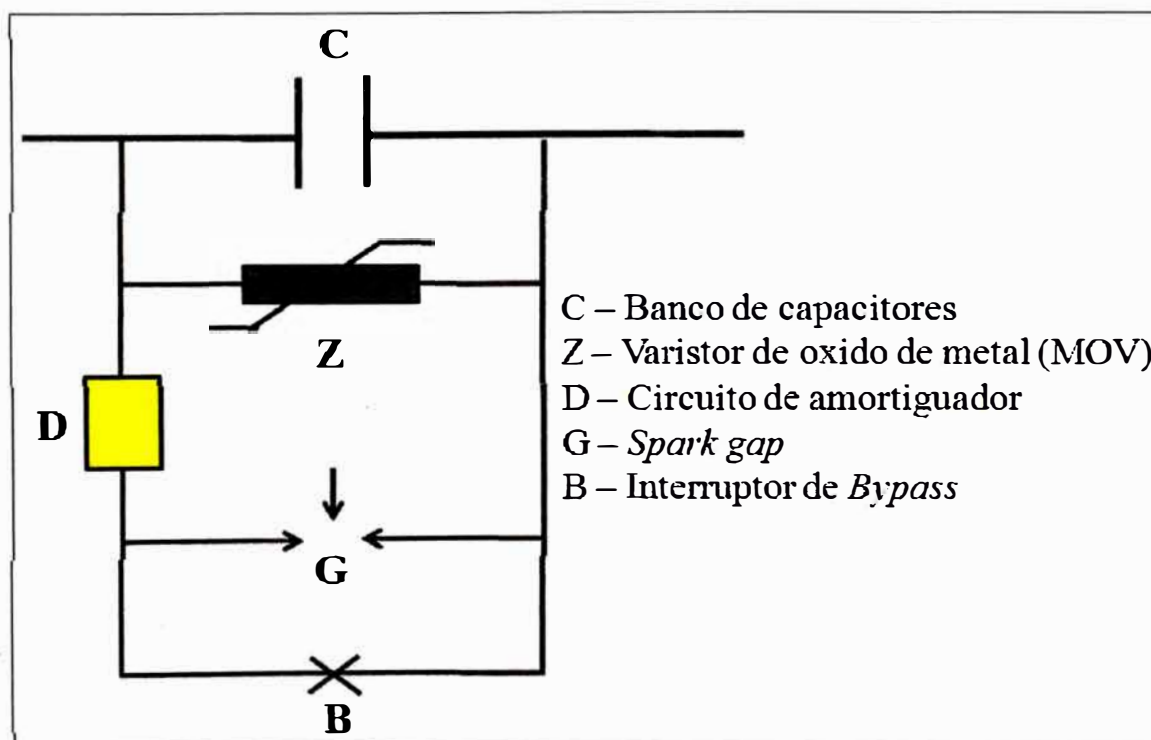


Figura 2.17 Esquema de los elementos importantes de una compensación serie

En las líneas con compensación serie, dependiendo del tipo y ubicación de la a falla el sistema de protección es propenso a inversión de tensión, inversión de corriente y transitorios de frecuencias subarmónicas que no son comunes en los sistemas no compensados.

Estos problemas limitan la aplicación de las protecciones de distancia y sugieren la utilización de protecciones diferenciales longitudinales, para la utilización de protecciones diferenciales es necesario contar con canales de comunicación con elevado ancho de banda (64 Kb), estos canales están disponibles cuando se cuenta con enlaces de fibra óptica o microondas.

a) Inversión de tensión

La medida de impedancia del relé está determinada por la impedancia equivalente entre la ubicación de los transformadores de corriente hasta la ubicación de la falla y es como muestra la ecuación 2.13.

$$V_f = j * I_f (Z_{L_f} - Z_c) \quad (2.13)$$

Dependiendo de la ubicación de la falla la tensión medida podría ser como una tensión de una impedancia capacitiva o inductiva, en la figura 2.18 se muestra el comportamiento de tensión para la ubicación de la falla que se muestra en la misma figura.

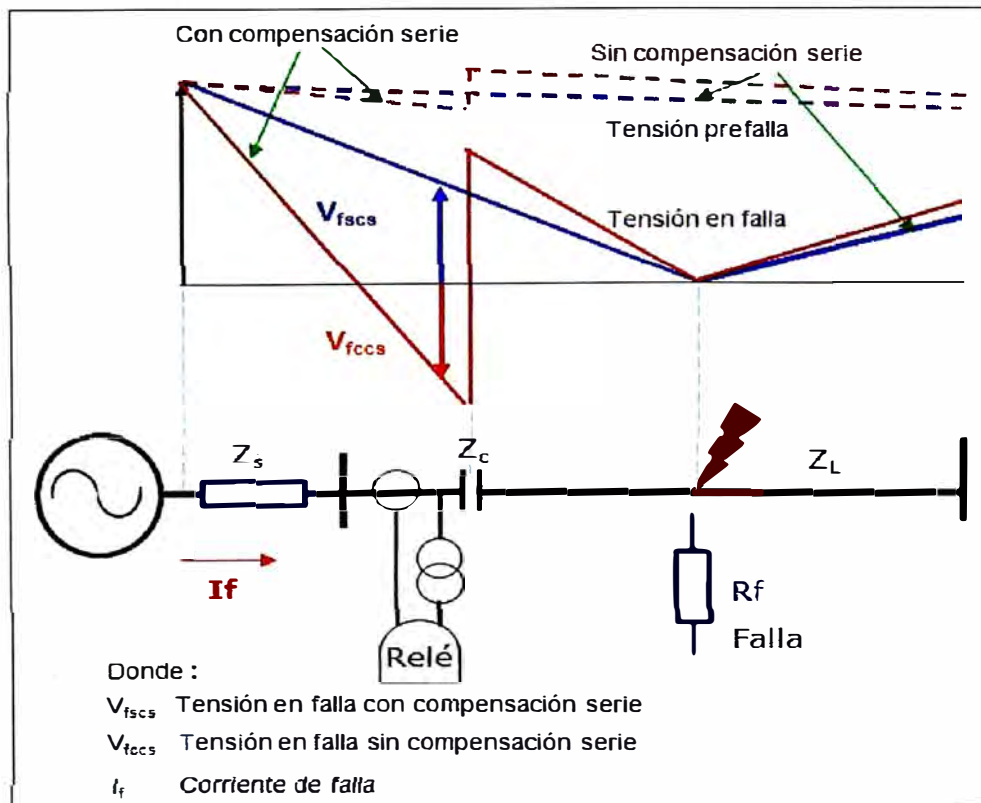


Figura 2.18 Inversión de la tensión en línea con compensación serie.

b) Inversión de corriente

Dependiendo del grado de compensación de la línea, la impedancia equivalente de la fuente (Z_s) y la ubicación de la falla, la corriente puede comportarse como corriente de un banco de capacitores. En la figura 2.19 se muestra el comportamiento de tensión para la ubicación de la falla que se muestra en la misma figura.

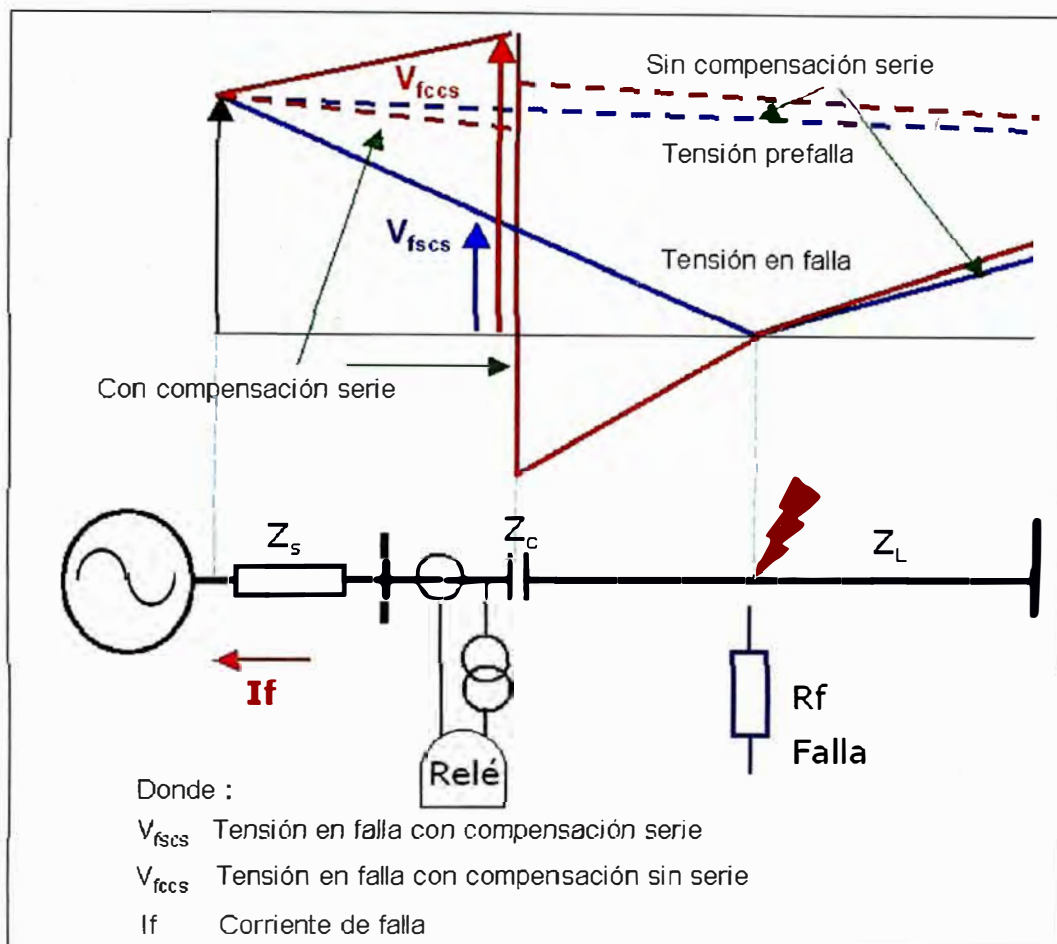


Figura 2.19 Inversión de la corriente en líneas con compensación serie

c) Transitorio de frecuencias sub armónicas

En líneas con compensación serie en la tensión y corrientes aparece transitorios de baja frecuencia debido a la resonancia entre la capacitancia y las inductancia serie del sistema que superpone a la frecuencia del sistema. Debido a que los transitorios son de baja frecuencia es difícil filtrar la componente de frecuencia sub armónica con la suficiente rapidez para proporcionar al relé una alta velocidad de respuesta. El componente de frecuencia subarmónico puede ser relativamente grande y los picos de corriente pueden sobrepasar los picos de corriente para la línea no compensada. Esta sobrecorriente puede causar sobretensión en el condensador y originar el cierre del interruptor de puenteo por su dispositivo de protección del condensador.

Los transitorios de baja frecuencia pueden originar retraso en las corrientes de falla, retraso en el funcionamiento del *spark gaps*, así como retraso en el funcionamiento de los relés de protección de función distancia debida a los problemas de localización y dirección.

En la figura 2.20 se muestra un circuito simplificado para sintetizar el efecto de la compensación serie.

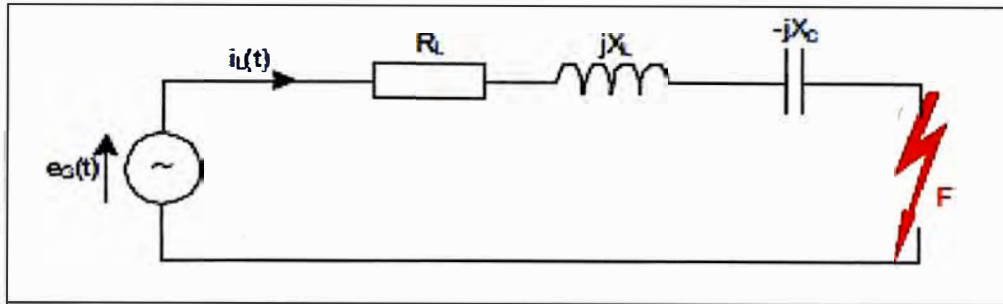


Figura 2.20 Circuito simplificado considerando compensación serie.

Donde:

$$e(t) = E \sin(\omega t + \lambda)$$

Ecuación diferencial sin compensación serie:

De la figura 2.20 se puede expresar la ecuación 2.14 sin considerar la capacitancia serie ó considerando la conducción de los *spark gaps* si tiene capacitancia del serie.

$$L \frac{di}{dt} + Ri = E \sin(\omega t + \lambda) \quad (2.14)$$

De la ecuación 2.14 se puede obtener la solución presentada en la ecuación 2.15.

$$i = \frac{E}{Z} \sin(\omega t + \lambda - \varphi) + \left[i_{(t=0)} - \frac{E}{Z} \sin(\lambda - \varphi) \right] e^{-\frac{t}{L}} \quad (2.15)$$

Donde:

$$Z = \sqrt{R^2 + (\omega \cdot L)^2}$$

$$\varphi = \text{atg} \left(\frac{\omega \cdot L}{R} \right)$$

La corriente en la línea compensada consta de dos componentes:

- La componente de estado estacionario, cuya magnitud depende de la tensión del generador y el valor absoluto de la impedancia.
- La componente transitoria de corriente continua, cuya magnitud depende del ángulo de incidencia de la falla el cual se amortigua con la constante de tiempo $\frac{L}{R}$ (s).

Ecuación diferencial con compensación serie:

Considerando la capacitancia serie sin considerar la conducción de los *spark gaps* y MOV de la figura 2.20 se puede obtener la ecuación 2.16.

$$L \frac{di}{dt} + Ri + \int \frac{i(t)}{C} dt = E \sin(\omega t + \lambda) \quad (2.16)$$

De la ecuación 2.16 se puede transformar y obtener la ecuación 2.17.

$$L \frac{d^2i}{dt^2} + R \frac{di}{dt} + \frac{i(t)}{C} = E \omega \cos(\omega t + \lambda) \quad (2.17)$$

De la ecuación 2.17 se puede obtener la solución que se muestra en la ecuación 2.18.

$$I_L = \frac{E_G}{Z_{SC}} \sin(\omega t + \lambda - \varphi) + [K_1 \cos(\beta.t) + K_2 \sin(\beta.t)] e^{-\alpha.t} \quad (2.18)$$

Donde:

$$Z_{SC} = \sqrt{R_L^2 + \left(\omega.L - \frac{1}{\omega.C} \right)^2}$$

$$K_1 = I_{L(t=0)} - \frac{E_G}{Z_{SC}} \cdot \sin(\lambda - \varphi)$$

$$K_2 = \frac{1}{\beta.L_L} \left[E_G \cdot \sin(\lambda) - U_{C(t=0)} - \frac{R_L}{Z_{SC}} I_{L(t=0)} - \frac{E_G \cdot \omega.L_L}{Z_{SC}} \cos(\lambda - \varphi) - \frac{E_G \cdot R_L}{2.Z_{SC}} \cdot \sin(\lambda - \varphi) \right]$$

$$\alpha = \frac{R_L}{2.L_L}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{1}{L_L.C_L} - \frac{R_L^2}{4.L_L^2}}$$

En la figura 2.21 se muestra la tensión y la corriente con componentes subarmónicas para un ejemplo considerando compensación serie.

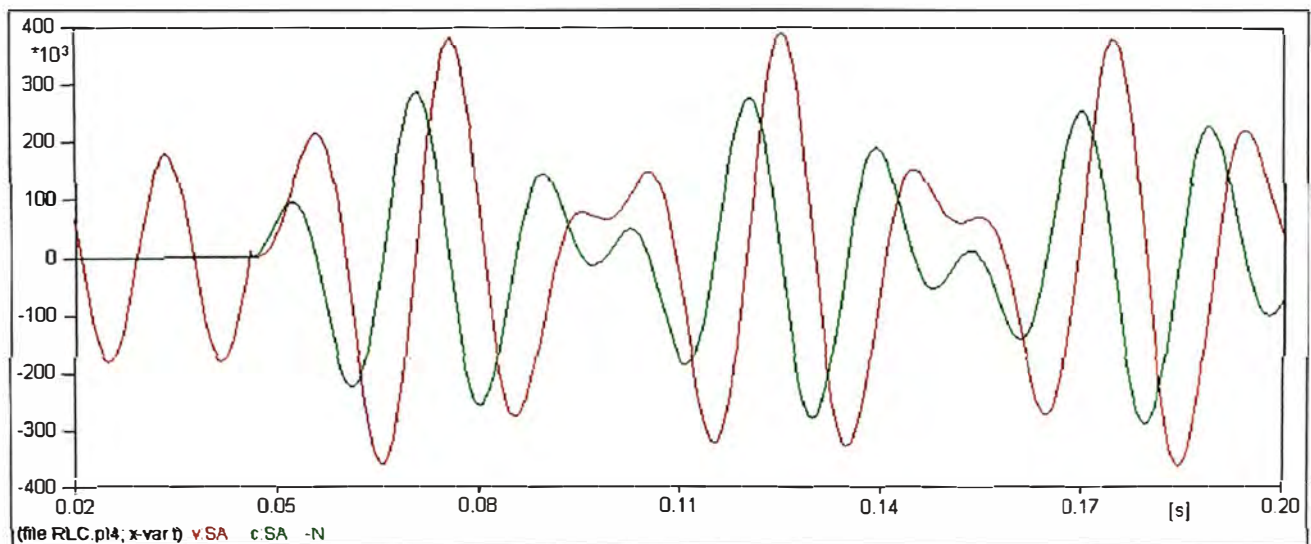


Figura 2.21 Respuesta de corriente(c:SA -N) multiplicada por un factor de 50 y

la tensión(v:SA) para $X_L = 117 \text{ ohm}$, $C = 48.351848 \mu\text{f}$

Las diferencias en líneas con compensación y sin compensación se pueden mencionar lo siguiente:

- La magnitud de la corriente de falla es superior a la corriente sin compensación serie debido a que la reactancia capacitiva disminuye la impedancia.
- La parte transitoria consiste en una oscilación amortiguada, que tiene una frecuencia angular β y se extingue con una constante tiempo α

d) Impedancias aparente sin la influencia MOV

La figura 2.22 muestra el diagrama de impedancia para diferentes tipos de compensación sin considerar la conducción del varistor ó *spark gaps* (chispero), el cual no siempre es cierto.

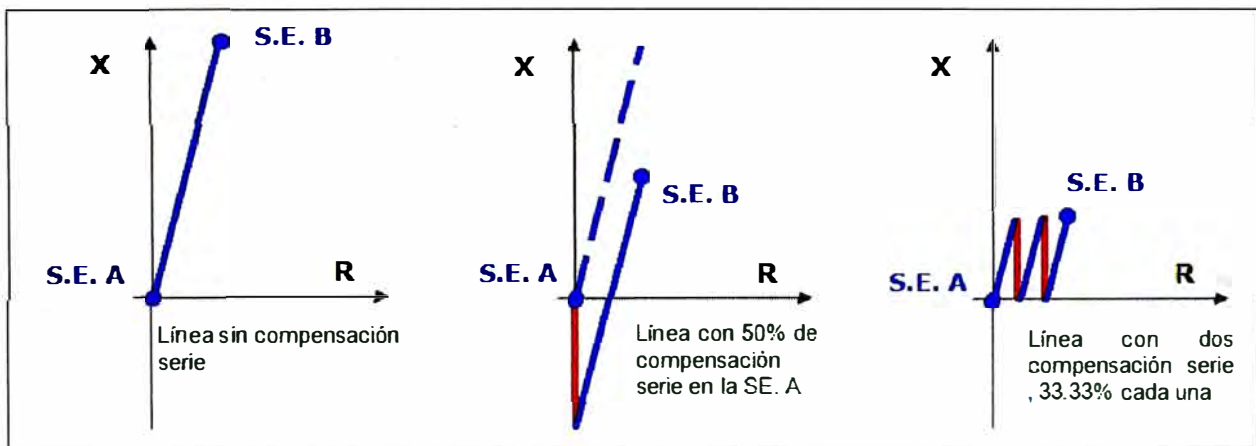


Figura 2.22 Diagrama de impedancia ideal incluyendo compensación serie

La conducción del varistor que depende del nivel de cortocircuito y la tensión nominal del varistor, hace que la impedancia no se muestre como la figura 2.22. Para tener una curva aproximada en condiciones de conducción del varistor se puede considerar una resistencia variable como muestra la figura 2.23.

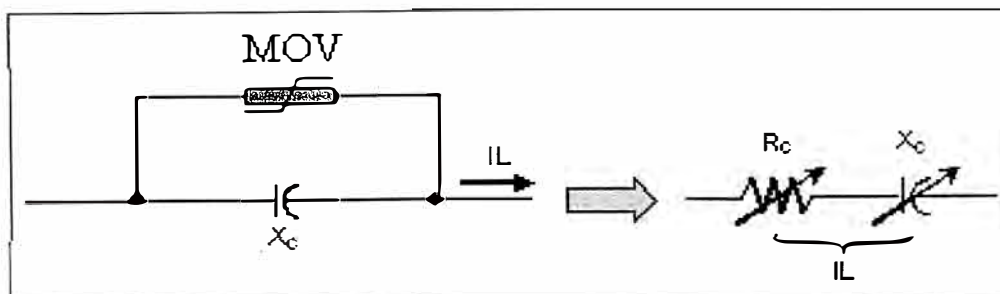


Figura 2.23 Modelo equivalente Condensador/Varistor según Goldsworthy

Considerando la conducción del MOV el diagrama de impedancia resulta como la figura 2.25.

e) Comportamiento considerando los elementos completos de una compensación serie

La figura 2.24 muestra las respuestas de las tensiones y la corriente por el capacitor y varistor durante un cortocircuito.

La impedancia aparente inductiva medida en el relé de distancia es reducida debido a la reactancia capacitiva de la compensación serie.

La situación es diferente cuando el varistor de óxido metálico (MOV) se utiliza para la protección por sobretensión de los condensadores, la figura 2.25 muestra el comportamiento transitorio de la impedancia.

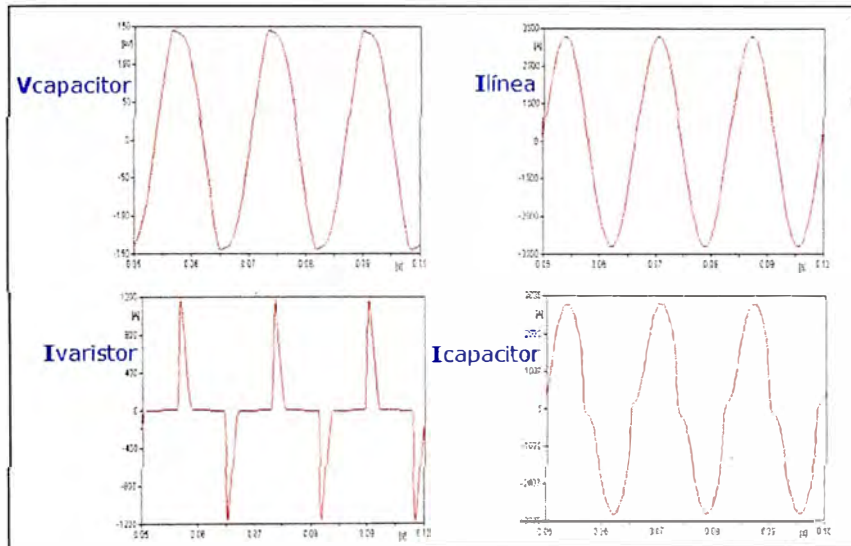


Figura 2.24 Tensión en el varistor, corriente de línea, corriente del varistor y corriente en la capacitancia

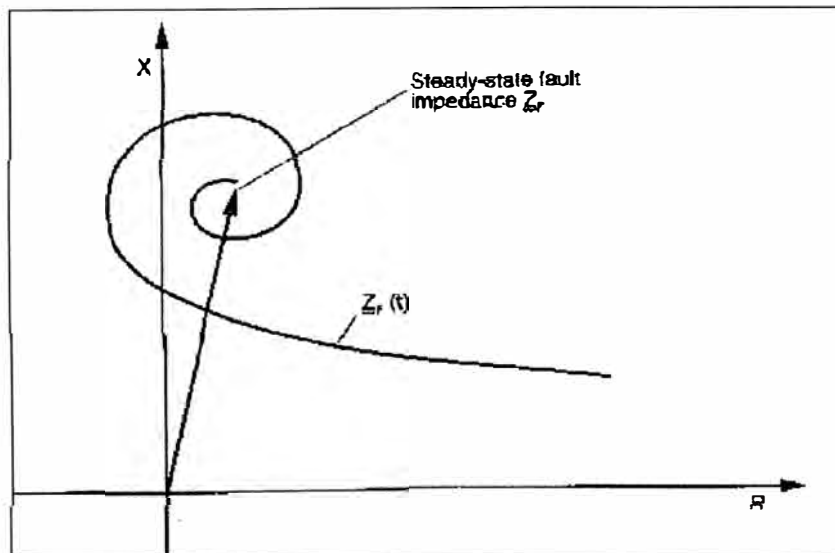


Figura 2.25 Comportamiento transitorio de la impedancia en líneas con compensación serie

El varistor es la protección principal de los condensadores serie por tal motivo el varistor se diseña teniendo en cuenta la relación que muestra en la ecuación 2.19.

$$k_P = \frac{U_{MOV}}{U_{NC}} \quad (2.19)$$

Dónde:

U_{MOV} - es el voltaje máximo instantáneo dividido por $\sqrt{2}$, en bornes del condensador, inmediatamente antes de la conducción del MOV.

U_{NC} - es la tensión rms nominal de los condensadores serie.

La figura 2.26 muestra el diagrama de impedancia tres casos típicos de los condensadores serie situado al inicio de la línea, dependiendo de las variables corriente de cortocircuito (I_{cc}), factor de diseño (k_p) y corriente nominal (I_n) del banco de capacitores, por ejemplo si la división de I_{cc} por k_p y I_n es menor igual que 1 no conduce el varistor por tal motivo no altera el diagrama de impedancia (curva b de la figura 2.26) para las otras condiciones altera el diagrama de impedancia según sea el nivel de cortocircuito como muestra la curva b y c de la figura 2.26.

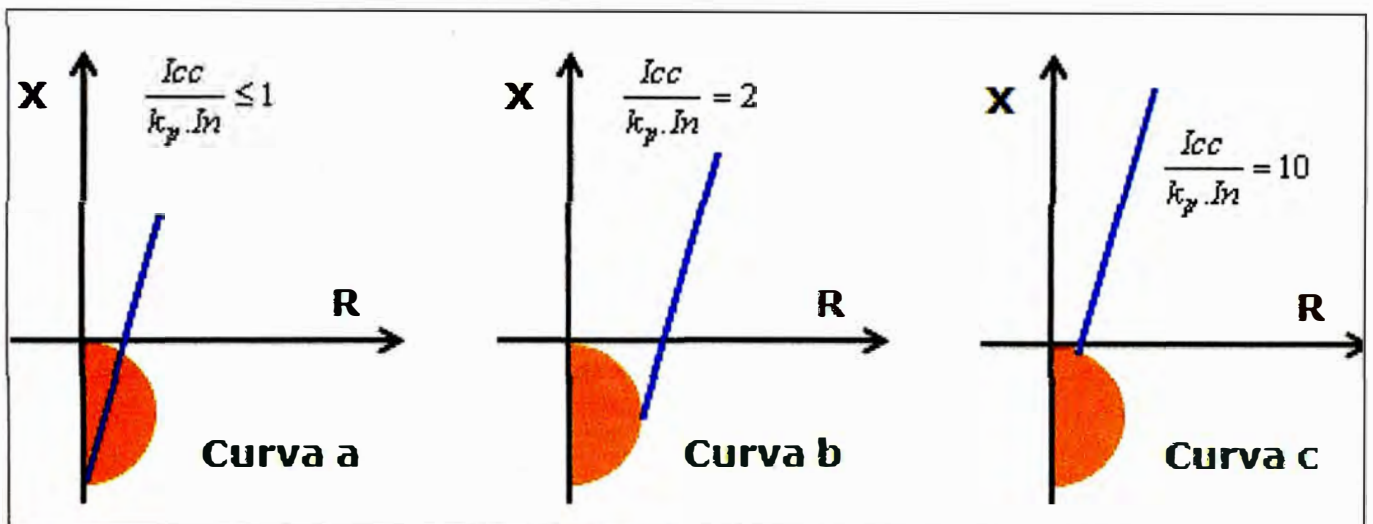


Figura 2.26 Impedancia equivalente de protección con conducción del MOV

2.2. Protección diferencial longitudinal

La protección diferencial de línea mide las corrientes en las tres fases de cada extremo de línea y luego compara los valores de módulo y ángulo en cada fase (protección segregada por fase). De esta forma, es posible detectar todo tipo de fallas, condicionado al nivel de sensibilidad ajustado.

La protección diferencial de línea no es afectada por problemas de inversión de tensión ó inversión de corriente.

El funcionamiento de esta protección se basa en el intercambio de mensajes entre las protecciones de ambos extremos.

Debido a que la corriente capacitiva de la línea es una corriente diferencial esta debe ser considerado a la hora de fijar el umbral de sensibilidad, este problema es muy importante en cables subterráneos. La corriente diferencial en líneas de alta tensión es normal ajustar 2,5 veces la corriente capacitiva de la línea.

Las mediciones de ambos extremos no están sincronizadas, por lo que deben tener un adecuado criterio de sincronización de las muestras.

Para sincronizar las mediciones algunos fabricantes utilizan el siguiente criterio:

Uno de los terminales se ajusta como “Maestro” y el otro como “Esclavo”. El mensaje es enviado por el esclavo en t_1 , el tiempo t_1 es almacenado en el esclavo. El mensaje es recibido por el maestro en t_2 y reenviado al esclavo en t_3 , junto con la información de la corriente en el maestro, la información de t_2 y t_3 se incluyen en el mensaje. El mensaje es recibido en t_4 por el esclavo, lo mencionado se muestra en la figura 2.27.

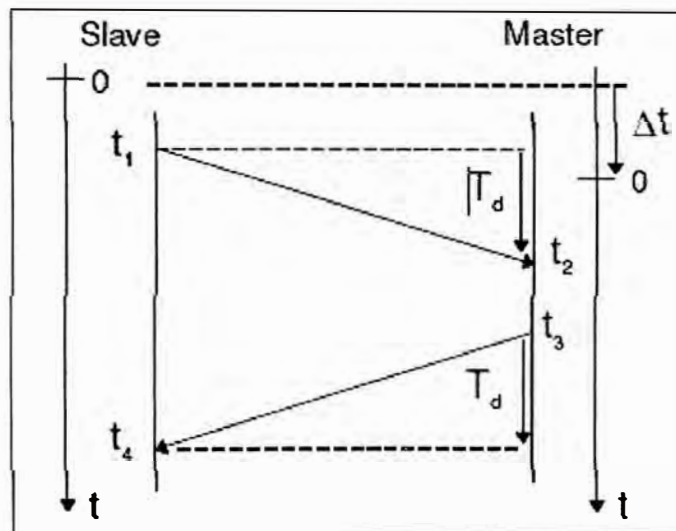


Figura 2.27 Esquema de sincronización de los equipos

Los medios de comunicación es el mismo para el envío y recibo, el tiempo de retardo de ambos sentidos se considera iguales a T_d , con la información disponible el esclavo calcula el tiempo de transmisión como muestra la ecuación 2.20.

$$T_d = \frac{(t_2 - t_1) + (t_4 - t_3)}{2} \quad (2.20)$$

De la ecuación 2.20 se puede acomodar y obtener la ecuación 2.21.

$$T_d = \frac{(t_4 - t_1) - (t_3 - t_2)}{2} \quad (2.21)$$

La suposición de que el tiempo de transmisión es igual en ambas direcciones es de vital importancia, con la ecuación 2.21 se puede observar que se elimina los errores debido a la diferencias de tiempo de ambos extremos (no sincronizados). Si los relojes de ambos extremos estuviesen sincronizados t_2 debería ser igual a $t_1 + T_d$, como no es cierto existe una pequeña diferencia de Δt . De acuerdo con la figura 2.27, entre los relojes, se puede plantear las ecuaciones 2.22 y 2.23.

$$t_1 = t_2 - T_d + \Delta t \quad \text{ó} \quad \Delta t = t_1 - t_2 + T_d \quad (2.22)$$

$$t_3 = t_4 - T_d - \Delta t \quad \text{ó} \quad T_d = t_4 - t_3 - \Delta t \quad (2.23)$$

Combinando las ecuaciones 2.22 y 2.23 se puede obtener la ecuación 2.24, esta ecuación elimina la diferencia de tiempo entre el esclavo y el maestro.

$$\Delta t = t_1 - t_2 + t_4 - t_3 - \Delta t \quad \text{ó} \quad \Delta t = \frac{t_1 + t_4}{2} - \frac{t_2 + t_3}{2} \quad (2.24)$$

El primer término de la ecuación 2.24 es el punto medio entre t_1 y t_4 y el segundo es el punto medio entre t_2 y t_3 , Δt es la diferencia entre esos dos puntos medios y será independiente del tiempo de transmisión considerando que los tiempos de transmisión sean iguales en ambas direcciones. Si el reloj del esclavo adelanta al reloj del maestro entonces $\Delta t > 0$ y viceversa Δt será < 0 . Antes de efectuar una compensación para Δt , se verifica que el tiempo de transmisión T_d haya sido constante por un cierto tiempo y sea menor que un valor máximo. Si estos requisitos son satisfechos, el reloj en el esclavo se ajusta en un valor dependiente de Δt .

2.3. Detección de oscilación de potencia

La oscilación de potencia es un fenómeno que se presenta por desequilibrios transitorios entre la generación y la carga. Estos desequilibrios pueden ocurrir por eliminación de cortocircuitos, conexión de un generador al sistema, incremento y pérdidas repentinas de carga, etc. Debidos a las oscilaciones del sistema de potencia la función distancia es propensa a realizar disparo por cual es necesario habilitar el bloqueo de la función de detección de oscilación de potencia. Es necesario que los relés tengan una adecuada lógica de detección de oscilación de potencia para evitar desconexiones innecesarias.

De la figura 2.28 se puede obtener la impedancia del relé que se muestra en la ecuación 2.25. En la figura 2.29 muestra comportamiento de la impedancia para cualquier punto de operación.

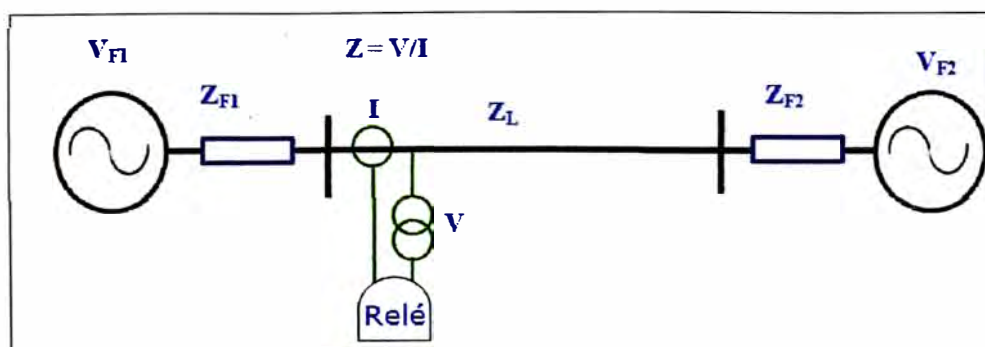


Figura 2.28 Diagrama unifilar para una línea donde nos representa un relé instalado.

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{V_{F1}}{V_{F1} - V_{F2}} (Z_{F1} + Z_L + Z_{F2}) - Z_{F1} \quad (2.25)$$

Donde:

- Z - Impedancia medida por el relé.
- V - Tensión fasorial medida por el relé.
- I - Corriente fasorial medida por el relé.
- V_{F1} - Tensión fasorial de la fuente 1.
- V_{F2} - Tensión fasorial de la fuente 2.
- Z_{F1} - Impedancia de la fuente 1.
- Z_{F2} - Impedancia de la fuente 2.
- Z_L - Impedancia de la línea.

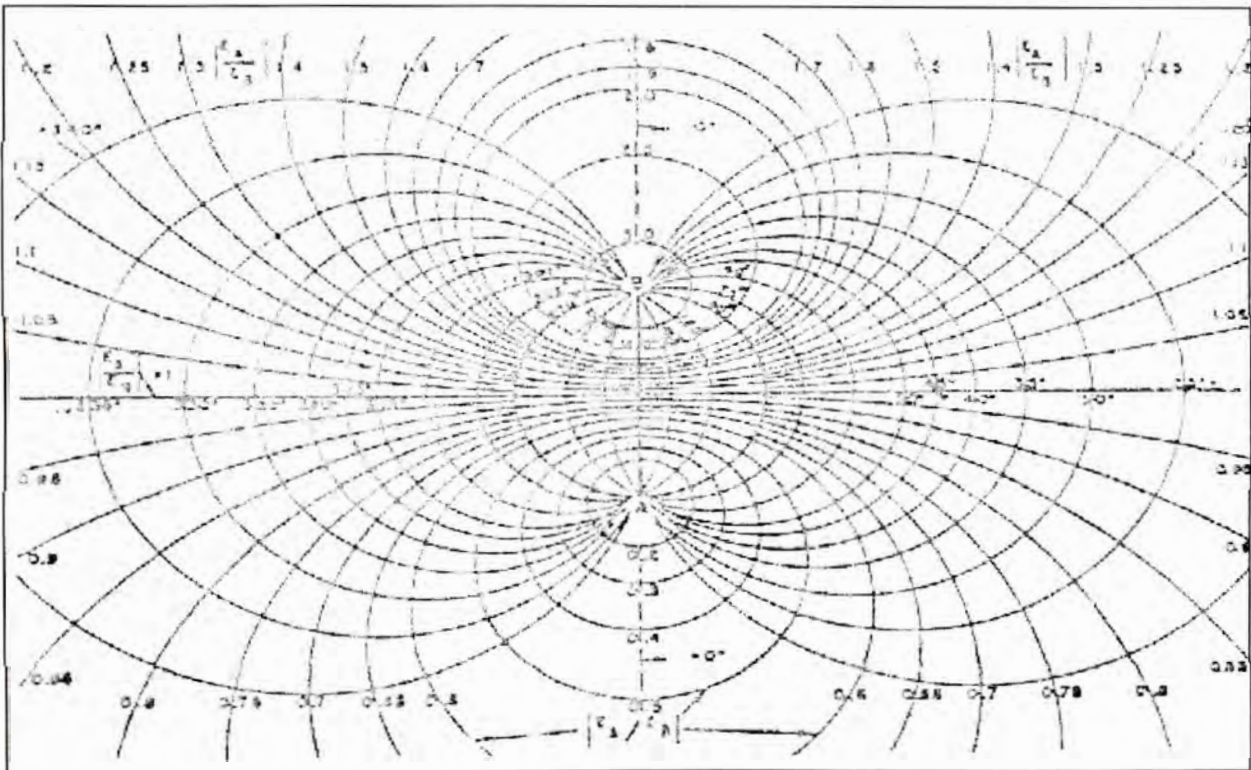


Figura 2.29 Diagrama R-X para localizar cualquier punto de operación.

Los fabricantes tienen diferentes algoritmos de detección de oscilación de potencia, en la figura 2.30 se muestra diferentes comportamientos de oscilación de potencia. La curva 1 nos representa la trayectoria de impedancia originado por una falla, la curva 2 y 3 nos representa trayectoria de la impedancia debido a oscilaciones estables en el sistema de potencia, la curva 4 nos presenta el diagrama de impedancia a una condición de oscilaciones inestables del sistema de potencia.

Para detectar una oscilación de potencia existe una banda de oscilación, en el caso de la figura 2.30 esta banda está limitada por PPOL y APOL. La función de oscilación de

potencia para discriminar entre falla y oscilación de potencia mide el tiempo la permanencia en la banda de oscilación hasta que sale de ella (velocidad de la impedancia).

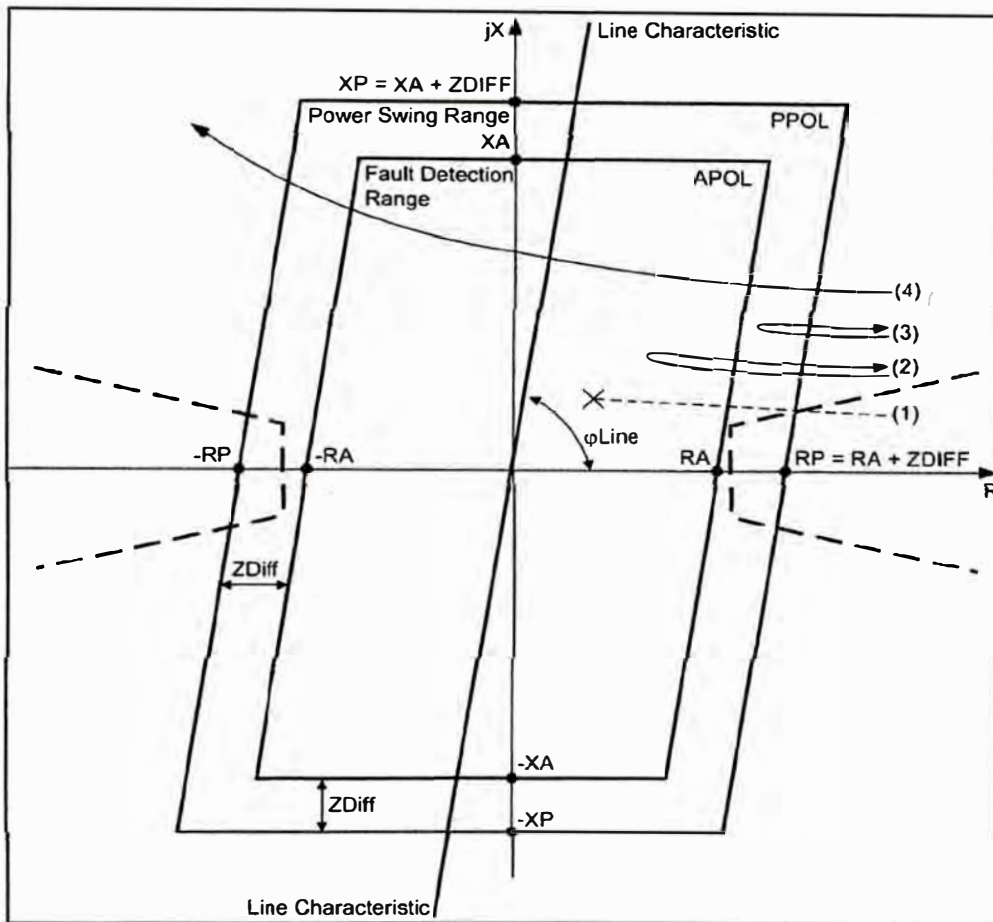


Figura 2.30 Características de operación para la detección de oscilación de potencia, relé SIEMENS

Los criterios más utilizados por los fabricantes son:

- Velocidad de la impedancia.
- Continuidad de la trayectoria.
- Monotonía de la trayectoria.
- Estabilidad de la trayectoria.
- Simetría de la trayectoria.

Los fabricantes utilizan combinaciones lógicas de diferentes criterios para determinar si una oscilación es estable ó inestable.

CAPITULO III

EVENTOS REALES EN LA INTERCONEXIÓN MANTARO - COTARUSE – SOCABAYA DE 220kV

3.1. Fallas registradas en las líneas Mantaro – Cotaruse - Socabaya

Para el presente informe como estadística se muestran las fallas registradas en las líneas Mantaro – Cotaruse - Socabaya entre los años 2007 al 2010, de donde se resaltan las fallas más importantes.

3.1.1. Fallas en las líneas registradas en el año 2007

En la tabla 3.1 se muestran las fallas que se registraron en el año 2007, donde se puede resaltar: 6 fallas monofásicas en la línea L-2053, 7 fallas monofásicas simultaneas en la línea L-2053 y L-2054, una falla simultánea en la L-2053 y L-2054 en una monofásica y en la otra trifásica.

Tabla 3.1 fallas en la líneas Mantaro – Cotaruse – Socabaya registradas en el año 2007

Tipo de falla	L-2051	L-2052	L-2051 L-2052	L-2053	L-2054	L-2053 L-2054	Total según tipo de Falla
Fallas 1Ø	4	2	2	6	2	7	23
Fallas 2Ø	0	1	0	3	1	1	6
Simultánea 3Ø/1Ø	0	0	0	0	0	1	1
Total por línea	4	3	2	9	3	9	30

La figura 3.1 ilustra el número de fallas de la tabla 3.1, según el tipo de falla.

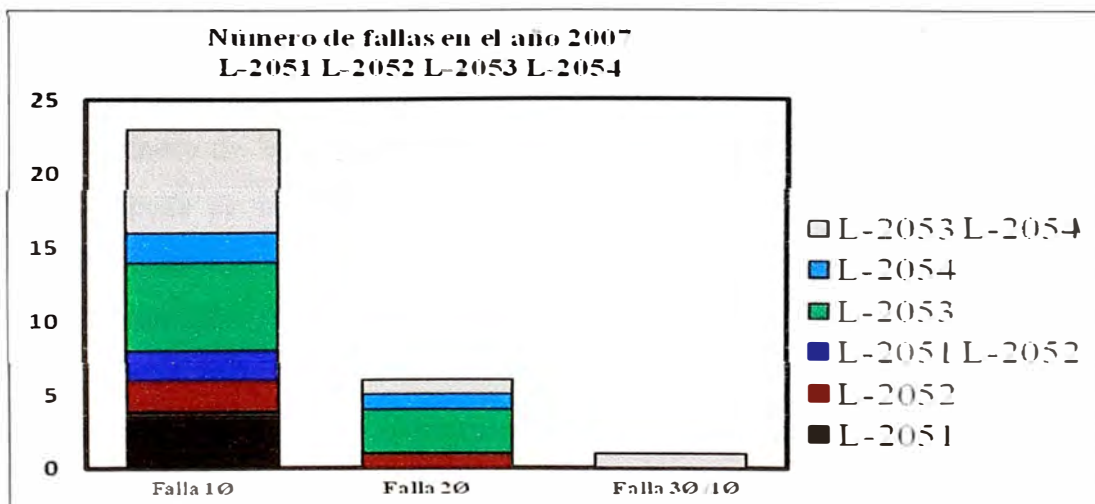


Figura 3.1 número de fallas registradas en el año 2007 según tipo de falla

Desconexiones inadecuadas:

- El 07 de febrero y el 19 de diciembre de 2007 se registraron fallas monofásicas en la fase A de la línea L-2051, las protecciones diferenciales de línea realizaron correctamente disparo monofásico. Durante el tiempo muerto del recierre se registro disparo tripolar por la inadecuada actuación de la función distancia del relé SEL321.
- El 08, 18 y 29 de marzo de 2007, se registraron fallas monofásicas en la fase A de la línea L-2053, las protecciones diferenciales de línea realizaron disparo monofásico correctamente. Durante el tiempo muerto del recierre, se registro disparo tripolar por la inadecuada actuación de la función distancia del relé SEL321.
- El 13 de enero de 2007 se presento sobretensiones en la fase A de la línea L-2052 durante el tiempo muerto de la fase A de las líneas L-2053 y L-2054, originando la desconexión de la línea por actuación de protección de sobretensión.
- El 18 de enero de 2007 se presento sobretensiones en la fase A de la línea L-2051 durante el tiempo muerto de la fase A de la línea L-2054 y la desconexión de la línea L-2053 debido a una falla trifásica a tierra.

3.1.2. Fallas en las líneas registradas en el año 2008

En la tabla 3.2 se muestran las fallas que se registraron en el año 2008, donde se puede resaltar que existieron tres fallas monofásicas en la línea L-2053 y tres L-2054.

Tabla 3.2 Fallas en la línea Mantaro – Cotaruse – Socabaya registradas en el año 2008

Tipo de falla	L-2051	L-2052	L-2051 L-2052	L-2053	L-2054	L-2053 L-2054	Total según Tipo de Falla
Fallas 1Ø/Línea	2	2	1	3	3	0	11
Fallas 2Ø/Línea	1	1	0	1	1	1	5
Simultánea 2Ø/1Ø	0	0	1	0	0	0	1
Simultánea 3Ø/2Ø	0	0	0	0	0	1	1
Total	3	3	2	4	4	2	18

Desconexiones inadecuadas:

- El 29 de enero de 2008 se presentó sobretensiones en las fases B y C de la línea L-2051, después de la desconexión de las líneas L-2053 y L-2054 debido una falla bifásica BC simultanea en las líneas L-2053 y L-2054, originando la desconexión de la línea por actuación de protección de sobretensión.
- El 5 de noviembre de 2008 se presentó sobretensiones en las fases A, B y C de la línea L-2051, después de la desconexión de las líneas L-2053 y L-2054 debido una simultáneas con falla trifásica en la línea L-2053 y bifásica BC en la L-2054, originando la desconexión de la línea por actuación de protección de sobretensión.

En la figura 3.2 ilustra el número de fallas de la tabla 3.2, según el tipo de falla.



Figura 3.2 Número de fallas registradas en el año 2008 según el tipo de falla

3.1.3. Fallas en las líneas registradas en el año 2009

En la tabla 3.3 se muestran las fallas que se registraron en el año 2009, donde se puede resaltar que existieron cinco fallas monofásicas en la línea L-2051 y cuatro en la línea L-2053.

Tabla 3.3 Fallas en las líneas Mantaro – Socabaya, registradas en el año 2009

Tipo de falla	L-2051	L-2052	L-2051 L-2052	L-2053	L-2054	L-2053 L-2054	Total según Tipo de Falla
Fallas 1Ø/Línea	5	3	1	4	0	0	13
Fallas 2Ø/Línea	0	1	0	0	0	0	1
Total por línea	5	4	1	4	0	0	14

La figura 3.3 ilustra el número de fallas de la tabla 3.3, según el tipo de falla.

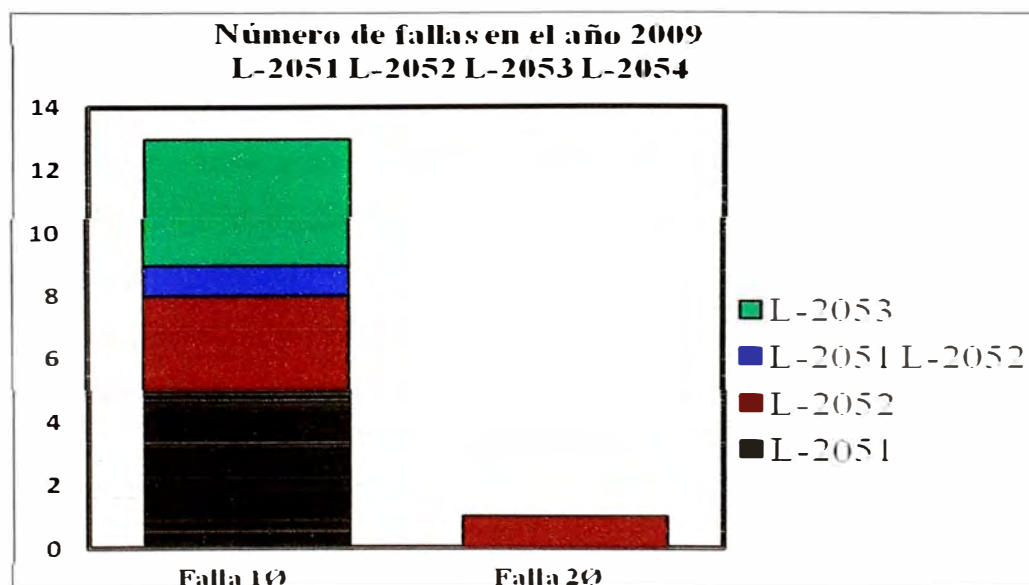


Figura 3.3 Fallas en las líneas Mantaro – Socabaya, registrada el año 2009

No se registraron actuaciones inadecuadas del sistema de protección.

3.1.4. Fallas en las líneas registradas en el año 2010

En la tabla 3.4 se muestran las fallas que se registraron en el año 2010 hasta el 31 de marzo.

Tabla 3.4 Fallas en las líneas Mantaro – Socabaya, registradas en el año 2010 hasta el 31 de marzo de 2010

Tipo de falla	L-2051	L-2052	L-2051 L-2052	L-2053	L-2054	L-2053 L-2054	Total según Tipo de Falla
Fallas 1Ø/Línea	0	1	0	0	0	0	1
Falla 2Ø/Línea	0	0	0	1	0	0	1
Simultánea 2Ø/1Ø	0	0	0	0	0	1	1
Simultánea 3Ø/1Ø	0	0	1	0	0	0	1
Total por línea	0	1	1	0	0	1	4

- **El 14 de enero de 2010**, se produjo una falla simultánea en la L-2053 y L-2054, bifásica BC a tierra en la línea L-2053 y monofásica en la fase C de la línea L-2054. La falla en la línea L-2053 fue despejada correctamente, en ambos extremos, por actuación de su protección diferencial de línea mediante disparo trifásico definitivo.
- En la SE Socabaya**, la falla monofásica en la línea L-2054 fue despejada por actuación de sus protecciones diferenciales de línea mediante disparo monofásico de la fase C. Posteriormente se produjo un recierre monofásico exitoso.
- En la S.E. Cotaruse**, la falla monofásica en la línea L-2054 fue despejada por actuación de sus protecciones diferenciales mediante disparo monofásico de la fase C. Durante el tiempo muerto de recierre se registró la actuación de la función distancia en zona 2 originando disparo trifásico definitivo originando la pérdida del enlace Cotaruse – Socabaya.

3.2. Explicación de las actuaciones innecesarias

De las actuaciones inadecuadas existen tres tipos que son las más resaltantes.

3.2.1. Disparo de la función distancia del relé SEL321 durante un tiempo muerto de recierre de la fase A.

El 29 de Marzo de 2007 a las 14:12:18 horas desconecto la línea L-2053 por actuación de su protección de distancia, simultáneamente se registro recierre exitoso en la fase “A” en la línea L-2054, originada por descargas atmosféricas. Al momento de la perturbación la interconexión transmitía 118,0MW de norte a sur.

En la **S.E. Cotaruse**, la falla monofásica en la fase “A” de la línea L-2053 es despejada con disparo monofásico por actuación de sus protecciones diferenciales de línea, durante

el tiempo muerto de recierre se registra el disparo trifásico por operación de la función distancia del relé SEL321.

En la **S.E. Socabaya**, la falla monofásica de la línea L-2053 es despejada con disparo monofásico fase "A" por actuación de sus protecciones de diferenciales de línea, durante su tiempo muerto de recierre se registra disparo trifásico por recepción de disparo transferido del relé de distancia de la S.E. Cotaruse de la línea L-2053.

En la **S.E. Cotaruse y Socabaya**, la falla monofásica de la línea L-2054 es despejada con disparo monofásico fase "A", por actuación de sus protecciones diferenciales de línea, reconectando en forma exitosa luego de su tiempo muerto de recierre.

En la figura 3.4 se muestra el registro oscilográfico del registrador BEN5000 de la línea L-2053 en la S.E. Socabaya donde se resalta durante la falla monofásica, durante el tiempo muerto y en el instante del disparo trifásico del relé SEL321.

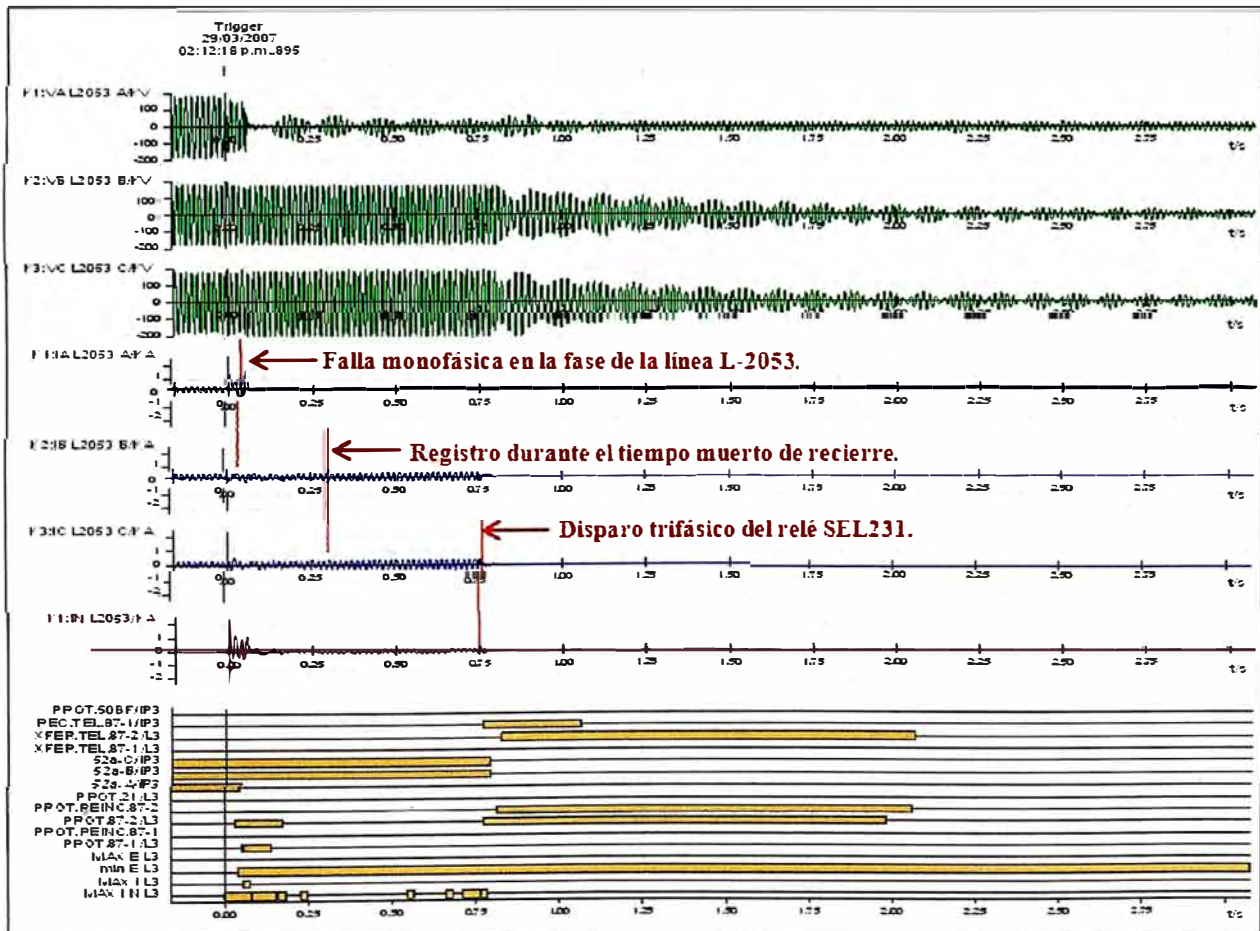


Figura 3.4 Registro oscilográfico de la L-2053, S.E. Socabaya registrador BEN5000

En la figura 3.5 se muestra el registro del relé SEL321, durante la falla monofásica, donde se observa la activación de la zona 1 de la **fase a** (ZAG) cabe resaltar que la salida de disparo de la zona 1 está bloqueada por la protección diferencial de línea.

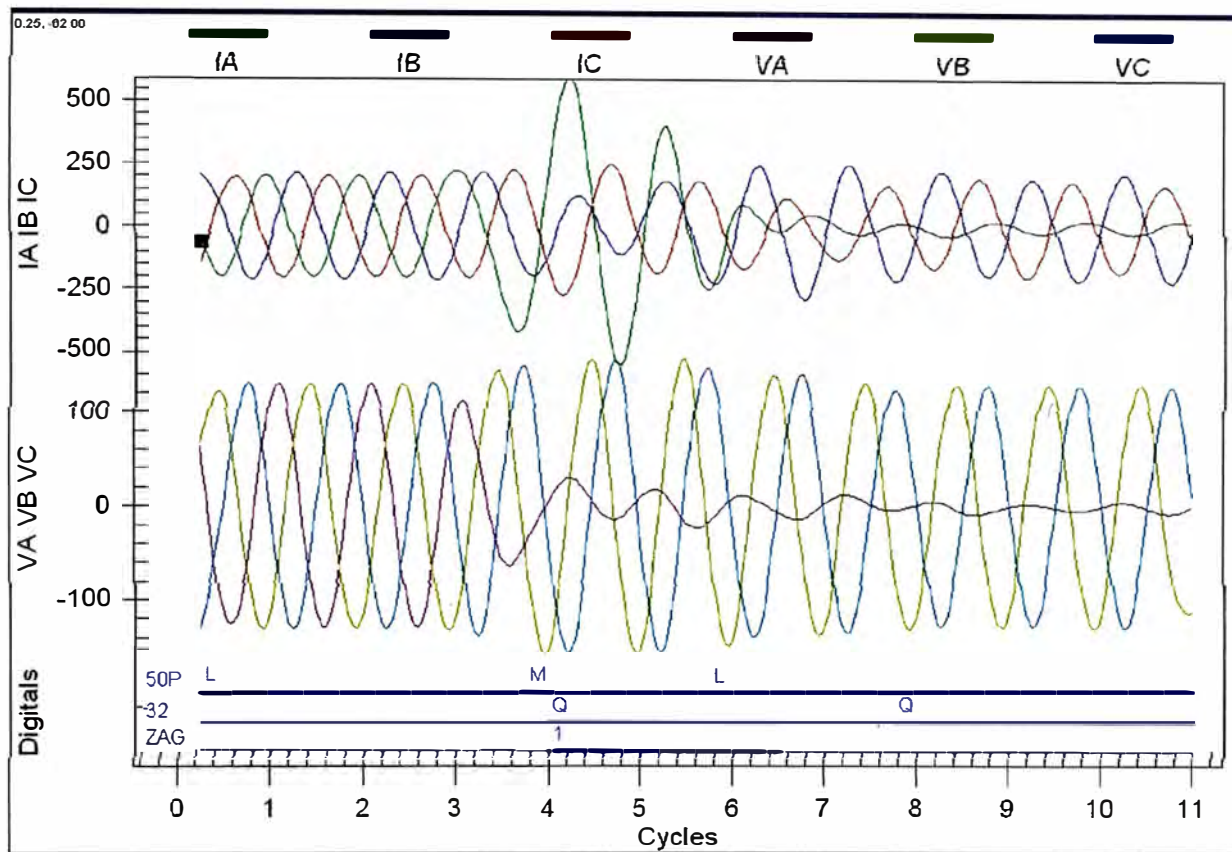


Figura 3.5 Oscilografía del relé SEL321 de la L-2053 inicio de falla monofásica (13:43:09.307)

En la figura 3.6 se muestra el registro del relé SEL321, durante el tiempo muerto de recierre, se observa el arranque de la zona 2 de la **fase AB** (ZAB) y también el arranque de la zona I de la **fase BC**, cabe resaltar que la salida de disparo de la zona 2 no está bloqueada por la protección diferencial de línea. En la figura 3.7 se muestra el registro del relé SEL321, durante el disparo trifásico del relé, se observa el disparo del relé SEL321 (OUT 1, 3 y 7) además se observa la posición de los interruptores abierto (IN 2 y 4).

Las figuras presentadas muestran la operación del SEL-321, arranque del relé durante la falla (figura 3.5), arranque de las zonas 2 y 1 durante el tiempo muerto (figura 3.6) y disparo durante el tiempo muerto de recierre (figura 3.7). Cabe resaltar que no se registró falla durante el tiempo muerto de recierre de la línea. De los registros oscilográficos que se muestran en las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 se debe resaltar el comportamiento de la tensión de la fase A, este registro fue concordado con la oscilografía del registrador de fallas BEN5000 (figura 3.4) para descartar de problemas de medición del relé SEL321.

El análisis depende del comportamiento de esta tensión el cual muestra un comportamiento *oscilatorio entre la línea y el reactor* (ver figura 3.8) durante el tiempo muerto de recierre. Las tensiones de las fases B y C tienen un comportamiento normal.

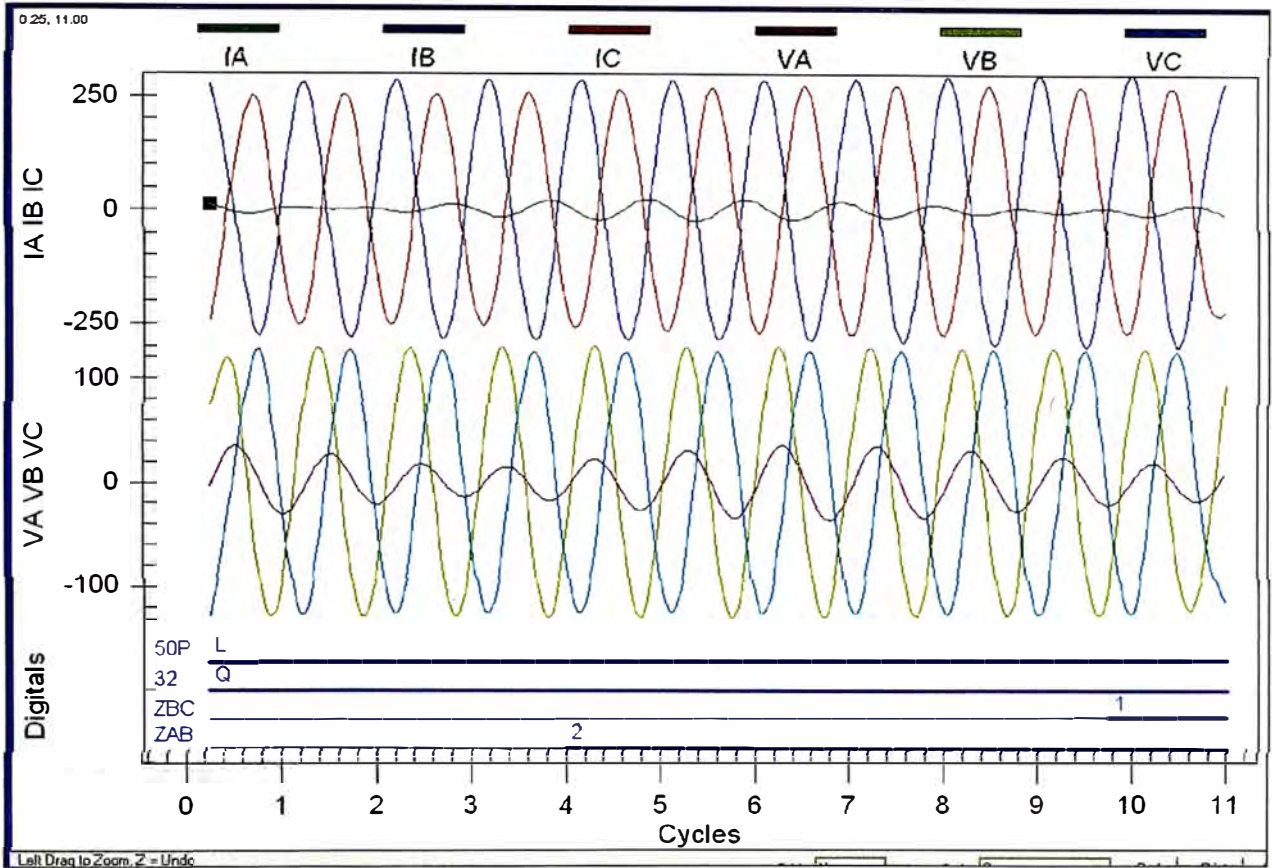


Figura 3.6 Oscilografía del relé SEL321 de la L-2053 arranque zona 2 y arranque zona1 (13:43:09.827)

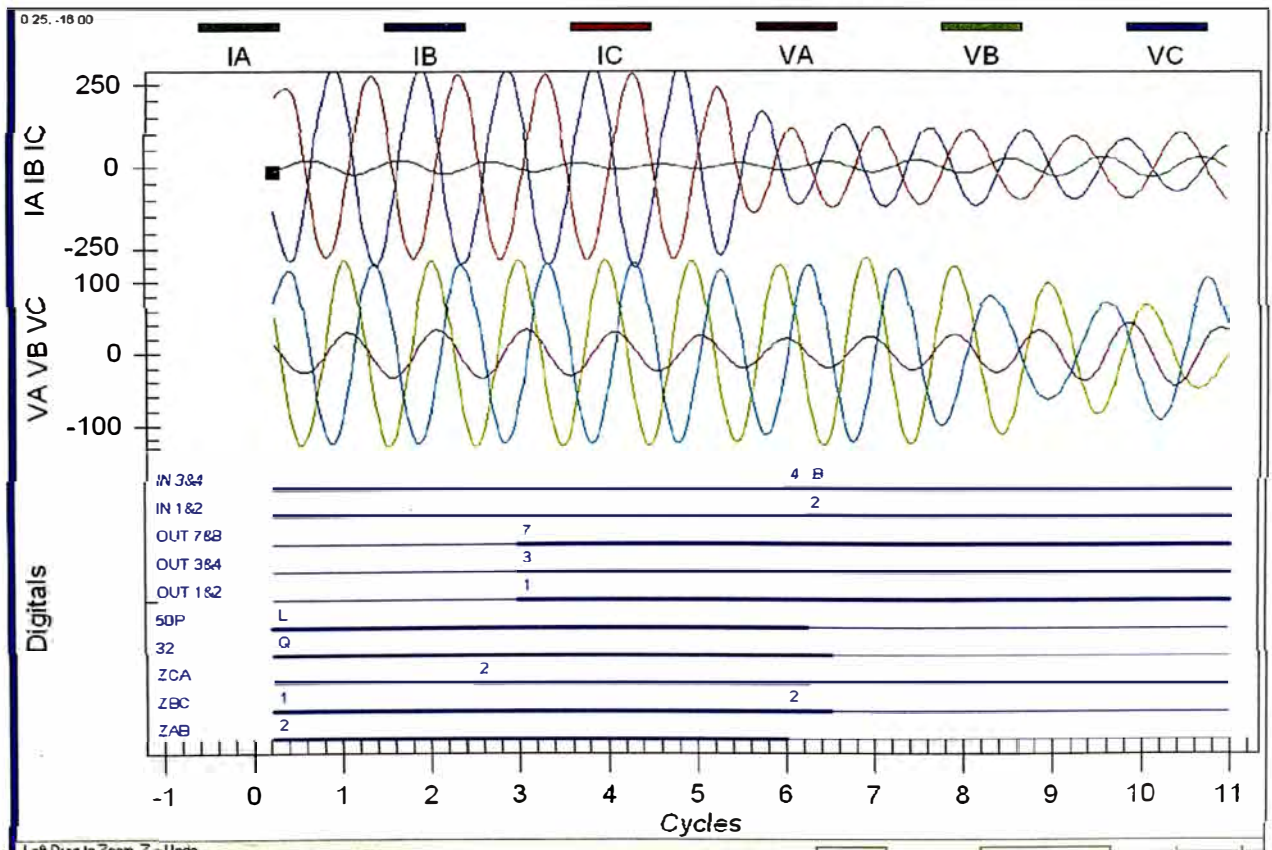


Figura 3.7 Oscilografía del relé SEL321 L-2053 disparo trifásico (13:43:10.016)

Es necesario mencionar que la señal VA (tensión de la fase A) es capturada por el relé SEL-321 después de haber pasado por un filtro pasa-bajos de 540 HZ y con un muestreo de 16 muestras por ciclo.

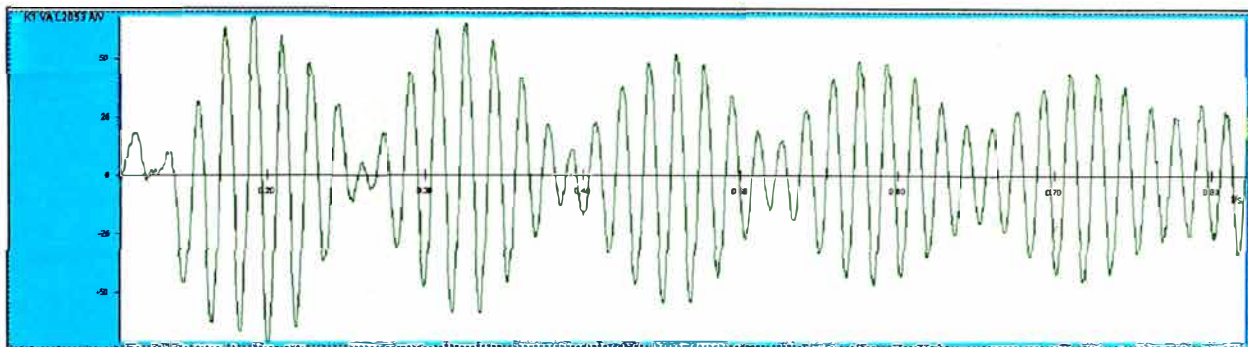


Figura 3.8 Tensión de la fase A, durante el arranque de la zona 2

El comportamiento de la señal de tensión de la fase A (V_A) es la superposición de las tensiones inducidas de las fases sanas y el comportamiento oscilatorio entre los parámetros de la línea y el reactor de línea.

En la tabla 3.5 se muestra los tiempos de cruce por cero de la tensión VA, dos envolturas antes de que el relé realice disparo (como referencia 217ms de iniciado la falla, durante el tiempo muerto), en la misma tabla se muestra la frecuencia calculada.

Tabla 3.5 Registro de tiempos durante el cruce por cero de la tensión de la fase A

Tiempo cruce por cero (ms)	Tiempo cruce por cero (ms)	Diferencia de tiempo (ms)	Frecuencia (Hz)
1er cruce	0		
2do cruce	7,3	7,3	68,49
3er cruce	14,6	7,3	68,49
4to cruce	22,3	7,7	64,94
5to cruce	30,9	8,6	58,14
6to cruce	39,3	8,4	59,52
7mo cruce	48,2	8,9	56,18
8vo cruce	56,8	8,6	58,14
9no cruce	65,7	8,9	56,18
10mo cruce	74,2	8,5	58,82
11vo cruce	83	8,8	56,82
12vo cruce	91,5	8,5	58,82
13vo cruce	100,2	8,7	57,47
14vo cruce	108,6	8,4	59,52
15vo cruce	117	8,4	59,52
16vo cruce	125,1	8,1	61,73
17vo cruce	133	7,9	63,29
18vo cruce	140,8	7,8	64,10
19vo cruce	148,5	7,7	64,94
20vo cruce	156,7	8,2	60,98

Tiempo cruce por cero (ms)	Tiempo cruce por cero (ms)	Diferencia de tiempo (ms)	Frecuencia (Hz)
21vo cruce	164,8	8,1	61,73
22vo cruce	173,4	8,6	58,14
23vo cruce	181,9	8,5	58,82
24vo cruce	190,7	8,8	56,82
25vo cruce	199,2	8,5	58,82
26vo cruce	207,9	8,7	57,47
27vo cruce	216,6	8,7	57,47
28vo cruce	225,2	8,6	58,14
29vo cruce	233,7	8,5	58,82
30vo cruce	242,1	8,4	59,52

De la tabla 3.5 se puede observar los valores de frecuencia que el relé obtendría para la variable V_A , la frecuencia V_{1mem} (tensión para la polarización del relé SEL321) es obtenido de V_A el cual es de suma importancia para el relé SEL-321 debido a que utiliza para polarizar las unidades de distancia de fase y de tierra tipo MHO[9].

Para realizar un adecuado cálculo de la función distancia V_{1mem} debe seguir a la frecuencia del sistema, el SEL-321 tiene un rango de seguimiento de frecuencia de 55hz a 65 hz. Cuando no existe tensión el relé SEL-321 asume 60 Hz.

EL SEL-321 utiliza un algoritmo de seguimiento de frecuencia (*Frequency Tracking*) basado en el voltaje de la fase A (V_{1mem}), desafortunadamente esta fase registra una tensión con una frecuencia diferente a la frecuencia del sistema.

Nótese lo irregular de las frecuencias medidas por el SEL-321 (tabla 3.5) durante el tiempo muerto de recierre, con los cruces de la tensión cero se calcula las frecuencia que en algunas medidas esta fuera de su rango del SEL-321 (55hz a 65hz).

Los transitorios de la onda de tensión de la fase A crearon cruces de tensión de nivel cero que hicieron que el algoritmo de seguimiento de frecuencia mida una frecuencia equivocada. V_{1mem} es rotada con la frecuencia medida, mientras tanto, las corrientes y las tensiones del sistema rotaban aproximadamente a 60 hz. El relé hizo lo posible en seguir la frecuencia de la fase A obteniendo una polarización a una frecuencia (errónea) y el sistema aproximadamente a 60hz, el SEL-321 no pudo evitar que sus unidades de distancia operen. Cuando se tiene este tipo de comportamiento el relé reconoce como una falla en las fases A, B y C.

Acciones tomadas:

Como medidas de solución se optó bloquear el disparo de este relé durante el tiempo muerto de recierre que fue configurado si existe una fase abierta del interruptor, cabe

resaltar que es de gran importancia tener un retardo en el bloqueo para evitar disparos en la transición de la posición de los interruptores.

Estos inconvenientes del relé fue solucionado en nuevos modelos de los relés SEL como es el caso de los relés SEL421 el cual tienen algoritmos de polarización cruzadas.

3.2.2. Disparo de una línea del norte (L-2051, L-2052) por actuación de su función de sobretensión cuando se presenta fallas simultaneas en las mismas fases de las líneas de Sur (L-2053, L-2054)

Cuando se presenta fallas simultáneas en las mismas fases ya sea en las líneas del norte (L-2053, L-2052) o en las líneas del sur (L-2053, L-2054) es propenso a originarse sobretensiones en la fase abierta colgada desde la S.E. Campo Armiño ó Socabaya. El 18 de marzo de 2008 se registro una falla trifásica simultánea en la línea L-2053 y monofásica en la línea L-2054 como se muestra el esquema simplificado en la figura 3.9[4,5].

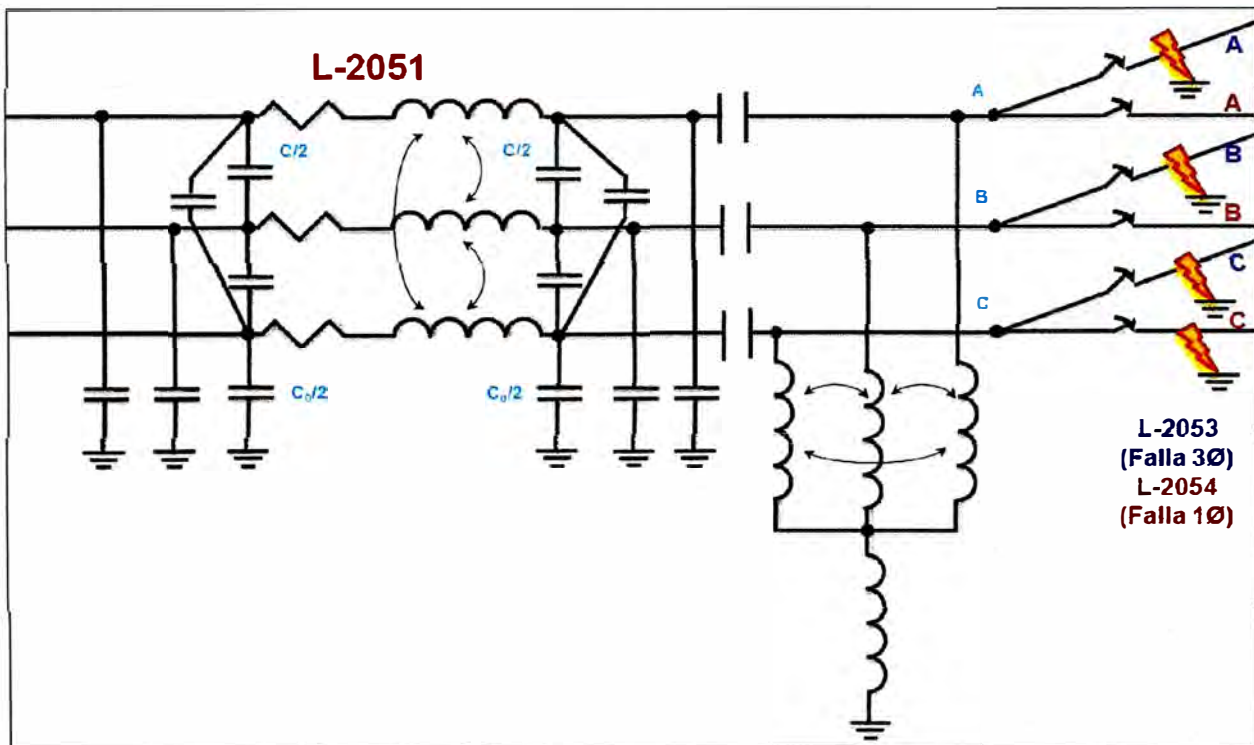


Figura 3.9 Representación esquemática durante la falla ocurrida el 18 de marzo 2008 (falla trifásica en la L-2053 y falla monofásica en la L-2054).

El sistema de protección de la línea L-2053 realizó disparo trifásico debido a la falla trifásica, el sistema de protección de la línea L-2054 realizó disparo monofásico, en la figura 3.10 se muestra un esquema simplificado en esta condición. Los interruptores extinguen la corriente por el cruce por cero, en este instante la tensión en el capacitor serie tiene el máximo valor de tensión quedando los capacitores con una tensión remanente. Cuando abre los dos interruptores asociados a una fase la carga atrapada en el capacitor

serie no tiene camino para descargar al sistema originando que empiece oscilar a través de reactor paralelo, reactor de neutro y capacitancias de la línea con una frecuencia que se encuentra entre 12 a 20Hz.

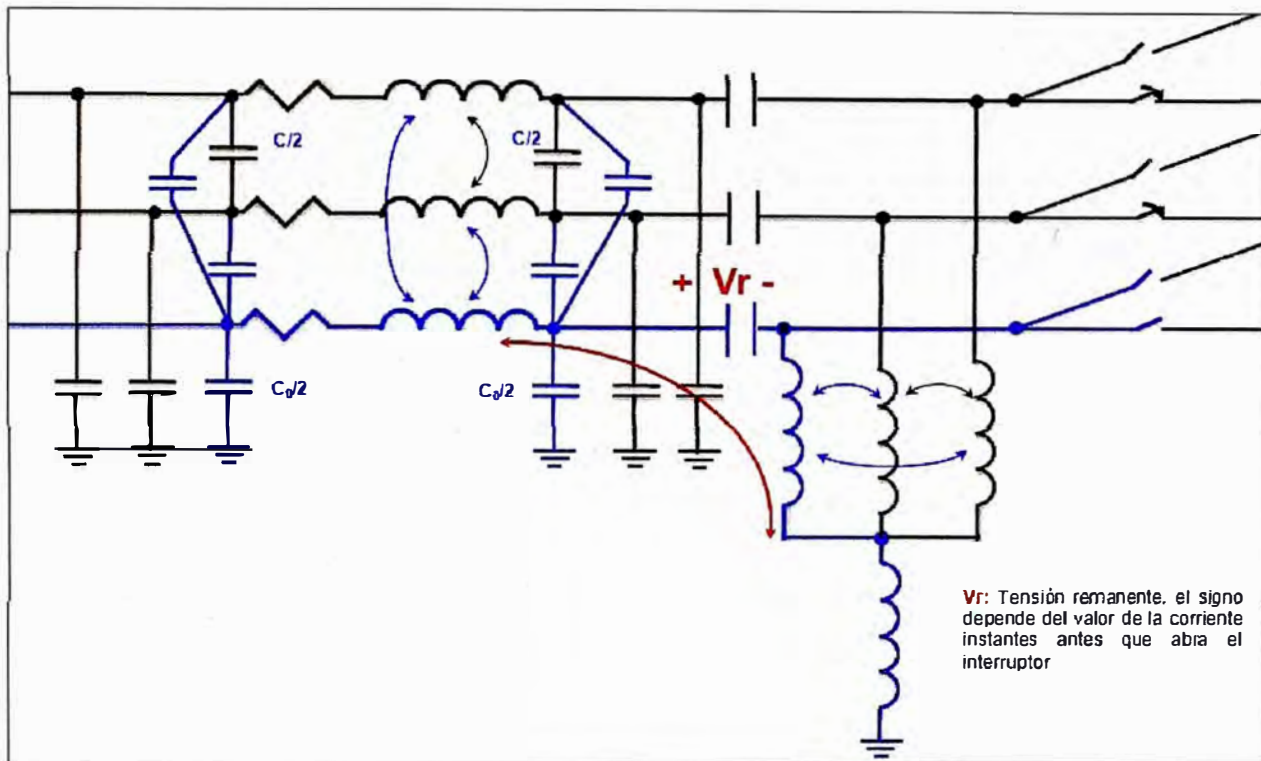


Figura 3.10 Representación esquemática durante la falla ocurrido el 18 de marzo 2008(bifásica L-2053 y monofásica L-2054).

En la figura 3.11 se muestra el registro oscilográfico de las tensiones de las fases A, B y C de la línea L-2051 en la S.E. Cotaruse, donde se observa la sobretensión de la fase C que es resultado de la superposición de la tensión del sistema y la tensión de oscilación de frecuencia de 12 a 20 Hz.

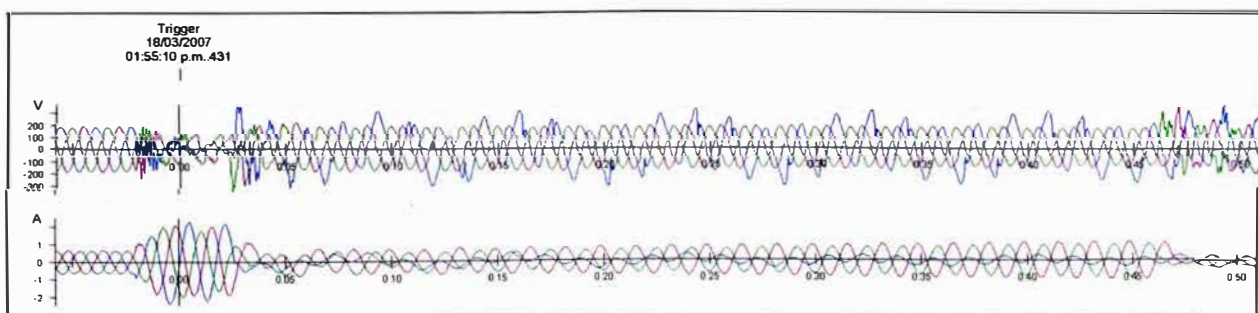


Figura 3.11 Registro de la sobretensión en la fase C de la L-2051 en la S.E. Cotaruse, 18 de marzo 2008

Acciones tomadas:

En el capítulo IV del presente informe se muestra la lógica a implementar para evitar sobretensiones como las registradas en las fechas mencionadas.

3.2.3. Disparo de la línea L-2054 por actuación de su función del relé RED670 durante el tiempo muerto de recierre.

En la figura 3.12 se muestra la oscilografía registrado el 14 de enero de 2010, donde se muestra el instante donde se registró disparo trifásico del relé RED670 de la línea L-2054 en la S.E. Cotaruse.

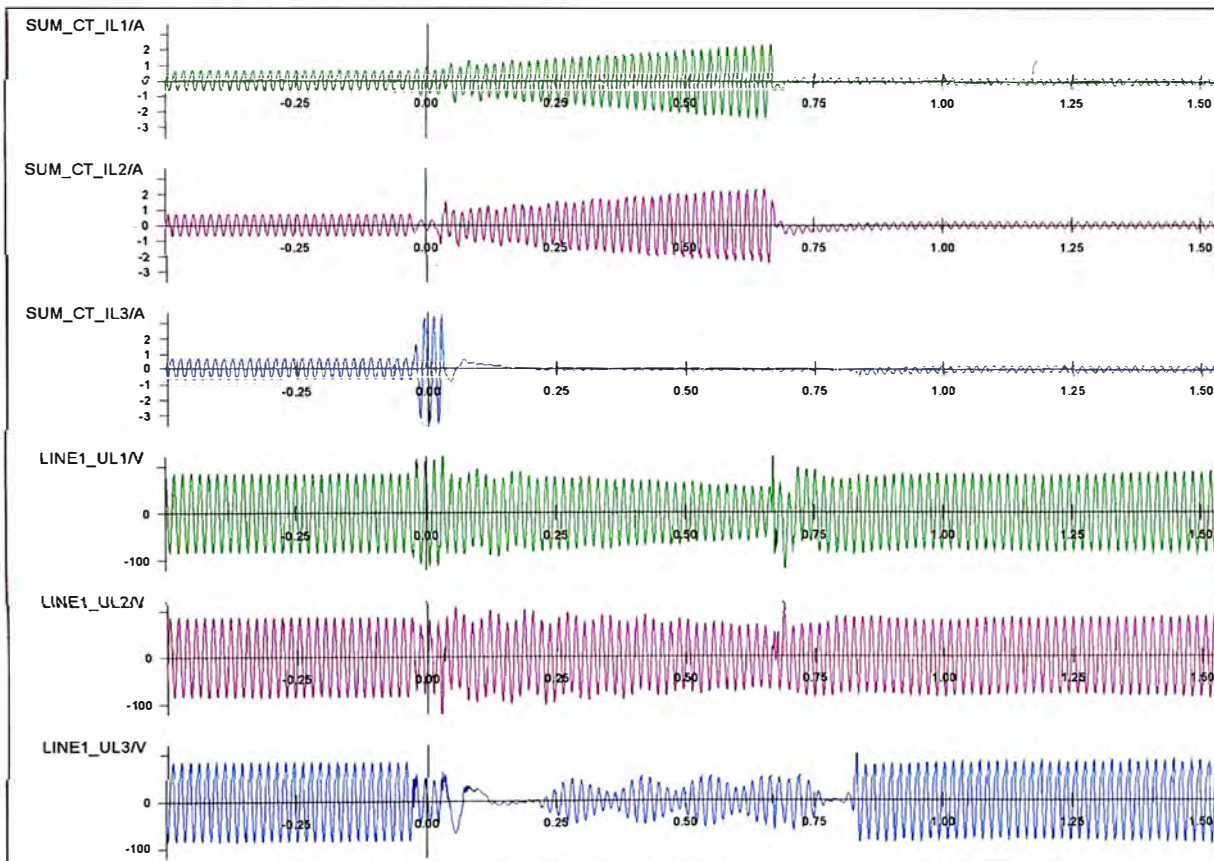


Figura 3.12 Registro del 14 de enero de la Línea L-2054 en la S.E. Cotaruse

De la figura 3.12 se puede observar que durante el tiempo muerto de recierre se registra disparo trifásico de la línea L-2054, esta actuación fue por actuación de su función de distancia debido a la oscilación de potencia presentada entre los sistemas centro-norte con el sistema sur del Perú.

La figura 3.13 muestra el diagrama de impedancia durante el tiempo muerto de recierre, donde se observa como ingresa la impedancia medida por los relés a su zona de actuación.

Acciones tomadas:

En líneas de interconexión es de gran importancia ajustar el bloqueo de la función distancia ante oscilaciones de potencia, con las recomendaciones de los ítems 3.3 y 3.4 del presente informe se superan o minimizar las actuaciones inadecuadas para casos de características similares.

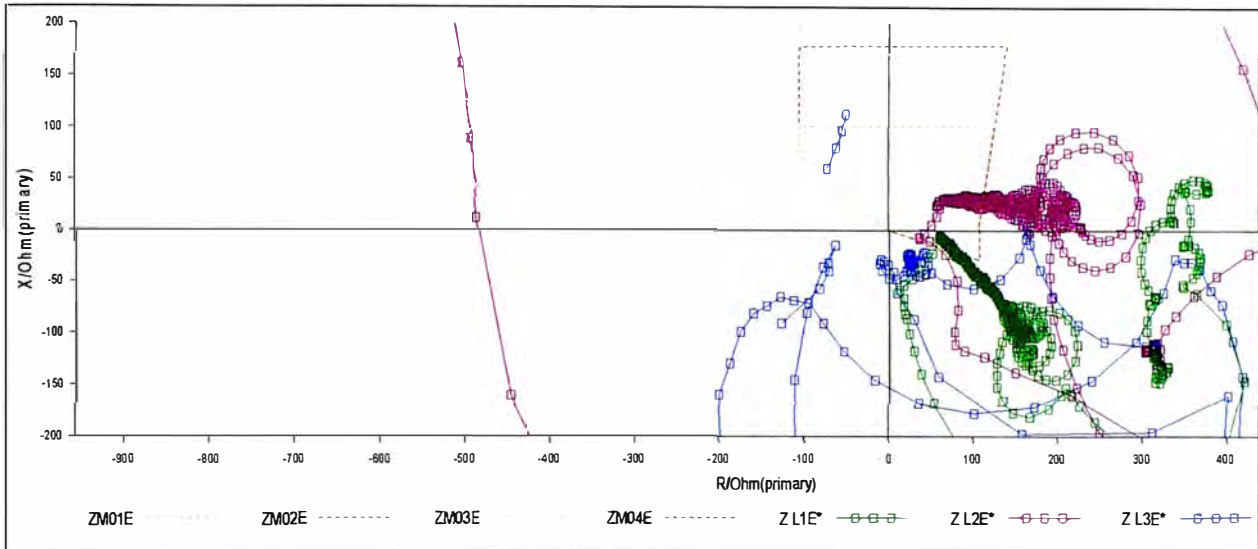


Figura 3.13 Diagrama de impedancia durante el tiempo muerto de recierre, 14 de enero de 2010

3.3. Experiencia de lógicas de la función distancia durante el tiempo muerto de recierre

Para evitar disparo de las protecciones durante el tiempo muerto de recierre originado por sobrecarga de las líneas o por oscilaciones de potencia, los fabricantes utilizan diversas lógicas de bloqueo y disparo durante el tiempo muerto de recierre.

3.2.1. Lógica del relé Siemens 7SA612

El cálculo del lazo fase – fase esta habilita si ambas fases están cerradas, si una fase abre bloquea los lazos que dependen de ella, en la figura 3.14 se muestra el bloqueo del lazo AB con la posición de la fase abierta A (L1) ó B (L2).

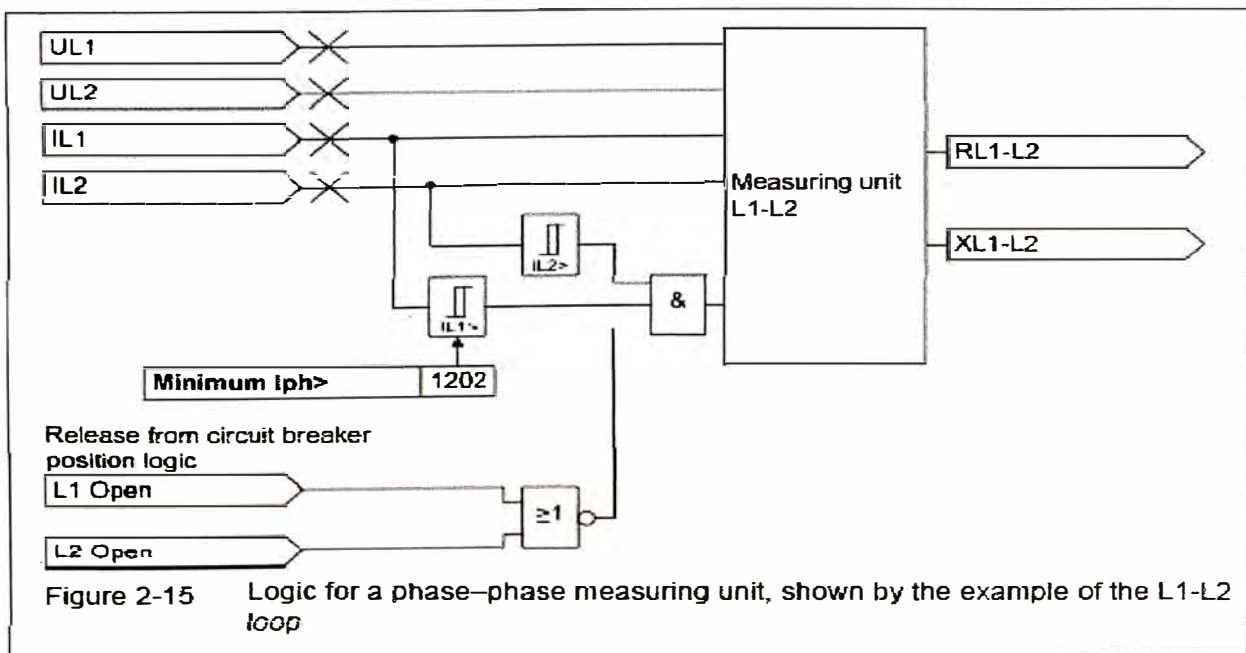


Figure 2-15 Logic for a phase-phase measuring unit, shown by the example of the L1-L2 loop

Figura 3.14 Lógica de medida del lazo fase-fase de los relés SIEMENS [11]

En la figura 3.15 se muestra la lógica para detectar una falla durante el tiempo muerto de recierre.

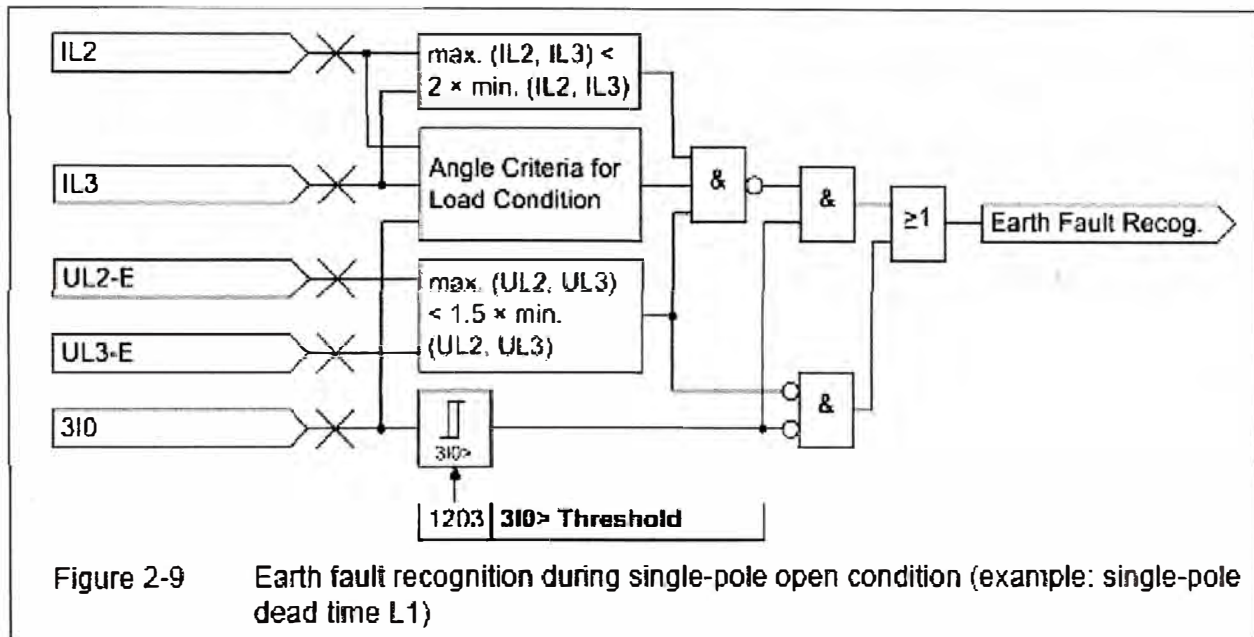


Figura 3.15 Lógica de detección de fallas a tierra durante un tiempo muerto de los relés SIEMENS [11]

3.2.2. Lógica del relé SEL321

En la figura 3.16 se muestra la lógica del relé SEL321, se puede observar el bloqueo de lazos fase-tierra de la zona cuadrilateral durante un polo abierto (SPO).

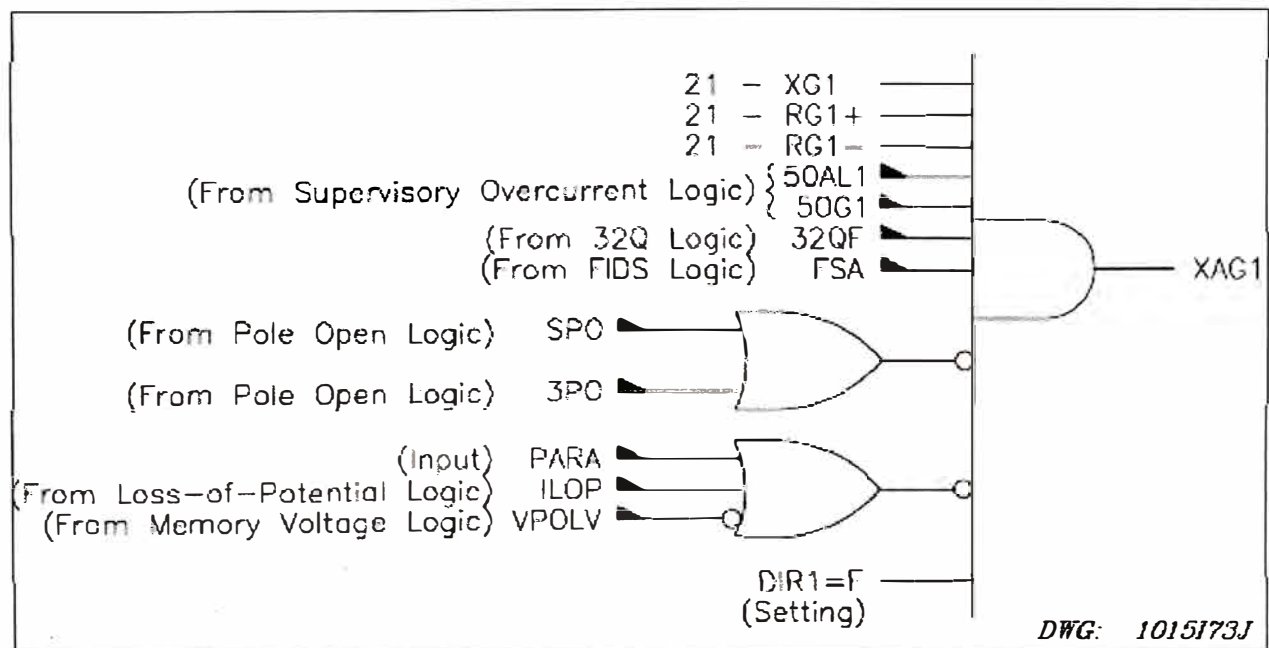


Figura 3.16 Lógica de bloqueo del relé SEL321, para la zona 1 [9]

Este criterio de la figura 3.16 aplica para todas las zonas del relé SEL321.

3.2.3. Lógica del relé ABB RED670

El relé ABB RED670 no tiene bloqueo de sus zonas durante el tiempo muerto de recierre, el bloque de lógica (ZMC2) para la zona 2 del relé RED670 implementado en las líneas Mantaro – Cotaruse - Socabaya es como se muestra en la figura 3.17.

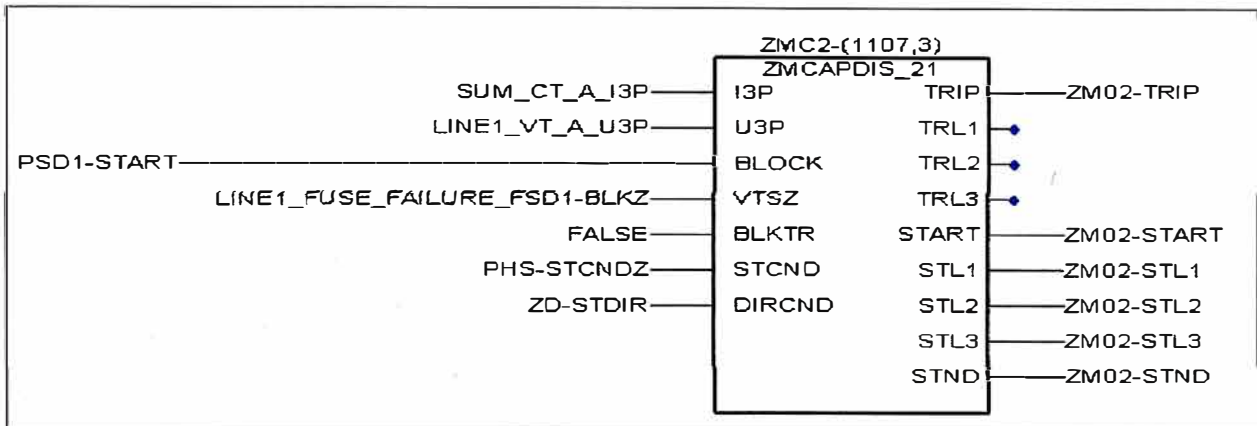


Figura 3.17 Bloque de la lógica para la zona 2 del relé RED670

Las lógicas implementada en los relés de las líneas Mantaro – Cotaruse - Socabaya las zona 2 y 4 se bloquean por detección de oscilación de potencia (PSD1-START), sin embargo esta función no se encontraba habilitada.

La zona 1 y 3 se bloquea por detección de oscilación de potencia, y por pérdida de las comunicaciones de los relés diferenciales de línea, la función de oscilación de potencia no se encontraba habilitada.

3.4. Lógica propuesta para zona 2 y 4 de los relés RED670 para las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054

En estas líneas no se están habilitando disparo monopolar por la función distancia, para evitar disparo de las líneas similares características a la ocurrida el 14 de enero 2010 se recomienda implementar el bloqueo durante el tiempo muerto de recierre de acuerdo a la figura 3.18. El bloqueo de las zonas debe estar condicionado con los canales de comunicación activos de los relés PL1 y PL2 como muestra la lógica 3.18.

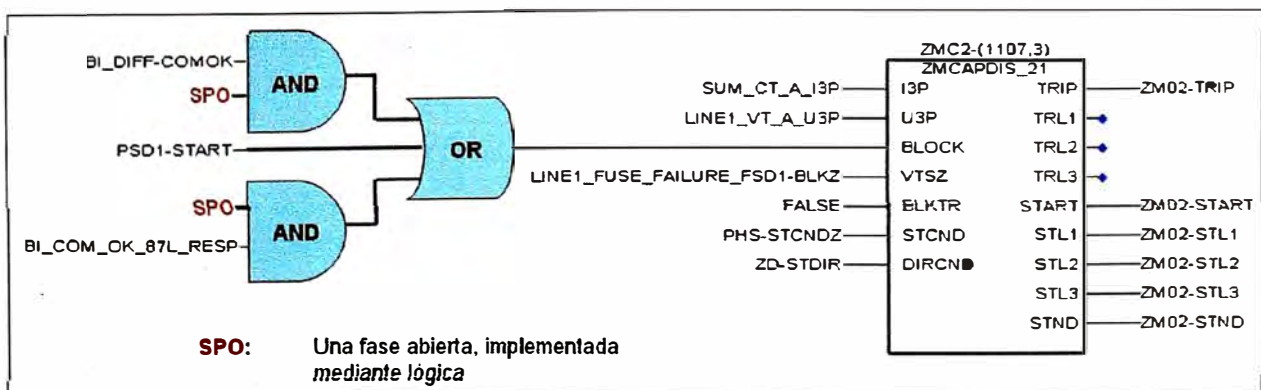


Figura 3.18 Lógica propuesta para las zona 2 del relé RED670

Donde:

BI_DIFF-COMOK – Comunicación de la protección diferencial de línea 1 (PL1) activo.

BI_COM_OK_87L_RESP – Comunicación de la protección diferencial de línea 2 (PL2) activo.

PSD1-START – Detección de la oscilación de potencia.

La lógica propuesta es aplicable para la zona 2 (ZMC2) y la zona 4 (ZMC4) de los relés RED670.

3.5. Ajuste de la función oscilación de potencia (PSD1)

El alcance reactivo de la zona de oscilación de potencia (X1InFw) debe ser mayor a la mayor zona (ZMC1, ZMC2, ZMC3, ZMC4), se ajusta igual a 1,1 veces de la mayor zona.

El alcance resistivo de la zona de oscilación de potencia (R1FInFw) se ajustará igual a resistencia mínima originado por estabilidad, este ajuste es mayor a la mayor zona fase tierra.

Considerando que los ajustes mencionados tienen valores similares, se recomienda implementar los ajustes de la tabla 3.6, estos ajustes se debe implementar en todas las líneas (L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054) de la interconexión Mantaro – Cotaruse - Socabaya.

Tabla 3.6 Ajustes de la función de Oscilación de potencia de los relés RED670

Variable \ S.E.Estación	S.E. Campo Armiño L-2051 L-2052	S.E. Cotaruse L-2051 L- 2052	S.E. Cotaruse L-2053 L-2054	S.E. Socabaya L-2053 L- 2054
Operation	On	On	On	On
X1InFw (Ω)	308	308	308	308
R1Lin (Ω)	79,11	79,11	79,11	79,11
R1FInFw (Ω)	116,56	116,56	116,56	116,56
X1InRw (Ω)	308	308	308	308
R1LinRv (Ω)	116,56	116,56	116,56	116,56
OperationLdCh	On	On	On	On
RLdOutFw (Ω)	129,51	129,51	129,51	129,51
ArgLd (Deg)	25	25	25	25
RLdOutRv (Ω)	129,51	129,51	129,51	129,51
kLdRFw (Mult)	0,90	0,90	0,90	0,90
kLdRRv (Mult)	0,90	0,90	0,90	0,90
tP1 (s)	0,030	0,030	0,030	0,030
tP2 (s)	0,015	0,015	0,015	0,015
tW (s)	0,250	0,250	0,250	0,250
tH (s)	0,5	0,5	0,5	0,5
tEF (s)	3,000	3,000	3,000	3,000

Variable \ S.E.Estación	S.E. Campo Armiño L-2051 L-2052	S.E. Cotaruse L-2051 L- 2052	S.E. Cotaruse L-2053 L-2054	S.E. Socabaya L-2053 L- 2054
tR1 (s)	0,300	0,300	0,300	0,300
tR2 (s)	2,000	2,000	2,000	2,000
IMinOpPE (%IB)	10	10	10	10
IBase (A)	800	800	800	800

CAPITULO IV

MITIGACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES PRESENTADAS EN LA SUBESTACIÓN COTARUSE

Los reactores de línea se utilizan para mantener niveles de tensiones aceptables para mantener un nivel económicamente aceptable debido al aislamiento que serían utilizados en líneas largas de transmisión, especialmente si las líneas son pocas cargadas.

Los reactores paralelo instalado en la línea compensan la carga capacitiva de la línea de transmisión de energía y son soluciones para:

- Mantener una tensión aceptable independiente de la carga.
- Limitar las sobre tensiones temporales inducidas por maniobras o disminución de carga.
- Reducir pérdidas en la línea por disminución de corriente capacitiva.

Si la línea posee compensación reactiva shunt, este origina un mayor tiempo de extinción del arco eléctrico secundario, durante el tiempo muerto de recierre, y si se logra extinguir genera sobretensiones durante el tiempo muerto de recierre. Para evitar los problemas mencionados se instala reactores de núcleo de aire en el neutro de los reactores de línea con el objetivo de disminuir el tiempo de extinción del arco secundario y disminuir la sobretensión presentada luego de extinguir el arco, por lo mencionado en la S.E. Cotaruse fueron instalados en el neutro de los reactores de línea reactores de núcleo de aire.

En la S.E. Cotaruse, el 18 de marzo de 2007 se registró una sobretensión en la línea L-2051 [5,6] originado luego de despejar una fallas externas a la línea por tal motivo en el presente capítulo se revisaran el diseño de las componentes principales de la línea y para verificar su implicancia en la sobretensión registrada.

4.1. Fenómeno de resonancia

La resonancia serie puede originar daños al material aislante de los equipos, por el cual tiene que ser estudiado con mayor detalle para su eliminación o amortiguación. El fenómeno de resonancia se presenta en cualquier nivel de tensión, se pueden clasificar según su configuración:

Resonancia Serie: la configuración para que se presenta resonancia serie es cuando un condensador está conectada en serie con una reactancia (figura 4.1). La condición de resonancia se produce cuando las tensiones en bornes del condensador y de la inductancia se compensan entre sí, en este caso se dice que el circuito se encuentra en resonancia.

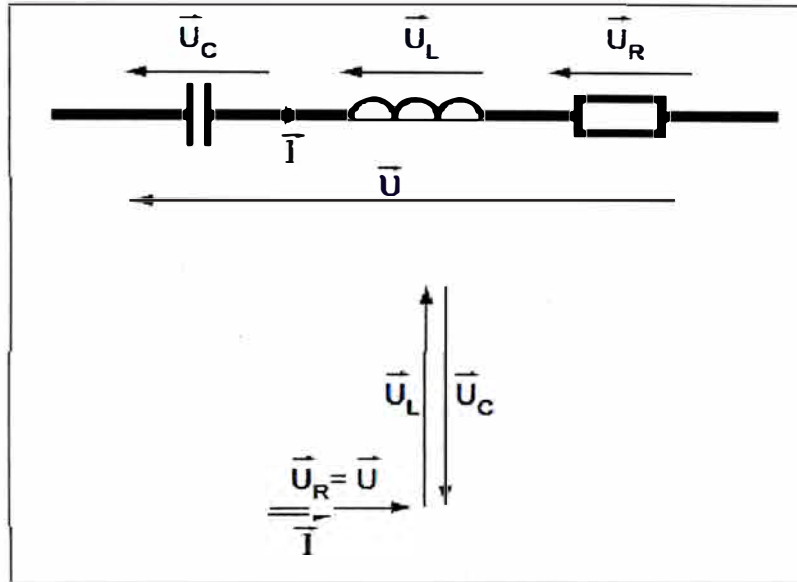


Figura 4.1 Circuito de resonancia serie.

De la figura 4.1 se puede obtener la impedancia armónica que se muestra en la ecuación 4.1.

$$Z(\omega) = \sqrt{R^2 + (\omega_2 L - 1/(\omega_n C))^2} \quad (4.1)$$

En la figura 4.2 se muestra el comportamiento de la impedancia armónica (ecuación 4.1), la mínima valor de impedancia corresponde a la frecuencia de resonancia.

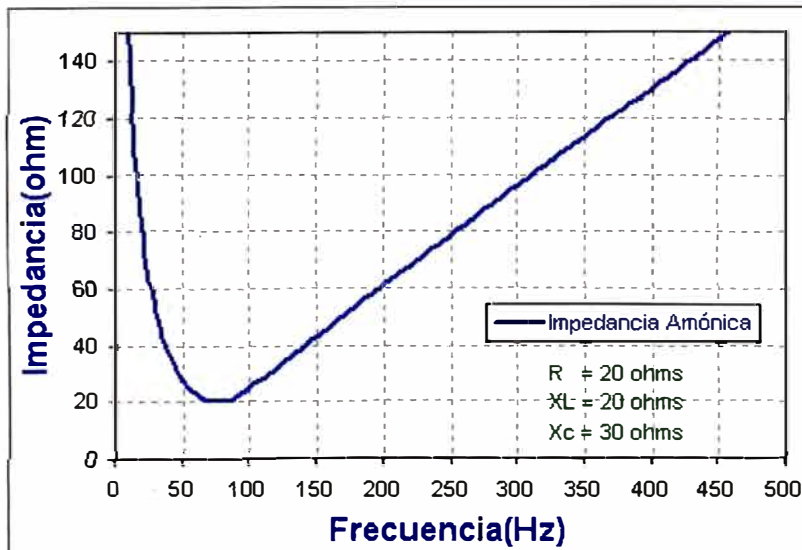


Figura 4.2 Comportamiento de la impedancia armónica, resonancia paralelo.

Resonancia paralelo: la configuración para que se presenta resonancia paralelo se da cuando se encuentra un condensador conectada en paralelo con una reactancia como muestra la figura 4.3.

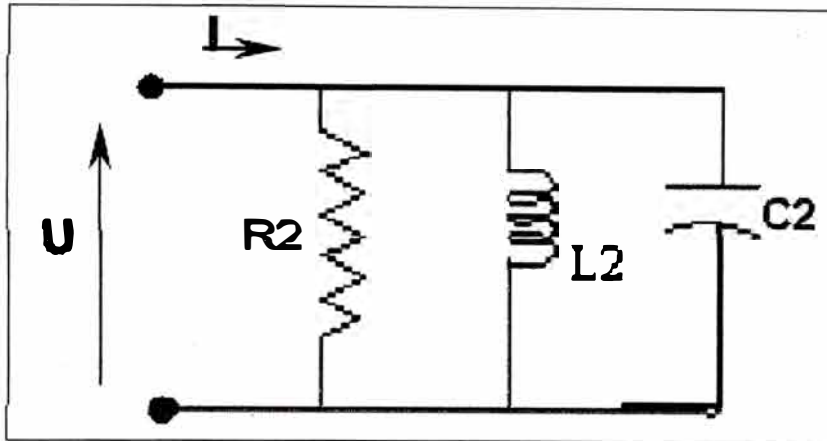


Figura 4.3 Circuito de resonancia paralelo.

De la figura 4.3 se puede obtener la impedancia armónica que se muestra en la ecuación 4.2.

$$Z(\omega) = \frac{\frac{L}{C}}{\frac{L}{CR} + j(\omega L - \frac{1}{\omega_n C})} \quad (4.2)$$

En la figura 4.4 se muestra el comportamiento de la impedancia armónica (ecuación 4.2), la máxima impedancia corresponde a la frecuencia de resonancia.

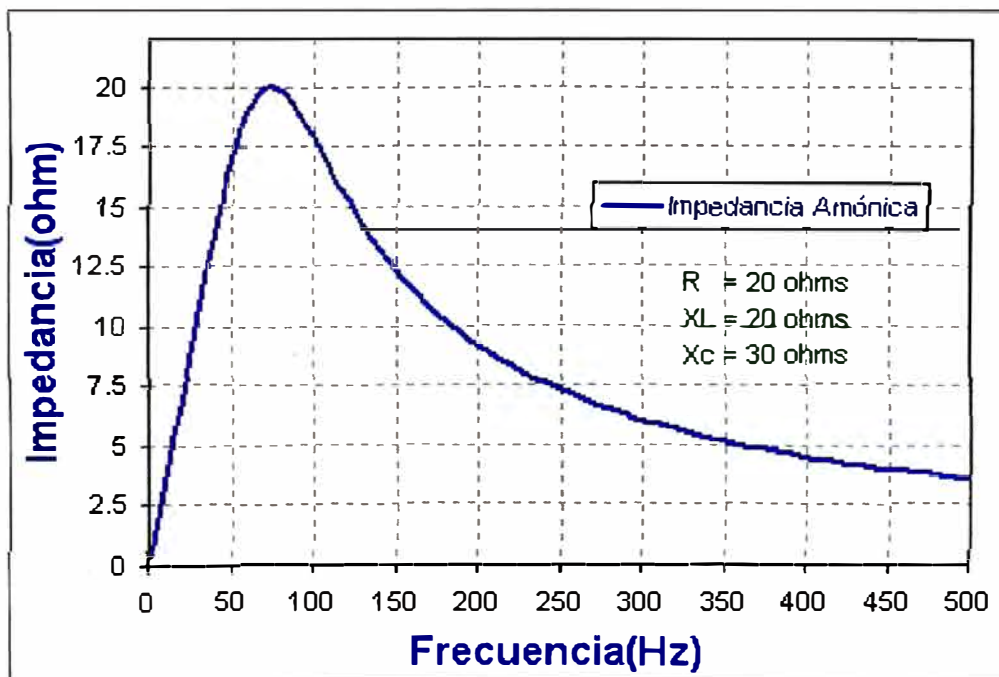


Figura 4.4 Comportamiento de la impedancia armónica, resonancia paralelo.

4.2. Línea de interconexión Mantaro - Cotaruse – Socabaya de 220 kV

La línea de interconexión entre las áreas centro-norte con el sur, es una línea muy larga con una longitud de 600 km, lo cual presenta problemas de sobretensión durante la energización y problemas de estabilidad debido a la alta impedancia de interconexión entre áreas.

Para controlar el problema de sobretensión durante la energización de una línea larga, ésta ha sido dividida aproximadamente en la mitad, formándose dos tramos de línea con dos terminales cada uno para darle mayor confiabilidad de transmisión, y la instalación de rectificadores para el control de sobretensiones de energización. Por ello se diseñó la S.E. Cotaruse, como una subestación intermedia de maniobras para permitir la energización de la interconexión en dos tramos.

Para controlar el segundo problema dinámico de estabilidad y permitir su máxima capacidad de transmisión, se ha instalado una compensación serie en cada tramo de línea para disminuir la impedancia de la línea y acercar eléctricamente las áreas, evitando de esta manera los problemas dinámicos de estabilidad. La compensación serie de una línea en forma teórica puede instalarse en cualquier punto de la línea, por ello para un mejor control de maniobras y tensiones, se instaló la compensación serie de cada tramo de línea en la subestación Cotaruse.

Las líneas Mantaro – Cotaruse - Socabaya es la única línea en el Perú que cuenta con compensación serie, ver diagrama unifilar que se muestra en la figura 4.5.

Un problema adicional de operación que enfrentan las líneas largas o en líneas de niveles de muy alta tensión, son los tiempos de extinción del arco secundario para fallas monofásicas, sobretodo en líneas que pasan por zonas con altos niveles sismos y que están expuestas a descargas atmosféricas. Si los tiempos de extinción de arco secundarios son muy prolongados no se producen recierres exitosos en las fallas monofásicas y si se alargan los tiempos de recierres se puede comprometer la estabilidad del sistema. Por ello, como solución a este problema se instala una inductancia conectada al neutro en los reactores asociados a las líneas.

En la S.E. Cotaruse, las cuatro líneas cuentan con una compensación shunt inductiva (reactor) de 50 MVar por línea, con una inductancia de neutro (bobina de núcleo de aire) de 350Ω para cada reactor. En la figura 4.6 se muestra el modelo en ATPDRAW de todos los equipamientos de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya, que será el modelo de punto de partida con el cual se realizará el análisis del fenómeno de resonancia.

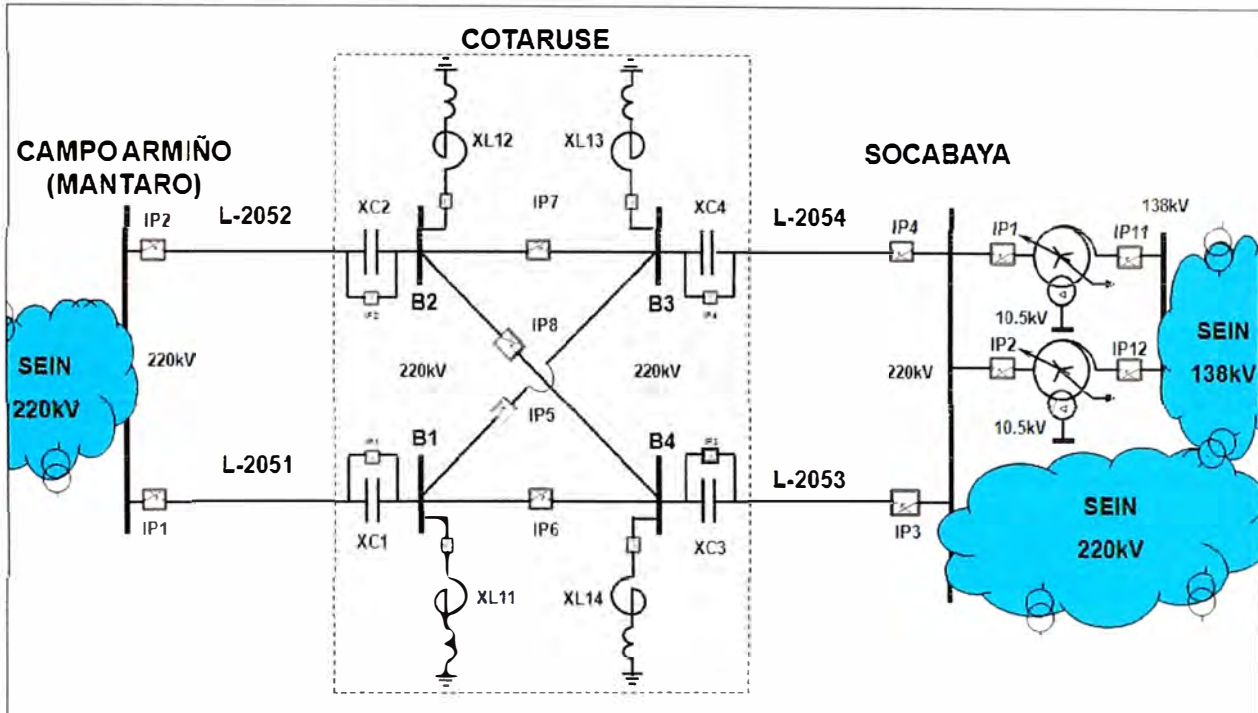


Figura 4.5 Diagrama unifilar de la interconexión Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

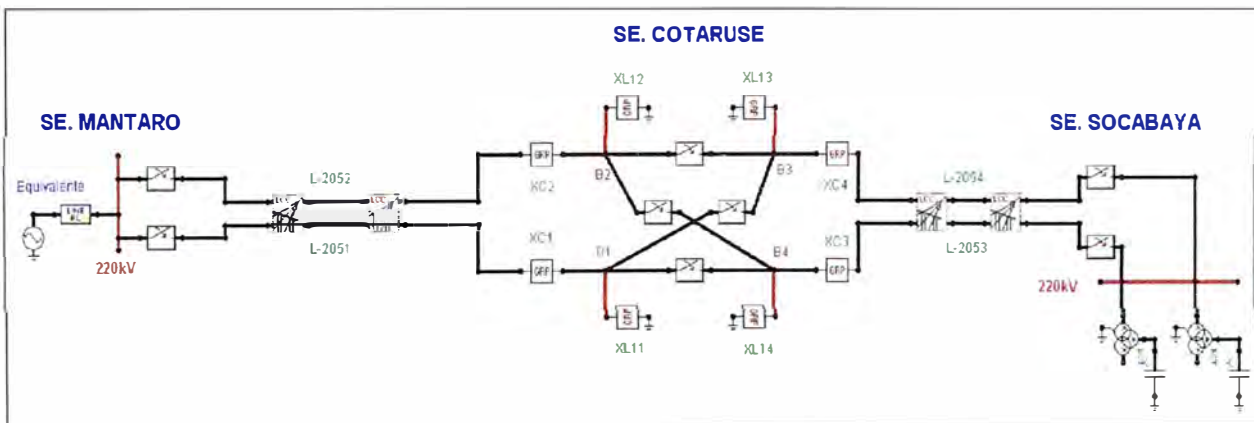


Figura 4.6 Diagrama unifilar modelado en ATP.



Figura 4.7 Reactor trifásico con núcleo de hierro, 50 MVar XL14 S. E. Cotaruse.

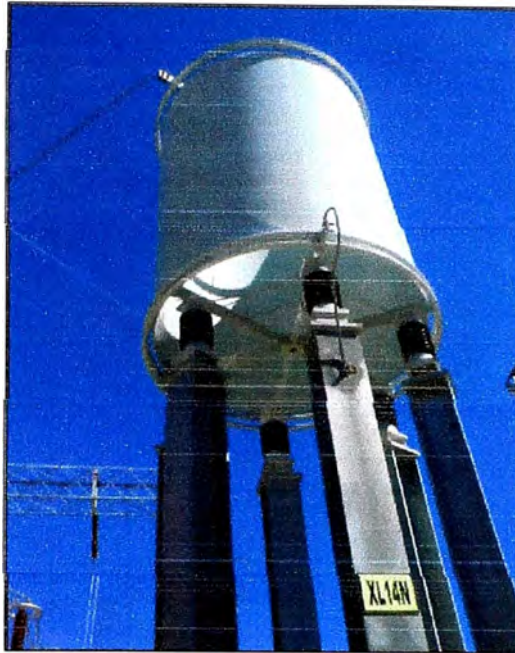


Figura 4.8 Reactor monofásico con núcleo de aire, 350 Ω XL14N S. E. Cotaruse.

Donde:

XC1, XC2, XC3 y XC4 – Banco de compensación serie.

XL11, XL12, XL13 y XL14 – Banco de reactores shunt, se encuentra incluido los reactores de neutro.

En la figura 4.7 se muestra el reactor de la línea L-2053 (XL14) y en la figura 4.8 se muestra el reactor de núcleo de aire instalado en el neutro del reactor XL14.

4.3. Dimensionamiento del reactor de neutro del reactor de línea

Para determinados análisis, sin contar con herramientas computacionales, las líneas de transmisión se pueden modelar con parámetros concentrados.

4.3.1. Modelamiento de una línea de transmisión con parámetros concentrados

Utilizando ATPDRAW se calcula los parámetros de la línea de transmisión para una línea de 173,7 km de acuerdo a la distribución geométrica de la torre típica que se muestra en la figura 4.9.

Para evaluar la tensión inducida en una de las fases de la línea de transmisión, abierta en ambos extremos, se puede simplificar el modelo con parámetros concentrados. Para calcular los parámetros concentrados se puede utilizar una subrutina llamada “*Paraline*” del ATPDRAW, ver figura 4.10.

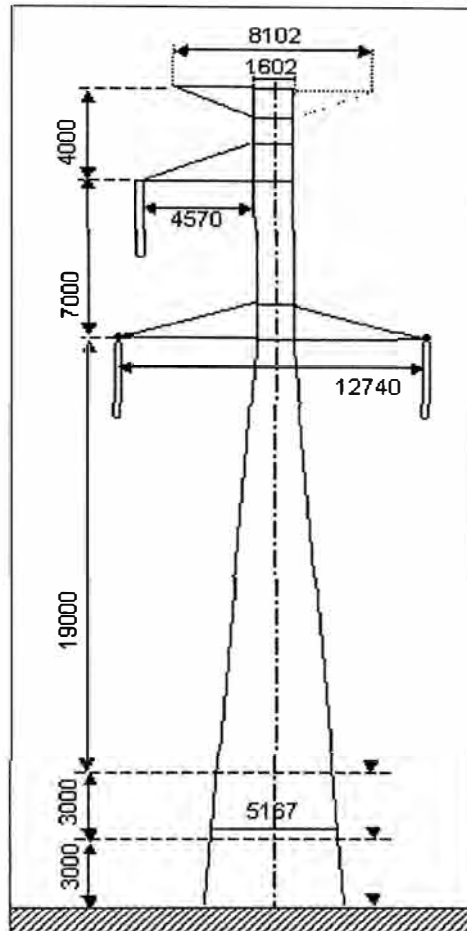


Figura 4.9 Distribución geométrica de la torre típica de simple terna.

Short circuit impedances and open circuit line charging

Circuit	R0 [ohm]	X0 [ohm]	R+ [ohm]	X+ [ohm]	Q0 [MVA]	Q+ [MVA]
1	41.45	273	10.81	87.85	15.43	28.25

Figura 4.10 Parámetros calculados utilizando ATPDRAW.

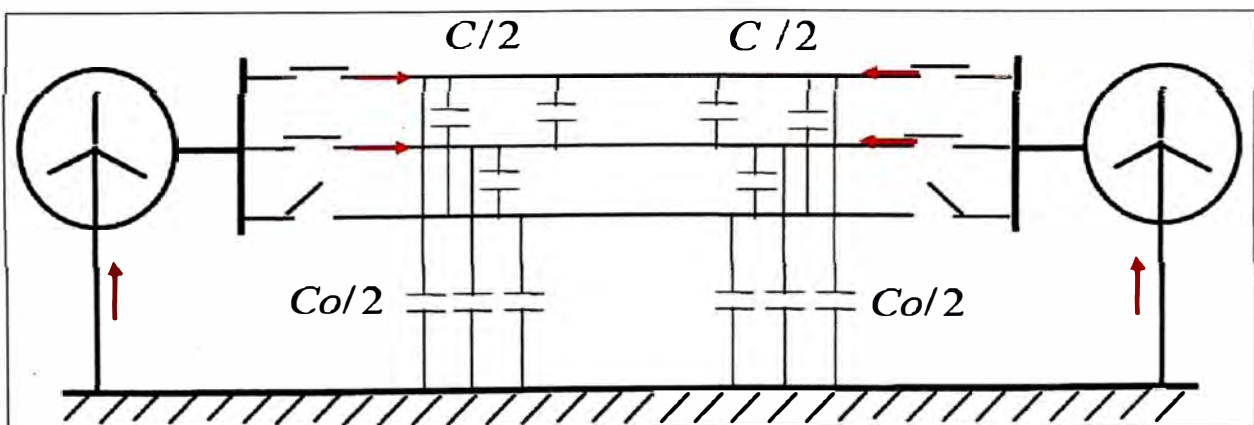


Figura 4.11 Modelo de una línea utilizando parámetros concentrados para evaluar la tensión inducida durante una fase abierta.

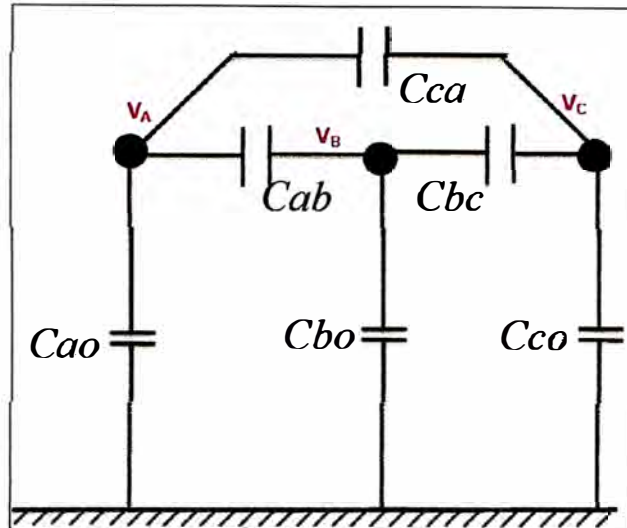


Figura 4.12 Modelo de una línea utilizando parámetros concentrados para evaluar la tensión inducida.

a) Tensión Inducida

Como el objetivo de calcular los valores de referencia de la tensión inducida durante el tiempo muerto de recierre se considera:

- Las capacitancias entre fases AB, BC y CA iguales.
- Las capacitancias de fase a tierra de las fases A, B y C iguales.
- Las capacitancias parásitas de los interruptores despreciables.

Donde la tensión inducida se puede calcular utilizando la ecuación 4.3.

$$Vr = -E \frac{C}{2C + Co} \quad (4.3)$$

b) Corriente de Arco Secundario

En la figura 4.13 se muestra la corriente de arco secundario en la fase abierta con falla, la corriente de arco depende la capacitancia de fase – fase de la línea.

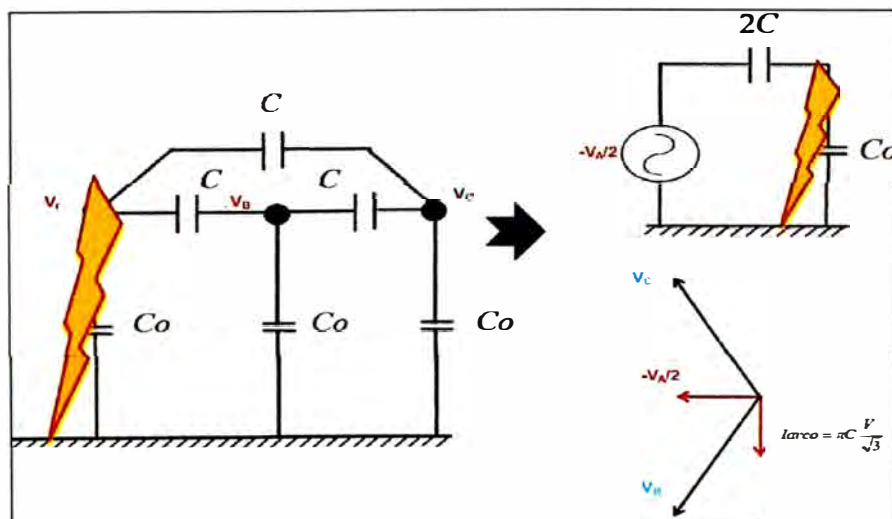


Figura 4.13 Modelo de una línea y cálculo de la corriente de arco secundario para una línea de simple terna.

c) Reactor de línea

Para evitar sobretensiones durante la energización de líneas largas se instala reactores de línea (figura 4.14) y además se realiza transposición de fases para minimizar el desbalance de tensión y corriente.

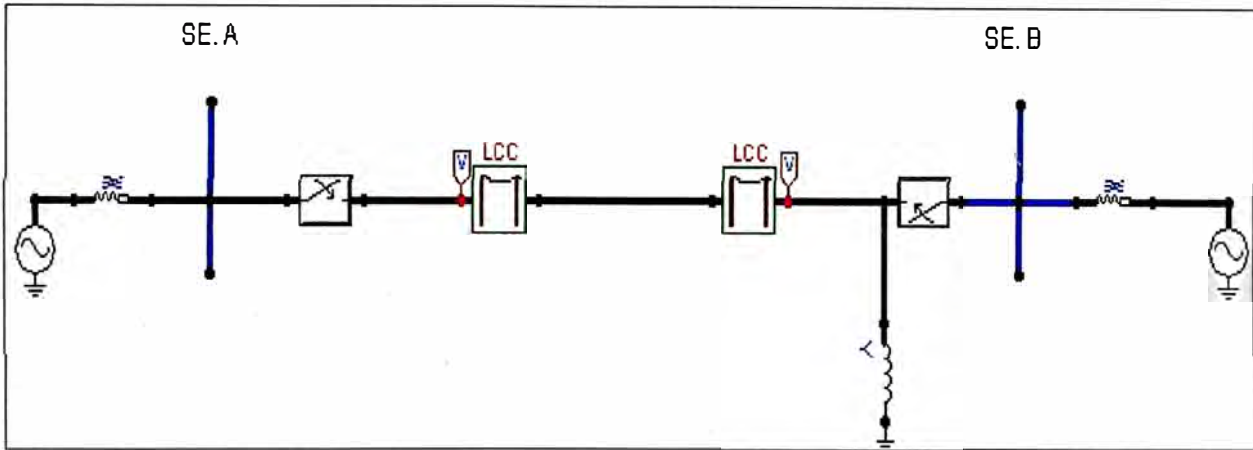


Figura 4.14 Reactor de línea instalado en un extremo de la línea.

Si no se instala equipos adicionales, durante una fase abierta se registra tensiones inadecuadas (figura 4.15) las cuales ponen en riesgo la extinción del arco secundario durante el tiempo muerto de recierre, en la figura 4.15 se muestra la tensión en la fase abierta (v:SEBA) para una línea compensada al 107.53% de su potencia capacitiva, estas sobretensiones dependen del grado de compensación de la línea (figura 4.16).

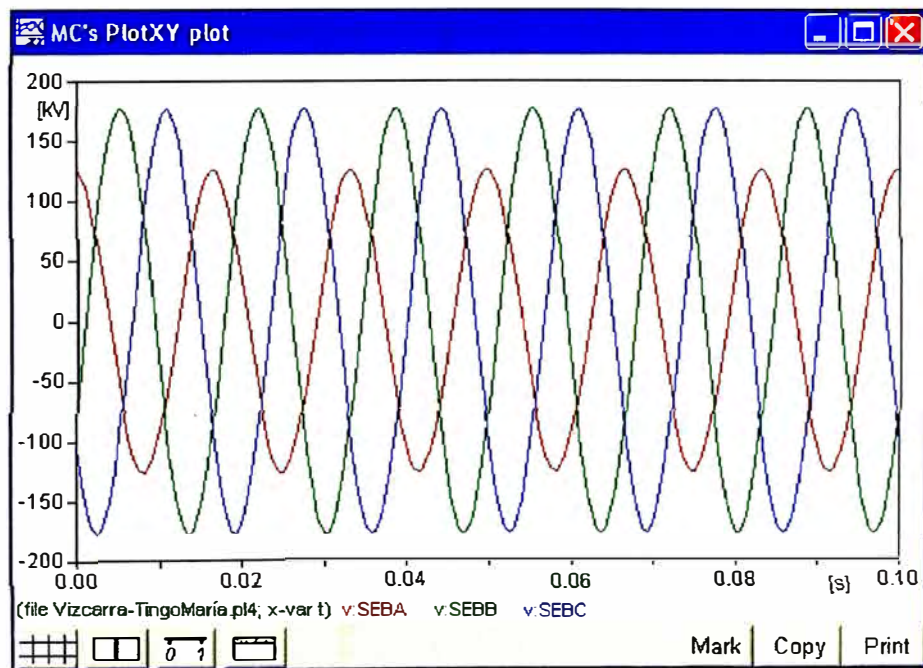


Figura 4.15 Tensiones inducidas en la fase A abierta con compensación en extremo de la línea.

En la figura 4.16 se muestra tensión eficaz según el grado de compensación de la línea, para el 84.7% de compensación de la línea se observa una resonancia en la fase abierta.

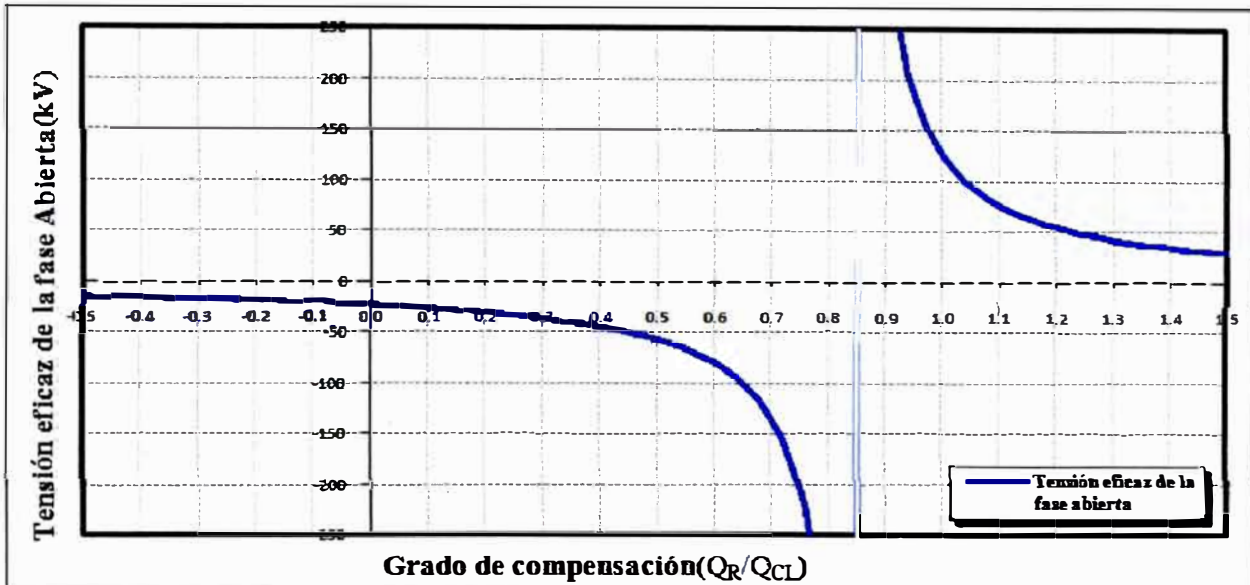


Figura 4.16 Tensiones inducidas en la fase abierta para diferentes grados de compensación de la línea, sin reactor de neutro

Para disminuir las tensiones inducidas en la fase abierta, durante el tiempo muerto de recierre, se instala un reactor conectado en el neutro de reactor de línea (figura 4.17). Como consecuencia se disminuye la corriente de arco secundario y el tiempo de extinción de arco secundario.

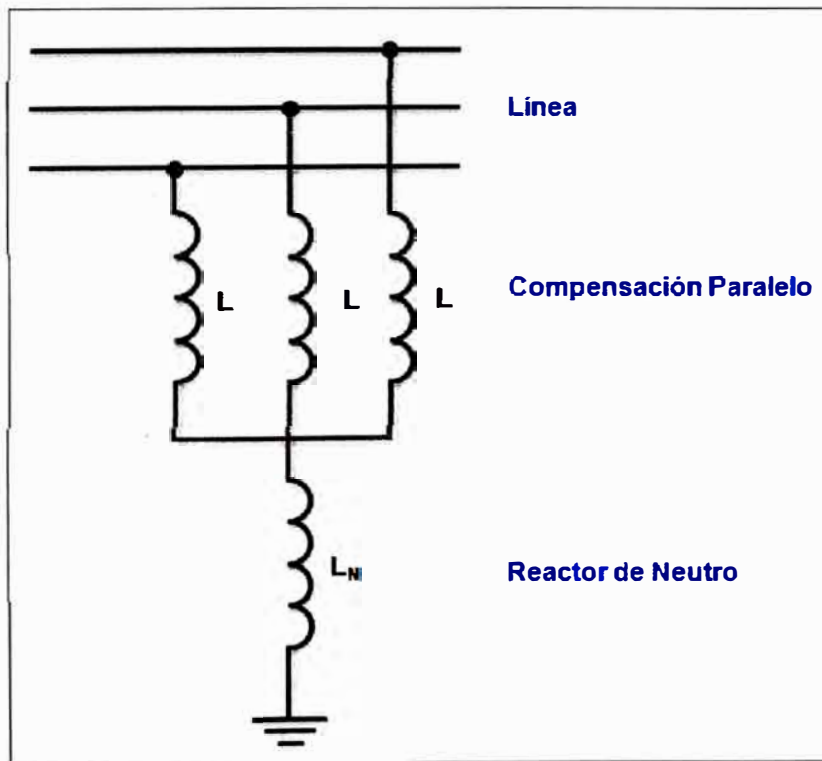


Figura 4.17 Conexión del reactor de neutro en un reactor de línea.

En la figura 4.18 se muestra el modelo de la línea y el reactor para evaluar el comportamiento del reactor de neutro.

De la figura 4.18 se puede obtener la ecuación 4.4 en la cual se puede observar que la tensión inducida depende del grado de compensación y la reactancia de neutro.

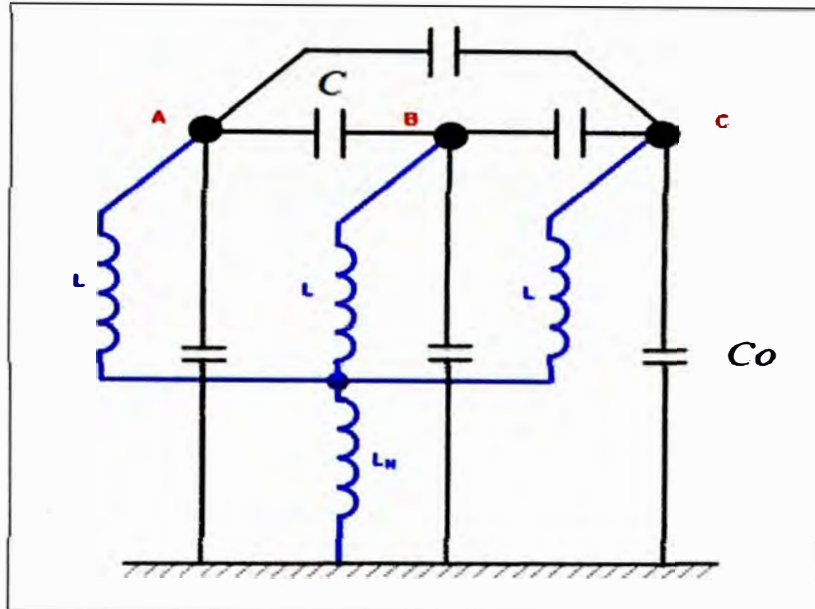


Figura 4.18 Modelo de la línea y reactor para evaluar el comportamiento de reactor de neutro.

$$V_r = -E \frac{\left(\frac{C_1}{2}\right)(1-h_1) - \left(\frac{C_0}{2}\right)(1-h_0)}{2\left(\frac{C_1}{2}\right)(1-h_1) - \left(\frac{C_0}{2}\right)(1-h_0)} \quad (4.4)$$

También, en la ecuación 4.5 se muestra la corriente de arco secundario.

$$I_m = -j \left(\frac{V \cdot \omega_s}{3\sqrt{3}} [C_1(1-h_1) - C_0(1-h_0)] \right) \quad (4.5)$$

Donde, los factores h_1 y h_0 son:

$$h_1 = \frac{1}{\omega_s^2 L_1 C_1}$$

$$h_0 = \frac{1}{\omega_s^2 L_0 C_0}$$

Potencia capacitiva de la línea, secuencia positiva:

$$Q_{CL} = \omega C_1 V^2$$

Reactor de línea:

$$X_L = \frac{V^2}{Q_R}$$

$$X_L = \omega L$$

Reactor de neutro:

$$X_n = \omega L_N$$

Reactancia de secuencia cero, considerando el reactor de neutro:

$$X_0 = X_L + 3X_n$$

$$L_0 = L + 3L_n$$

En la figura 4.19 se muestra el comportamiento de la tensión inducida en función de la reactancia de neutro o resistencia de neutro.

De la figura 4.19 se observa que existe un valor óptimo en donde la tensión inducida es cero.

El valor de reactor de neutro óptimo para una línea de simple terna se puede calcular con la ecuación 4.6.

$$X_n = \frac{X_L}{3} \left(\frac{F}{F + K - 1} - 1 \right) \quad (4.6)$$

Donde, F el factor de compensación y K son iguales a:

$$F = \frac{Q_R}{Q_{CL}}$$

$$K = \frac{C_0}{C_1}$$

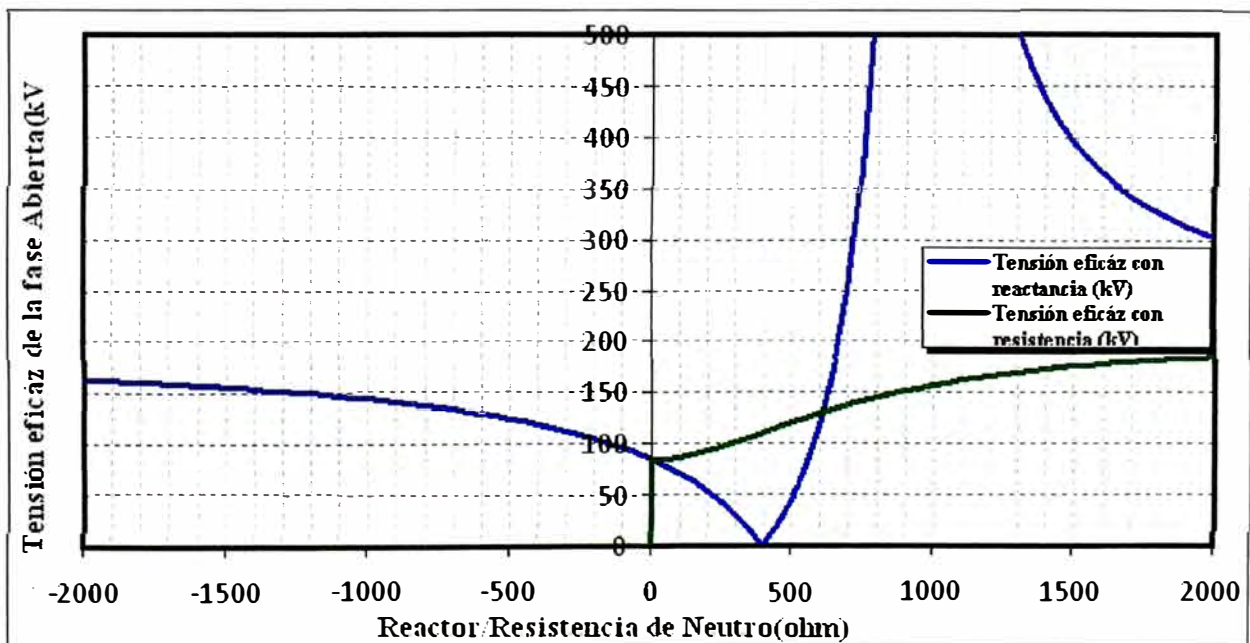


Figura 4.19 Tensión inducida para reactancia variable y resistencia variable.

En la figura 4.20 se muestra la red modelado en ATPDRAW considerando un reactor en el neutro de reactor de línea.

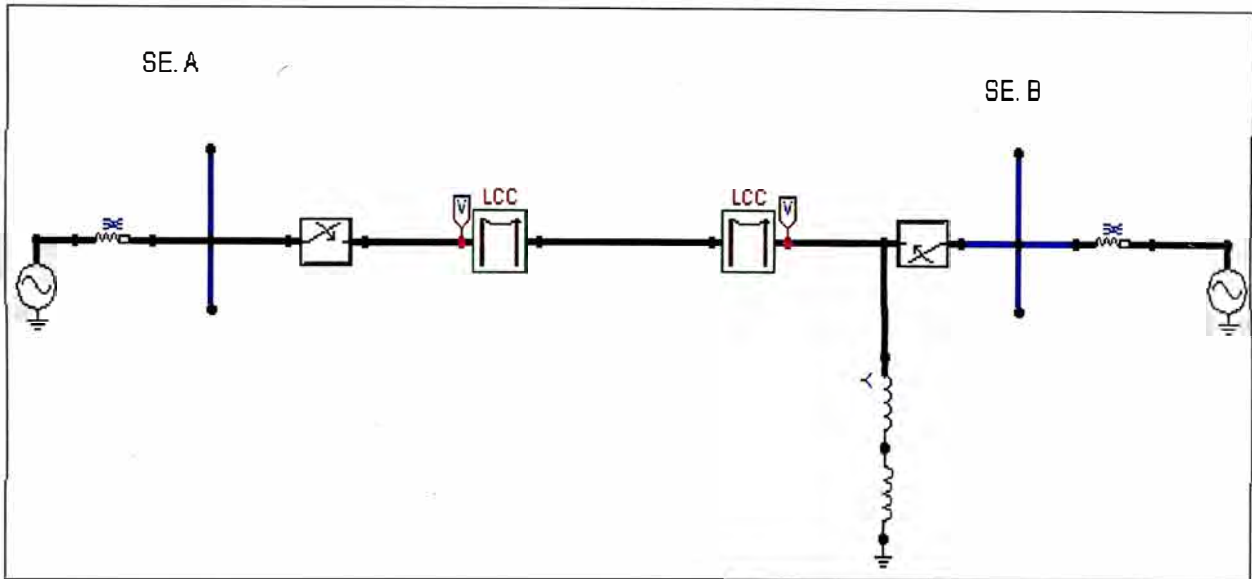


Figura 4.20 Reactor de línea instalado en un extremo de la línea considerando reactor de neutro.

En la figura 4.21 se muestra la tensión inducida durante una fase abierta (V:SEBA) utilizando un reactor óptimo en el neutro del reactor de línea.

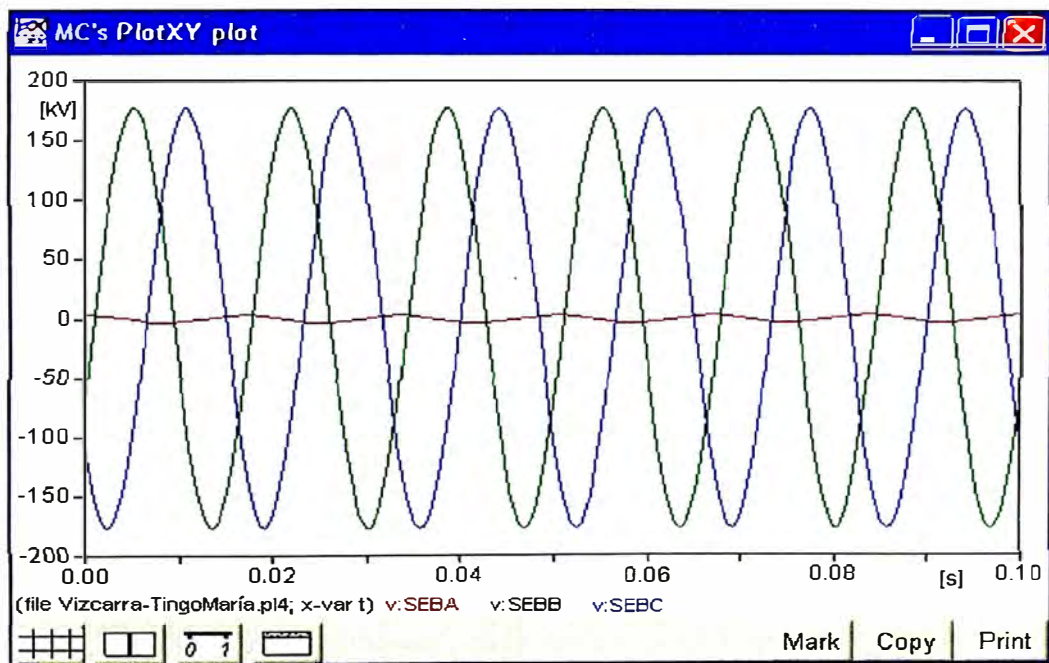


Figura 4.21 Tensiones inducidas en la fase A abierta con compensación en extremo de la línea considerando reactor de neutro.

4.3.2. Evaluación del reactor de neutro de las líneas L-2051 y L-2052

a) Modelamiento de la red en ATPDRAW

En la Figura 4.22 se muestra el diagrama unifilar utilizado en ATPDRAW.

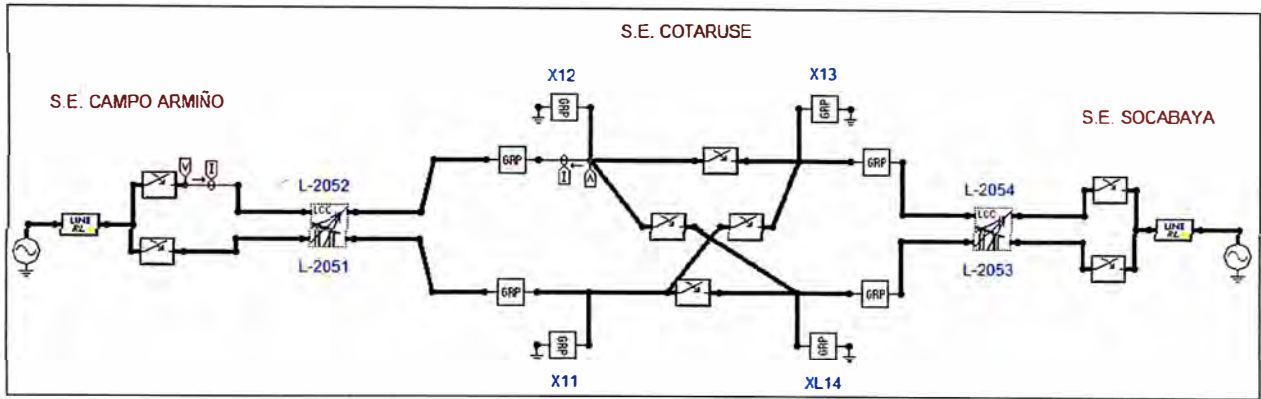


Figura 4.22 Diagrama unifilar utilizado en ATPDRAW.

Con fines de comparación con el valor actual del reactor de neutro, en la tabla 4.1 se muestra la reactancia de neutro óptimo (X_n) considerando la línea de simple terna, para el cual se calculó utilizando la siguiente ecuación para una línea de simple terna.

Tabla 4.1. Parametros calculados utilizando ATPDRAW.

Línea	Tensión (kV)	Q_R	Q_0	Q_1	C_1	C_0	K	F	X_n
L-2051	220	50,0	35,84	63,0	3,45	1,964	0,569	0,794	383,69
L-2052									

En la figura 4.23 se muestra la tensión inducida y en la figura 4.24 se muestra la corriente de arco secundario en función de la reactancia de neutro considerando para la línea de simple terna.

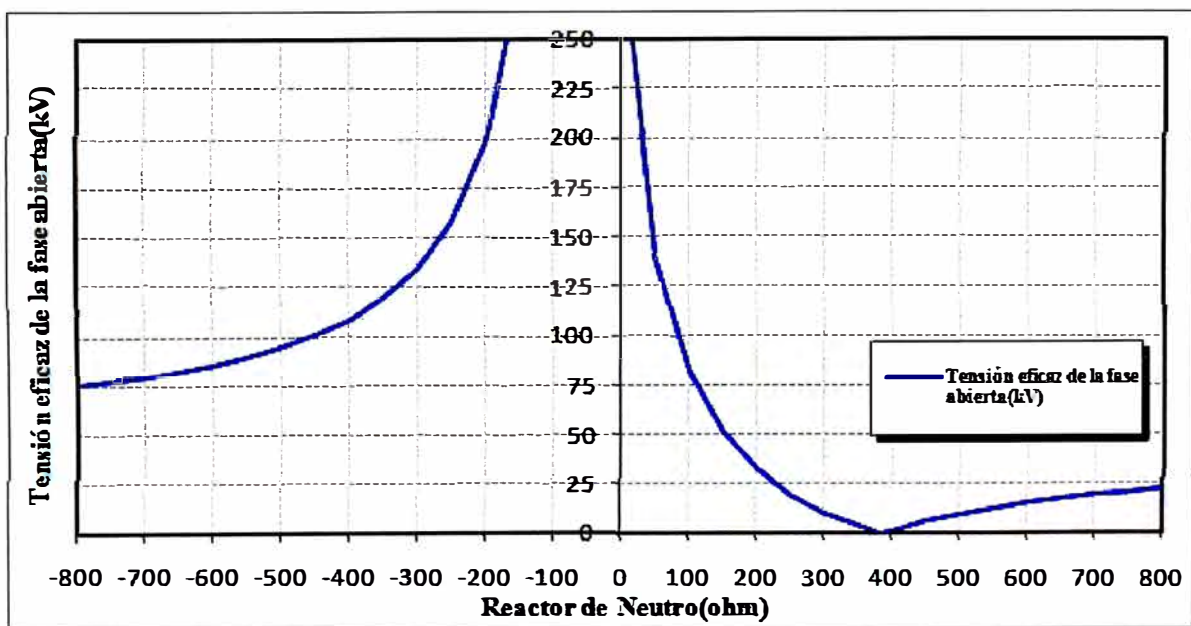


Figura 4.23 tensión inducida considerando una sola terna

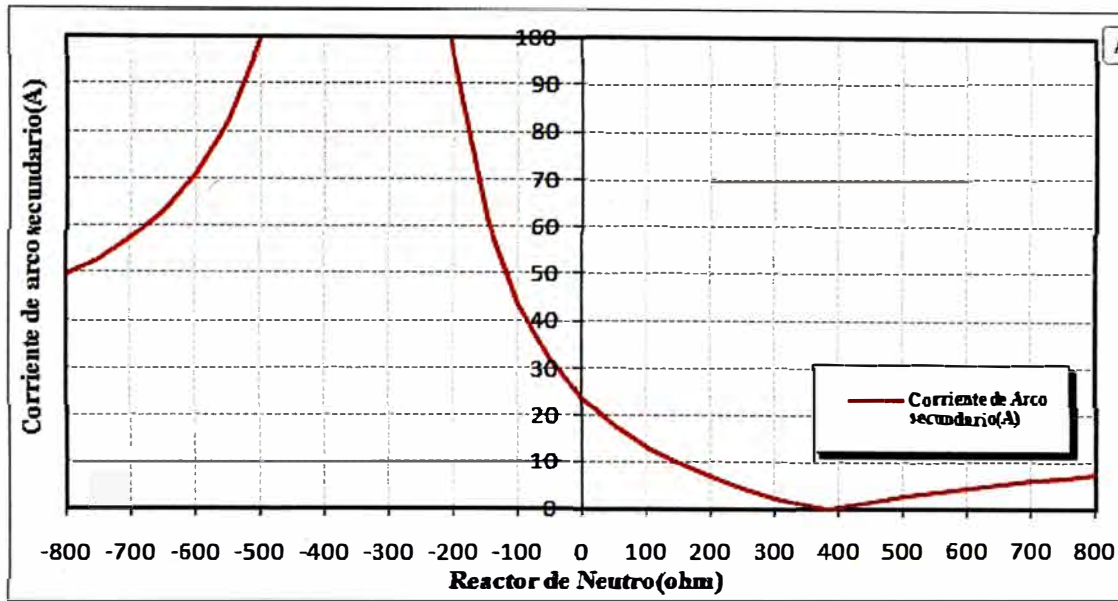


Figura 4.24 Corriente de arco secundario considerando una sola terna.

Las figuras 4.23 y 4.24 se obtuvieron considerando una línea de simple terna, estas representan una buena aproximación cuando una línea se encuentra con un solo circuito en servicio.

Para evaluar el reactor óptimo de neutro para los reactores de líneas de doble circuito, se realizó sensibilidades utilizando ATPDRAW. En la figura 4.25 se muestra la tensión inducida durante una fase abierta para diferentes configuraciones en función de la reactancia de neutro considerando una línea de doble terna, se muestra la curva de comportamiento de la tensión eficaz considerando una terna fuera de servicio y la tensión eficaz considerando una terna con su reactor fuera de servicio. Además, se muestra el valor de la reactancia de neutro actual.

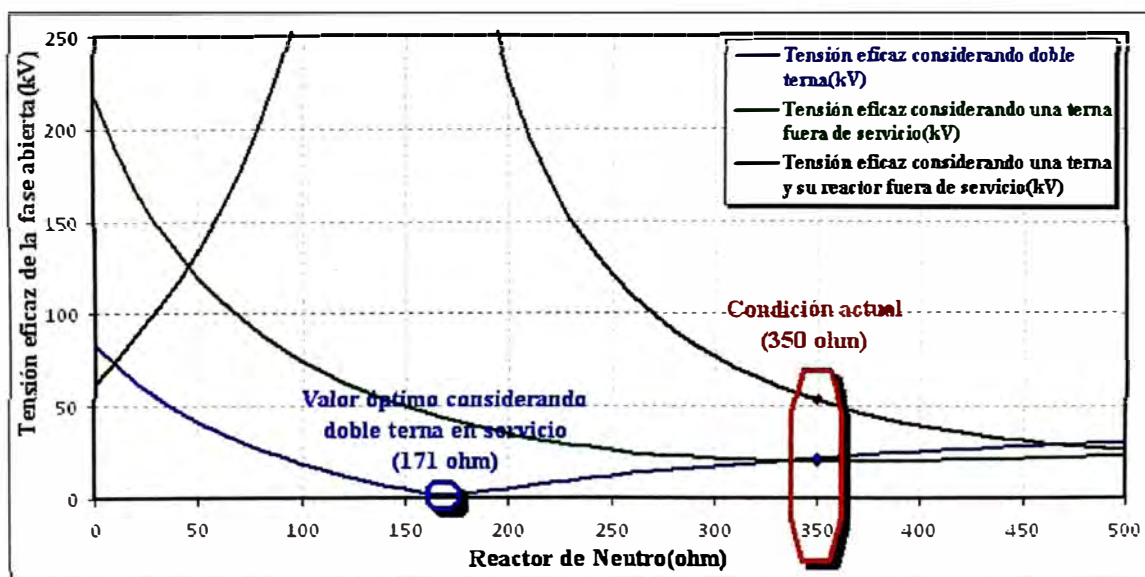


Figura 4.25 Tensión inducida en una fase abierta para diferentes valores de reactancia de neutro para las líneas L-2051 y L-2052 considerando de doble terna.

De la figura 4.25 se observa que existe una zona de resonancia para la condición de una línea - reactor desconectado, con un reactor de neutro de 171ohm se produciría sobretensiones elevadas para la condición mencionada. Con el reactor de neutro de 350ohm (valor actual) se obtiene adecuados valores de tensiones inducidas con dos líneas en servicio (mayor condición operativa) y evitar sobretensiones para diferentes tipos de configuración.

b) Evaluación del Reactor del Neutro en líneas de doble circuito utilizando el ATPDRAW

En la figura 4.26 se muestra la tensión inducida simulada durante el tiempo muerto de recierre en la línea L-2051 ó L-2052 considerando la reactancia de neutro de 350Ω y 383 Ω. En una línea de doble terna para calcular el reactor de neutro óptimo (171Ω) se debe considerar la inducción del circuito paralelo, debido a que este no es un valor directo se realizó realizando sensibilidades con el ATPDRAW.

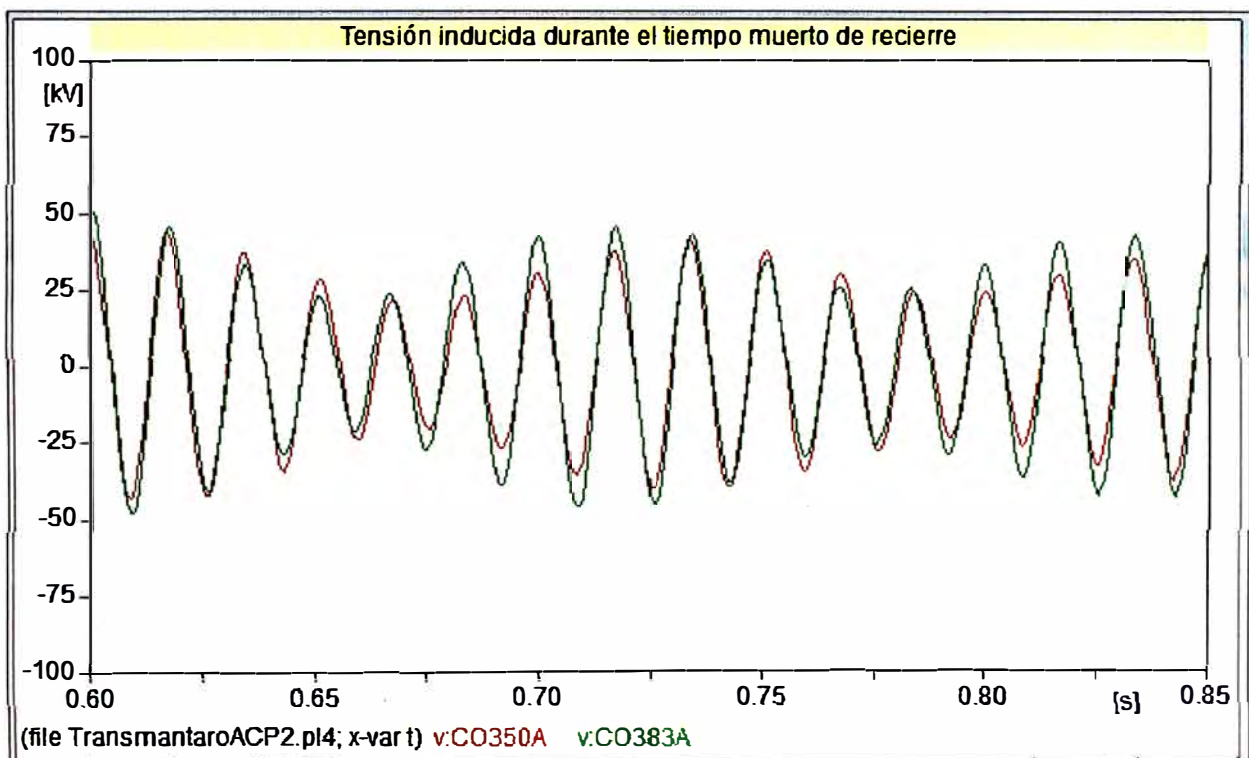


Figura 4.26 Tensión durante el tiempo muerto de un recierre en la línea L-2051 ó L-2052.

En la figura 4.27 se muestra la tensión inducida en una fase desconectada de la línea L-2051 ó L-2052, considerando la reactancia de neutro de 350 Ω, 383 Ω y 171Ω. En esta simulación en el tiempo "0" la fase ya se encontraba abierta, por lo que no se aprecia las oscilaciones entre el reactor y la capacitancia de la línea. En esta simulación se puede

apreciar el efecto de la variación de la reactancia en el neutro sobre la tensión inducida en la fase desconectada.

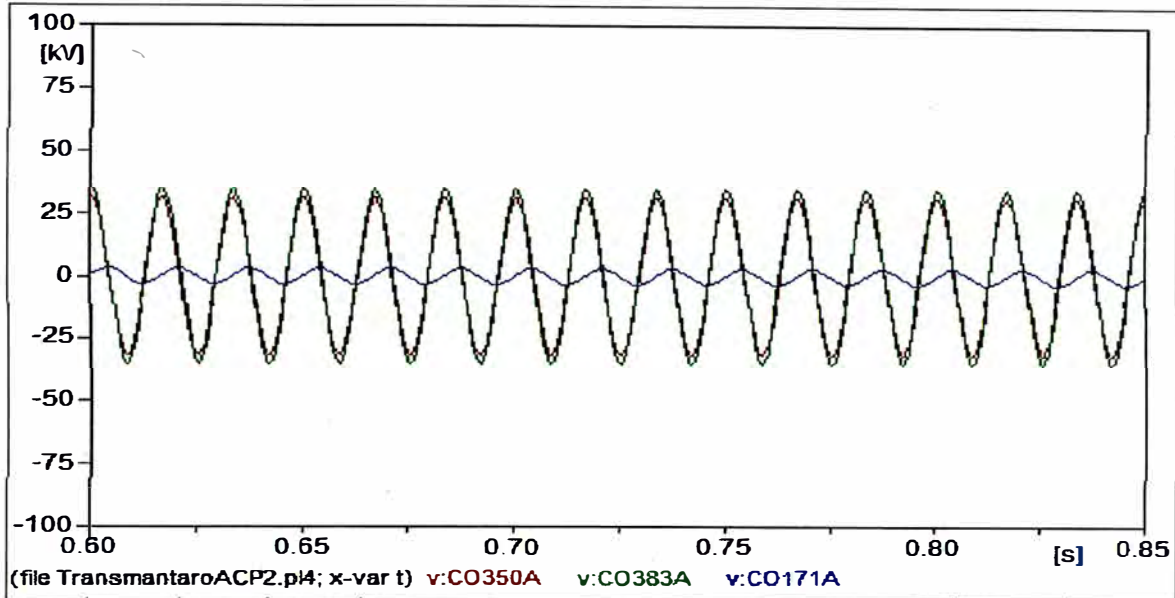


Figura 4.27 Tensión inducida simulada en una fase desconectada de la línea L-2051 ó L-2052 con 350 Ω , 383 Ω y 171 Ω

En la Figura 4.28 se muestra la tensión inducida durante el tiempo muerto de recierre de la línea L-2051 ó L-2052, considerando la reactancia de neutro de 350 Ω , 383 Ω y 171 Ω . En esta simulación se muestra el efecto de de las oscilaciones entre el reactor y la capacitancia de la línea, se observa también que con una reactancia en el neutro de 171 Ω , el valor de la tensión inducida en la fase desconectada es mínima.

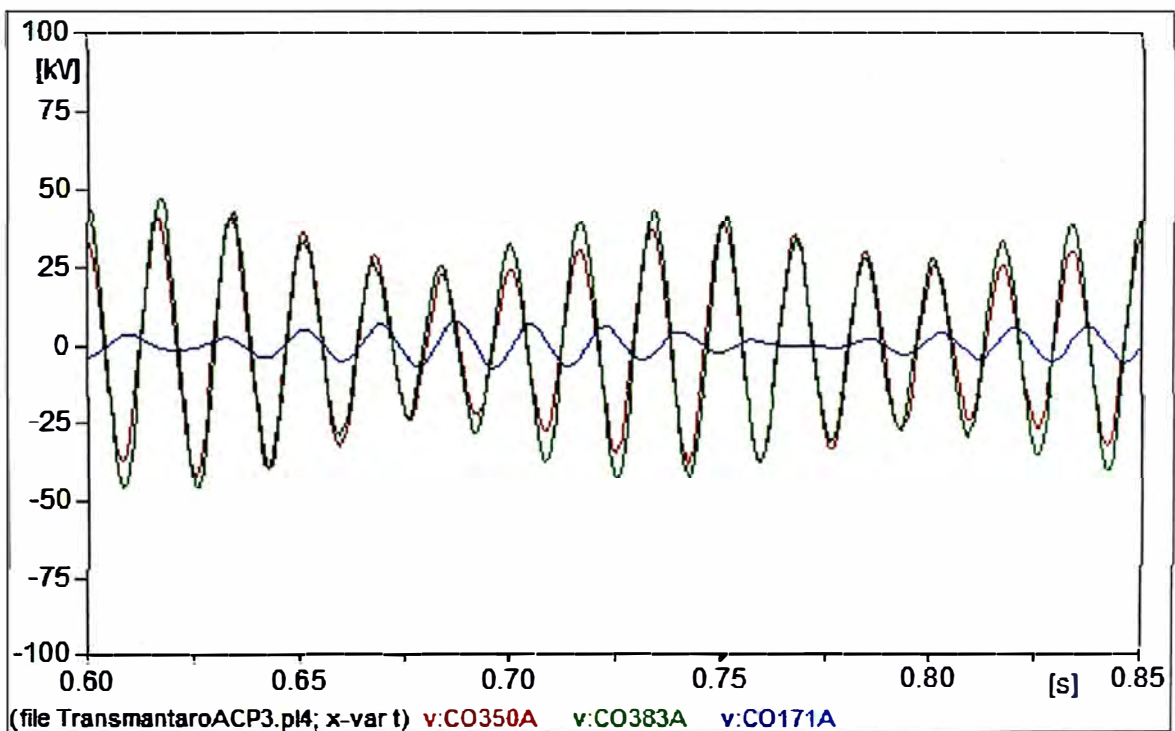


Figura 4.28 Tensión inducida durante el tiempo muerto del recierre con 350 Ω , 383 Ω y 171 Ω

De las simulaciones presentadas, para la condición de dos líneas en servicio con el reactor de 171Ω se registra menores tensiones inducida, sin embargo cuando se tiene una línea - reactor fuera de servicio se obtendría tensiones elevadas.

4.4. Resonancia en la línea L-2051 en la S.E. Cotaruse ocurrida el 18 de marzo de 2007

En 18 de marzo de 2007 se produjo una falla simultanea en las líneas L-2053 y L-2054 provocada por descargas atmosféricas. En la línea L-2053 se registro disparo trifásico de la línea (por falla trifásica), y en la línea L-2054 se registro el recierre monofásico exitoso en la fase “C” de la línea (por falla monofásica fase “C”).

Luego de la desconexión trifásica de la línea L-2053 y el disparo monofásico de la línea L-2054, se presentaron sobre tensiones subarmónicas en la fase “C” de la línea L-2051 en el extremo de Cotaruse (compensación XC1 en servicio) las cuales fueron despejadas con disparo trifásico por su protección de sobretensión en segunda etapa de la línea en la S.E. Cotaruse y disparo transferido en la S.E. Mantaro.

Con la desconexión de las líneas L-2053 y L-2051, el área centro-norte quedó enlazado al sur a través de una sola terna L-2052 y L-2054, y debido al flujo que transportaban, se produjo un fenómeno de pérdida de sincronismo entre las áreas Centro-Norte y Sur, desacoplándose eléctricamente.

Luego de 8,5 segundos aproximadamente, se produjo la desconexión de la línea L-2054 en ambos extremos de la línea por actuación de su protección distancia en la S.E. Cotaruse y disparo transferido en la S.E. Socabaya. Como consecuencia del evento se produjo la pérdida de la interconexión Mantaro - Socabaya.

En este informe solo se evaluará la sobretensión registrada en la SE. Cotaruse.

Configuración durante la falla del 18 de marzo de 2007:

De acuerdo a lo mencionado se registro falla simultánea en las líneas L-2053 y L-2054, tal como muestra en la figura 4.29.

La figura 4.30 muestra la configuración luego de despejar la falla registrada el 18 de marzo de 2007.

La figura 4.31 muestra el registro del evento de la L-2051 en el lado de la SE. Cotaruse ocurrido el 18 de marzo 2007.

En la figura 4.32 se muestra tensión reproducida en ATPDRAW para la sobretensión registrada el 18 de marzo 2007.

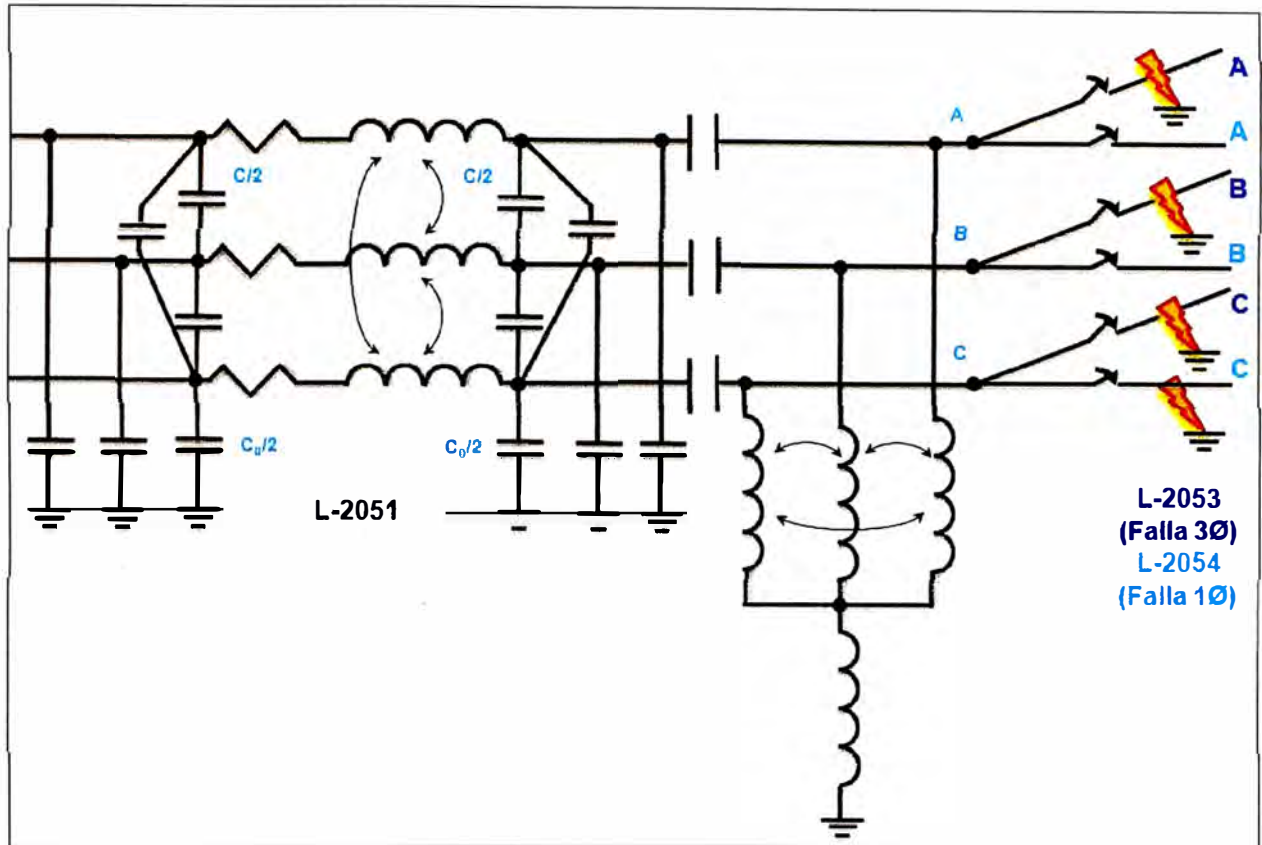


Figura 4.29 Configuración durante la falla del 18 de marzo de 2007

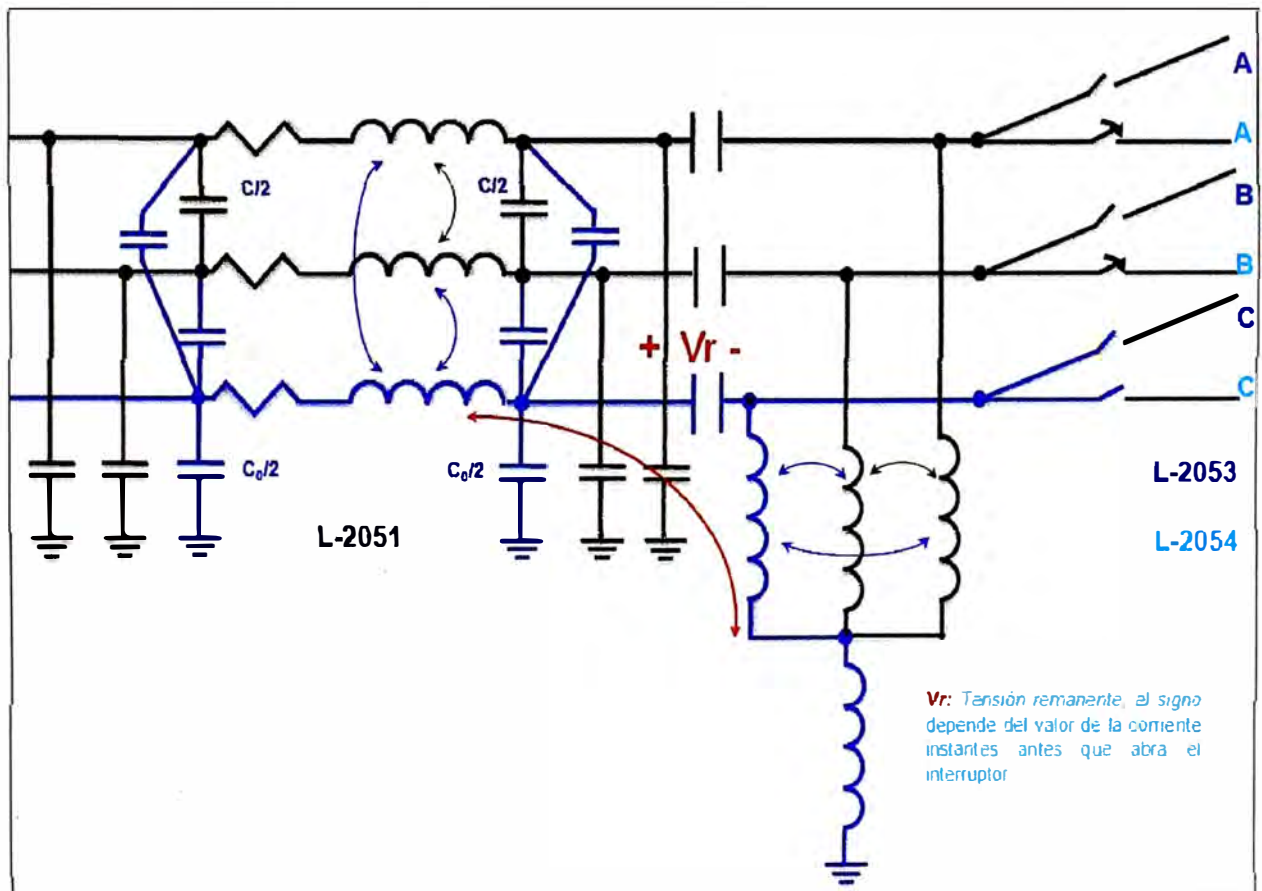


Figura 4.30 Comportamiento luego de despejar la falla del 18 de marzo de 2007

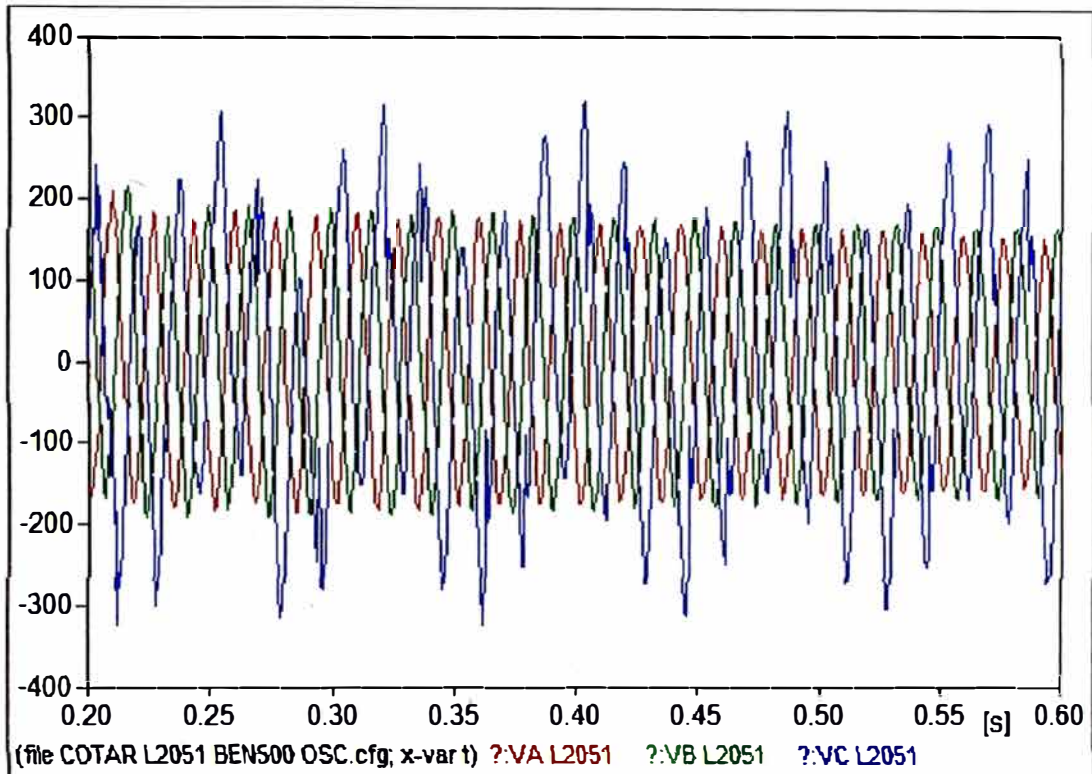


Figura 4.31 Registro oscilográfico del evento 18 de marzo de 2007

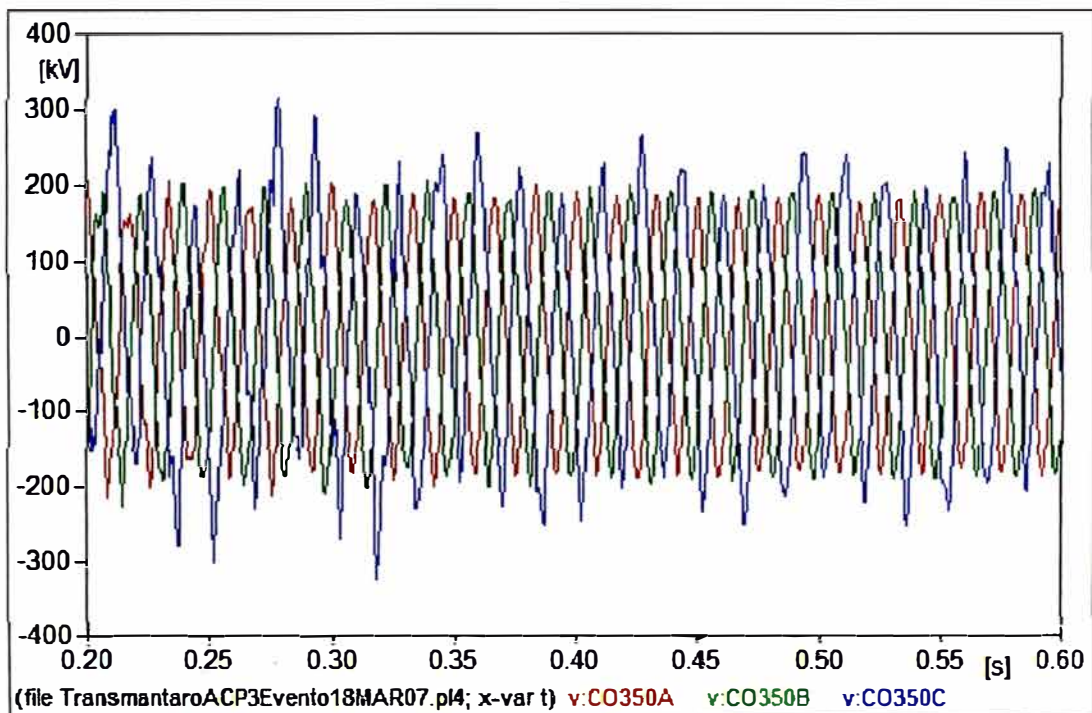


Figura 4.32 Sobretensiones en la fase C, reproducción del evento del 18 de marzo de 2007

Con el objetivo de amortiguar la sobretensión presentada, se realizan las siguientes alternativas de solución:

- Comportamiento de la tensión para diferentes reactancias de neutro.
- Cierre del interruptor de puenteo (*bay-pass*) del banco de capacitores donde se presenta sobretensión.

- Desconexión monofásica del banco de reactores.
- Desconexión monofásica del banco de reactores y puenteo (*bay-pass*) del banco de capacitores de la fase de la línea donde se presenta sobretensión.

a) Comportamiento de la tensión para diferentes valores reactancias de neutro.

Para ver el efecto de la sobretensión presentada cuando se varía la reactancia de neutro, en la figura 4.33, se muestra el comportamiento de tensión simulado considerando reactancias de neutro de 350 Ω (valor actual), 383 Ω (considerando una línea de simple terna) y 171 Ω (valor óptimo considerando doble terna).

No se registra diferencia apreciable con las reactancias de 350 Ω , 383 Ω y 171 Ω . Las sobretensiones no se amortiguan variando los valores de las reactancias del neutro. También se simularon considerando resistencias en paralelo y serie al reactor del neutro, no se encontraron diferencias apreciables que den soluciones para la mitigación ó eliminación de la sobretensión.

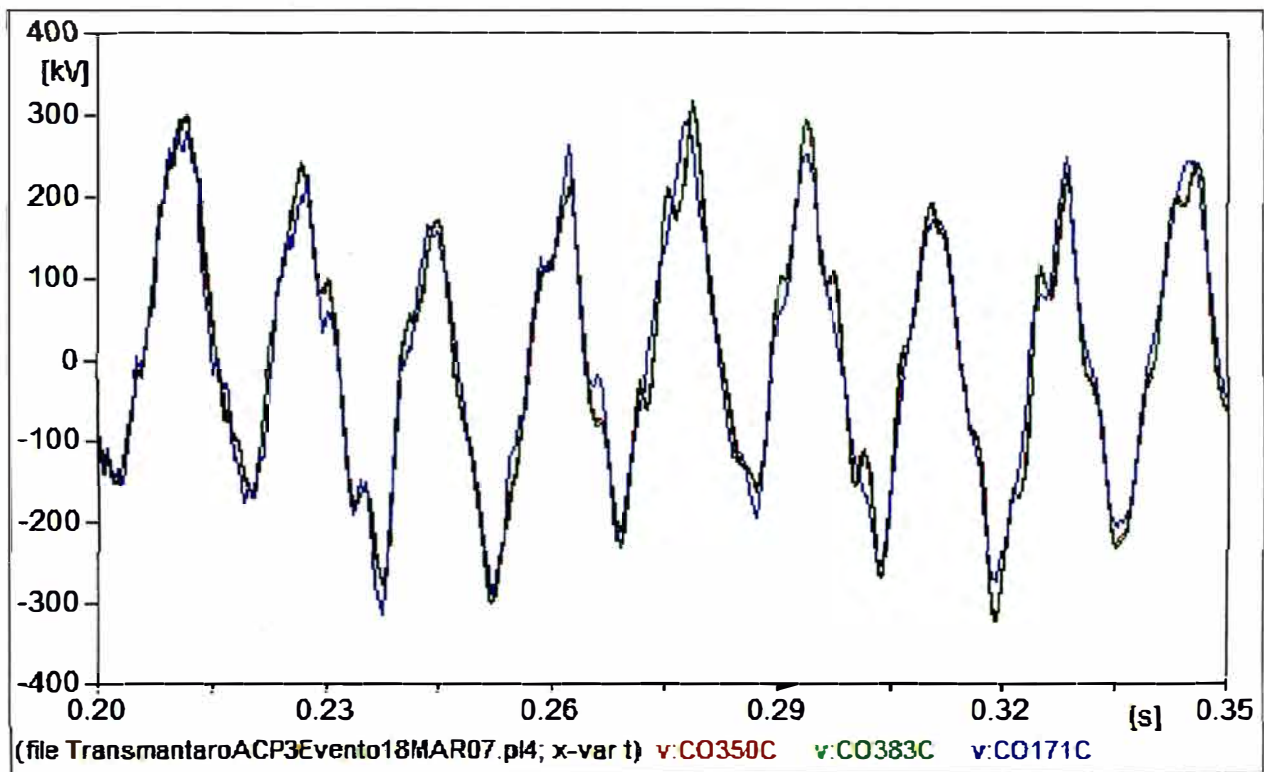


Figura 4.33 Sobretensiones para diferentes valores de reactancias en el neutro

b) Cierre del interruptor de puenteo (*bay-pass*) del banco de capacitores donde se presenta sobretensión.

En la figura 4.34 se muestra el comportamiento de tensión considerando el *bay-pass* del banco de capacitores de la fase C a los 231,6ms, en este instante el banco de capacitores tiene mínima tensión.

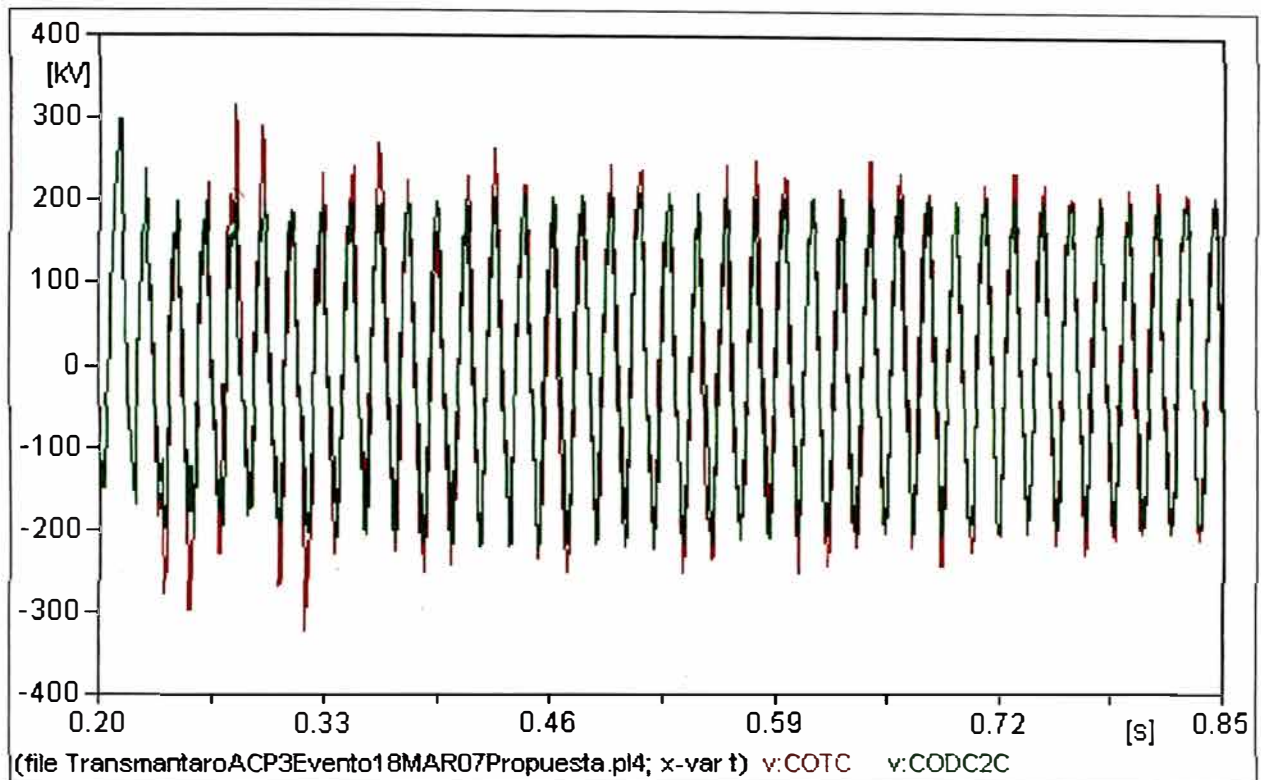


Figura 4.34 Considerando el bay-pass a los 231,6ms en la fase C de la compensación serie(CODC2C)

En la figura 4.35 se muestra la diferencia de comportamiento de tensión considerando el bay-pass del banco de capacitores de la fase C este instante el banco de capacitores tiene mínima tensión (CODC2C) y máxima tensión (CODC1C).

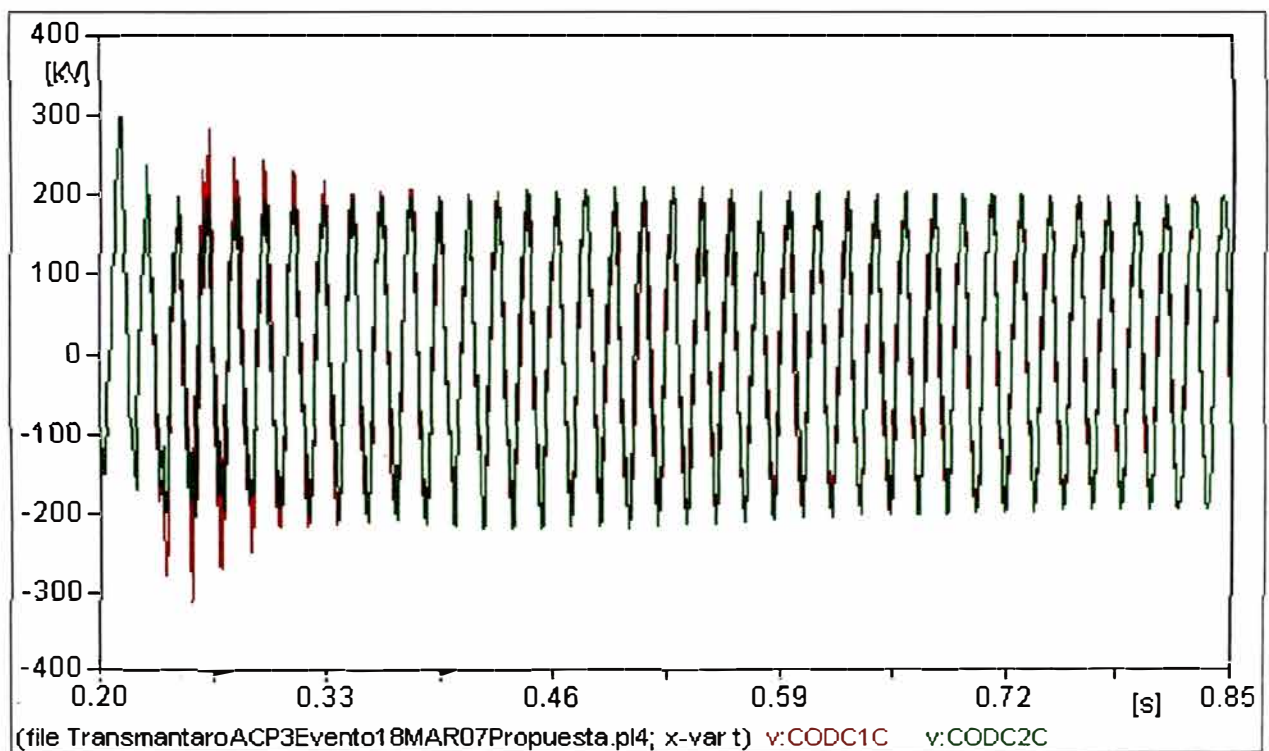


Figura 4.35 Diferencia entre los dos resultado considerando el bay-pass a los 250ms(CODC1C) y 231,6ms(CODC2C)

c) Desconexión monofásica del banco de reactores.

En la figura 4.36 se muestra el comportamiento de tensión considerando la desconexión de la fase C del banco de reactor (COTDRC).

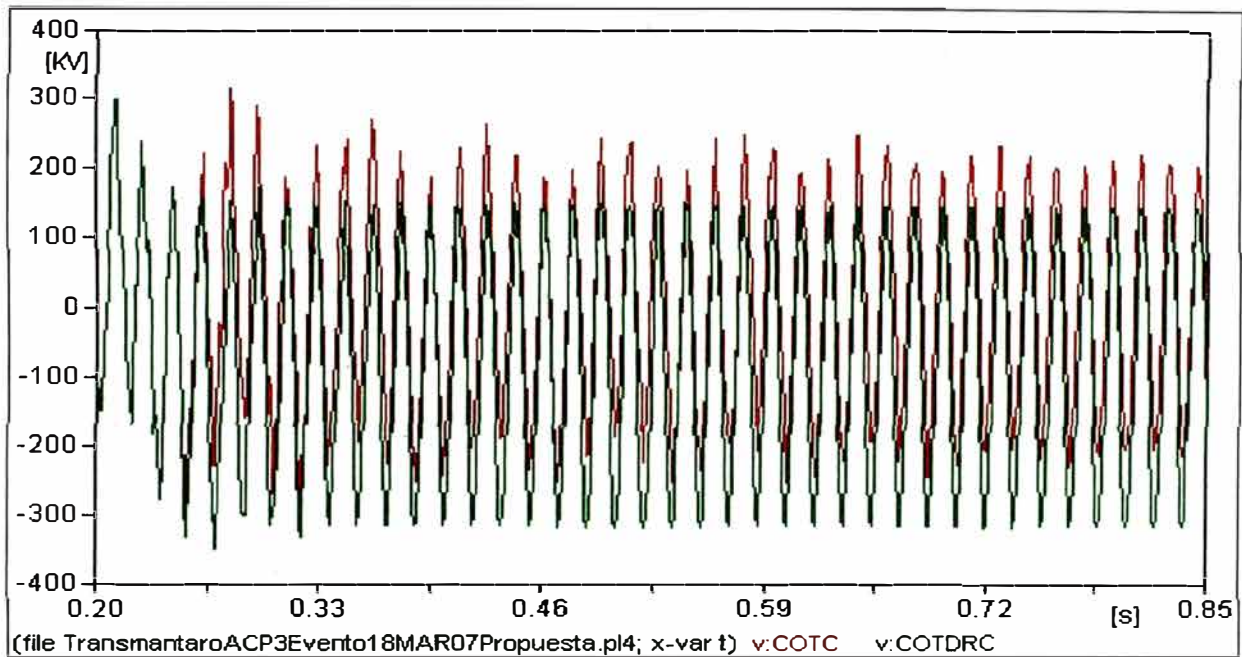


Figura 4.36 Considerando la desconexión la fase C del reactor (COTDRC)

d) Desconexión monofásica del banco de reactores y bay-pass del banco de capacitores de la fase de la línea donde se presenta sobretensión.

En la figura 4.37 se muestra el comportamiento de tensión considerando *bay-pass* del banco de capacitores y desconexión del banco de reactor.

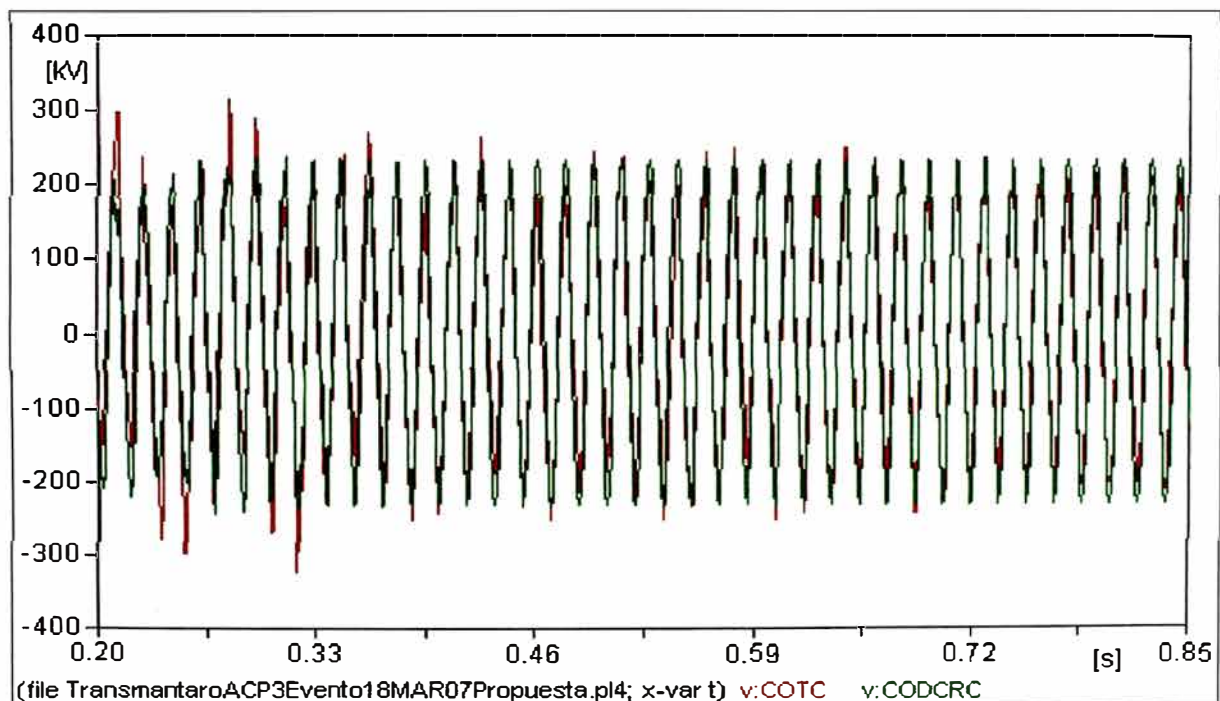


Figura 4.37 Considerando bay-pass del banco de capacitores y desconexión del banco de reactor de la fase donde se presentó sobretensión (CODCRC).

De las simulaciones presentadas se observa que no se tiene control local de las sobretensiones originadas para eventos de similares características al ocurrido el día 13 de enero y 18 de marzo de 2007.

4.5. Propuesta de la lógica a implementar para evitar sobretensiones en la líneas en la S.E. Cotaruse

Para evitar las sobretensiones se recomienda implementar la lógica en los relés RED670 de la S.E. Cotaruse como muestra la figura 4.38.

El funcionamiento de esta lógica es como se indica, de presentarse una sobretensión en la fase “A” de la línea L-2051 de la S.E. Cotaruse y los respectivos polos de los interruptores de la fase “A” de la línea L-2051 en la S.E. Cotaruse estén abiertos, luego de un tiempo “T” se remitirá una señal de tele disparo monofásico al polo “A” al interruptor en Mantaro. Asimismo, se debe implementar para la fase B y C. La lógica de la figura 4.38 se debe implementar en los relés RED670 en las cuatro líneas en la S.E. Cotaruse.

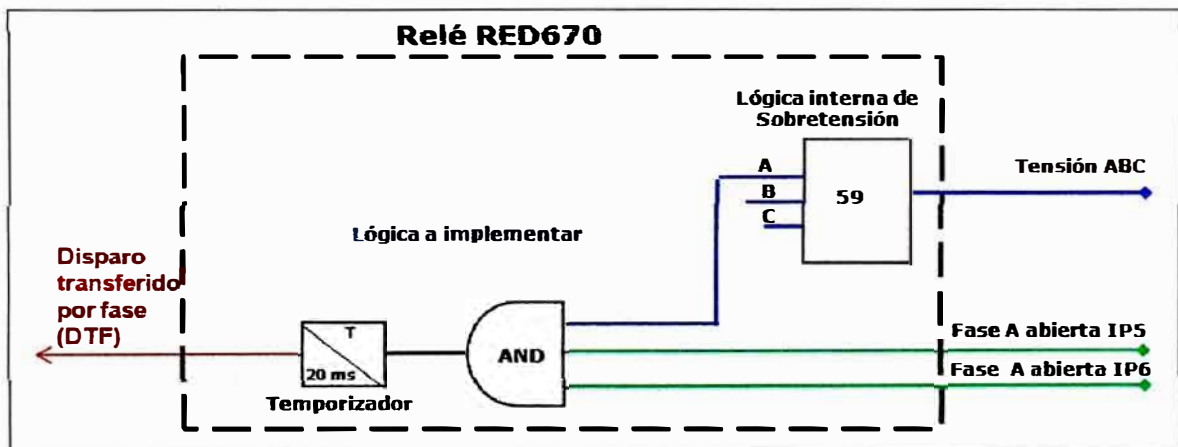


Figura 4.38 Lógica a implementar en el relé RED670.

La temporización (T) debe coordinar con los ajustes de sobretensión de la S.E. Cotaruse (figura 4.39), las temporizaciones (T) de la lógica de la figura 4.38 se recomiendan implementar para las líneas L-2051/L-2052 en 100ms y las L-2053/L-2054 en 50ms.

RELÉ	MANTARO	COTARUSE	SOCABAYA
59-1 Calibración Temporización	93 V 130 ms	— —	93 V 130 ms
59-2 Calibración Temporización	81 V 250 ms	⊕ 81 V 250 ms (L3) 375 ms (L4) 400 ms (L1) 475 ms (L2)	81 V 250 ms
59-3 Calibración Temporización	⊕ 72 V 890 ms (L1) 990 ms (L2)	⊕ 72 V 890 ms (L1 y L3) 990 ms (L2, L4)	⊕ 72 V 890 ms (L3) 990 ms (L4)

Figura 4.39 Ajustes actuales de sobretensión implementado en la SE. Cotaruse.

En la figura 4.40 se muestra el cableado actual y la configuración a implementar.

Para implementar la lógica recomendada en la figura 4.38 no es necesario realizar cableados adicionales, solo es necesario la configuración en el relé RED670.

En la figura 4.41 se muestra el comportamiento de la tensión simulada con la lógica recomendada para el caso del 18 de marzo de 2007.

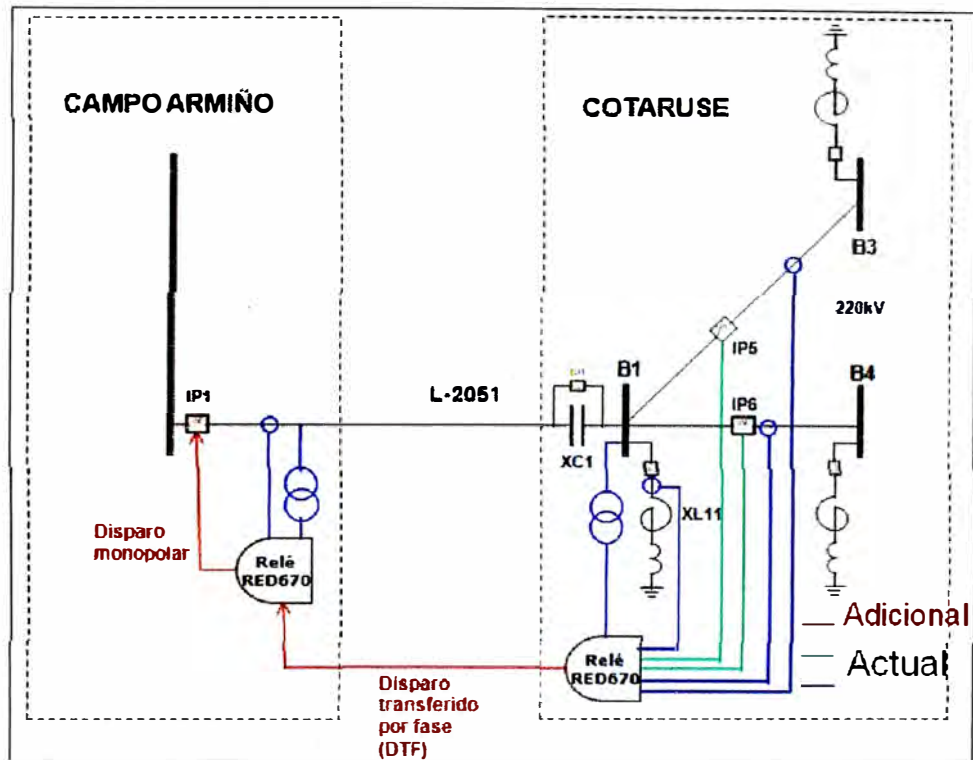


Figura 4.40 Diagrama unifilar del cableado y configuración actual

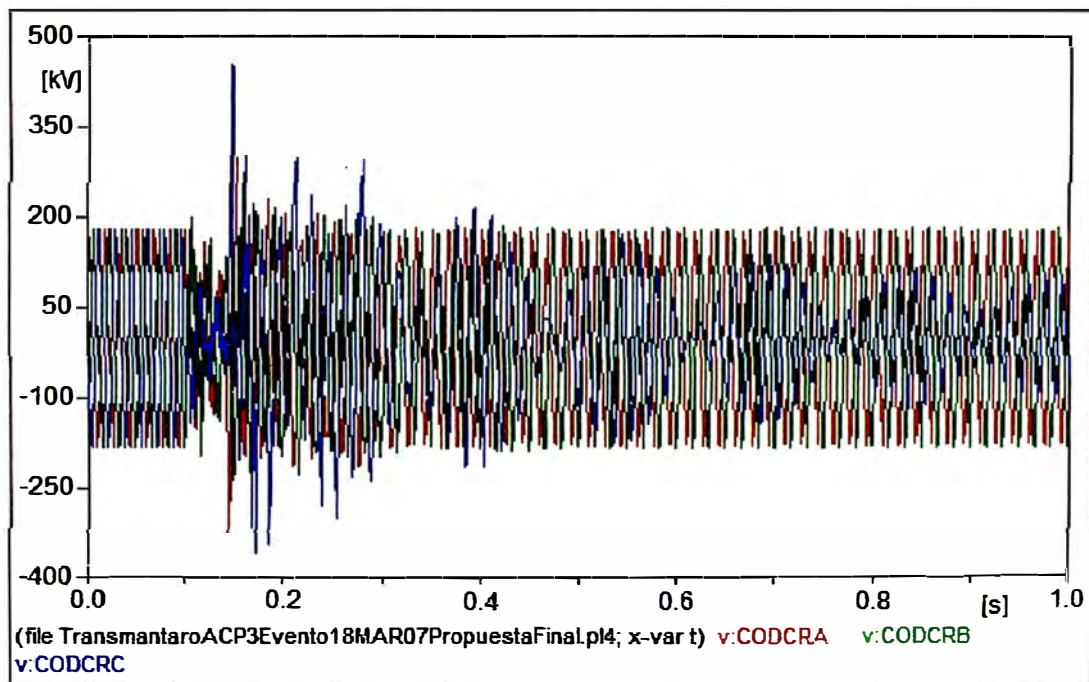


Figura 4.41 Comportamiento de la tensión con la lógica recomendada

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El relé ABB no tiene bloqueo de sus zonas durante el tiempo muerto de recierre, se recomienda implementar la lógica propuesta de bloqueo de la zona 2 y zona 4 durante el tiempo muerto de recierre.
2. Se recomienda implementar los ajustes propuestos para la función de oscilación de potencia de las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054.
3. La utilización del modelo de línea con parámetros concentrados para el cálculo del reactor de neutro óptimo para un reactor de línea de simple tema, presenta una buena aproximación.
4. Los reactores de núcleo de aire instalados en los neutros de los reactores de las líneas L-2051 y L-2052 en la S.E. Cotaruse, para la condición de dos líneas en servicio, no representan los valores óptimos para minimizar la tensión inducida durante una fase abierta. Sin embargo, debido a que con el valor de reactor de neutro de 171Ω se encuentra próximo a la zona de resonancia cuando una línea y su reactor se encuentran fuera de servicio por tal motivo el valor actual de 350 ohms se considera adecuado.
5. Para evitar desconexiones de las líneas de la interconexión Mantaro-Cotaruse-Socabaya de 220kV debido a sobretensiones similares a los ocurridos en los días 13 de enero y 18 de marzo de 2007 se recomienda implementar la lógica presentada en el ítem 4.5 (figura 4.38) del presente informe.
6. Cuando se tenga reactores de línea para minimizar las tensiones inducidas durante el *tiempo muerto de recierre se recomienda instalar un reactor en el neutro del reactor de línea*. El reactor de neutro se recomienda diseñar con tomas variables (en el orden de +/-10%) para su adecuada sintonización en campo esto es necesario debido a que los parámetros de la línea de transmisión son difíciles de predecir el valor exacto por las diferentes distancias del conductor a tierra a lo largo del recorrido de la línea.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.** Sistema de Protección Interconexión SICN-SISUR L.T. 220kV, Mantaro – Socabaya Revisión. 5
- 2.** Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional elaborado por COES
- 3.** Simulation de l'événement survenu le 13 mars 2005 – Analyse de solutions possibles et Impact sur les équipements.
- 4.** Informe técnico COES OP-IT-012-09 Modernización del Sistema de Protecciones CTM 12nov09
- 5.** Informe final de perturbaciones COES TRANS-017-07 Informe Final L-2051 L-2053 L-2054 18MAR07
- 6.** Informe COES-SINAC DEV-026A-2007
- 7.** Manual del relé ABB REB670.
- 8.** Manual del relé ABB RET670.
- 9.** Manual del relé SEL321.
- 10.** Manual del relé REL350.
- 11.** Manual del relé Siemens 7SA522.
- 12.** Manual del relé ABB RED670.
- 13.** Manual del relé ABB REL670.