

2017

C.H. LA VIRGEN

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD / COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

[Análisis de coordinación de protecciones eléctricas llevado a cabo en el marco de estudio de Operatividad para la construcción de la nueva C.H. LA VIRGEN



CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	5
2. OBJETIVOS	5
3. ALCANCE	6
4. SISTEMA ELÉCTRICO	6
5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES	7
5.1. Protección de la línea S.E. LA VIRGEN – S.E. CARIPA 138kV	7
5.2. Sistema de protecciones de nueva S.E. LA VIRGEN.	7
5.2.1. Sistema de protección de barras en 138kV.....	7
5.2.2. Sistema de protección de línea corta hacia los Grupos de generadores.....	8
5.3. Sistema de protecciones de la C.H. LA VIRGEN.....	8
5.3.1. Protección de los Transformadores Elevadores.....	8
5.3.2. Protección de los Generadores	8
6. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	8
6.1. Análisis de protección por sobrecorriente.	8
6.1.1. Ajustes de los relés del sistema existente tomados como referencia.	8
6.1.2. Ajustes Propuestos por sobrecorriente para los relés del proyecto.	10
6.1.3. Ajustes Propuestos por sobrecorriente para los relés del sistema existente.	14
6.2. Análisis de protección de distancia de la línea LA VIRGEN – CARIPA 138kV.....	20
6.2.1. Ajustes tomados como referencia.	20
6.2.2. Cálculo de ajustes para la Línea LA VIRGEN – CARIPA 138kV.	21
6.2.3. Resumen de ajustes propuestos para la protección de distancia.	31
6.2.4. Protección contra sierra sobre falla (SOTF) línea LA VIRGEN – CARIPA 138kV	32
6.2.5. Esquema de tele protección de distancia (85-21)	33
6.2.6. Esquema de comparación direccional (85-67N)	33
6.2.7. Esquema de fuente débil - Weak infeed (TRIP or/and ECHO)	34
6.2.8. Sobrecorriente de respaldo (Back Up)	34
6.2.9. Función de oscilación de potencia (68)	34
6.3. Revisión de ajustes de los relés existentes.....	36
6.3.1. Ajustes de la protección de la línea L-1702 (CARHUAMAYO – CARIPA).....	36
6.3.1.1. Protección de distancia S.E. CARHUAMAYO	36
6.3.2. Ajustes de la protección de la línea L-1705 (OROYA NUEVA – CARIPA)	40

6.3.2.1.	Protección de distancia S.E. OROYA NUEVA.....	40
6.3.3.	Ajustes de la protección de la línea L-1706 (CONDORCOCHA – CARIPA)	44
6.3.3.1.	Protección de distancia S.E. CONDORCOCHA 138kV.....	44
6.4.	Protección de línea corta (S.E LA VIRGEN – GRUPOS GENERADORES)	48
6.4.1.	Ajustes de la protección diferencial	48
6.5.	Protección de los transformadores de los grupos generadores – C.H. LA VIRGEN	50
6.5.1.	Ajustes de la protección diferencial de transformador	50
6.6.	Protección del transformador T4 (salida hacia el sistema CHANCHAMAYO).....	54
6.6.1.	Ajustes de la protección diferencial de transformador	54
6.7.	Protección de los sistemas de barras de la S.E. CARIPA en 138kV.	57
6.7.1.	Ajustes de la protección diferencial de barras se la S.E. CARIPA 138kV	57
6.7.2.	Ajustes de la protección de falla interruptor (50BF) se la S.E. CARIPA 138kV.	59
6.8.	Ajustes de la protección diferencial de barras se la S.E. LA VIRGEN en 138kV.....	61
6.8.1.	Ajustes de la protección diferencial de barras se la S.E. LA VIRGEN 138kV.....	61
6.9.	Protección de los grupos generadores – C.H. LA VIRGEN	64
6.9.1.	Parámetros de generador.....	64
6.9.2.	Esquema de protección de los Generadores:	65
6.9.3.	Ajuste de parámetros generales.....	66
6.9.4.	Protección diferencial de generador (87G).....	67
6.9.5.	Protección de falla a tierra estator (64E 95%).....	69
6.9.6.	Protección de falla interruptor (50BF).....	70
6.9.7.	Protección de subtensión (27).....	71
6.9.8.	Protección de sobretensión (59).....	71
6.9.9.	Protección de máxima y mínima frecuencia (81U/81O).....	72
6.9.10.	Protección por sobrecorriente 51V - 50	72
6.9.11.	Protección de potencia inversa (32).	74
6.9.12.	Protección por sobrecorriente de secuencia negativa (46).	74
6.9.13.	Protección por pérdida de excitación (40).	76
6.9.14.	Protección por sobre excitación (24).....	79
6.9.15.	Protección de falla a tierra del rotor (64) – Empleo del módulo 7XR6100.....	80
7.	ESQUEMA DE DESCONEXIÓN.....	82
7.1.	Desconexión de una unidad de la C.H. LA VIRGEN.....	82

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
8.1. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DEL PROYECTO.....	84
8.2. SISTEMAS DE PROTECCIÓN EXISTENTES.....	85
9. REFERENCIAS Y ESTÁNDARES.....	89

ANEXOS

ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR DEL ÁREA EN ANÁLISIS

ANEXO 2: CARACTERISTICA DE OPERACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE

ANEXO 3: CARACTERISTICA DE OPERACION DE RELES DE DISTANCIA

ANEXO 4: PLANILLAS DE AJUSTES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

ANEXO 5: ARCHIVOS DE AJUSTES RELÉS DE REFERENCIA

1. Antecedentes

En el marco del estudio de Operatividad para el proyecto de la construcción de la C.H. LA VIRGEN que será interconectada al SEIN en el nivel de 138kV a través de la línea S.E. LA VIRGEN – S.E. CARIPA, se ha realizado en análisis de coordinación de protecciones de para dicho proyecto en el cual se consideran las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes asociadas directamente al proyecto.

El COES entregó a la empresa de generación LA VIRGEN los alcances y requisitos para el Estudio de Operatividad, para lo cual se coordinó con las empresas UNACEM, RENOVANDES, quienes proporcionaron la información técnica para llevar a cabo el presente estudio operativo.

De acuerdo a las condiciones del proyecto, el Estudio de Operatividad para la Central será realizado en dos etapas:

Etapas 1: Puesta en servicio del enlace de 138 kV (S.E. LA VIRGEN – S.E. CARIPA) y energización de transformadores de potencia (Back Feed).

Etapas 2: Sincronización de las unidades de la C.H. LA VIRGEN.

En el presente informe se contempla presentación del estudio de protecciones de la C.H. LA VIRGEN en su segunda etapa, que contempla todas las protecciones de la línea de interconexión S.E. CARIPA – LA VIRGEN, el sistema de protección diferencial de barras en las S.E. CARIPA y S.E. LA VIRGEN, las protecciones diferenciales de los transformadores de los grupos de la C.H. LA VIRGEN, el transformador de salida hacia el sistema de CHANCHAMAYO que interconectará con el proyecto de la C.H. RENOVANDES y la protección de los grupos generadores de la C.H. LA VIRGEN

Los análisis de los sistemas de protección han sido realizados considerando las condiciones más críticas (la máxima generación local disponible) a fin de validar los ajustes para todas las condiciones operativas del sistema que contempla la operación en la etapa I y la etapa II del proyecto.

En esta segunda etapa del estudio se incluye los ajustes de los relés de protección de los grupos generadores de la C.H. LA VIRGEN.

2. Objetivos

El objetivo del presente informe, consiste en llevar a cabo los cálculos de los ajustes para los relés de protección que serán implementadas como parte del proyecto de la construcción de la C.H. LA VIRGEN, así mismo se evalúa el comportamiento de los sistemas de protección asociados a las nuevas instalaciones.

5. Descripción del Sistema de Protecciones

5.1. Protección de la línea S.E. LA VIRGEN – S.E. CARIPA 138kV

El sistema de protecciones de la línea están constituido por dos relés SIEMENS 7SA611 (Principal y respaldo) en cada extremo de la línea, los cuales están enlazados mediante una interfaz de fibra óptica.

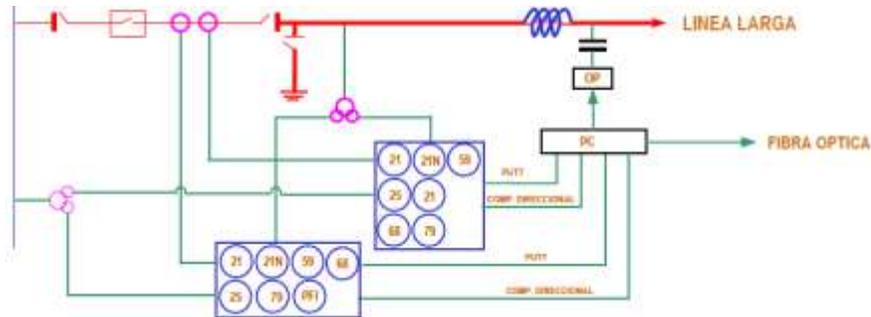


Fig. 5.1.1 Esquema de protección de línea

Para este sistema de protección de la Línea LA VIRGEN - CARIPA se empleará un esquema de tele protección POTT (85-21) y un esquema de comparación direccional 85-67N, cuyas señales serán enviadas de extremo a extremo mediante el canal de comunicación de fibra óptica.

5.2. Sistema de protecciones de nueva S.E. LA VIRGEN.

5.2.1. Sistema de protección de barras en 138kV.

La nueva S.E. LA VIRGEN consta de un sistema de barra simple con barra de transferencia, que estará protegido por un sistema de protección diferencial de barras “centralizado” empleando 03 relés de protección SIEMENS 7UT612 (01 relé comparador para cada fase).

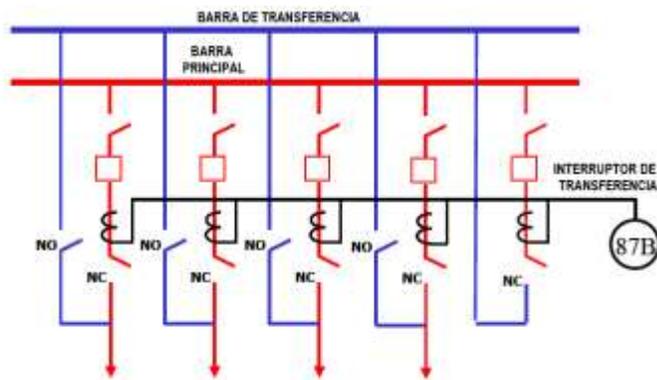


Fig. 5.2.1 Esquema de protección de barras SE LA VIRGEN 138kV

5.2.2. Sistema de protección de línea corta hacia los Grupos de generadores.

Los tres grupos generadores serán enlazados con la S.E LA VIRGEN mediante un transformador elevador (13.8/138kV) y una línea corta de 1km en 138kV; para esta línea corta se ha implementado un sistema de protección diferencial de línea con relés SIEMENS 7SD610, los cuales serán enlazados mediante un canal de fibra óptica.

5.3. Sistema de protecciones de la C.H. LA VIRGEN.

5.3.1. Protección de los Transformadores Elevadores.

Los transformadores elevadores de cada uno de los 03 grupos estarán protegidos por relés de protección diferenciales SIEMENS 7UT62 (Principal y respaldo).

La protección principal como protección diferencia "extendida" cubrirá la totalidad de la impedancia del transformador más la impedancia del generador hasta los terminales de neutro.

5.3.2. Protección de los Generadores

Cada uno de los 03 generadores estarán protegidos por dos relés de protección multifunción SIEMENS 7UM62 (Principal y respaldo).

6. Análisis del Sistema de Protecciones.

6.1. Análisis de protección por sobrecorriente.

6.1.1. Ajustes de los relés del sistema existente tomados como referencia.

Para los cálculos de los ajustes de las funciones de sobrecorriente, se han tomado como referencia los ajustes de los relés existentes remitidos por los titulares de las instalaciones:

S.E. CARIPA 138kV

Tabla 6.1.1.1 Bahía salida Línea L-1705 (Relé de respaldo SIEMENS – 7SJ62).

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional							
TC:600/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd	Inv alta	348	0.08	DT	1230	0
Protección de Sobrecorriente de Tierra Direccional							
TC:600/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd	Inv alta	108	0.22	DT	1200	0

Tabla 6.1.1.2 Bahía salida Línea L-1702 (Relé de respaldo SIEMENS – 7SJ62).

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional							
TC:600/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd	Inv alta	348	0.08	DT	1152	0
Protección de Sobrecorriente de Tierra Direccional							
TC:600/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd	Inv alta	144	0.18	DT	1002	0

Tabla 6.1.1.3 Bahía salida Línea L-1706 (Relé de respaldo SIEMENS – 7SJ62).

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional							
TC:250/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd	INV	240	0.15	DT	2500	0
Protección de Sobrecorriente de Tierra Direccional							
TC:250/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd	DT	80	0.33	DT	2250	0

S.E. CARHUAMAYO 138kV

Tabla 6.1.1.4 Bahía Salida Línea L-1702 (Relé de respaldo SIEMENS – 7SJ62).

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional							
TC:600/5A, VT:138/0.115	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd	IEC-NI	540	0.15	DT	2400	0.2
Protección de Sobrecorriente de Tierra Direccional							
TC:250/5A, VT:138/0.115	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd	VI	144	0.3	DT	1600	0.2

S.E. CONDORCOCHA 138kV

Tabla 6.1.1.5 Bahía Salida Línea L-1706 (Relé de respaldo ABB – REX521).

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional							
TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd	NI	50	0.15	DT	145	0.4
Protección de Sobrecorriente de Tierra Direccional							
TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd	NI	100	0.17	DT	1700	0

S.E. OROYA NUEVA 138kV

Tabla 6.1.1.6 Bahía Salida Oroya Nueva 50kV.

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional							
TC:1200/5A, VT:59.8/0.115	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd	VI	840	0.2	DT	6600	0
Protección de Sobrecorriente de Tierra Direccional							
TC:1200/5A, VT:59.8/0.115	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd	VI	264	0.48	DT	4728	0

Comentario: La línea OROYA NUEVA – CARRIPA en 138kV solo cuenta con un relé de protección de distancia, por lo que el ajuste de referencia será tomado del relé de salida principal en 50kV del transformador 220/50kV

6.1.2. Ajustes Propuestos por sobrecorriente para los relés del proyecto.

A continuación se describen los criterios tomados para los ajustes de arranque de las funciones de sobrecorriente, mientras que los tipos de curva y umbrales de tiempo definido han sido verificados en las curvas de selectividad del Anexo 2.

S.E. CARIPA 138kV**Bahía de salida hacia S.E. LA VIRGEN (SIEMENS - 7SA62/7SA62)**

Como protección de respaldo para la protección de la línea se habilitará la protección de sobrecorriente a tierra direccional 67N, con un nivel de arranque del 10% de la corriente nominal del transformador de corriente.

Tabla 6.1.2.1 Protección de Sobrecorriente direccional de tierra.

TC:600/5A VT:138/0.115kV	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	-	-	-	-	-	-	-
Tierra	FW	IEC-VI	60A	0.5	DT	960	0.15

S.E. LA VIRGEN 138kV.

Bahía de salida hacia la S.E. CARIPA (SIEMENS - 7SA62/7SA62)

Como protección de respaldo para la protección de la línea se habilitará la protección de sobrecorriente a tierra direccional, con un nivel de arranque del 10% de la corriente nominal del transformador de corriente.

Tabla 6.1.2.2 Protección de Sobrecorriente direccional de tierra

TC:600/5A VT:138/0.115kV	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	-	-	-	-	-	-	-
Tierra	FW	IEC-VI	60A	0.32	DT	996	0.15

La protección direccional de tierra tiene una característica angular para determinar la dirección de la falla basada en los ángulos α y β (ajustables), los cuales son los recomendados por el fabricante y se consideran adecuados para la determinación de la direccionalidad.

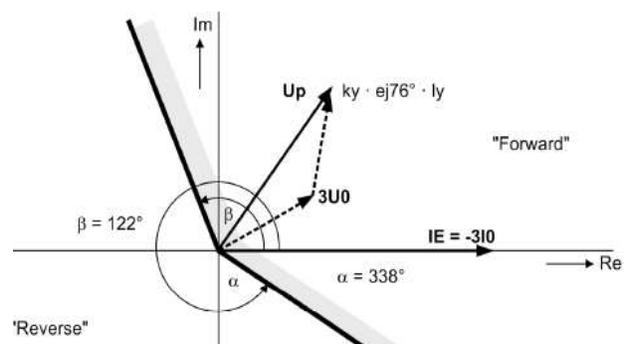


Fig. 6.1.2.1 Característica Direccional 67N

La polarización de la protección de tierra direccional deberá estar basado en parámetros similares que los relés direccionales del resto del sistema para que se puedan detectar las fallas bajo los mismos criterios. Siendo que los relés adyacentes en la S.E. CARIPA son relés 7SJ62 emplean la polarización de tensión y corriente homopolar, se ajusta la polarización bajo el mismo criterio de medición de corriente y tensión homopolar $3I_0$ y $3U_0$.

Bahía de salida hacia la los grupos generadores (SIEMENS - 7SD610)

El arranque de las funciones de sobrecorriente de fases será ajustada sobre un 120% de la corriente nominal del transformador en el lado de 138kV (133.88A) y el arranque de la función de sobrecorriente de tierra será ajustado en 20% de la corriente nominal del transformador de potencia de cada grupo.

Tabla 6.1.2.3 Protección de Sobrecorriente fases y tierra.

TC:200/5A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	-	IEC-VI	160	0.30	DT	900	0.15
Tierra	-	IEC-VI	26A	0.95	DT	1680	0.15

C.H. LA VIRGENProtección del transformador en 138kV (SIEMENS - 7SD610/7UT612)

El arranque de la funciones de sobrecorriente de fases será ajustada sobre un 120% de la corriente nominal del transformador en el lado de 138kV (133.88A) y el arranque de la función de sobrecorriente de tierra será ajustado en 20% de la corriente nominal del transformador de potencia de cada grupo.

Tabla 6.1.2.4 Protección de Sobrecorriente fases y tierra.

TC:200/5A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	-	IEC-VI	160	0.30	DT	900	0.15
Tierra	-	IEC-VI	26A	0.95	DT	1680	0.15

Protección de respaldo de los grupos generadores en 13.8kV

El arranque de la funciones de sobrecorriente de fases será ajustada sobre un 120% de la corriente nominal del generador en 13.8kV (1311A) y no se considera la protección de sobrecorriente de tierra.

Tabla 6.1.2.5 Protección de Sobrecorriente fases.

TC:200/5A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	-	IEC-VI	1575	0.40	DT	6000	0.15
Tierra	-	-	-	-	-	-	-

Transformador T4 (CHANCHAMAYO)

El arranque de la funciones de sobrecorriente de fases será ajustada sobre un 100% de la corriente nominal del transformador en el lado de 138kV (104.5A) y el arranque de la función de sobrecorriente de tierra será ajustado en 20% de la corriente nominal del transformador de potencia.

Los mismos criterios serán tomados para el ajuste de sobrecorriente del lado de 60kV.

Tabla 6.1.2.6
Protección de Sobrecorriente en el lado de 138kV (SIEMENS - 7UT62/7UT62)

TC:150/5A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	-	IEC-NI	105	0.21	DT	1050	0.15
Tierra	-	IEC-VI	21A	0.85	DT	1050	0.15

Tabla 6.1.2.7
Protección de Sobrecorriente en el lado de 60kV (ABB – REL670/RED670)

TC:150/5A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	-	IEC-NI	240	0.14	-	-	-
Tierra	-	IEC-NI	45A	0.21	-	-	-

Comentarios: de acuerdo a los esquemas de protecciones, en lado de 60kV del transformador se cuenta con transformadores de corriente de bushing con una relación de 200/1, por lo cual se puede admitir un flujo máximo con el 20% sobre la corriente nominal del transformador de corriente ($1.2 \times CT = 240A$) y este valor es coincidente con la corriente nominal del transformador de potencia en su máxima capacidad forzada 25MVA ONAF en el lado de 60kV.

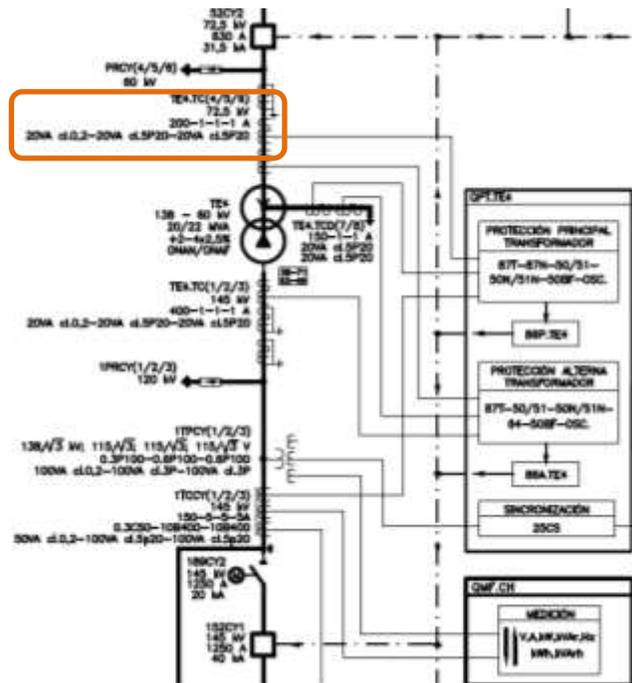


Fig. 6.1.2.2 Esquema de protección T4

6.1.3. Ajustes Propuestos por sobrecorriente para los relés del sistema existente.

A continuación se describen los criterios considerados para la evaluación de los ajustes de arranque de las funciones de sobrecorriente que fueron modificados, mientras que los tipos de curva y umbrales de tiempo definido han sido verificados en las curvas de selectividad del Anexo 2.

S.E. CONDORCOCHA 138kV

Bahía de salida hacia S.E. CARIPA L-1706 (ABB – REX521).

De acuerdo a la referencia 6.1.1., se tiene que el ajuste actual de la bahía de sobrecorriente de fases direccional presenta un valor de 50A, sin embargo en las simulaciones de flujo de carga se han registrado corrientes de magnitudes superiores, por lo que se propone reajustar el arranque de esta función de protección con un valor igual a la corriente nominal del transformador de corriente de la S.E. CARIPA (limitante CT=250/5A).

Los segundos umbrales de la sobrecorriente direccional de fases y tierra han sido modificados para permitir una adecuada selectividad de acuerdo a las simulaciones de falla presentadas en el anexo 2.

Tabla 6.1.3.1 Ajustes Actuales S.E. CARIPA L-1706.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	NI	50	0.15	DT	145	0.4	NI	100	0.17	DT	1700	0

Tabla 6.1.3.2 Ajustes Propuestos S.E. CARIPA L-1706.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	NI	250	0.13	DT	1000	0.4	VI	100	0.4	DT	3000	0

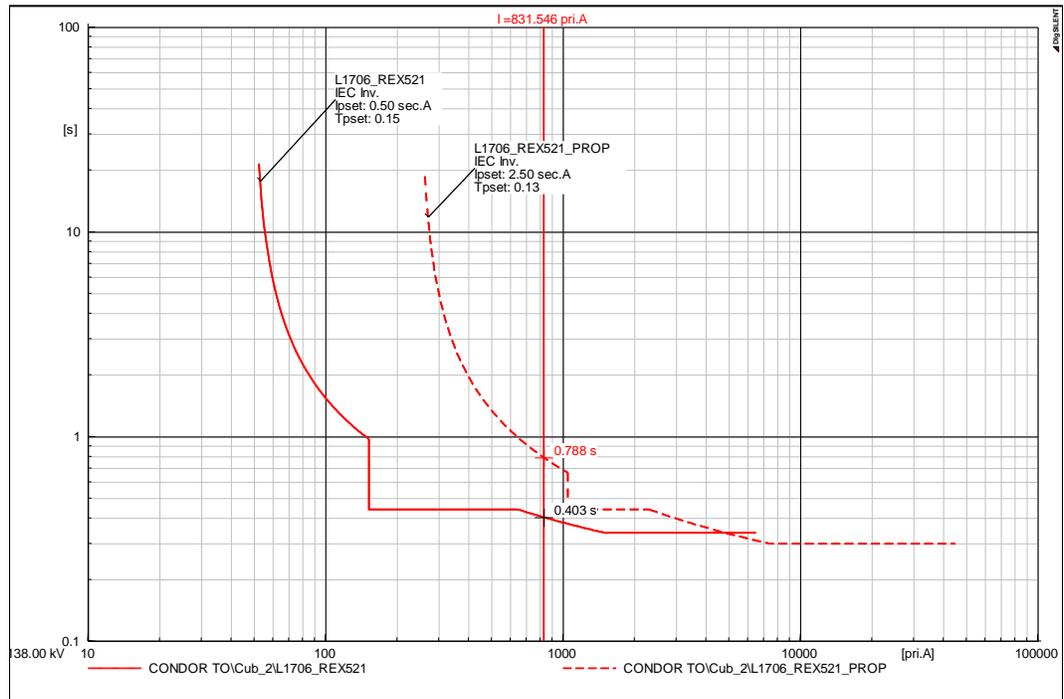


Fig. 6.1.3.1 Falla trifásica en la S.E. CARIPA 138kV

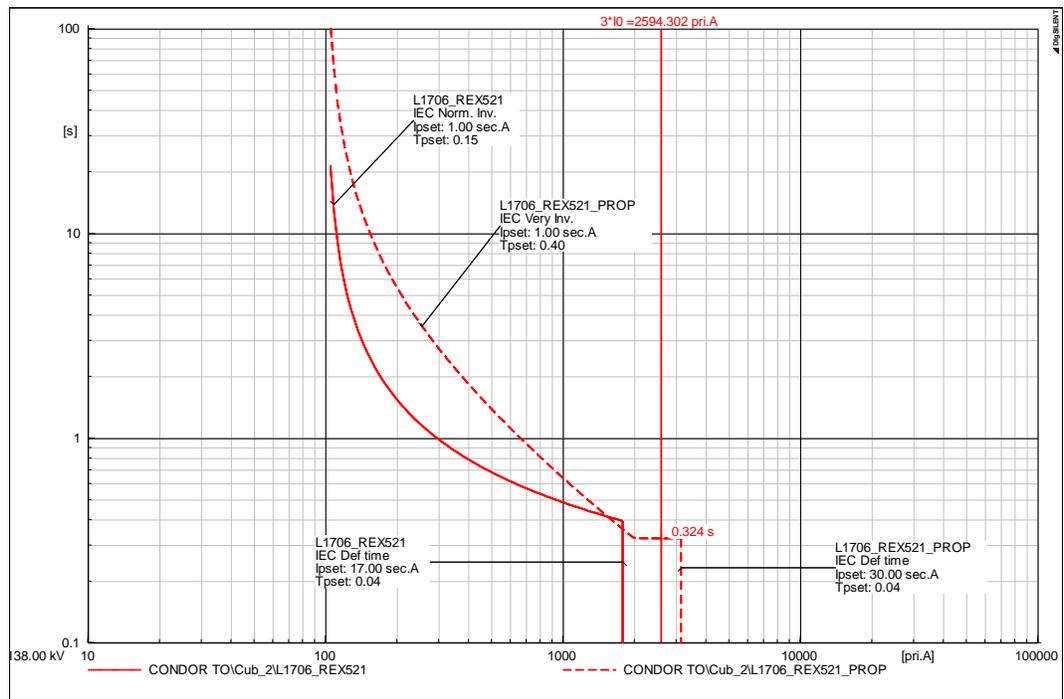


Fig. 6.1.3.2 Falla monofásica en la S.E. CARIPA 138kV

S.E. CARIPA 138kV

Bahía de salida hacia S.E. CARHUAMAYO L - 1702 (Relé SIEMENS – 7SJ62).

De acuerdo a la referencia 6.1.1., se tiene que el ajuste actual de la bahía de sobrecorriente de fases direccional presenta un valor de 348A, sin embargo en las simulaciones de flujo de carga, para el caso de contingencia de la salida de la línea L-1705 (CARHUAMAYO - OROYA NUEVA), se han registrado corrientes de magnitudes superiores, por lo que se propone reajustar el arranque de esta función de protección hasta la corriente nominal del transformador de medición manteniendo una característica de tiempo inverso similar.

El segundo umbral de la corriente de fases se ajusta de modo que permite el despeje de fallas en el extremo remoto en un tiempo superior a 250ms.

No se realizaron modificaciones en los ajustes de la protección de tierra.

Tabla 6.1.3.3 Ajustes Actuales S.E. CARHUAMAYO L – 1702.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	348	0.08	DT	1230	0	Inv alta	144	0.18	DT	1002	0

Tabla 6.1.3.4 Ajustes Propuestos S.E. CARHUAMAYO L – 1702.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	540	0.05	DT	1980	0	Inv alta	144	0.18	DT	1002	0

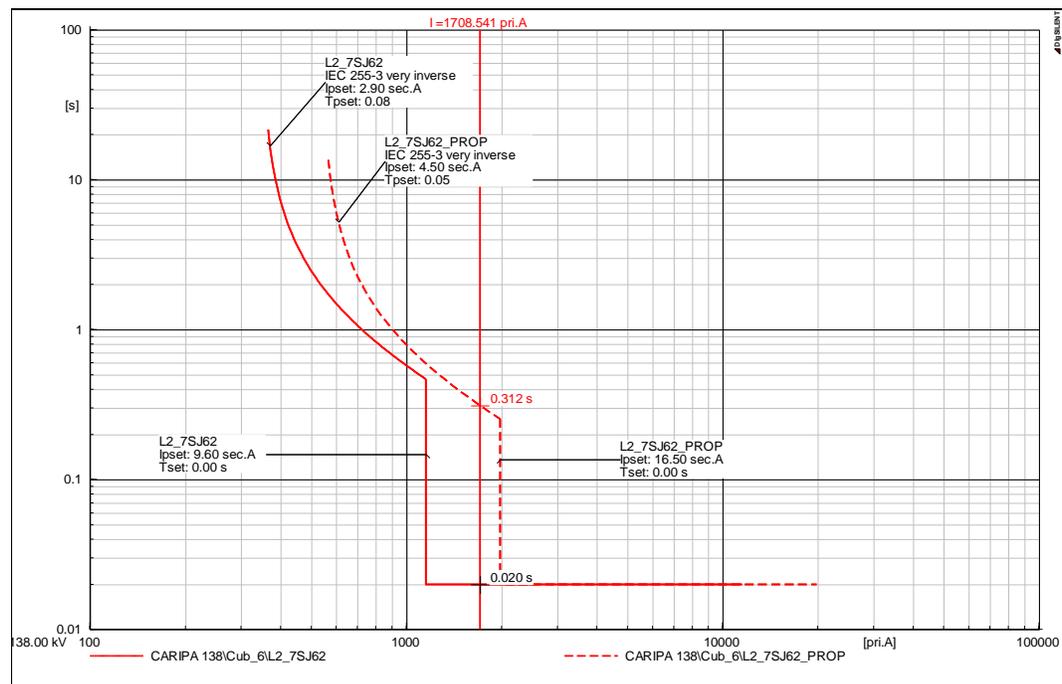


Fig. 6.1.3.3 Falla trifásica en la S.E. OROYA NUEVA 138kV

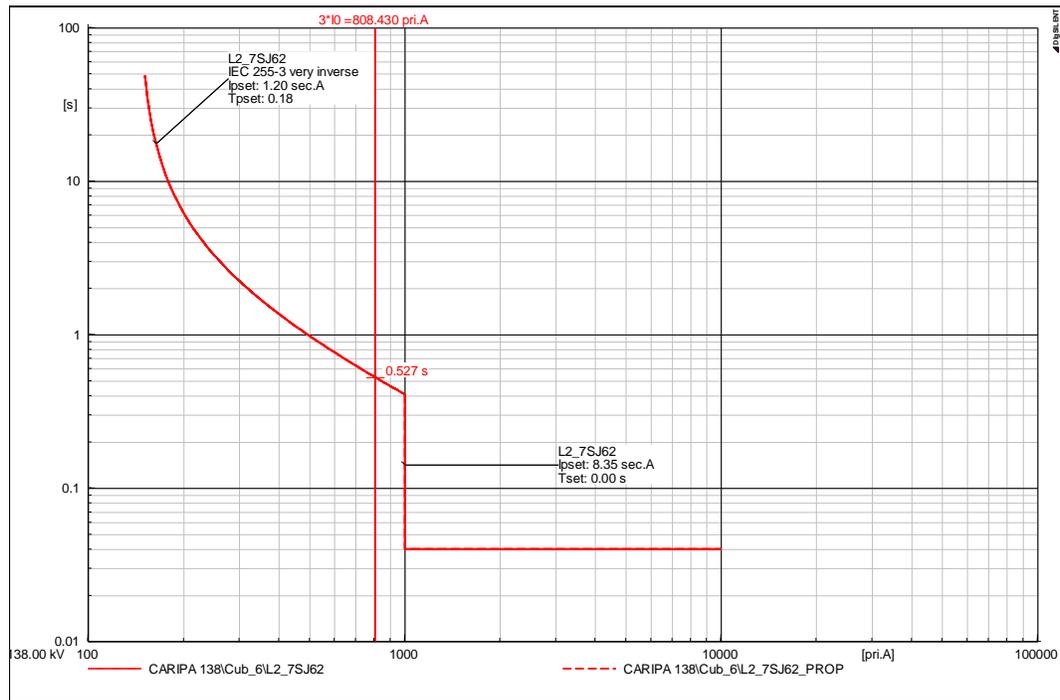


Fig. 6.1.3.4 Falla monofásica en la S.E. OROYA NUEVA 138kV

Bahía de salida hacia S.E. OROYA NUEVA L - 1705 (Relé SIEMENS – 7SJ62).

De acuerdo a la referencia 6.1.1., se tiene que el ajuste actual de la bahía de sobrecorriente de fases direccional presenta un valor de 348A, sin embargo en las simulaciones de flujo de carga, para el caso de contingencia de la salida de la línea L-1705 (CARHUAMAYO - OROYA NUEVA), se han registrado corrientes de magnitudes superiores, por lo que se propone reajustar el arranque de esta función de protección hasta la corriente nominal del transformador de medición manteniendo una característica de tiempo inverso similar.

El segundo umbral de la corriente de fases y tierra se ajustan de tal modo que permita el despeje de fallas en el extremo remoto en un tiempo superior a 250ms.

Tabla 6.1.3.5 Ajustes Actuales S.E. OROYA NUEVA L – 1705.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	348	0.08	DT	1230	0	Inv alta	108	0.22	DT	1200	0

Tabla 6.1.3.6 Ajustes Propuestos S.E. OROYA NUEVA L – 1705.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	540	0.08	DT	2880	0	Inv alta	108	0.27	DT	1860	0

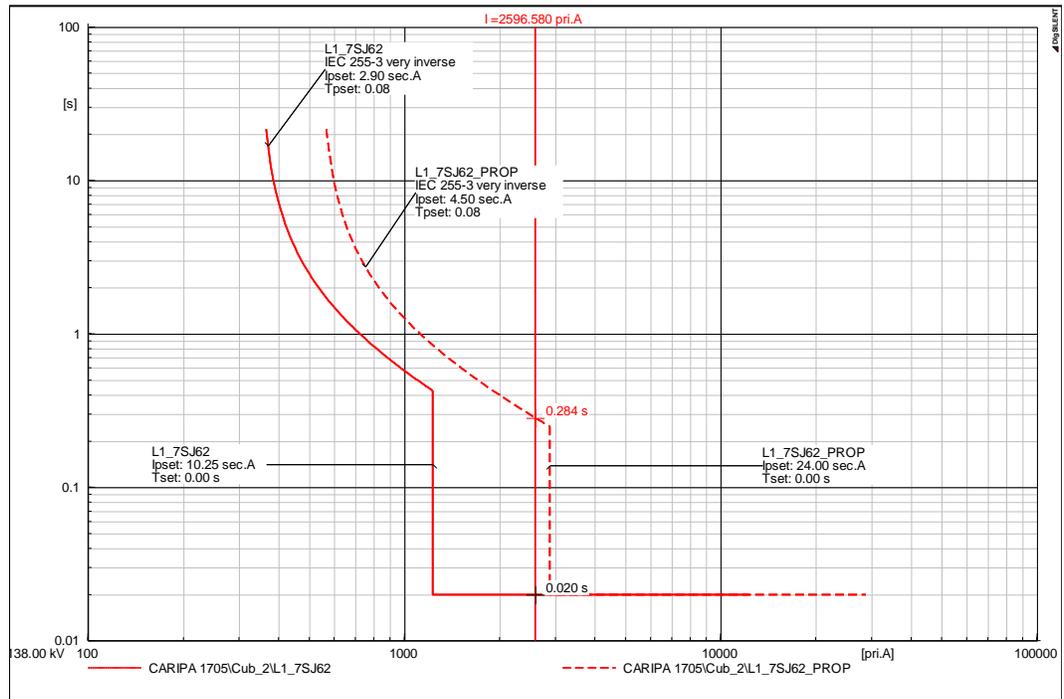


Fig. 6.1.3.5 Falla trifásica en la S.E. CARHUAMAYO 138kV

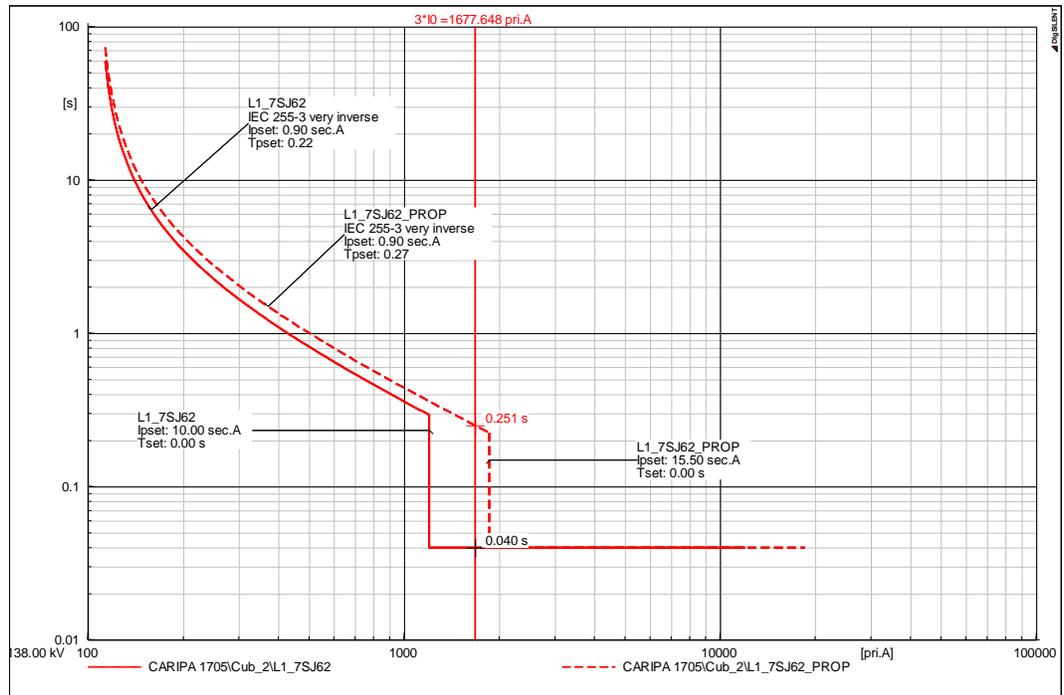


Fig. 6.1.3.6 Falla monofásica en la S.E. CARHUAMAYO 138kV

Bahía de salida hacia S.E. CONDORCOCHA L- 1706 (Relé SIEMENS – 7SJ62).

El ajuste de sobrecorriente de fases se considera adecuado, mientras que el segundo umbral de la corriente de fases se ajusta de modo que permita el despeje de fallas en el extremo remoto en un tiempo superior a 250ms.

Los ajustes de la sobrecorriente de tierra se mantienen.

Tabla 6.1.3.7 Ajustes Actuales S.E. CONDORCOCHA L- 1706

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	INV	240	0.15	DT	2500	0	DT	80	0.33	DT	2250	0

Tabla 6.1.3.8 Ajustes Propuestos S.E. CONDORCOCHA L- 1706

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	INV	240	0.15	DT	4250	0	DT	80	0.33	DT	2250	0

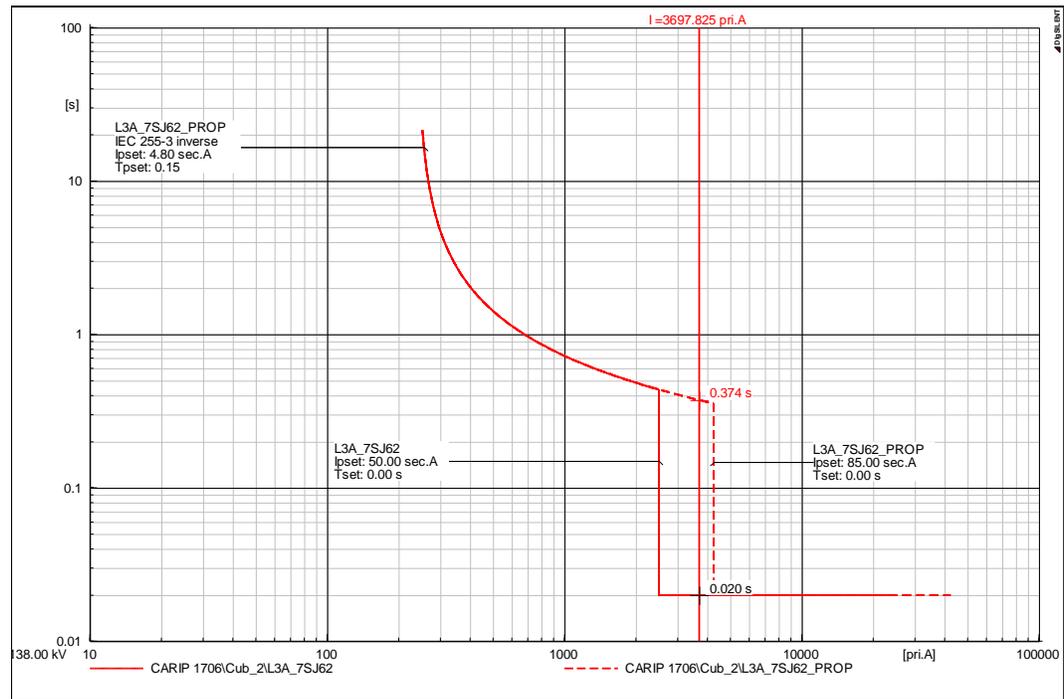


Fig. 6.1.3.7 Falla monofásica en la S.E. CONDORCOCHA 138kV

6.2. Análisis de protección de distancia de la línea LA VIRGEN – CARIPA 138kV.6.2.1. Ajustes tomados como referencia.

Para los cálculos de los ajustes de la protección de distancia de la nueva línea CARIPA – C.H. LA VIRGEN 138kV, se han tomado como referencia los ajustes de los relés existentes remitidos por los titulares de las instalaciones:

S.E. CARIPA 138kV**Tabla 6.2.1.1 L1: Bahía de salida Línea L-1705 (CARIPA – OROYA NUEVA)**

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	ZL
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward
Rn (Ω)	10	14	14	14	14
Xn	4	7.5	3.2	6	6
RnE	18.75	22.5	22.5	19.15	19.5
Tn 1Ph (Ω)	0	0.2	2	0.02	0.05
Tn (Ω)	0	0.2	2	0.02	0.05

Tabla 6.2.1.2 L2: Bahía de salida Línea L-1702 (CARIPA – CARHUAMAYO)

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	ZL
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward
Rn (Ω)	10	9.6	9.6	14	14
Xn	10.45	17.9	2.6	15.65	15.65
RnE	20.6	24.7	24.7	22.1	22.1
Tn 1Ph (Ω)	0	0.5	2	0.02	0.05
Tn (Ω)	0	0.5	2	0.02	0.05

Tabla 6.2.1.3 L3: Bahía de salida Línea L-1706 (CARIPA – CONDORCOCHA)

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	ZL
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward
Rn (Ω)	0.80	3.19	1.12	0.8	2.95
Xn	0.33	1.72	0.32	0.97	5.10
RnE	1.86	3.19	3.58	3.19	9.10
Tn 1Ph (Ω)	0	0.25	1.5	0.05	0.05
Tn (Ω)	0	0.25	1.5	0.05	0.05

6.2.2. Cálculo de ajustes para la Línea LA VIRGEN – CARIPA 138kV.

a) S.E. LA VIRGEN 138kV (salida a S.E. CARIPA)

Para el cálculo de la protección de distancia se consideran los siguientes parámetros generales de la línea.

L= 63 km

R1= 4.37 ohm primario

X1= 31.10 ohm primario

R0= 28.33 ohm primario

X0= 76.38 ohm primario

Impedancia de carga

Se toma como premisa que la máxima capacidad de carga estará determinada por la capacidad de potencia a través de la línea proveniente de las fuentes de generación CH LA VIRGEN y CH RENOVANDES (121MVA).

$$Z_{\text{carga}} = (0.85 \cdot U)^2 / (S) = (0.85 \cdot 138)^2 / (121) = 113.71 \text{ ohm}$$

$$\text{Alcance Resistivo Máximo} = 0.67 \cdot Z_{\text{min carga}} = 76.18 \text{ ohm}$$

Factor de compensación residual

El factor de compensación residual será determinado de acuerdo a la siguiente expresión definida por el fabricante del relé:

$$R_G/R_L = 1.83, X_G/X_L = 0.49$$

Determinación de ajustes para la Zona 1

El alcance reactivo de la zona1 será ajustado al 85% de la reactancia de la línea.

$$X1 = 0.85 \times 31.1 = 26.43 \text{ ohm prim.}$$

$$R1 = 60 \text{ ohm prim.}$$

$$R_{G1} = 75 \text{ ohm prim.}$$

$$\alpha = -15 \text{ (ángulo de reducción de zona)}$$

El ángulo de reducción de zona (α) para la zona 1 ha sido determinado en base a las simulaciones de falla con el “método” completo.

Los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra para todas las zonas en dirección adelante (Forward) serán ajustados al máximo alcance permitido, el cual está limitado por la impedancia de la zona de carga.

La temporización para esta zona será de 0.0 seg

Determinación de ajustes para la Zona 1B

Los ajustes de la zona extendida Z1B, tendrán los mismos valores que la Zona 2, y será empleada a fines de la lógica de disparo acelerado por tele protección.

Determinación de ajustes para la Zona 2

El alcance reactivo de la zona2 será ajustado al 120% de la reactancia de la línea.

$$X2 = 1.2 \times 31.1 = 37.32 \text{ ohm prim.}$$

$$R2 = 60 \text{ ohm prim.}$$

$$RG2 = 75 \text{ ohm prim.}$$

La temporización para esta zona será de 0.5 seg, debido al traslape de zonas que existe con la zona 2 de la línea adyacente más corta (CARIPA – CONDORCOCHA).

Determinación de ajustes para la Zona 3 (Reversa)

El alcance reactivo de la zona 4 será ajustado al 20% de la reactancia del transformador local de la CH LA VIRGEN.

$$X3 = 0.2 \times (65.46) = 13.00 \text{ ohm prim.}$$

$$R3 = 45 \text{ ohm prim.}$$

$$RG3 = 45 \text{ ohm prim.}$$

Los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra para la zona en dirección atrás (Reverse) serán ajustados con un factor de 3.5 veces sobre el alcance reactivo.

La temporización para esta zona será de 2 seg.

Determinación de ajustes para la Zona 4

El alcance reactivo de la zona 3 será ajustado al 120% de la suma reactancia de la línea más la reactancia de la línea adyacente más corta (CARIPA – CONDORCOCHA).

$$X4 = 1.2 \times (31.1 + 5.86) = 44.35 \text{ ohm prim.}$$

$$R4 = 60 \text{ ohm prim.}$$

$$RG4 = 75 \text{ ohm prim.}$$

La temporización para esta zona será de 0.8 seg, debido a que esta zona actuara como respaldo cubriendo parte de la Zona 2 y zona 3 de la línea adyacente más corta (CARIPA – CONDORCOCHA).

Verificación de la protección de distancia.

Fallas entre Fases.

Fig. 6.2.2.1 Fallas 99% línea LA VIRGEN – CARIPA ($R_{falla} = 0, 5, 20, 15, 19 \Omega$)

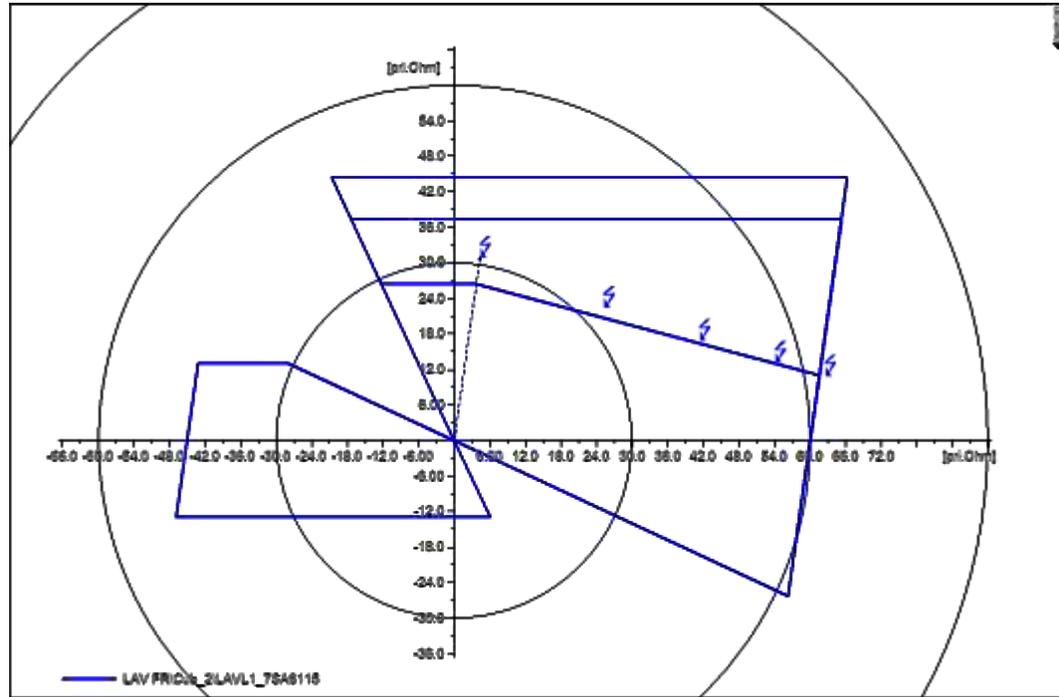


Fig. 6.2.2.2 Fallas 50% línea LA VIRGEN – CARIPA ($R_{falla} = 0, 10, 20, 30 \Omega$)

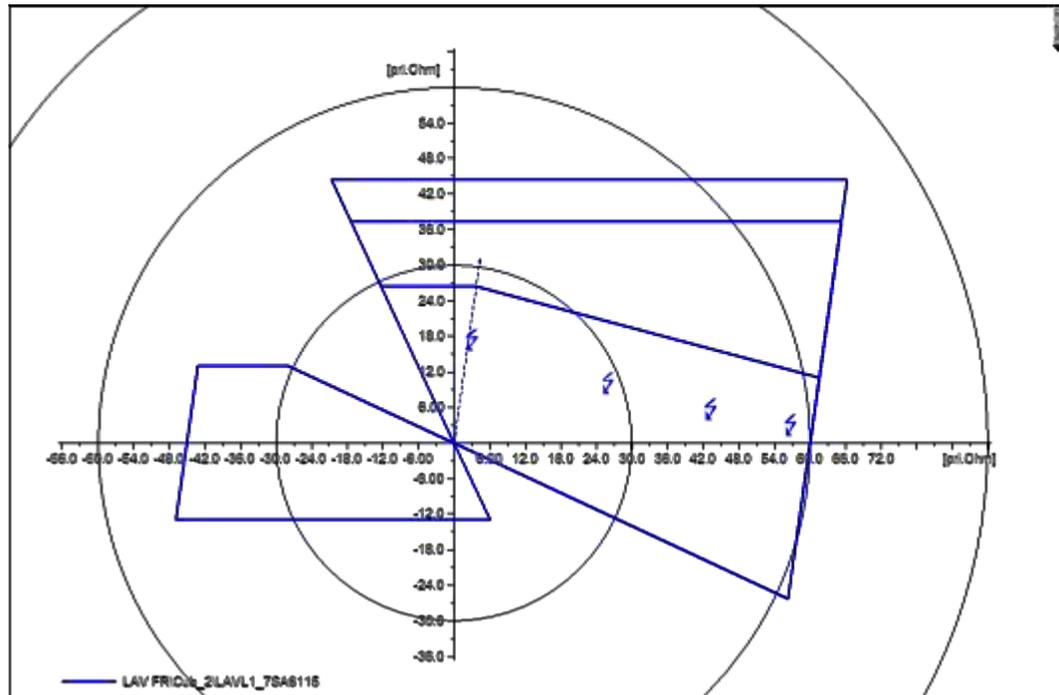
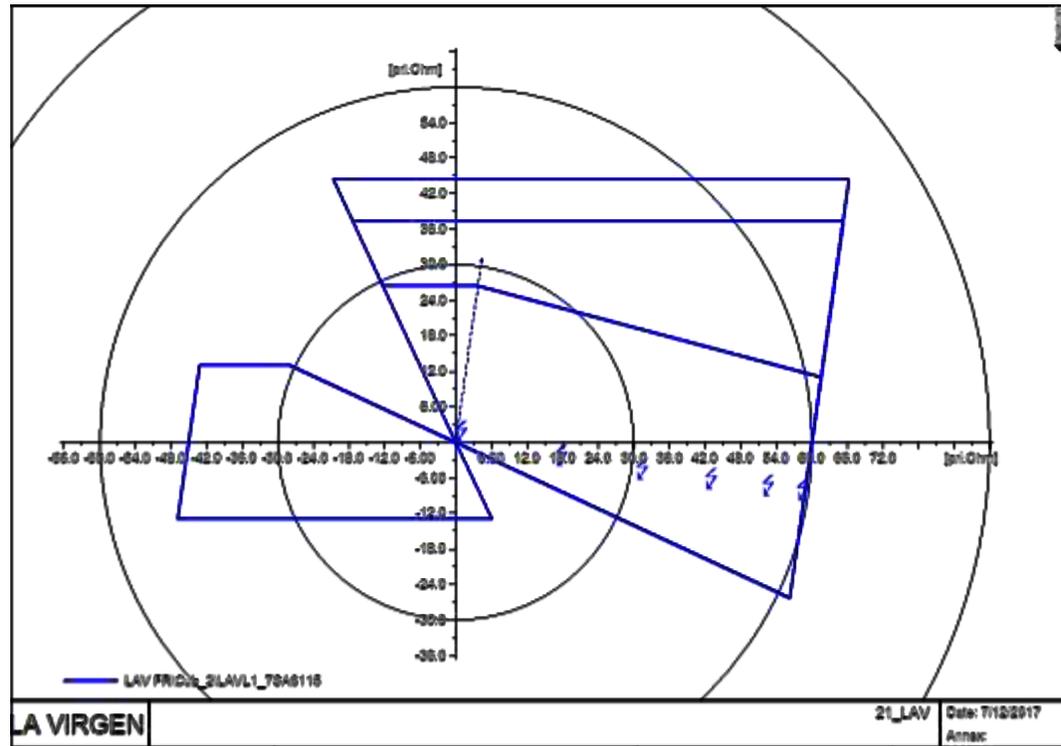


Fig. 6.2.2.3 Fallas 1% línea LA VIRGEN - CARIPA ($R_{falla} = 0,10,20,30,40, 47 \Omega$)



Fallas entre Fases Tierra.

Fig. 6.2.2.4 Fallas 99% línea LA VIRGEN - CARIPA ($R_{falla}=10,20,30,40,50,56 \Omega$)

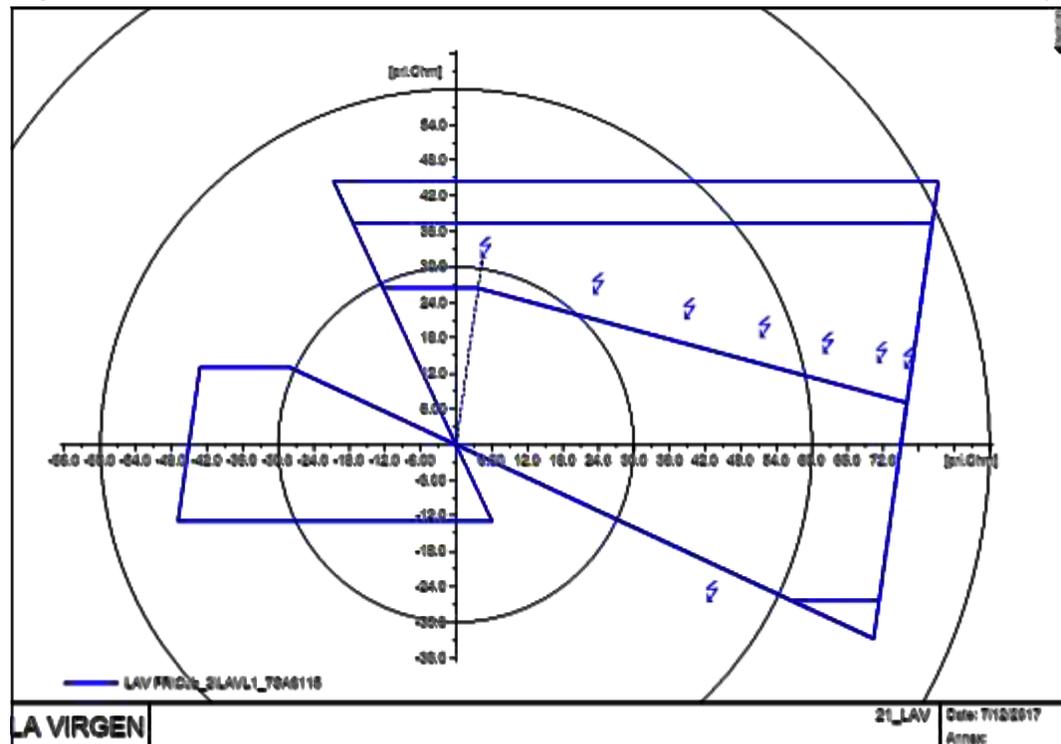


Fig. 6.2.2.5 Fallas 50% línea LA VIRGEN – CARIPA ($R_{falla} = 0, 20, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160 \Omega$)

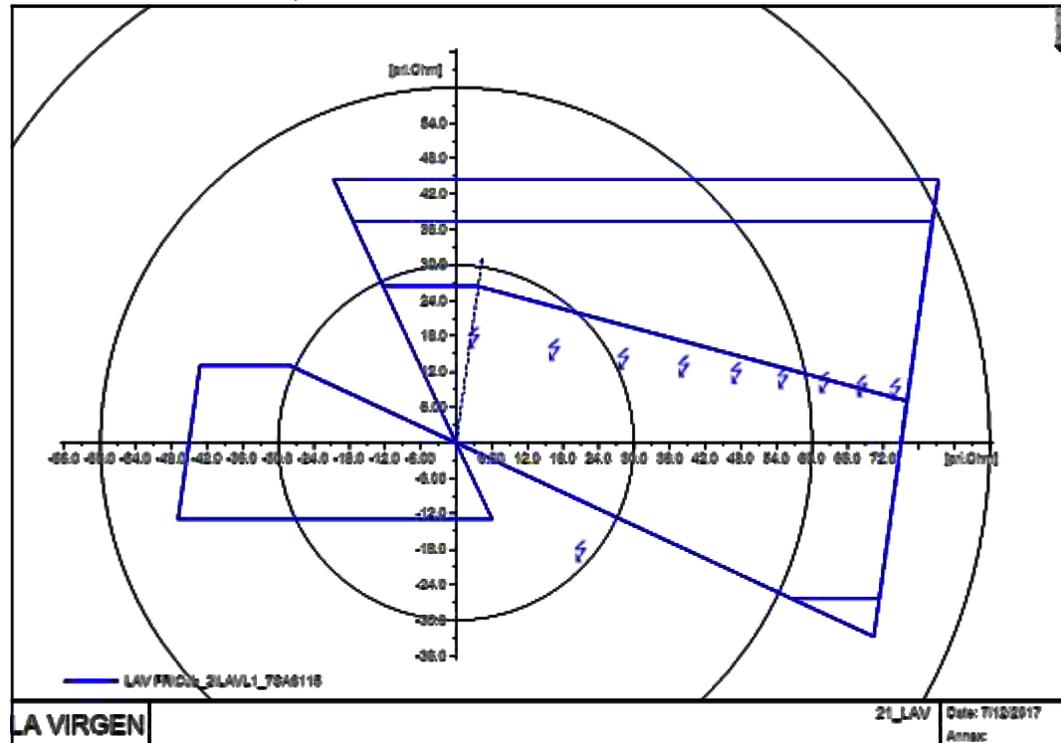
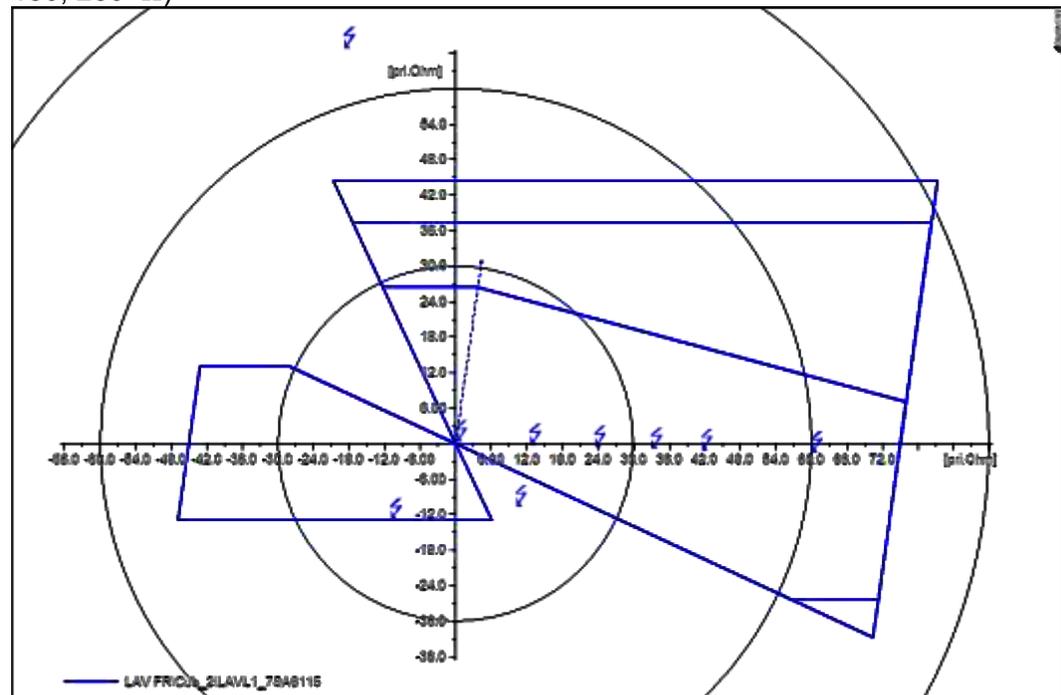


Fig. 6.2.2.6 Fallas 1% línea LA VIRGEN – CARIPA ($R_{falla} = 0, 30, 60, 90, 120, 150, 250 \Omega$)



b) S.E. CARIPA 138kV (salida a S.E. LA VIRGEN)

Para el cálculo de la protección de distancia se consideran los siguientes parámetros generales de la línea.

L= 63 km

R1= 4.37 ohm primario

X1= 31.10 ohm primario

R0= 28.33 ohm primario

X0= 76.38 ohm primario

Impedancia de carga

Se toma como premisa que la máxima capacidad de carga estará determinada por la capacidad de potencia a través de la línea proveniente de las fuentes de generación CH LA VIRGEN y CH RENOVANDES (121MVA).

$Z_{carga} = (0.85 \cdot U)^2 / (S) = (0.85 \cdot 138)^2 / (121) = 113.71 \text{ ohm}$

Alcance Resistivo Máximo = $0.67 \cdot Z_{min \text{ carga}} = 76.18 \text{ ohm}$

Factor de compensación residual

El factor de compensación residual será determinado de acuerdo a la siguiente expresión definida por el fabricante del relé:

$$R_G/R_L = 1.83, X_G/X_L = 0.49$$

Determinación de ajustes para la Zona 1

El alcance reactivo de la zona1 será ajustado al 85% de la reactancia de la línea.

$X1 = 0.85 \times 31.1 = 26.43 \text{ ohm prim.}$

$R1 = 75 \text{ ohm prim.}$

$R_{G1} = 75 \text{ ohm prim.}$

$\alpha = -8$ (ángulo de reducción de zona)

El ángulo de reducción de zona (α) para la zona 1 ha sido determinado en base a las simulaciones de falla con el "método" completo.

Los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra para todas las zonas en dirección adelante (Forward) serán ajustados al máximo alcance permitido, el cual está limitado por la impedancia de la zona de carga.

La temporización para esta zona será de 0.0 seg

Determinación de ajustes para la Zona 1B

Los ajustes de la zona extendida Z1B, tendrán los mismos valores que la Zona 2, y será empleada a fines de la lógica de disparo acelerado por tele protección.

Determinación de ajustes para la Zona 2

El alcance reactivo de la zona 2 será ajustado al 120% de la reactancia de la línea.

$$X2 = 0.85 \times 31.1 = 37.32 \text{ ohm prim.}$$

$$R2 = 75 \text{ ohm prim.}$$

$$RG2 = 75 \text{ ohm prim.}$$

La temporización para esta zona será de 0.2 seg, para garantizar el despeje de una falla en el último tramo de la línea y como respaldo ante la protección de barras de la S.E. LA VIRGEN.

Determinación de ajustes para la Zona 3 (Reversa)

El alcance reactivo de la zona 4 será ajustado al 20% de la reactancia de la línea, a fin de cubrir hasta la zona 2 del alcance del extremo remoto.

$$X3 = 0.2 \times (31.1) = 6.22 \text{ ohm prim.}$$

$$R3 = 21.77 \text{ ohm prim.}$$

$$RG3 = 21.77 \text{ ohm prim.}$$

Los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra para la zona en dirección atrás (Reverse) serán ajustados con un factor de 3.5 veces sobre el alcance reactivo.

La temporización para esta zona será de 2.5 seg

Determinación de ajustes para la Zona 4

El alcance reactivo de la zona 3 será ajustado para cubrir el total de la impedancia de la línea más el 50% de la reactancia del transformador local de la CH LA VIRGEN.

$$X4 = 31.1 + 0.5 \times 65.46 = 63.83 \text{ ohm prim.}$$

$$R4 = 75 \text{ ohm prim.}$$

$$RG4 = 75 \text{ ohm prim.}$$

La temporización para esta zona será de 0.8 seg.

Verificación de la protección de distancia.

Fallas entre Fases.

Fig. 6.2.2.7 Fallas 99% línea CARIPA – LA VIRGEN ($R_{falla} = 0, 2, 5, 10 \Omega$)

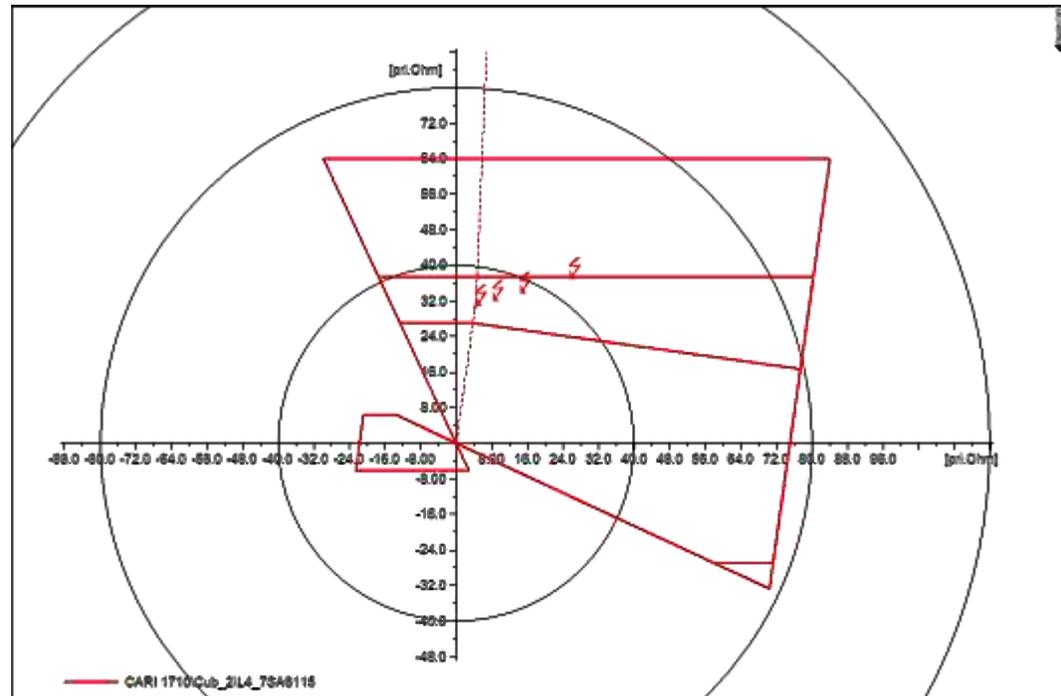


Fig. 6.2.2.8 Fallas 50% línea CARIPA – LA VIRGEN ($R_{falla} = 0, 5, 10, 15 \Omega$)

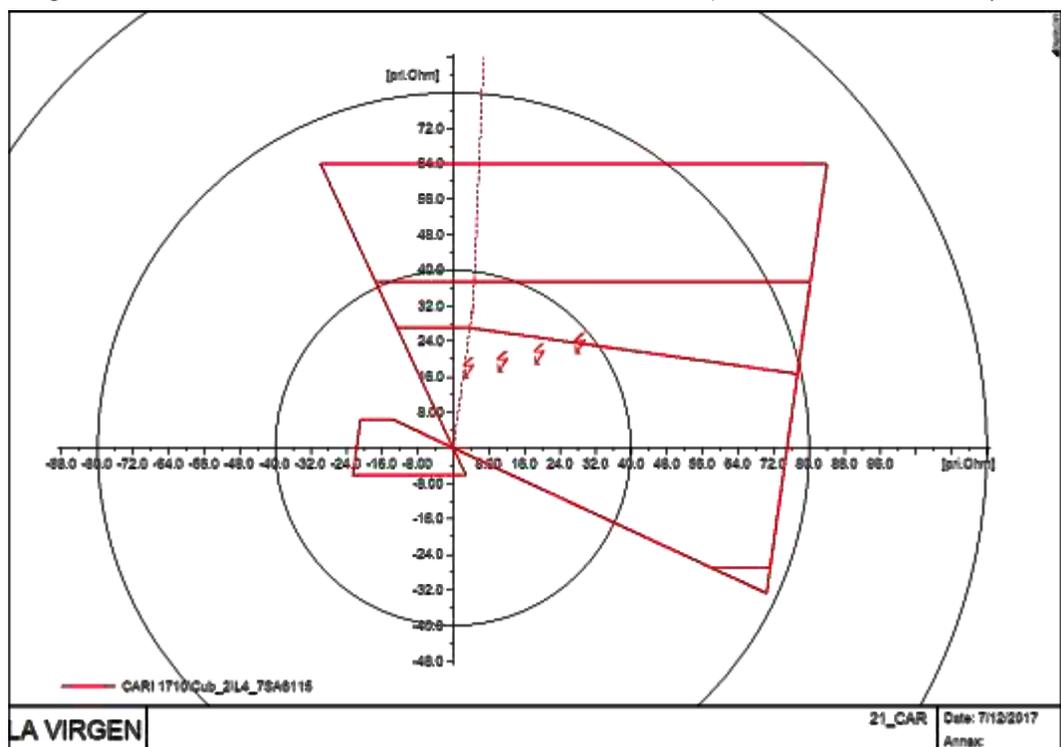
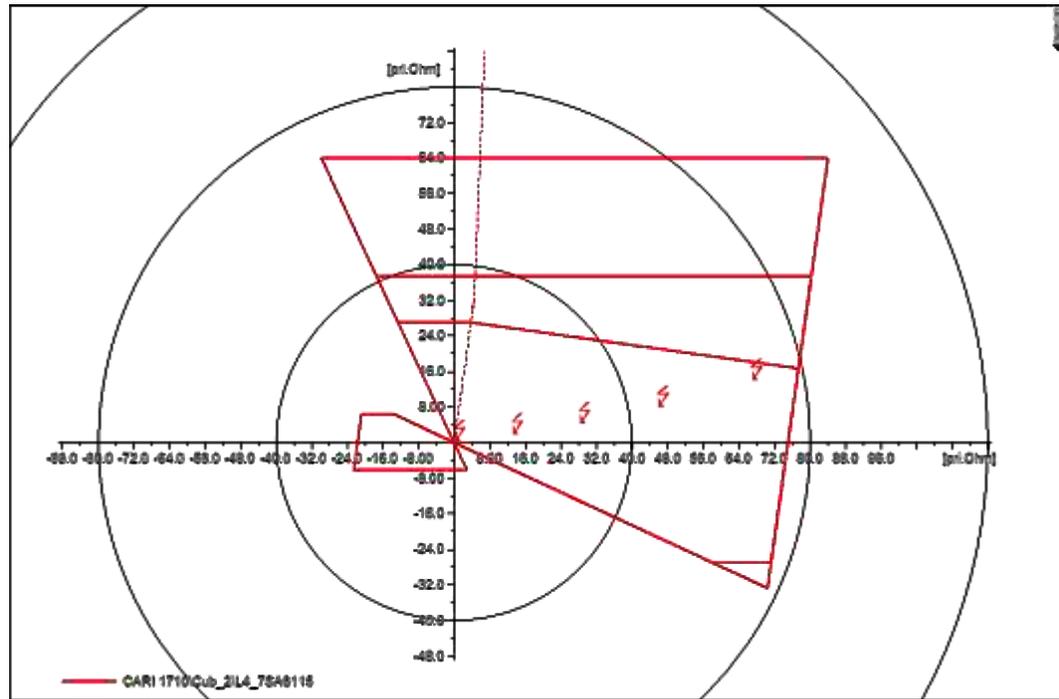
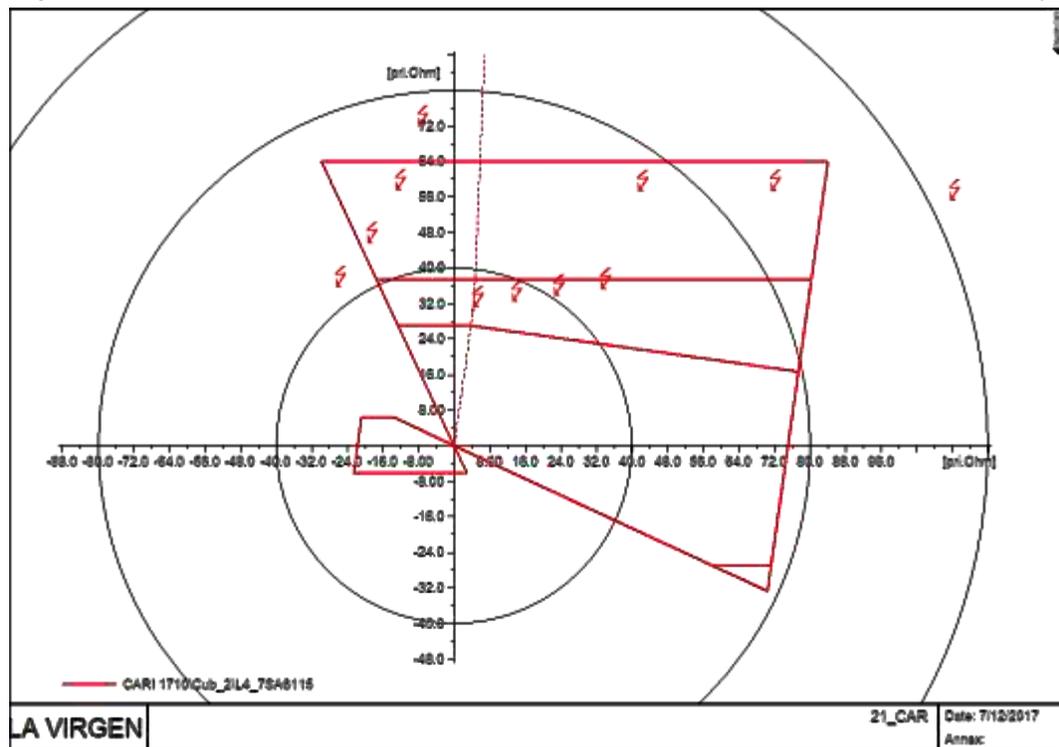


Fig. 6.2.2.9 Fallas 1% línea CARIPA – LA VIRGEN ($R_{falla} = 0, 10, 20, 30, 40\Omega$)



Fallas entre Fases Tierra.

Fig. 2.2.10 Fallas 99% de la línea CARIPA – LA VIRGEN ($R_{falla} = 0, 5, 10, 15 \Omega$)



LA VIRGEN

21_CAR Date: 7/12/2017
Annac

Fig. 2.2.11 Fallas 50% línea CARIPA – LA VIRGEN ($R_{falla} = 10, 20, 30, 40 \Omega$)

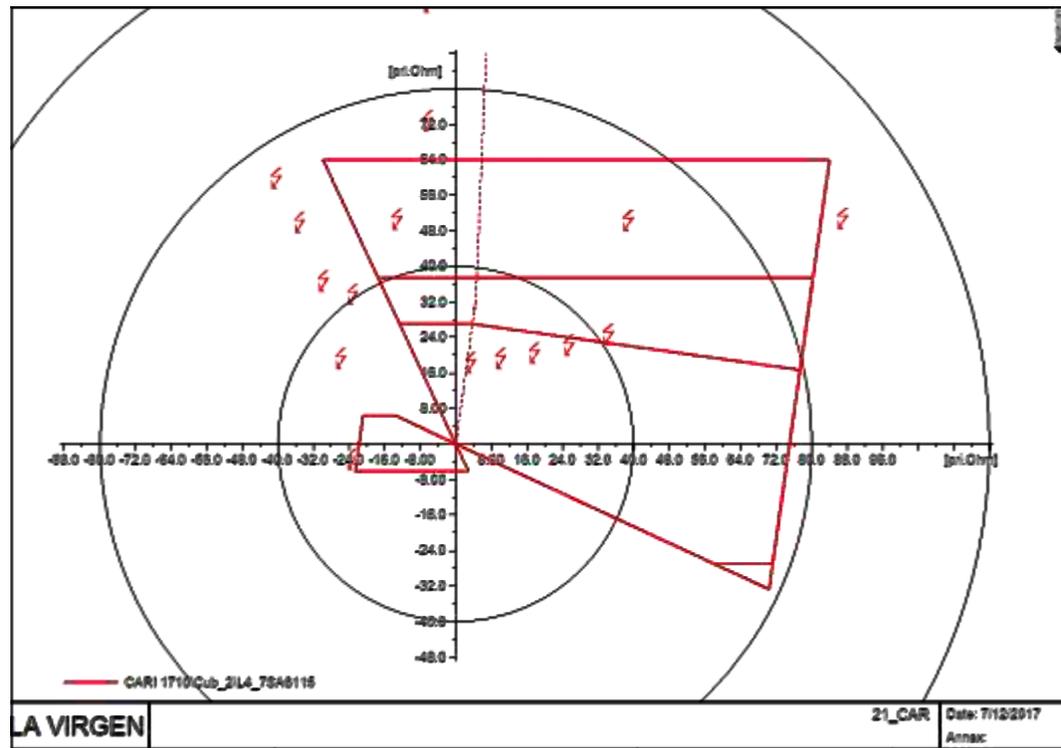
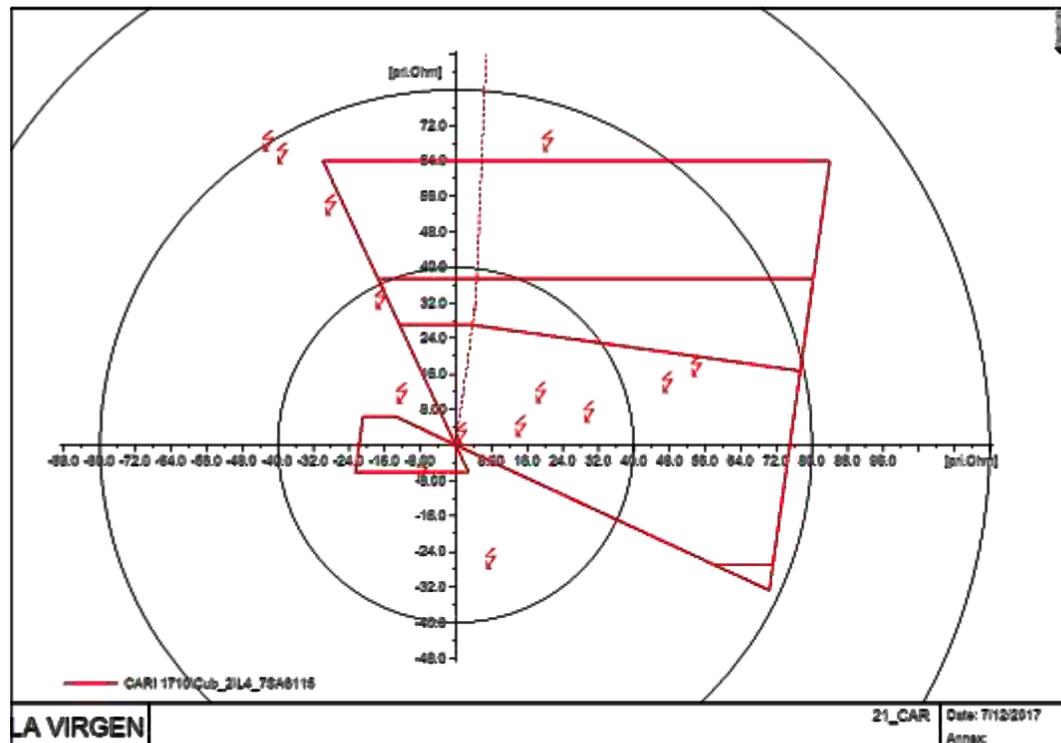


Fig. 2.2.12 Fallas 1% línea CARIPA – LA VIRGEN ($R_{falla} = 30, 60, 90, 100 \Omega$)



6.2.3. Resumen de ajustes propuestos para la protección de distancia.

A continuación se muestra el resumen de los ajustes propuestos para los relés de distancia de la línea:

Línea de transmisión en 138kV S.E. LA VIRGEN – S.E. CARIPA.

S.E. LA VIRGEN 138kV (salida a S.E. CARIPA)

Tabla 6.2.3.1 Ajustes de Protección de distancia relé SIEMENS - 7SA611

Ajustes	Zona 1	Zona 1B	Zona 2	Zona 4	Zona 3	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse	OFF
X (Ω)	26.43	37.32	37.32	44.35	13.0	-
R (Ω)	60	60	60	60	45	-
RG (Ω)	75	75	75	75	45	-
α	-15	-	-	-	-	-
T (s)	0.0	0.0	0.5	0.8	2	-

Comentarios:

Los mismos ajustes serán implementados para la protección principal y de respaldo.

S.E. CARIPA 138kV (salida a S.E. LA VIRGEN)

Tabla 6.2.3.2 Ajustes de Protección de distancia relé SIEMENS - 7SA611

Ajustes	Zona 1	Zona 1B	Zona 2	Zona 4	Zona 3	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse	OFF
X (Ω)	26.43	37.32	37.32	63.83	6.22	-
R (Ω)	75	75	75	75	21.77	-
RG (Ω)	75	75	75	75	22.77	-
α	-8	-	-	-	-	-
T (s)	0.0	0.0	0.2	0.8	2.5	-

Comentarios:

Los mismos ajustes serán implementados para la protección principal y de respaldo.

6.2.4. Protección contra sierre sobre falla (SOTF) línea LA VIRGEN – CARIPA 138kV

De acuerdo a las características de la instalación, la línea será energizada desde la S.E. CARIPA por lo que la función de cierre sobre falla será implementada en los relés de distancia del extremo de la S.E. CARIPA.

La operación de la función de cierre sobre falla (SOTF) deberá ser condicionada a la posición “cerrado” de interruptor y será activado por el umbral de sobrecorriente 50HS y el arranque de la zona 2 para detectar fallas en extremo remoto de la línea (100%).

Luego de la detección de la posición “cerrado” del interruptor, el relé evaluará el bloque de corriente 50HS y el arranque de la Zona 2 por un periodo de 1 segundo; en caso de la activación de alguna de estas condiciones se emitirá el disparo por SOTF.

Pasado el tiempo de 1 segundo desde el cierre del interruptor, la función SOTF será deshabilitada y las fallas serán despejadas por las protecciones convencionales.

a) Cierre sobre falla (SOTF) en la S.E. CARIPA.

Debido a las condiciones de la red en estudio, el umbral de ajuste 50HS de corriente será calculado mediante a simulación de una falla en el extremo remoto de la línea 100% con una resistencia de falla de 10 Ohms con la condición de aporte mínimo de la red (S.E. CARIPA con la línea L-1702 fuera de servicio), así mismo se consideró las simulaciones de falla con el método completo que considera las tensiones de la red, esto debido a que el sistema trabaja con tensiones por dejado de la tensión normalizada 138kV.

Para el relé de la S.E. CARIPA, se cuentan con los siguientes valores de red.

- Aporte a la falla desde la S.E. LA CARIPA : 1.067kA
- Máxima corriente de carga (121MVA) : 506A

El ajuste del umbral 50HS debe ser superior a la corriente de máxima carga de la línea y se considera un factor de 90% sobre los resultados de la simulación.

Tabla 6.2.4.1 Ajustes del umbral 50HS para la función SOTF en la S.E. CARIPA.

Ajustes	S.E. LA VIRGEN	S.E. CARIPA
CT	600/5	600/5
50HS	-	960A

El ajuste de la función SOFT considera la energización de la línea en vacío, así mismo se establece que la línea la VIRGEN – CARIPA no deberá ser energizada con algún transformador conectado en la S.E. LA VIRGEN

b) Cierre sobre falla (SOTF) en la S.E. LA VIRGEN.

No se habilita esta función.

6.2.5. Esquema de tele protección de distancia (85-21)

De acuerdo a los criterios establecidos en los numerales 5.1, se establece el empleo de los esquemas de tele protección 85-21 (POTT) para la línea LA VIRGEN – CARIPA.

Los relés de ambos extremos, están enlazados mediante un canal de fibra óptica el mismo que será empleado para el envío de las señales de tele protección entre ambos extremos de la línea.

Para la línea LA VIRGEN – CARIPA se implementará un esquema de tele protección de sobre alcance permisivo POTT.

6.2.6. Esquema de comparación direccional (85-67N)

Para garantizar una adecuada cobertura de fallas de alta impedancia presentadas dentro de la línea, se recomienda la implementación de un esquema de comparación direccional 85-67N para la línea LA VIRGEN – CARIPA.

Del mismo modo que la el esquema anterior (85-21), el esquema de comparación direccional será implementado con el envío de las señales mediante el enlace de fibra óptica entre los relés de ambas subestaciones.

Los umbrales de arranque de la función de sobrecorriente direccional de tierra (en dirección de la línea) para el esquema de comparación direccional serán ajustados al mínimo valor permisible por el CT que garantice una adecuada medición (10% del CT).

Tabla 6.2.6.1 Ajustes Comparación direccional (85-67N) CARIPA – LA VIRGEN.

Ajustes	S.E. LA VIRGEN	S.E. CARIPA
CT	600/5	600/5
VT	138/0.115kV	138/0.115Kv
67N (50N2)	60A	60A
T (s)	0 ms.	0 ms.

Se temporiza en instantáneo para asegurar el disparo instantáneo ante fallas monofásicas de alta impedancia.

La función de sobrecorriente para el esquema de comparación dirección será ajustada en un umbral independiente con un tiempo de 30 segundos y con aceleración de disparo por entrada binaria de acuerdo a la ingeniería funcional.

6.2.7. Esquema de fuente débil - Weak infeed (TRIP or/and ECHO)

De acuerdo a la configuración de la red no se presenta la condición de fuente débil.

6.2.8. Sobrecorriente de respaldo (Back Up)

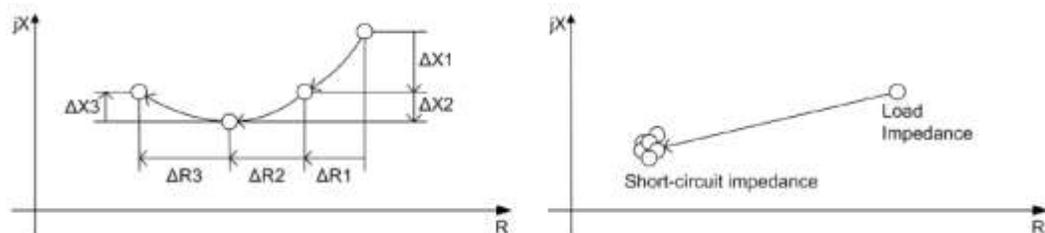
No se habilita esta protección.

6.2.9. Función de oscilación de potencia (68)

Esta función será habilitada, y deberá ser configurado para bloquear todas las zonas de la protección de distancia, para prevenir el disparo ante condiciones de oscilación de potencia de los generadores en la S.E. LA VIRGEN contra el resto del sistema desde la interconexión en la S.E. CARIPA.

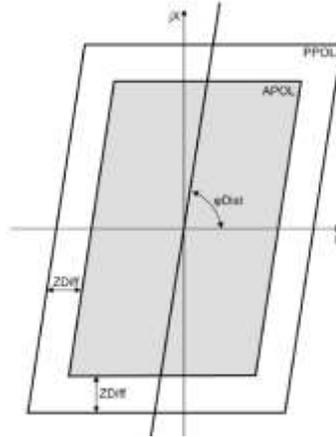
La oscilación de potencia es un proceso simétrico que se manifiesta en las tres fases, sin embargo pueden existir eventos asimétricos que generen una condición de oscilación de potencia como las fallas monofásicas o procesos de recierre monofásicos. Debido a ello, La detección de la condición de oscilación de potencia en los relés de distancia SIEMENS se basa en tres sistemas de medida, un sistema habilitado para cada una de las fases. En caso de fallas, la oscilación de potencia detectada es anulada en las fases correspondientes, habilitando el disparo selectivo de la protección de distancia (desbloqueo de la detección de oscilación de potencia).

Para detectar una condición de oscilación de potencia, se mide el ratio de cambio del vector impedancia.



La indicación de una condición de oscilación de potencia es inicializada cuando el vector de la impedancia ingresa al rango de medida de la condición de oscilación denominado PPOL y los criterios de detección de una oscilación de potencia han sido cumplidos. El rango de detección de fallas APOL de la característica poligonal se realiza por encima del mayor valor ajustado de R y X para todas las zonas activadas.

De acuerdo al manual de instrucciones, el área de oscilación de potencia tiene una distancia mínima de 5 Ohmios para una corriente nominal de $I_n=1A$ ($Z_{diff} = 5 \Omega @ I_n=1A$) o de 1 Ohmio para una corriente nominal de $I_n=5A$ ($Z_{diff} = 1 \Omega @ I_n=5A$) alejado del mayor alcance de zona.



Para asegurar una operación segura y estable de detección de oscilación de potencia sin riesgo de una mala detección durante una falla, el relé emplea los siguientes criterios de medida del vector de impedancia.

- Monotonía en la trayectoria.
- Continuidad en la trayectoria.
- Uniformidad en la trayectoria.

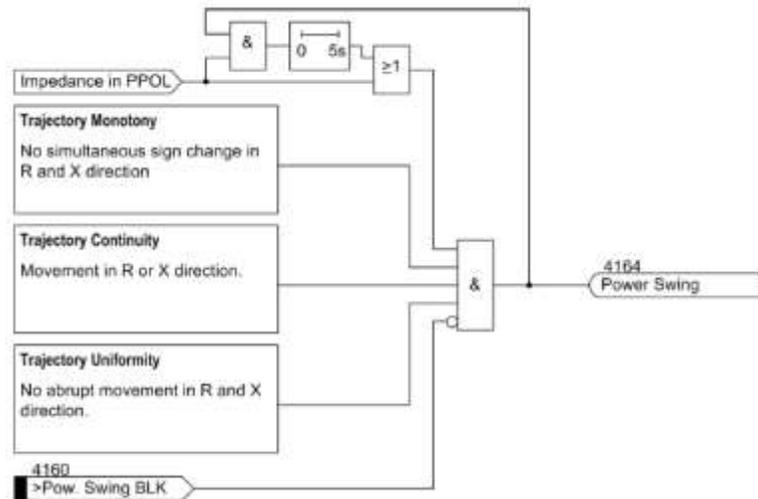


Tabla 6.2.9.1 Ajustes para la detección de oscilación de potencia.

Ajustes	S.E. LA VIRGEN	S.E. CARIPA
CT	600/5	600/5
VT	138/0.115kV	138/0.115kV
Power Swing Operation Mode	All Zones Blocked	All Zones Blocked
68T Power Swing Trip	No	No

6.3. Revisión de ajustes de los relés existentes

6.3.1. Ajustes de la protección de la línea L-1702 (CARHUAMAYO – CARIPA)

6.3.1.1. Protección de distancia S.E. CARHUAMAYO

De acuerdo a la información de referencia, se tiene los siguientes ajustes actuales para la protección de distancia.

Relé: SIEMENS 7SA522

CT: 600 / 5 A

PT: $138/\sqrt{3}:0.115/\sqrt{3}$ kV

Tabla 6.3.1.1.1 Ajustes Actuales de la protección de la línea L-1702

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	Z4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward	No-dir
Rn (Ω)	40	40	28.11	40	50	88.00
Xn (+)	21	30.15	9.46	30.15	42	68.70
Xn (-)						43.35
RnE	50	70	42.17	70	70	99.00
Tn 1 (Ω)	0	0.4	2.75	0	2	oo
Ang.	8	-	-	-	-	

De acuerdo a la base de datos, se consideran los siguientes parámetros generales de la línea.

L= 53.49 km

R1= 8.419 ohm primario

X1= 26.13 ohm primario

R0= 26.18 ohm primario

X0= 80.08 ohm primario

RE/RL = 0.7

RE/RL = 0.69

Ajustes de la Zona 1 (Forward):

Alcance reactivo: Se encuentra ajustado aproximadamente al 80% de la reactancia de la línea, se recomienda mantener el ajuste actual.

X1 = 21.00 ohm primario

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual para los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra, el cual permite cubrir cortocircuitos entre fases con resistencias de falla de 15 ohm y fallas tierra de 30 ohm, al 50% de la línea protegida.

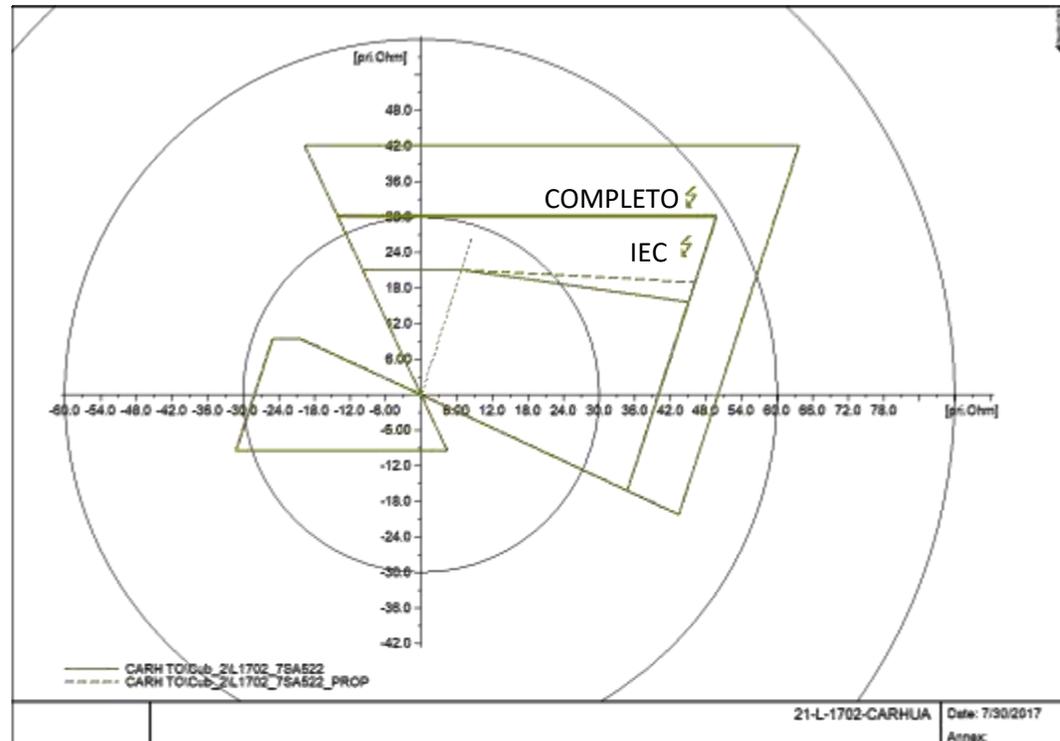
R1 = 40.00 ohm primario

R1E = 50.00 ohm primario

Temporización: T1 = 0.0 seg.

De acuerdo a los resultados de la simulación, se muestra que la falla la falla en el extremo remoto no se acerca a la zona 1 aun con la simulación del método IEC, por lo que se recomienda reducir el ángulo de 8 a 3 grados para mantener un factor de seguridad.

Fig. 6.3.1.1 Falla trifásica 12Ω en barras de la S.E. CARIPA.



Ajustes de la zona Z2 (Forward):

Alcance reactivo: El ajuste actual corresponde al 115% de la reactancia de la línea protegida, se recomienda mantener el ajuste actual.

$X2 = 30.15$ ohm primario

Alcance Resistivo: se recomienda mantener los ajustes actuales.

$R2 = 40.00$ ohm primario

$R2E = 70.00$ ohm primario

Temporización: $T2 = 0.40$ seg (La temporización actual se considera adecuada).

Ajustes de la zona Z3 (Reversa):

Alcance reactivo: Se encuentra ajustado hasta el 42% de la impedancia AT-MT del autotransformador de potencia 220/125/10 kV de la S.E. CARHUAMAYO NUEVA (XL-1707 = 1.48 ohm y XTransformador = 18.85 ohms).

$X3 = 9.46$ ohm primario

Alcance Resistivo: Los alcances resistivos se encuentran ajustados aproximadamente 3 y 4.5 veces el alcance reactivo para fases y tierra respectivamente, se recomienda mantener el ajuste actual.

$R3 = 28.11$ ohm primario

$R3E = 42.17$ ohm primario

Temporización: $T3 = 2.75$ seg. (Se recomienda mantener el ajuste actual).

Ajustes de la zona Z4 (Forward):

Alcance reactivo: Se recomienda ajustar igual al 110% de la impedancia de la línea protegida y la impedancia de la línea CARIPA – LA VIRGEN de 138 kV (línea adyacente más larga), a fin de cubrir la barra adyacente en el mismo nivel de tensión (S.E. La Virgen) sin considerar el efecto de carga "Infeed".

$X4 = 1.1 \times (26.13 + 31.09) = 62.94$ ohm primario

Alcance Resistivo: Se recomienda incrementar a 60 ohm el alcance resistivo fase – fase, mientras que se recomienda mantener el alcance resistivo fase-tierra.

$R4 = 60$ ohm primario

$R4E = 70.02$ ohm primario

Temporización:

Esta zona actual como respaldo para fallas remotas, por lo que se recomienda mantener la temporización con el ajuste actual.

$T4 = 2.00$ seg.

Ajustes de la zona Z1B:

Esta zona debe igual al ajuste de la zona 2.

Ajustes de la zona Z5 (Non – Directional):

Es una zona de arranque no direccional, el cual circunscribe las características de fases y tierra.

Alcance Reactivo (+): Se encuentra aproximadamente igual a 110% de la zona 4, se sugiere mantenerlo.

X5 = 69.23 ohm primario

Alcance Reactivo (-): Se recomienda mantener el ajuste actual.

X5 - = 34.35 ohm primario

Alcance Resistivo: Se recomienda mantenerlo el ajuste actual.

R5 = 88.00 ohm primario

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se recomienda mantenerlo el ajuste actual.

R5E = 99.00 ohm primario

Temporización: T5 = ∞ seg. (Esta zona solo se utiliza como arranque).

Tabla 6.3.1.1.2 Ajustes propuestos para la protección de distancia de la línea L-1702 en la S.E. CARHUAMAYO

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	Z4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward	No-dir
Rn (Ω)	40	40	28.11	40	60	88.00
Xn (+)	21	30.15	9.46	30.15	62.94	69.23
Xn (-)						34.35
RnE	50	70	42.17	70	70	99.00
Tn 1 (Ω)	0	0.4	2.75	0	2	∞
Ang.	3	-	-	-	-	

6.3.2. Ajustes de la protección de la línea L-1705 (OROYA NUEVA – CARIPA)

6.3.2.1. Protección de distancia S.E. OROYA NUEVA

De acuerdo a la información de referencia, se tiene los siguientes ajustes actuales para la protección de distancia.

Relé: SIEMENS 7SA522

CT: 600 / 5 A

PT: $138/\sqrt{3}:0.115/\sqrt{3}$ kV

Tabla 6.3.2.1.1 Ajustes Actuales de la protección de la línea L-1705

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	Z4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward	No-dir
Rn (Ω)	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	66.0
Xn (+)	8.50	12.58	10.86	12.58	38.08	42.00
Xn (-)	-	-	-	-	-	22.00
RnE	50.00	60.00	60.00	60.00	60.00	66.0
Tn 1 (Ω)	0.00	0.40	2.75	0.0	2.00	oo
Ang.	4	-	-	-	-	

De acuerdo a la base de datos, se consideran los siguientes parámetros generales de la línea.

L= 20.47 km

R1= 3.22 ohm primario

X1= 10.0 ohm primario

R0= 10.0 ohm primario

X0= 30.65 ohm primario

RE/RL = 0.7

RE/RL = 0.69

Ajustes de la Zona 1 (Forward):

Alcance reactivo: Se encuentra ajustado aproximadamente al 85% de la reactancia de la línea, se recomienda mantener el ajuste actual.

X1 = 8.50 ohm primario

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual para los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra, el cual permite cubrir cortocircuitos entre fases con resistencias de falla de 15 ohm y fallas tierra de 30 ohm, al 50% de la línea protegida.

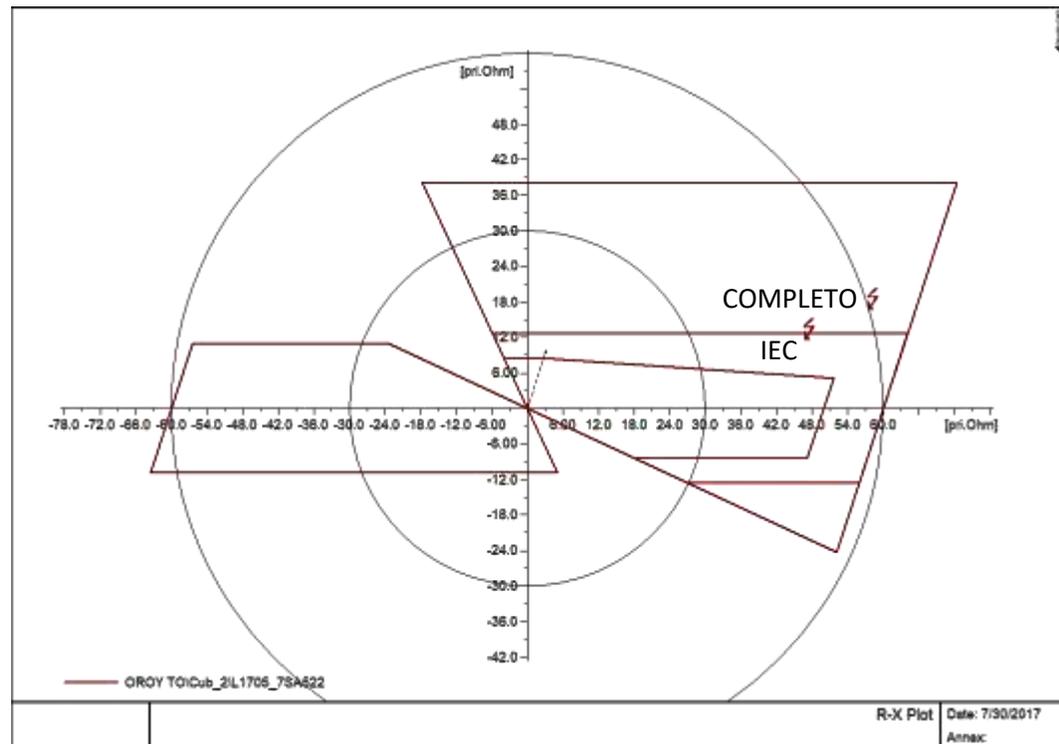
R1 = 40.00 ohm primario

R1E = 50.00 ohm primario

Temporización: T1 = 0.0 seg.

Se recomienda mantener el ángulo de reducción de zona en 4 grados para mantener un factor de seguridad.

Fig. 6.3.2.1 Falla trifásica 15Ω en barras de la S.E. CARIPA.



Ajustes de la zona Z2 (Forward):

Alcance reactivo: El ajuste actual corresponde al 100% de la reactancia de la línea protegida más el 50% de la reactancia de la línea L-1706 (línea adyacente más corta). Este valor es mayor al 120% de la impedancia de la línea protegida, el cual se recomienda mantener el ajuste actual.

$X2 = 12.85$ ohm primario

Alcance Resistivo: se recomienda mantener los ajustes actuales.

$R2 = 40.00$ ohm primario

$R2E = 60.00$ ohm primario

Temporización: $T2 = 0.40$ seg (La temporización actual se considera adecuada).

Ajustes de la zona Z3 (Reversa):

Alcance reactivo: El alcance reactivo de la Zona 3 se encuentra ajustado como un 105% de la impedancia en paralelo AT-MT de los transformadores de potencia 115/48/11kV de la S.E. OROYA NUEVA, cubriendo fallas en la barra de 50 kV de la S.E. Oroya Nueva, dado que dichos transformadores no disponen de una protección de respaldo en el lado de 138 kV para fallas en 50 kV, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X3 = 1.05 \times (20.72/2) = 10.86 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: se recomienda mantener los ajustes actuales.

$$R3 = 40.00 \text{ ohm primario}$$

$$R3E = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: T3 = 2.75 seg. (Se recomienda mantener el ajuste actual)

Ajustes de la zona Z4 (Forward):

Alcance reactivo: Se recomienda ajustar igual al 110% de la impedancia de la línea protegida y la impedancia de la línea CARIPA – LA VIRGEN de 138 kV (línea adyacente más larga), a fin de cubrir la barra adyacente en el mismo nivel de tensión (S.E. LA VIRGEN) sin considerar el efecto de carga "Infeed".

$$X4 = 1.1 \times (10 + 31.09) = 45.2 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: se recomienda mantener los ajustes actuales.

$$R3 = 40.00 \text{ ohm primario}$$

$$R3E = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: T4 = 2.00 seg.

Esta zona actual como respaldo para fallas remotas, por lo que se recomienda mantener la temporización con el ajuste actual.

Ajustes de la zona Z1B:

Esta zona debe igual al ajuste de la zona 2.

Ajustes de la zona Z5 (Non – Directional):

Es una zona de arranque no direccional, el cual circunscribe las características de fases y tierra.

Alcance Reactivo (+): Se encuentra aproximadamente igual a 110% de la zona 4, se sugiere mantenerlo.

X5 = 49.72 ohm primario

Alcance Reactivo (-): Se recomienda mantener el ajuste actual.

X5 - = 22 ohm primario

Alcance Resistivo: se recomienda mantener los ajustes actuales.

R5 = 66.00 ohm primario

R5E = 66.00 ohm primario

Temporización: T5 = ∞ seg. (Esta zona solo se utiliza como arranque).

Tabla 6.3.2.1.2 Ajustes propuestos para la protección de distancia de la línea L-1705 en la S.E. OROYA NUEVA.

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	Z4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward	No-dir
Rn (Ω)	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	66.0
Xn (+)	8.50	12.58	10.86	12.58	45.2	49.72
Xn (-)	-	-	-	-	-	22.00
RnE	50.00	60.00	60.00	60.00	60.00	66.0
Tn 1 (Ω)	0.00	0.40	2.75	0.0	2.00	∞
Ang.	4	-	-	-	-	

6.3.3. Ajustes de la protección de la línea L-1706 (CONDORCOCHA – CARIPA)

6.3.3.1. Protección de distancia S.E. CONDORCOCHA 138kV.

De acuerdo a la información de referencia, se tiene los siguientes ajustes actuales para la protección de distancia.

Relé: ABB REL670
 CT: 500 / 5 A
 PT: $138/\sqrt{3}:0.110/\sqrt{3}$ kV

Tabla 6.3.3.1.1 Ajustes Actuales de la protección de la línea L-1706

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z4	Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward
X1 (ohm/p)	5.12	7.68	11.42	37.32	16.43
R1 (ohm/p)	2.45	3.66	4.53	1.25	6.0
X0 (ohm/p)	15.74	23.61	43.95	37.32	48.45
R0 (ohm/p)	5.09	7.65	11.38	1.25	16.43
RFPP (ohm/l)	10	20	30	40	40
RFPE (ohm/l)	20	30	40	5	50
tPP/tPE (Seg)	0	0.05	0.5	2	2.5

De acuerdo a la base de datos, se consideran los siguientes parámetros generales de la línea.

L= 12 km
 R1= 1.73 ohm primario
 X1= 5.86 ohm primario
 R0= 5.87 ohm primario
 X0= 17.96 ohm primario

Ajustes de la Zona 1 (Forward):

Se encuentra ajustado aproximadamente al 87% de la reactancia de la línea para fases y tierra, se recomienda mantener el ajuste actual.

X1 = 5.12 ohm primario
 X0 = 15.74 ohm primario

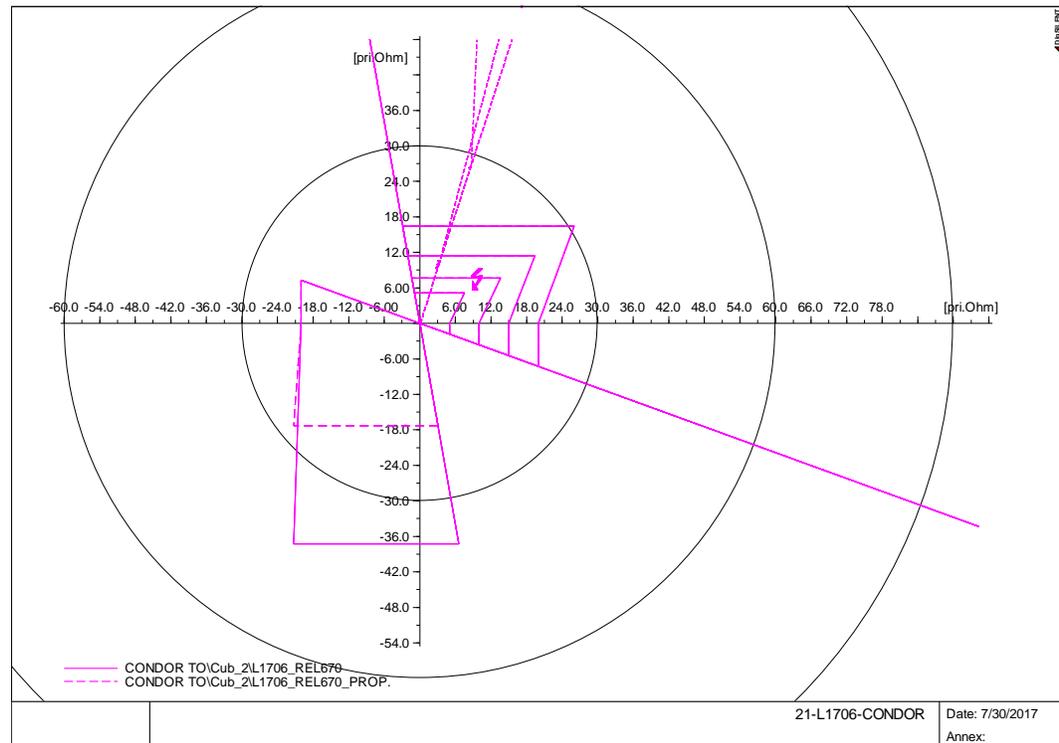
Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual para los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra.

RFPP = 10.00 ohm primario
 RFPE = 20.00 ohm primario

Temporización: T1 = 0.0 seg.

Debido a la corta distancia de la línea, solo se cubren fallas al redor de 1 ohmio en la línea, por lo que se recomienda en este caso evaluar la implementación de un sistema de protección diferencial de línea.

Fig. 6.3.3.1 falla Trifásica en barras de la S.E. CARIPA.



Ajustes de la zona Z2 (Forward):

Se encuentra ajustado aproximadamente al 130% de la reactancia de la línea para fases y tierra, se recomienda mantener el ajuste actual.

$X1 = 7.68$ ohm primario

$X0 = 23.61$ ohm primario

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual para los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra.

RFPP = 20.00 ohm primario

RFPE = 30.00 ohm primario

Temporización: $T1 = 0.2$ seg.

La temporización actual de esta zona está ajustada en 0.05 segundos, el cual puede afectar en la operación de fallas fuera de la línea, por lo que se recomienda incrementar el ajuste a **0.2** segundos.

Ajustes de la zona Z3 (Forward):

Se encuentra ajustado aproximadamente con la impedancia total de la línea más el 60% de la línea adyacente más corta (CARIPA – OROYA NUEVA), se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X1 = 5.86 + 0.6 \cdot 10 = 11.86 \text{ ohm primario}$$

$$X0 = 43.95 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual para los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra.

$$RFPP = 30.00 \text{ ohm primario}$$

$$RFPE = 40.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: T1 = 0.5 seg (Se recomienda mantener el ajuste actual).

Ajustes de la zona Z4 (Reverse):

Alcance reactivo: Con el ajuste actual se detectan fallas en el lado de 72kV de la S.E. CONDORCOCHA, por lo que se recomienda cambiar dicho ajuste.

Se recomienda ajustar al 60% de la impedancia del transformador XT1 de la S.E. CONDORCOCHA

$$X1 = 0.6 \cdot (28.74) = \mathbf{17.25} \text{ ohm primario}$$

$$X0 = 43.95 \text{ ohm primario}$$

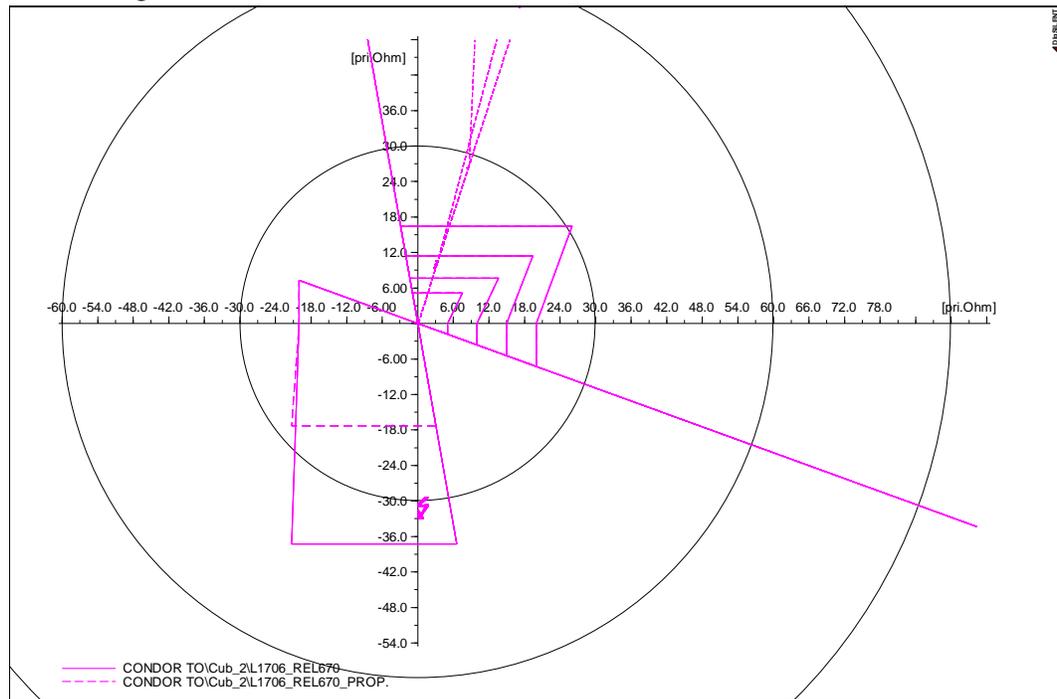
Alcance Resistivo: se recomienda mantener los ajustes actuales.

$$RFPP = 40 \text{ ohm primario}$$

$$RFPE = 5.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: T4 = 2.00 seg. (se recomienda mantener el ajuste actual).

Fig. 6.3.3.2 Falla en barras de 72.kV de la S.E. CONDORCOCHA



Ajustes de la zona Z5 (Forward):

Se encuentra ajustado aproximadamente con la impedancia total de la línea más el total de la línea adyacente más corta (CARIPA – OROYA NUEVA), se recomienda mantener el ajuste actual.

X1 = 16.43 ohm primario

X0 = 48.45 ohm primario

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual para los alcances resistivos fase-fase y fase-tierra.

RFPP = 40.00 ohm primario

RFPE = 50.00 ohm primario

Temporización: T1 = 2.5 seg (Se recomienda mantener el ajuste actual).

Tabla 6.3.3.1.2 Ajustes propuestos para la protección de distancia de la línea L-1706 en la S.E. CONDORCOCHA.

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z4	Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward
X1 (ohm/p)	5.12	7.68	11.42	17.25	16.43
R1 (ohm/p)	2.45	3.66	4.53	1.25	6.0
X0 (ohm/p)	15.74	23.61	43.95	17.25	48.45
R0 (ohm/p)	5.09	7.65	11.38	1.25	16.43
RFPP (ohm/l)	10	20	30	40	40
RFPE (ohm/l)	20	30	40	5	50
tPP/tPE (Seg)	0	0.2	0.5	2	2.5

6.4. Protección de línea corta (S.E LA VIRGEN – GRUPOS GENERADORES)

6.4.1. Ajustes de la protección diferencial

Cada unidad de generación será enlazada a la S.E. LA VIRGEN mediante una línea corta de 1km de longitud.

Este tramo de línea en cada unidad de generación estará protegido con un sistema de protección diferencial implementado con relés SIEMENS, modelo 7SD610 enlazados mediante una interfaz de fibra óptica.

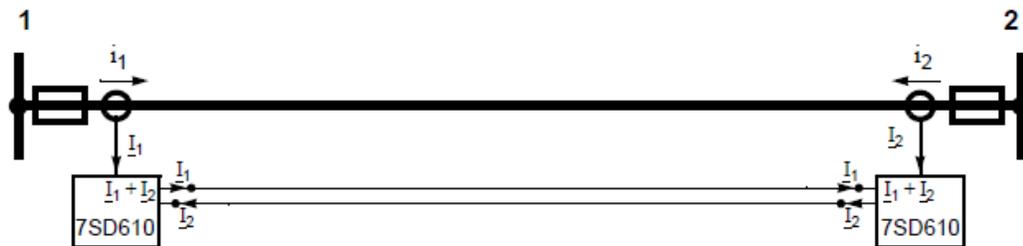


Fig. 6.3.1.1 Esquema de protección diferencial de línea

Este esquema de protección diferencial de línea cumple con los siguientes objetivos:

- Protección unitaria del elemento protegido.
- Despejes instantáneo de fallas originadas dentro la línea.
- Estabilidad ante falla externa a la zona de protección.
- Estabilidad ante diversas condiciones de carga.

Para el ajuste del umbral mínimo de arranque de la protección diferencial de línea, se debe considera un valor superior a la corriente capacitiva de la línea incluso en régimen de operación normal.

Tomando en consideración que el tramo protegido es una línea aérea de corta longitud, los aportes capacitivos no son considerables por lo que esta protección será ajustada de acuerdo al ajuste recomendado por el fabricante (30%).

Tabla 6.3.1.1 Ajuste del umbral mínimo de arranque de la protección diferencial.

Ajustes	S.E. LA VIRGEN	S.E. CARIPA
87-1 Pickup	1.5A	1.5A
87-1 Value under switch on condition	1.5A	1.5A
87-2 Pickup	6A	6A
87-2 Value under switch on condition	6A	6A

Así mismo, debido a que la protección diferencial de línea está asociada al transformador elevador de la unidad de generación, se implementará como un criterio de seguridad la característica de bloqueo por segundo armónico con un ajuste del 15% restringido hasta 15 veces la corriente nominal del CT.

Tabla 6.3.1.2 Ajuste de restricción por segundo armónico protección diferencial

Ajustes	S.E. LA VIRGEN	S.E. CARRIPA
Inrush Restrain	ON	ON
2 nd harmonic in% of fundamental	15%	15%
Cross Block	NO	NO
Max inrush-peak value	75A	75A

La protección diferencial ajustada en los relés 7SD610, presenta una característica de restricción, el cual brindará seguridad al esquema en caso de fallas externas y variaciones considerables de carga en régimen de operación normal y/o efectos transitorios de la red.

La característica de restricción de la protección diferencial está definida por el valor de arranque ajustado (87-1) y una pendiente predefinida (no ajustable) establecida por el fabricante el cual corresponde a 45°.

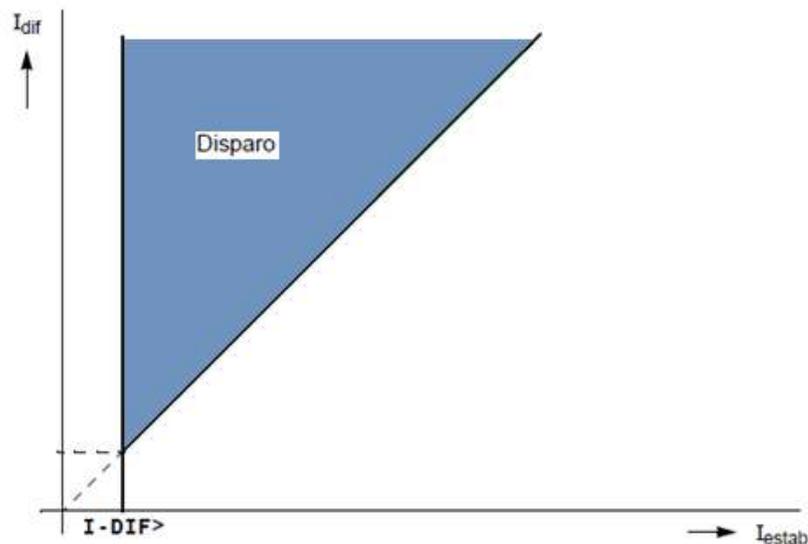


Fig. 6.3.1.2 Característica de la protección diferencial de línea 7SD610

6.5. Protección de los transformadores de los grupos generadores – C.H. LA VIRGEN

6.5.1. Ajustes de la protección diferencial de transformador

Los transformadores elevadores de cada unidad de generación contarán con una protección diferencial de transformador SIEMENS 7UT6125 principal y respaldo.

La protección diferencial principal será de tipo “extendida” y cubrirá al transformador de potencia y al generador en conjunto, mientras que la protección de respaldo (protección alterna) cubrirá únicamente la impedancia del transformador.

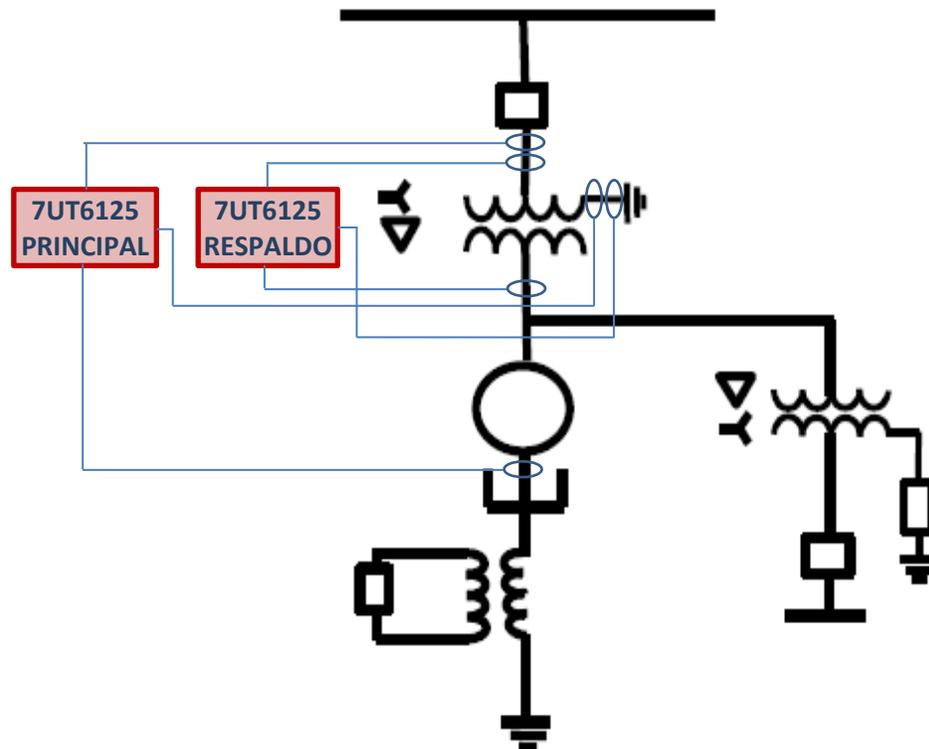


Fig. 6.4.1.1 Esquema de protección diferencial del transformador
CH LA VIRGEN

Para el ajuste del arranque de la protección diferencial principal (extendida) de tomará en consideración la carga del transformador de 750kVA conectada en los terminales del generador.

Los transformadores de corriente instalados en el neutro del transformador permitirán ajustar la función de falla a tierra restringida

Para los cálculos de la protección diferencial de transformador se considerara la siguiente información del transformador de potencia:

- ❖ Potencia: 32MVA
- ❖ Tensión: 138±2x2.5%/13.8kV
- ❖ Conexión: Ynd1
- ❖ Corto Circuito: 11% (Ref. 32MVA)
- ❖ CT Devanado 138kV: 200/5A
- ❖ CT Devanado 13.8kV: 1500/5A

El relé de protección SIEMENS 7UT6125, posee una característica restringida de doble pendiente, que en su conjunto brinda protección en un umbral de máxima sensibilidad (mínima carga), seguridad en pendiente ante los errores de los transformadores de corriente o cambiadores de tomas y una pendiente alta ante los efectos de saturación de CT's ante altas corrientes.

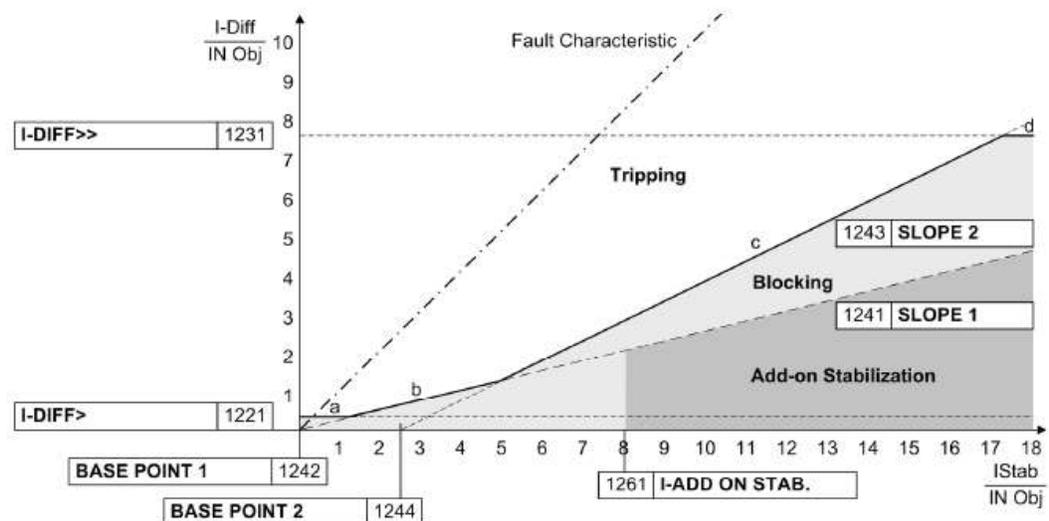


Fig. 6.4.1.2 Característica diferencial SIEMENS 7UT6

Arranque de la corriente diferencial (87-1/2 Pickup)

Este ajuste representa la mínima corriente diferencial requerida para la operación, cuyo ajuste deberá estar por encima de la corriente diferencial esperada bajo las condiciones normales de operación. Una restricción establecida para la protección diferencial extendida es la carga del transformador de 750kVA que se encuentra dentro de la zona de la protección principal (3A en 138kV), el cual representa aproximadamente el 1.5% de la corriente nominal del transformador de potencia y adicionalmente se consideran las siguientes desviaciones en la operación normal del transformador de potencia.

- Error de la relación de transformación del transformador de potencia.
- Variación de relación de transformación debido a los cambiadores de tomas del transformador (TAP).
- Errores en la exactitud de los transformadores de corriente.
- Errores en la exactitud de los equipos de protección.

Ajustamos este valor en 0.2 I/InO como valor recomendado, mientras que valor de la corriente diferencial no restringida será ajustada en 7.5 I/InO.

Característica de operación (Área de restricción - Disparo)

Los ajustes de la característica diferencia, definen gráficamente las áreas de restricción y disparo los cuales deberán proveer de una sensibilidad de operación adecuada ante fallas internas (Disparo) y una operación estable ante fallas externas (Restricción).

Para los ajustes de la característica de operación (definición de pendientes), se han considerado los ajustes recomendados por el fabricante que presentan una adecuada operación para las pendientes y punto base ante los errores de medida establecidos con su respectivo margen de seguridad.

Restricción de segundo armónico (2th)

Durante las maniobras de energización de los transformadores de potencia se generan corrientes de altas magnitudes en un solo devanado del transformador (devanado por donde es energizado) generando una corriente diferencial que puede generar un disparo, sin embargo a diferencia de una falla esta alta corriente de energización presenta un alto contenido de segundo armónico en el devanado donde se está energizando, por lo cual se considera la característica de bloqueo la función diferencial ante corrientes de alta magnitud con contenido de segundo armónico. Este parámetro será ajustado con un valor del 15% de la corriente fundamental.

Restricción de quinto armónico (5th)

Durante la operación normal de un transformador de potencia, la presencia de sobretensiones, las caídas de la frecuencia o una combinación de ambos origina una condición de sobre excitación en el núcleo del transformador el cual presenta corrientes con alto contenido de quinto armónico que pueden producir disparos de la protección diferencial, ante esta condición probable se debe bloquear la función diferencial ante estas corrientes. Este parámetro será ajustado con un valor del 30% de la corriente fundamental.

A continuación se muestra el resumen de los ajustes de la protección diferencial porcentual:

Tabla 6.4.1.1 Ajustes de la protección diferencial porcentual.

Ajustes	Transformador de Unidad
87-1 Pickup Value	0.2 I/Ino
87-1 Pickup Value High Set Trip	7.5 I/Ino
87 slope 1 of Trip char	0.25
87 Base point for Slope 1	0.0 I/Ino
87 slope 2 of Trip char	0.5
87 Base point for Slope 2	2.5 I/Ino
87 2 nd harmonic	15%
n nd harmonic	30%

Protección de falla a tierra restringida (87G)

Con la protección de falla tierra restringida se detectarán fallas a tierra en la zona del aterramiento del transformador en el lado de 138kV, así mismo este esquema provee una operación estable ante fallas monofásicas externas en ese mismo nivel de tensión.

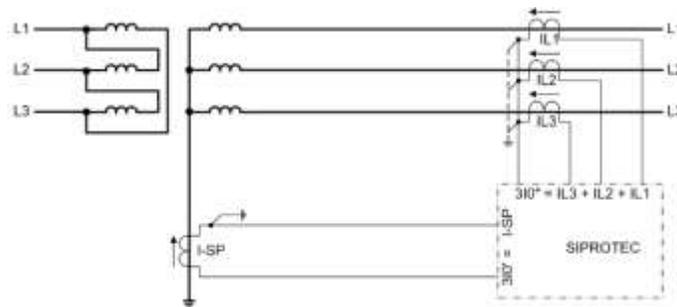


Fig. 6.4.1.3 Esquema de protección falla tierra restringida SIEMENS 7UT6

El ajuste de esta protección está basado en el criterio limitante del máximo nivel de desbalance que puede ser tolerado por el sistema, por lo que se recomienda el siguiente ajuste para esta protección.

Tabla 6.4.1.2 Ajustes de la protección diferencial de falla a tierra restringida.

Ajustes	Transformador de Unidad
Pickup Value 87G-1	0.15 I/InS

Para garantizar la adecuada operación de la protección diferencial, se debe contrastar en campo la polaridad de los transformadores de corriente.

6.6. Protección del transformador T4 (salida hacia el sistema CHANCHAMAYO)

6.6.1. Ajustes de la protección diferencial de transformador

Los transformadores elevadores de cada unidad de generación contarán con una protección diferencial de transformador SIEMENS 7UT6125 principal y respaldo.

La protección diferencial tomará las medidas de los transformadores de corriente de la bahía en 138kV y las medidas de los transformadores de los bushing en el lado de 60kV

La protección de respaldo tomará las medidas de los transformadores de los bushing tanto en 138kV como en 60kV.

Los transformadores de corriente instalados en el neutro del transformador permitirán ajustar la función de falla a tierra restringida

Para los cálculos de la protección diferencial de transformador se considerara la siguiente información del transformador de potencia:

- ❖ Potencia: 25MVA
- ❖ Tensión: $138 \pm 2 \times 2.5\%$ / 60/10 kV
- ❖ Conexión: Ynyn0(d)
- ❖ Corto Circuito: HV-MV: 10.75%, HV-MV: 1.59, HV-MV: 5.71 %.
- ❖ CT Devanado 138kV:
 - Protección Principal: 150/5A.
 - Protección de respaldo: 400/1A.
- ❖ CT Devanado 60kV:
 - Protección Principal : 200/1A.
 - Protección de respaldo: 200/1A.

El relé de protección SIEMENS 7UT6125, posee una característica restringida de doble pendiente, que en su conjunto brinda protección en un umbral de máxima sensibilidad (mínima carga), seguridad en pendiente ante los errores de los transformadores de corriente o cambiadores de tomas y una pendiente alta ante los efectos de saturación de CT's ante altas corrientes.

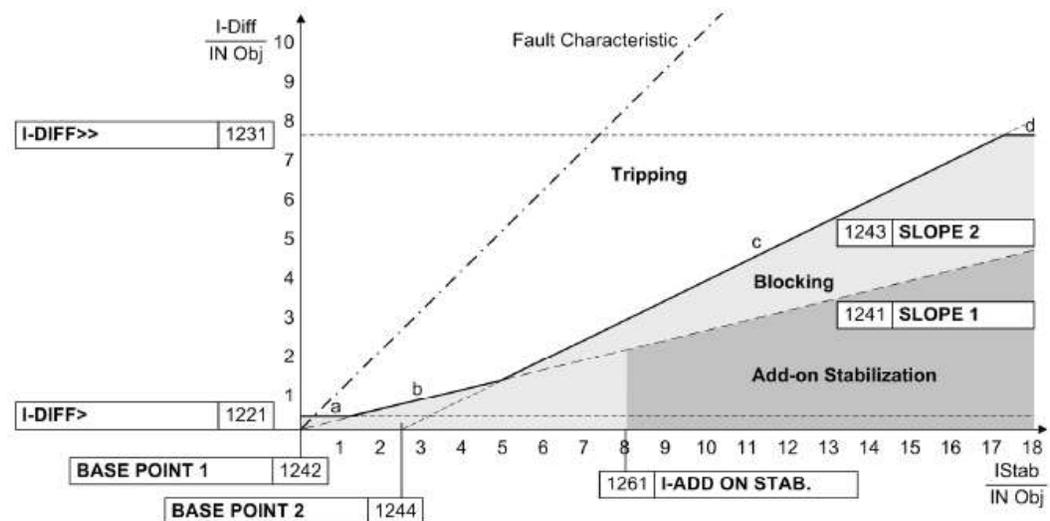


Fig. 6.5.1 Característica diferencial SIEMENS 7UT6

Arranque de la corriente diferencial (87-1/2 Pickup)

Este ajuste representa la mínima corriente diferencial requerida para la operación, cuyo ajuste deberá estar por encima de la corriente diferencial esperada bajo las condiciones normales de operación, dentro de los cuales se considera:

- Error de la relación de transformación del transformador de potencia.
- Variación de relación de transformación debido a los cambiadores de tomas del transformador (conmutación de taps).
- Errores en la exactitud de los transformadores de corriente.
- Errores en la exactitud de los equipos de protección.

Ajustamos este valor en 0.2 I/InO como valor recomendado, mientras que valor de la corriente diferencial no restringida será ajustada en 7.5 I/InO.

Característica de operación (Área de restricción - Disparo)

Los ajustes de la característica diferencial, definen gráficamente las áreas de restricción y disparo los cuales deberán proveer de una sensibilidad de operación adecuada ante fallas internas (Disparo) y una operación estable ante fallas externas (Restricción).

Para los ajustes de la característica de operación (definición de pendientes), se han considerado los ajustes recomendados por el fabricante que presentan una

adecuada operación para las pendientes y punto base ante los errores de medida establecidos con su respectivo margen de seguridad.

Restricción de segundo armónico (2th)

Durante las maniobras de energización de los transformadores de potencia se generan corrientes de altas magnitudes en un solo devanado del transformador (devanado por donde es energizado) generando una corriente diferencial que puede generar un disparo, sin embargo a diferencia de una falla esta alta corriente de energización presenta un alto contenido de segundo armónico en el devanado donde se está energizando, por lo cual se considera la característica de bloqueo la función diferencial ante corrientes de alta magnitud con contenido de segundo armónico. Este parámetro será ajustado con un valor del 15% de la corriente fundamental.

Restricción de quinto armónico (5th)

Durante la operación normal de un transformador de potencia, la presencia de sobretensiones, las caídas de la frecuencia o una combinación de ambos origina una condición de sobre excitación en el núcleo del transformador el cual presenta corrientes con alto contenido de quinto armónico que pueden producir disparos de la protección diferencial, ante esta condición probable se debe bloquear la función diferencial ante estas corrientes. Este parámetro será ajustado con un valor del 25% de la corriente fundamental.

A continuación se muestra el resumen de los ajustes de la protección diferencial porcentual:

Tabla 6.4.1.3 Ajustes de la protección diferencial porcentual.

Ajustes	Transformador de Unidad
87-1 Pickup Value	0.2 I/Ino
87-1 Pickup Value High Set Trip	7.5 I/Ino
87 slope 1 of Trip char	0.25
87 Base point for Slope 1	0.0 I/Ino
87 slope 2 of Trip char	0.5
87 Base point for Slope 2	3.0 I/Ino
87 2 nd harmonic	15%
n nd harmonic	25%

6.7. Protección de los sistemas de barras de la S.E. CARIPA en 138kV.

6.7.1. Ajustes de la protección diferencial de barras se la S.E. CARIPA 138kV

Actualmente el sistema de barras de la S.E. CARIPA 138kV cuenta con un esquema de protección diferencial de barras tipo distribuido que consta de tres bahías. En este esquema se incluirá la nueva bahía de salida de la línea hacia S.E. LA VIRGEN.

La nueva bahía deberá ser integrada en el esquema actual como una cuarta bahía.

Tabla 6.6.1.1 Distribución de CT - Diferencial de barras en la S.E. CARIPA.

BAHIA	CT	CLASE
L1 (a S.E. OROYA NUEVA)	600/5	5P20
L2 (A S.E. CARHUAMAYO)	600/5	5P20
L3 (A S.E. CONDORCOCHA)	250/5	5P20
L4 (A S.E. LA VIRGEN)	600/5	5P20

La protección diferencial de barras SIEMENS 7SS522 posee una característica restringida para discriminar la zona restringida y zona de estabilización como se ilustra en el siguiente gráfico:

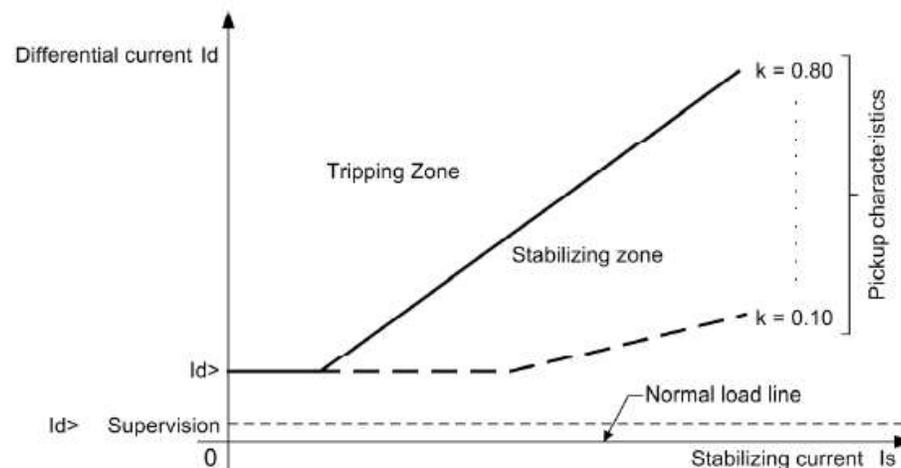


Fig. 6.6.1.2 Característica restringida diferencial de barras

De acuerdo a la recomendación de fabricante, el valor de arranque de la corriente diferencial deberá ser ajustado por encima de máxima corriente de carga y por debajo de la mínima corriente de falla con sus respectivos factores de seguridad.

$$1.3xI_{\text{máx de bahía}} \leq I_d \leq 0.8xI_{\text{mín de falla}}$$

Para la nueva configuración de la barra, la máxima corriente de bahía estará definida por la corriente de la línea CARIPA – LA VIERGEN el cual presentará un valor de 506A considerando el máximo flujo posible a través de la línea 121MVA (Imax bahía = 0.506kA).

Así mismo la corriente de corto circuito mínima corresponde al valor de una falla en barras con una resistencia de 50 Ohm (Icc min = 1.57kA)

$$1.3 \times 0.506 \leq I_d \leq 0.8 \times 1.57$$

$$0.657 \leq I_d \leq 1.25$$

Elegimos como valor de ajuste 660A, el cual corresponde a 1.1 de la máxima relación de los transformadores de corriente.

El factor de estabilización se determina de la siguiente manera

$$k = \frac{K_b}{4\sqrt{(K_b - 1)}}, \text{ con } K_b \geq 2$$

$$K_b = \frac{K_{scc \text{ max}}}{K_{sat}}$$

El factor Kb será determinado con la máxima corriente de falla en barras calculada en el escenario de máxima demanda y la corriente de saturación teórica de los transformadores de corriente.

$$K_b = 5.3/1.2 = 4.42$$

Con este valor se tiene in factor de estabilización igual a:

$$k = \frac{4.42}{4\sqrt{(4.42 - 1)}} = 0.59$$

Con esto se tienen los siguientes ajustes para la protección diferencial de barras de la S.E. CARIPA 138kV.

Tabla 6.6.1.2 Ajustes para la protección diferencial de barras – SE CARIPA.

PARAMETRO	Rango de Ajuste	Ajuste
Stabilizing factor – selective	0.10.....0.80	0.6
Diff-current threshold – selective	0.20...4.00 I/I _{no}	1.2 I/I _{no}
Stabilizing factor – check zone	0.10.....0.80	0.6
Diff-current threshold - check zone	0.20...4.00 I/I _{no}	1.2 I/I _{no}

6.7.2. Ajustes de la protección de falla interruptor (50BF) se la S.E. CARIPA 138kV.

La protección de falla interruptor está diseñada para realizar un despeje de seguridad en caso de anomalías en la operación del o los interruptores, Y SU habilitación cumple los siguientes objetivos:

- Disparo del interruptor en el campo en caso de fallas en las líneas.
- Disparo de los interruptores de todos los campos de la barra en caso se presente la falla en la operación de un interruptor de campo.
- Supervisión de todos los interruptores en caso de faltas dentro de la zona de la protección de barra.

De acuerdo a las características de las instalaciones de la S.E. CARIPA, se debe implementar un esquema de falla interruptor de tipo tripolar debido a que la configuración de las protecciones de línea asociadas a la S.E. CARIPA no cuenta con la función de recierre mono polar habilitada.

Para las bahías de la S.E. CARIPA, se determinan los ajustes de la protección falla interruptor con las siguientes consideraciones:

Las Etapas 1 y 2 de la función BF deberán ser arrancadas por la condición de un disparo de consigna hacia el interruptor de la bahía, pudiendo ser por disparos de los relés de protección de la línea (disparo externo) o disparo de la misma protección diferencial de barras.

La temporización de la Etapa 1 será ajustada en 150ms como una lógica de re disparo (RE-TRIP) hacia el interruptor de la propia bahía.

La temporización de la Etapa 2 será ajustada en 250ms como una lógica de disparo definitivo a los interruptores de los otros campos, en la lógica de disparo por etapa 2 se deberá incluir el envío de disparo directo transferido (DDT) hacia los extremos del terminal remoto de la línea en fallada.

Para el cálculo del umbral de corriente de la protección de falla interruptor 50BF, se simulan fallas en el extremo del terminal remoto de cada línea que converge en la S.E. CARIPA con una resistencia de falla de 10 ohmios para fallas entre fases y 50 ohmios para fallas a tierra tomando como valor de ajuste el 50% del aporte mínimo de corriente desde la subestación local obtenida (aporte desde la S.E. CARIPA).

Así mismo se debe considerar que el umbral de corriente no debe ser inferior a la máxima corriente de carga en cada línea.

Cálculo de las corrientes mínimas de falla estimadas para la S.E. CARIPA.

Los cálculos de fallas entre fases y fallas fase tierra fueron realizados en el escenario de mínimo aporte de falla para el sistema (Estiaje Mínima Demanda 2018), de cuales se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 6.6.2.1 Corrientes de falla mínima con resistencia de 10 Ohmios.

BAHÍA	Falla Trifásica al 99% desde CARIPA con R=10 Ohm	Ajuste: 50% de la mínima corriente
L1 (a S.E. OROYA NUEVA)	1.9 kA	0.95 kA
L2 (A S.E. CARHUAMAYO)	1.19 kA	0.59 kA
L3 (A S.E. CONDORCOCHA)	2.77 kA	1.38 kA
L4 (A S.E. LA VIRGEN)	1.59 kA	0.79 kA

Tabla 6.6.2.2 Corrientes de falla mínima con resistencia de 10 Ohmios.

BAHÍA	Falla Monofásica al 99% desde CARIPA con R=50 Ohm	Ajuste: 50% de la mínima corriente
L1 (a S.E. OROYA NUEVA)	0.69 kA	0.34 kA
L2 (A S.E. CARHUAMAYO)	0.35 kA	0.17 kA
L3 (A S.E. CONDORCOCHA)	0.93 kA	0.46 kA
L4 (A S.E. LA VIRGEN)	0.75 kA	0.37 kA

De acuerdo a los cálculos realizados y considerando que el valor de ajuste de corriente no debe ser menor a la máxima carga que puede soportar cada circuito, se han determinado los siguientes ajustes:

Tabla 6.6.2.3 Ajustes por corriente mínima de falla para la función 50BF

BAHÍA	Ajuste	Comentario
L1 (a S.E. OROYA NUEVA)	720 A	1.2 x CT (*)
L2 (A S.E. CARHUAMAYO)	720 A	1.2 x CT (*)
L3 (A S.E. CONDORCOCHA)	460 A	1.84 x CT
L4 (A S.E. LA VIRGEN)	720 A	1.2 x CT (*)

Nota (*): se considera como criterio de ajustes de corriente 1.2 veces la corriente nominal de los transformadores de corriente como máxima corriente de carga.

Tabla 6.6.2.3 Ajuste de falla interruptor 50BF en la S.E. CARIPA.

PARAMETRO	Ajuste
Binary Input mode/supervisión BF	Initiation and release with supervision
Operation mode BF	TRIP repetition with current query
Low-current mode	OFF
TRIP repeat mode	3 pole
Current threshold for BF L1	1.2 I/Ino
Current threshold for BF L2	1.2 I/Ino
Current threshold for BF L3	0.8 I/Ino
Current threshold for BF L4	1.2 I/Ino
Time delay for BF with 1-pole fault	0.25 sec
Time delay for BF with multi-pole fault	0.25 sec
Time delay BF after CB fault	0.25 sec
Time delay for trip repeat	0.15 sec
Time delay for CB Open	0.05 Sec

6.8. Ajustes de la protección diferencial de barras se la S.E. LA VIRGEN en 138kV.

6.8.1. Ajustes de la protección diferencial de barras se la S.E. LA VIRGEN 138kV

El sistema de barras de la nueva S.E. LA VIRGEN en 138kV está protegido por un esquema de protección de barras centralizado con un relé diferencial para cada fase, para esta protección se emplearán los relés SIEMENS 7UT612.

El relé SIEMENS 7UT612 será aplicado para la protección de barras en configuración sencilla (simple barra) dedicado para una sola fase bajo el siguiente esquema.

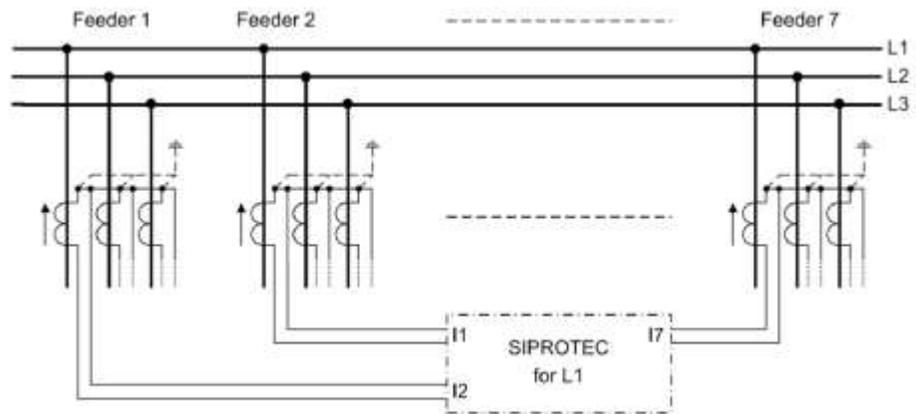


Fig. 6.7.1.1 Esquema de protección diferencial de barras SE LA VIRGEN

La protección diferencial de barras SIEMENS 7UT612 posee una característica restringida para discriminar la zona restringida y zona de estabilización como se ilustra en el siguiente gráfico:

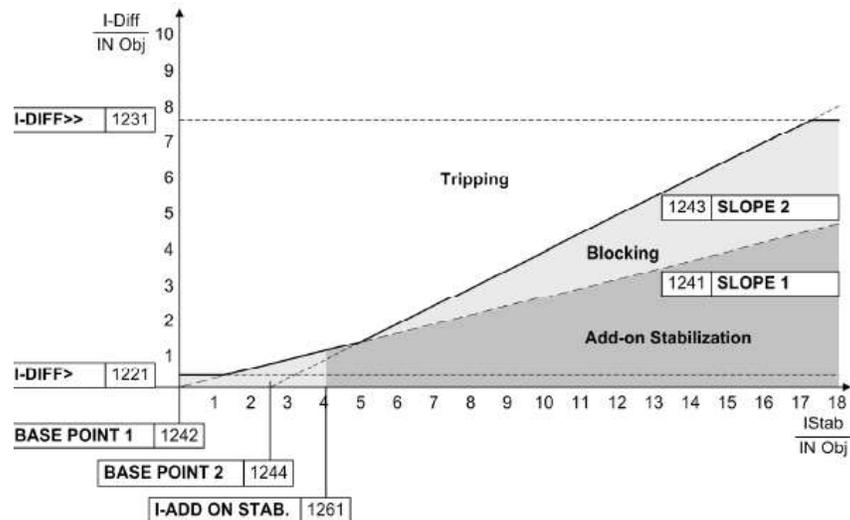


Fig. 6.7.1.2 Característica restringida protección diferencial.

La característica de la protección diferencial del relé 7UT61, refiere todas las corrientes a la corriente nominal del objeto protegido, por lo que define una corriente nominal común o normalizada para toda la barra aun cuando las bahías tengan relaciones de transformación diferentes.

Tabla 6.7.1.1 Ajustes generales protección diferencial de barras.

PARAMETRO	Ajuste
Number of Ends for 1 phase bus bar	5
Rated primary voltaje Busbar	138.0 kV
Primay Operating current of Busbar	600A.

El deferencial de barras de la S.E. LA VIRGEN, estará compuesto por 5 bahías designadas de la siguiente manera:

Tabla 6.7.1.2 Transformadores de corriente protección diferencial de barras.

BAHÍA	CT
Unidad de Generacion 1	200/5A.
Unidad de Generacion 2	200/5A.
Unidad de Generacion 3	200/5A.
Salida de linea a CARIPA	600/5A.
Salida Transformador TE4 (Chanchamayo)	150/5A.

Tabla 6.7.1.3 Distribución de bahías protección diferencial de barras.

PARAMETRO	Ajuste
CT-Starpoint I1 In direction of Busbar	NO (*)
CT Rated Primay Current I1	200A
CT Rated Secondary Current I1	5A
CT-Starpoint I2 In direction of Busbar	NO (*)
CT Rated Primay Current I2	200A
CT Rated Secondary Current I2	5A
CT-Starpoint I3 In direction of Busbar	NO (*)
CT Rated Primay Current I3	200A
CT Rated Secondary Current I3	5A
CT-Starpoint I4 In direction of Busbar	NO (**)
CT Rated Primay Current I4	600A
CT Rated Secondary Current I4	5A
CT-Starpoint I5 In direction of Busbar	NO (**)
CT Rated Primay Current I5	150A
CT Rated Secondary Current I5	5A

Comentarios:

(*) De acuerdo a esquema unifilar el centro estrella se encuentra mirando hacia fuera de la barra, se debe verificar en campo.

(**) Por la distribución de las bahías (protección de línea y transformador), se debe verificar en campo que el centro estrella se encuentre mirando hacia fuera de la barra.

Con un criterio similar al diferencial de barras de la S.E. CARIPA, elegimos en arranque de la protección diferencial como 1.1 de la máxima relación de los transformadores de corriente, el cual correspondería a la bahía con máxima cargabilidad en el esquema.

Tabla 6.7.1.4 Ajustes protección diferencial de barras SE LA VIRGEN 138kV.

Ajustes	Transformador de Unidad
87 differential protection	ON
87-1 Pickup Value	1.1 I/Ino
87-1 Pickup Value High Set Trip	7.5 I/Ino
87 slope 1 of Trip char	0.25
87 Base point for Slope 1	0.0 I/Ino
87 slope 2 of Trip char	0.6
87 Base point for Slope 2	2.5 I/Ino

6.9. Protección de los grupos generadores – C.H. LA VIRGEN

Las tres unidades de generación poseen igual desarrollo de ingeniería el cual incluye equipamiento, distribución y filosofía, por lo que sus sistemas de protecciones asociados serán tratados con los mismos ajustes.

Cada unidad de generación cuenta para su protección con una protección principal y una protección de respaldo constituidos por relés SIEMENS 7UM621.

Los relés SIEMENS 7UM621, es un equipo multifuncional de tecnología digital dedicado para la protección de generadores con todas las funciones de protección necesarias para la aplicación.

6.9.1. Parámetros de generador

Para los cálculos de la protección de los generadores se considerara la siguiente información:

- ❖ Potencia: 31.34 MVA
- ❖ Tensión: 13.8kV
- ❖ Corriente: 1311.17^a
- ❖ Factor de potencia: 0.9
- ❖ Conexión: YN
- ❖ CT Terminal: 1500/5^a
- ❖ CT Neutro: 1500/5^a
- ❖ Xd: 1.2129
- ❖ Xq: 0.8147
- ❖ Xd': 0.3301
- ❖ Xd'': 0.292

De acuerdo a la ingeniería desarrollada del proyecto, se contará con las siguientes funciones de protección.

Protección diferencial de generador (87G).

Protección de falla a tierra estator (64E 95%).

Protección de falla interruptor (50BF).

Protección de sobretensión (59).

Protección de máxima y mínima frecuencia (81U/81^o).

Protección de potencia inversa (32).

Protección por sobrecorriente de secuencia negativa (46).

Protección por pérdida de excitación (40).

Protección por sobre excitación (24).

Protección por sobrecorriente (50).

Protección por sobrecorriente restringido por tensión (50V).

Protección de falla a tierra del rotor (64) – Empleo del módulo 7XR6100

6.9.2. Esquema de protección de los Generadores:

Los tres generadores están configurados con el mismo esquema de protección, el cual se muestra a continuación.

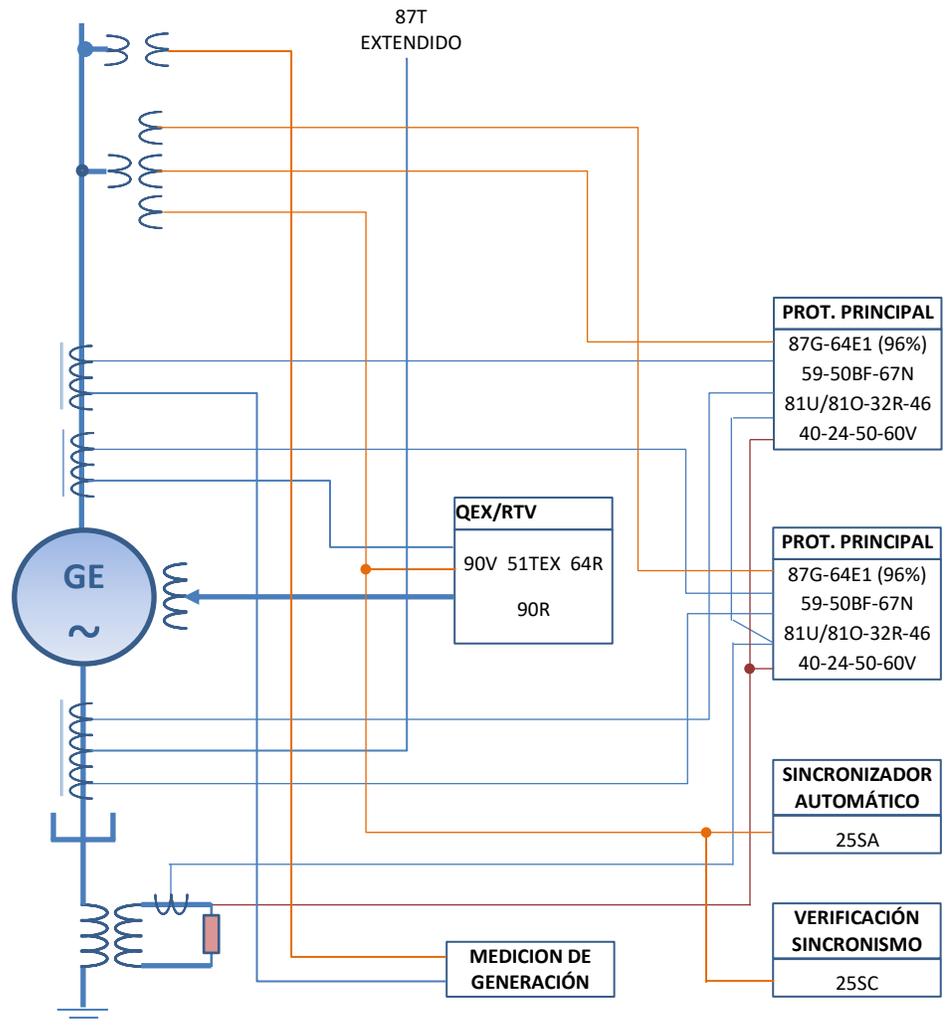


Fig. 6.8.2.1 Esquema de protección de los generadores de la C.H. LA VIRGEN

6.9.3. Ajuste de parámetros generalesDatos de planta (Power System Data 1)

Define los parámetros generales del equipo y de la RED.

Tabla 6.8.3.1 Datos de planta – Parámetros generales

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
201	STRPNT->OBJ S1	YES NO	YES	CT-Strpnt. Side1 in Direct. of Object
202	IN-PRI I-SIDE1	1 .. 100000 A	1500 A	CT Rated Primary Current Side 1
203	IN-SEC I-SIDE1	1A, 5A	5A	CT Rated Secondary Current Side 1
204	CT ANGLE W0	-5.00 .. 5.00 °	0.00 °	Correction Angle CT W0
205	FACTOR IEE1	1.0 .. 100000.0	100.0	CT Ratio Prim./Sec. lee1
210	STRPNT->OBJ S2	YES NO	YES	CT-Strpnt. Side2 in Direct. of Object
211	IN-PRI I-SIDE2	1 .. 100000 A	1500 A	CT Rated Primary Current Side 2
212	IN-SEC I-SIDE2	1A, 5A	5A	CT Rated Secondary Current Side 2
213	FACTOR IEE2	1.0 .. 100000.0	100.0	CT Ratio Prim./Sec. lee2
214	GRD TERM. IEE2	Terminal Q7, Terminal Q8	Terminal Q7	Grounded Terminal CT lee2
221	Unom PRIMARY	0.10 .. 800.00 kV	13.8 kV	Rated Primary Voltage
222	Unom SECONDARY	100 .. 125 V	115 V	Rated Secondary Voltage (Ph-Ph)
223	UE CONNECTION	Neutr. transf., broken delta Not connected, any VT, Rotor, Load. resistor Uen-winding	Rotor.	Rotor
224	FACTOR UE	1.0 .. 2500.0	36.4	VT Ratio Prim./Sec. Ue
225A	Uph / Udelta	1.00 .. 3.00	1.73	Matching Ratio Ph.VT to Broken Delta VT
242	STARPNT SIDE 1	Isolated, Solid Earthed	Isolated	Starpoint of Side 1 is
244	STARPNT SIDE 2	Isolated, Solid Earthed	Isolated	Starpoint of side 2 is
251	UN GEN/MOTOR	0.40 .. 800.00 kV	13.8 kV	Rated Primary Voltage Generator/Motor
252	SN GEN/MOTOR	0.20 .. 5000.00 MVA	31.34 MVA	Rated Apparent Power of the Generator
270	Rated Frequency	50 Hz, 60 Hz	60 Hz	Rated Frequency
271	PHASE SEQ.	A B C, A C B	A B C	Phase Sequence
272	SCHEME	Busbar, Unit transf.	Unit transf.	Scheme Configuration
274A	ATEX100	YES, NO	NO	Storage of th Replicas w/o Power Supply
276	TEMP. UNIT	Celsius, Fahrenheit	Celsius	Unit of temperature mea- surement
280	TMin TRIP CMD	0.01 .. 32.00 sec	0.15 sec	Minimum TRIP Command Duration
281	BkrClosed I MIN	0.20 .. 5.00 A	4 %	Closed Breaker Min. Current Threshold
295	TRANSDUCER 1	10 V, 4-20 mA, 20 mA	10 V	Transducer 1
296	TRANSDUCER 2	10 V, 4-20 mA, 20 mA	10 V	Transducer 2
297	TRANSDUCER 3	with filter without filter	with filter	Transducer 3

Datos de planta (Power System Data 2)

Tabla 6.8.3.2 parámetros generales de los sistemas de protección

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
1108	ACTIVE POWER	Generator, Motor	Generator	Measurement of Active Power for

6.9.4. Protección diferencial de generador (87G).

La protección diferencial es una protección rápida y selectiva contra cortocircuito dentro de la zona de protección en el generador, el cual está limitado selectivamente en sus extremos por la distribución de los transformadores de corriente.

El principio básico de la protección diferencial del generador se basa en la comparación de las corrientes de entrada y salida del generador.

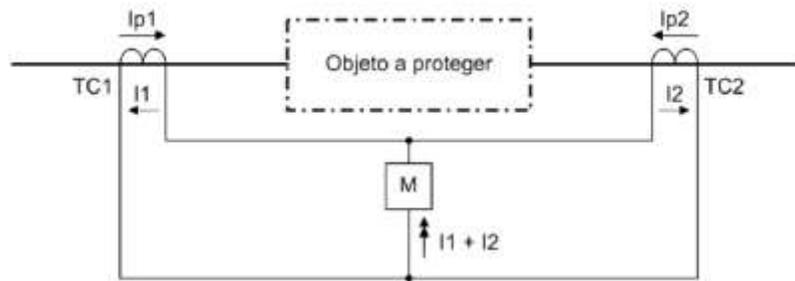


Fig. 6.8.4.1 Principio de Protección diferencial de generador.

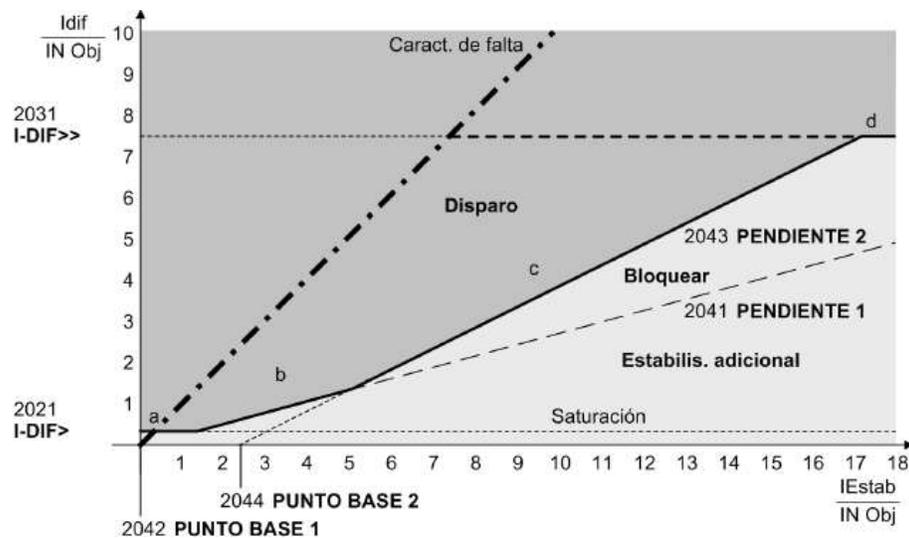


Fig. 6.8.4.2 Característica de la protección diferencial de generador

Para brindar un grado de sensibilidad adecuado de la protección diferencial, el relé SIEMENS 7UM62 cuenta con una característica diferencial de doble pendiente, el cual considera la adaptación de la característica de disparo de acuerdo la corriente de carga del generador.

El ajuste del arranque de la protección diferencial (2021 I-DIF >) será ajustado de acuerdo a la recomendación del fabricante con un valor de 0.2.

Así mismo se cuenta con segundo umbral de corriente diferencial (2031 I-DIF >>) el cual genera un disparo rápido no restringido por la corriente de estabilización (nivel de carga), de acuerdo a la recomendación del fabricante este valor de arranque debe ser ajustado por encima del valor estacionario de la corriente de corto circuito transitoria:

$$I - DIFF \gg \frac{1}{x_d} \cdot I_N$$

De acuerdo a las características del generador se tiene que X_d' es 0.3301, de donde se obtiene un valor de $\frac{1}{x_d} \cdot I_N = 3.029 \cdot I_N$, al cual afectamos de un factor de seguridad de 30% obteniendo un valor de ajuste final de $4.0 \times I_N$ para I-DIF >>

Para los ajustes de la característica de operación (definición de pendientes), se han considerado los ajustes recomendados por el fabricante que presentan una adecuada operación de las pendientes y puntos base ante los errores de medida establecidos con su respectivo margen de seguridad.

Además de la característica diferencial restringida, el relé cuenta con un factor de estabilización adicional para las fallas externas con valores de corriente elevados. Este parámetro se mantiene con su valor pre ajustado de $4 \times I_{NO}$ debido a que la intensidad de estabilización es la suma aritmética de las corrientes a través del devanado estático del generador que resulta ser el doble de la corriente propia de carga.

Tabla 6.8.4.1 Ajustes para la protección diferencial del transformador

ddr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
2001	DIFF. PROT.	OFF, ON, Block relay	ON	Differential Protection
2005	INC.CHAR.START	OFF ON	OFF	Increase of Trip Char. During Start
2021	I-DIFF>	0.05 .. 2.00 I/InO	0.20 I/InO	Pickup Value of Differential Curr.
2026A	T I-DIFF>	0.00 .. 60.00 sec; oo	0.00 sec	T I-DIFF> Time Delay
2031	I-DIFF>>	0.5 .. 12.0 I/InO; oo	4.0 I/InO	Pickup Value of High Set Trip
2036A	T I-DIFF>>	0.00 .. 60.00 sec; oo	0.00 sec	T I-DIFF>> Time Delay
2041A	SLOPE 1	0.10 .. 0.50	0.25	Slope 1 of Tripping Characteristic
2042A	BASE POINT 1	0.00 .. 2.00 I/InO	0.00 I/InO	Base Point for Slope 1 of Charac.
2043A	SLOPE 2	0.25 .. 0.95	0.50	Slope 2 of Tripping Characteristic
2044A	BASE POINT 2	0.00 .. 10.00 I/InO	2.50 I/InO	Base Point for Slope 2 of Charac.
2051A	I-REST. STARTUP	0.00 .. 2.00 I/InO	0.10 I/InO	I-RESTRAINT for Start Detection
2052A	START-FACTOR	1.0 .. 2.0	1.0	Factor for Increasing of Char. at Start
2053	T START MAX	0.0 .. 180.0 sec	5.0 sec	Maximum Permissible Starting Time
2061A	I-ADD ON STAB.	2.00 .. 15.00 I/InO	4.00 I/InO	Pickup for Add-on Stabilization
2062A	T ADD ON-STAB.	2 .. 250 Cycle; oo	15 Cycle	Duration of Add-on Stabilization
2063A	CROSSB. ADD ON	2 .. 1000 Cycle; 0; oo	15 Cycle	Time for Cross-blocking Add-on Stabiliz.

6.9.5. Protección de falla a tierra estator (64E 95%).

La protección contra faltas a tierra del estator cubre los cortocircuitos a tierra en el arrollamiento del estator.

El criterio para detectar un cortocircuito a tierra se basa principalmente en la aparición de una tensión de desplazamiento. Este principio permite tener una zona de protección del 90% al 95% del arrollamiento del estator.

La tensión de desplazamiento (UE) será medido en el punto neutro del generador mediante el transformador de tensión

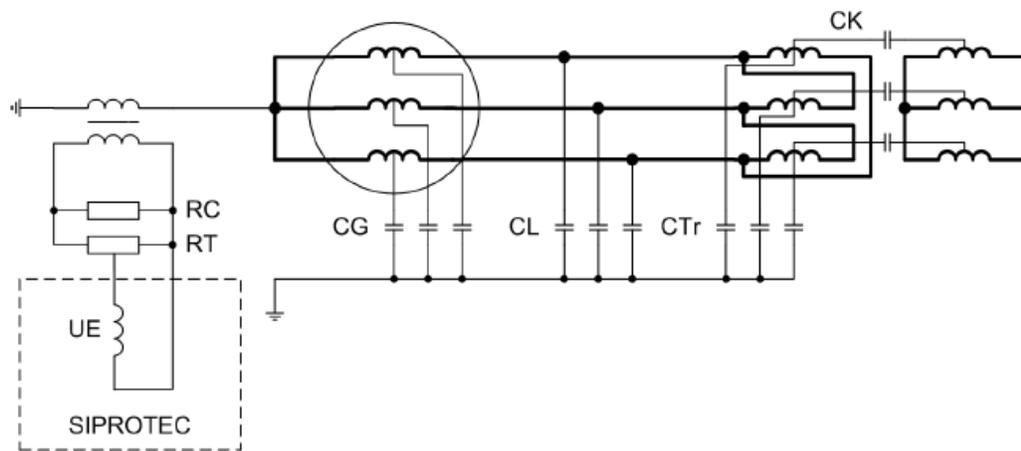


Fig. 6.8.5.1 Esquema de la protección de falla tierra estator.

Debido a la configuración del generador con el transformador elevador, la detección de falla a tierra será realizada directamente con la medida de la tensión de desplazamiento (tensión homopolar) (150 = **No Direccional Con U0**).

Tabla 6.8.5.1 ajustes de la protección de falla tierra estator.

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
5001	S/E/F PROT.	OFF, ON, Block relay	ON	Stator Earth Fault Protection
5002	U0>	2.0 .. 125.0 V	11.5 V	U0> Pickup
5005	T S/E/F	0.00 .. 60.00 sec; f	0.30 sec	T S/E/F Time Delay

6.9.6. Protección de falla interruptor (50BF).

Para la protección de fallo de interruptor se dispone de dos criterios:

- Comprobar si la intensidad después de una orden de disparo en las tres fases, se ha situado por debajo de un valor límite parametrizado,
- Evaluar el contacto auxiliar del interruptor de potencia para las funciones de protección, en las que el criterio de intensidad, eventualmente, puede no ser determinante, como p. ej., la protección de frecuencia, la protección de tensión, la protección de falta a tierra del rotor.

Si después de recibir una señal de disparo, el interruptor de potencia no abre dentro de un tiempo ajustable (por falla en el interruptor de potencia), entonces se generará una señal de disparo hacia el/los interruptores aguas arriba que puedan aislar la falla eléctrica.

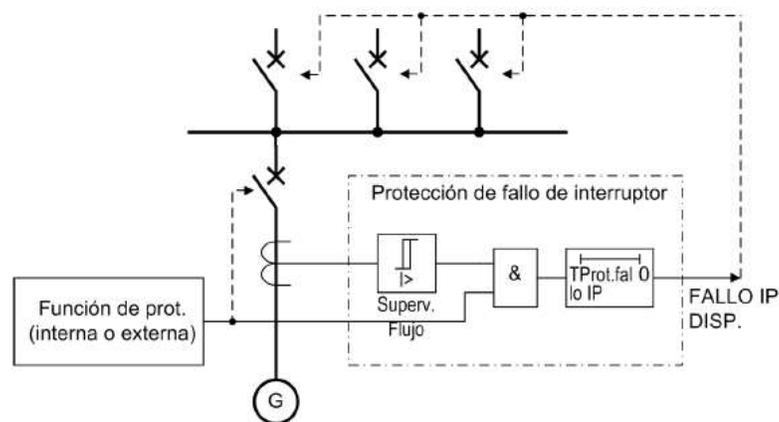


Fig. 6.8.6.1 Esquema de la protección de falla interruptor 50BF.

El arranque de la función de falla interruptor será activado bajo dos condiciones:

- Activación de las funciones de protección internas del 7UM62 o un conjunto de señales implementadas mediante una lógica implementada en el CFC.
- Orden de arranque externo mediante una entrada binaria (BI7)

Tabla 6.8.6.1 Ajustes de la protección de falla interruptor 50BF.

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
7001	BREAKER FAILURE	OFF, ON, Block relay	ON	Breaker Failure Protection
7002	TRIP INTERN	OFF, BO12, CFC	CFC	Start with Internal TRIP Command
7003	CIRC. BR. I>	0.20 .. 10.00 A	1.00 A	Supervision Current Pickup
7004	TRIP-Timer	0.06 .. 60.00 sec; oo	0.25 sec	TRIP-Timer

6.9.7. Protección de subtensión (27).

La protección de subtensión será habilitada para detectar la reducción de tensión en los generadores y evitar condiciones de servicio no permisibles y una posible pérdida de estabilidad.

El relé toma como parámetro de medida, para esta función de protección, la tensión de secuencia positiva para evitar las influencias que pueden generar las fallas asimétricas y fallas entre polos, ofreciendo ventajas en la evaluación de los problemas asociados a la estabilidad del sistema.

La función de subtensión será ajustada en dos etapas, la primera etapa con 75% y un tiempo de 3.5 segundos para permitir la acción de control de los reguladores (AVR) y una segunda etapa con 65% con un retardo de 1 segundo.

Tabla 6.8.7.1 Ajustes de la protección por subtensión.

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
4001	UNDERVOLTAGE	OFF, ON, Block relay	ON	Undervoltage Protection
4002	U<	10.0 .. 125.0 V	86.3 V	U< Pickup
4003	T U<	0.00 .. 60.00 sec; oo	3.50 sec	T U< Time Delay
4004	U<<	10.0 .. 125.0 V	74.8 V	U<< Pickup
4005	T U<<	0.00 .. 60.00 sec; oo	1.0 sec	T U<< Time Delay
4006A	DOUT RATIO	1.01 .. 1.2	1.05	U<, U<< Drop Out Ratio

6.9.8. Protección de sobretensión (59).

La protección contra sobretensión tiene como objetivo proteger la máquina eléctrica y las partes de la instalación unidas a ésta contra aumentos de tensión inadmisibles y con ello contra problemas de aislamiento.

La función de sobre tensión será ajustada en dos etapas, la primera etapa con 115% y un tiempo de 3.5 segundos para permitir la acción de control de los reguladores (AVR) y una segunda etapa con 130% con un retardo de 1 segundo.

Tabla 6.8.8.1 Ajustes de la protección por sobretensión.

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
4101	OVERVOLTAGE	OFF, ON, Block relay	ON	Overvoltage Protection
4102	U>	30.0 .. 170.0 V	132.3 V	U> Pickup
4103	T U>	0.00 .. 60.00 sec; f	3.50 sec	T U> Time Delay
4104	U>>	30.0 .. 170.0 V	149.5 V	U>> Pickup
4105	T U>>	0.00 .. 60.00 sec; f	1.0 sec	T U>> Time Delay
4106A	DOUT RATIO	0.90 .. 0.99	0.95	U>, U>> Drop Out Ratio
4107A	VALUES	U-ph-ph U-ph-e	U-ph-ph	Measurement Values

6.9.9. Protección de máxima y mínima frecuencia (81U/81O).

Para los ajustes de máxima y mínima frecuencia 81U/81, se tomara como referencia los ajustes considerados por el comité de operación del sistema (COES) en el los esquemas de rechazo de carga u generación en el SEIN.

Tabla 6.8.9.1 Ajustes de la protección por máxima y mínima frecuencia.

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
4201	O/U FREQUENCY	OFF, ON, Block relay	OFF	Over / Under Frequency Protection
4203	f1 PICKUP	40.00 .. 66.00 Hz	55.00 Hz	f1 Pickup
4204	T f1	0.00 .. 600.00 sec	2.00 sec	T f1 Time Delay
4206	f2 PICKUP	40.00 .. 66.00 Hz	57.00 Hz	f2 Pickup
4207	T f2	0.00 .. 100.00 sec	5.00 sec	T f2 Time Delay
4209	f3 PICKUP	40.00 .. 66.00 Hz	62.00 Hz	f3 Pickup
4210	T f3	0.00 .. 100.00 sec	5.00 sec	T f3 Time Delay
4212	f4 PICKUP	40.00 .. 66.00 Hz	62.00 Hz	f4 Pickup
4213	T f4	0.00 .. 100.00 sec	2.00 sec	T f4 Time Delay
4214	THRESHOLD f4	Automatic, f>, f<	automatic	Handling of Threshold Stage f4
4215	Umin	10.0 .. 125.0 V; 0	65 %	Minimum Required Voltage for Operation

Comentarios: Estos ajustes deberán ser validados en campo durante la etapa de comisionamiento de las unidades para cualquier requerimiento adicional.

6.9.10. Protección por sobrecorriente 51V - 50

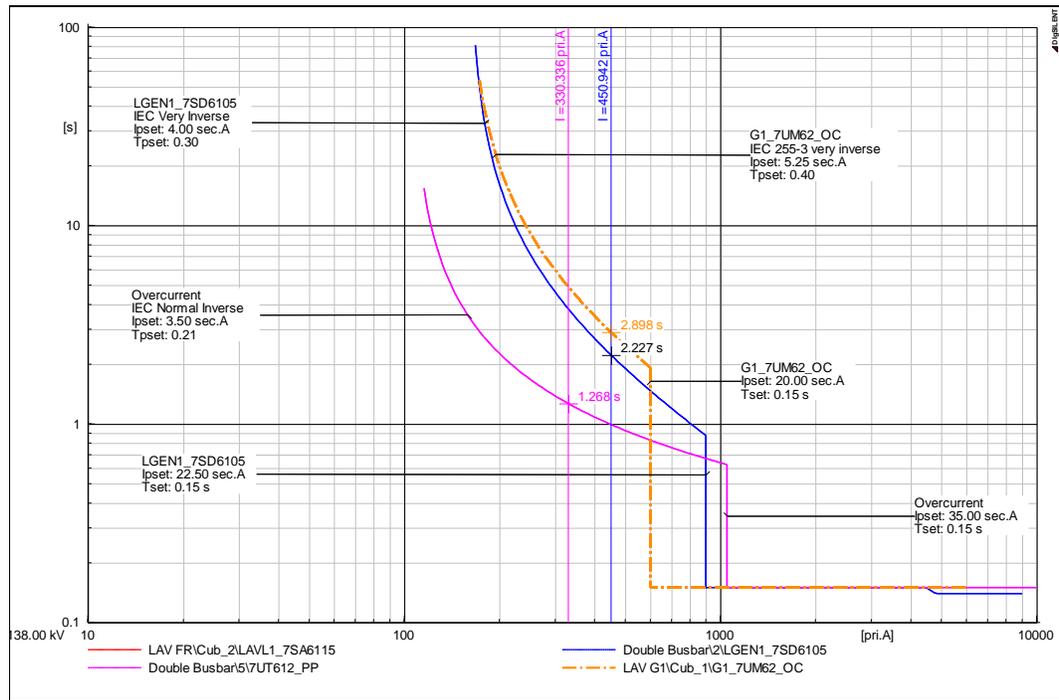
Los ajustes de sobrecorriente han sido determinados de acuerdo a la “coordinación” con los ajustes de las funciones de sobrecorriente “aguas arriba” verificando que exista una adecuada selectividad.

Tabla 6.8.10.1 Ajustes dela protección de sobrecorriente.

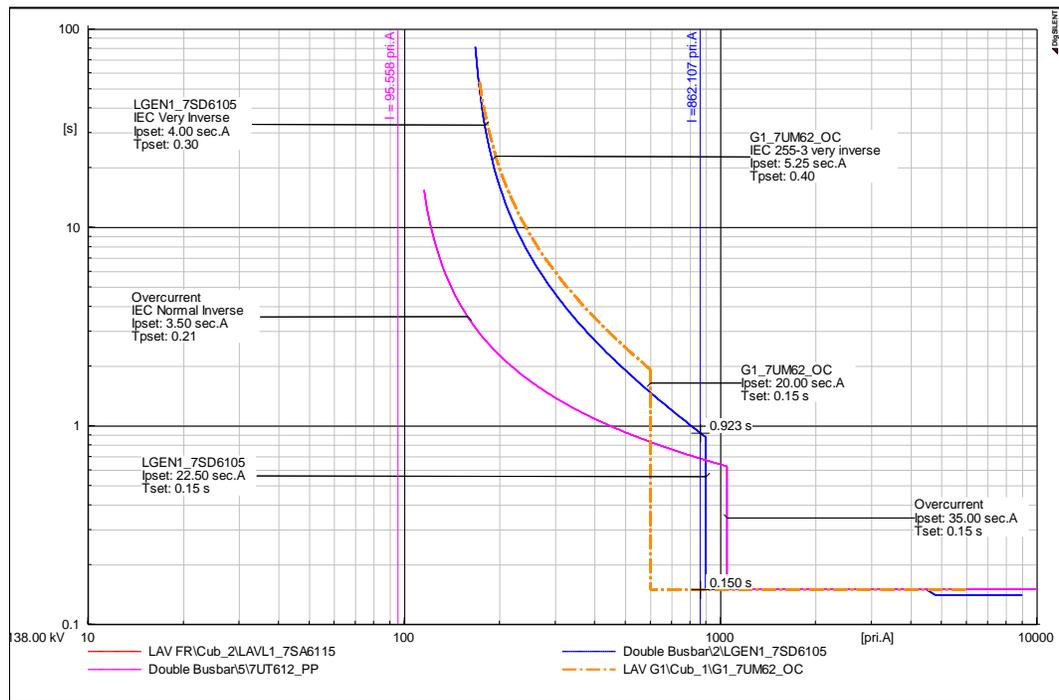
Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
1401	O/C Ip	OFF, ON, Block relay	ON	Inverse O/C Time Protection Ip
1402	Ip	0.50 .. 20.00 A	5.25 A	Ip Pickup
1403	T Ip	0.05 .. 3.20 sec; oo	0.40 sec	T Ip Time Dial
1405	IEC CURVE	Normal Inverse Very Inverse Extremely Inv.	Very Inverse	IEC Curve
1407	VOLT. INFLUENCE	without Volt. controll. Volt. restraint	without	Voltage Influence
1408	U<	10.0 .. 125.0 V	75.0 V	U< Threshold for Release Ip

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
1201	O/C I>	OFF, ON, Block relay	OFF	Overcurrent Time Protection I>
1202	I>	0.25 .. 100.00 A	20 A	I> Pickup
1203	T I>	0.00 .. 60.00 sec; f	0.15 sec	T I> Time Delay
1204	U< SEAL-IN	ON OFF	OFF	State of Undervoltage Seal-in
1205	U<	10.0 .. 125.0 V	80.0 V	Undervoltage Seal-in Pickup
1206	T-SEAL-IN	0.10 .. 60.00 sec	4.00 sec	Duration of Undervoltage Seal-in
1207A	I> DOUT RATIO	0.90 .. 0.99	0.95	I> Drop Out Ratio

Verificación de la selectividad para fallas en barras de 138kV



Verificación de la selectividad para fallas en barras de 138kV



6.9.11. Protección de potencia inversa (32).

La protección de potencia inversa sirve como protección de una unidad turbina generador cuando en caso de falla o pérdida de la energía motriz, el generador síncrono actúa como motor y pone en marcha la turbina recibiendo de la red la potencia de arrastre necesaria. Este estado supone un riesgo para los álabes de la turbina y debe subsanarse en un breve período de tiempo abriendo el interruptor de la red.

El nivel de operación de la función de potencia inversa será ajustado con un arranque de -3% (Reflejado al lado secundario -2.6%) y una temporización de 10 Segundos para evitar su mala operación durante los regímenes de toma de carga.

Tabla 6.8.11.1 Ajustes de la protección por potencia inversa.

ddr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
3101	REVERSE POWER	OFF, ON, Block relay	ON	Reverse Power Protection
3102	P> REVERSE	-30.00 .. -0.50 %	-2.6 %	P> Reverse Pickup
3103	T-SV-OPEN	0.00 .. 60.00 sec; oo	10.00 sec	Time Delay Long (without Stop Valve)
3104	T-SV-CLOSED	0.00 .. 60.00 sec; oo	1.00 sec	Time Delay Short (with Stop Valve)
3105A	T-HOLD	0.00 .. 60.00 sec; oo	0.00 sec	Pickup Holding Time

6.9.12. Protección por sobrecorriente de secuencia negativa (46).

Esta protección de habilita para proteger a las unidades contra condiciones de desbalance que generan corrientes con componente de secuencia negativa, la cual actúa frente al rotor con el doble de la frecuencia. Además, se pueden detectar cortocircuitos monofásicos y bifásicos en los cuales las intensidades de falta son menores que las intensidades máximas de carga.

Para determinar el ajuste por sobrecalentamiento térmico se toma como referencia base la máxima corriente de secuencia negativa admisible de manera permanente por el generador. Para generadores hasta 100 MVA, con rotores de polos lisos como mínimo se debe considerar entre el 6% al 8%, y para unidades con rotores de polos salientes se debe considerar como mínimo el 12% de la intensidad nominal del generador.

Para el caso de los generadores de la C.H. LA VIRGEN consideramos 8% de corriente de secuencia negativa reflejado al lado secundario.

$$I_{2 > \text{Sec}} = 8 \cdot \left(\frac{1311.17}{1500} \right) = 6.99$$

Considerando un factor $K=20$ para la operación del generador en el lado primario, se calcula el valor de ajuste en valores secundarios como lo especifica el manual de fabricante:

$$K_{Sec} = K_{Prim} \cdot \left(\frac{I_{N Gen}}{I_{N CT Prim}} \right)^2 = 20 \cdot \left(\frac{1311.17}{1500} \right)^2 = 15.28$$

Este valor es afectado por un factor de 80% ($15.28 \cdot 0.8 = 12.22$) para garantizar que la curva de operación del relé se encuentre por debajo de curva de daño del generador.

Para la condición de desbalance por fallas asimétricas que presentan altos niveles de corriente, se cuenta con un segundo umbral el cual será ajustado al 65% con una temporización de 3 segundos.

Tabla 6.8.12.1 Ajustes de la protección por secuencia negativa.

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
1701	UNBALANCE LOAD	OFF ON Block relay	ON	Unbalance Load Protection
1702	I2>	3.0 .. 30.0 %	7 %	Continuously Permissible Current I2
1703	T WARN	0.00 .. 60.00 sec; oo	20.00 sec	Warning Stage Time Delay
1704	FACTOR K	1.0 .. 100.0 sec; oo	12 sec	Negativ Sequence Factor K
1705	T COOL DOWN	0 .. 50000 sec	3125 sec	Time for Cooling Down
1706	I2>>	10 .. 200 %	57 %	I2>> Pickup
1707	T I2>>	0.00 .. 60.00 sec; oo	3.00 sec	T I2>> Time Delay

La protección térmica de secuencia negativa cuenta con la siguiente característica de disparo:

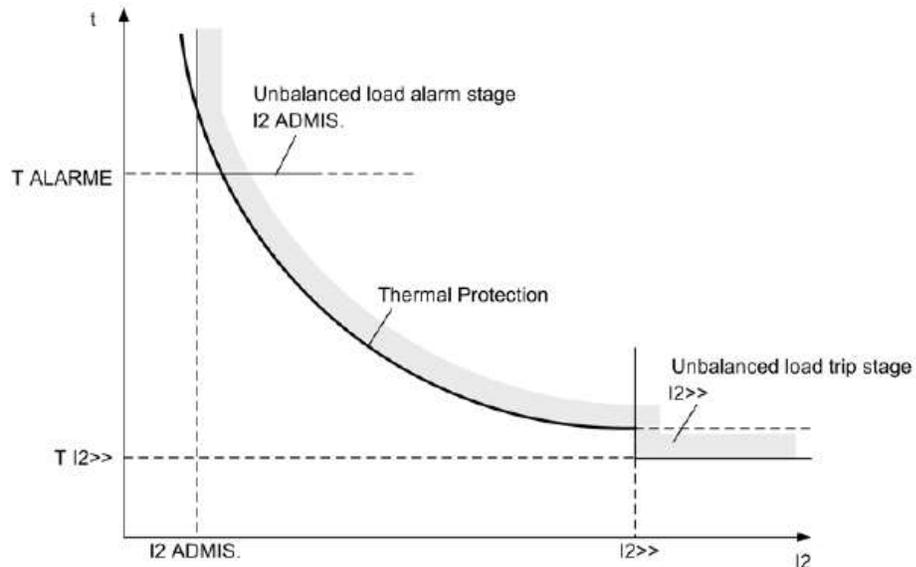


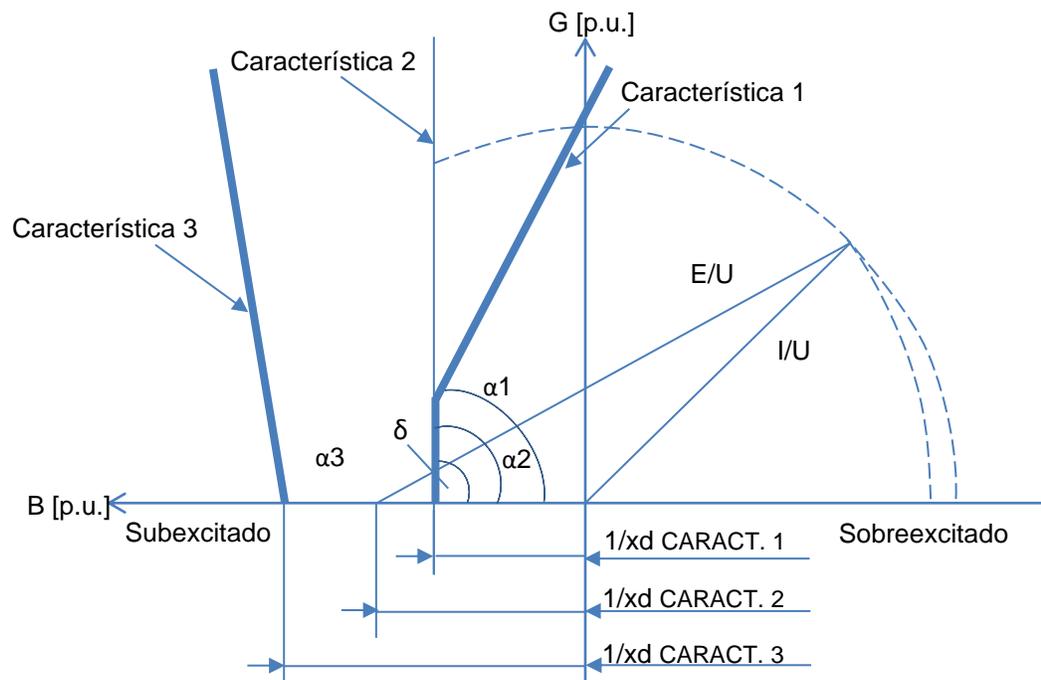
Fig. 6.8.12.1 característica de la protección por secuencia negativa.

6.9.13. Protección por pérdida de excitación (40).

La protección de pérdida de excitación o pérdida de campo, protege a un generador en caso de fallas en el sistema de excitación o en el regulador de tensión y de sobrecalentamientos locales en el rotor por límites de capacidad. Además impide que la pérdida de excitación de grandes generadores ponga en peligro la estabilidad de la red.

La detección de la condición de pérdida de excitación se realiza mediante la evaluación de la admitancia calculada en base a la medición de tensiones y corrientes de secuencia positiva garantizando una adecuada estimación aún bajo condiciones de corrientes/tensiones asimétricas.

En el siguiente gráfico se muestra el plano de operación del generador basado en la admitancia (P/U^2 ; $-Q/U^2$), con el límite de estabilidad estático que corta el eje reactivo en los límites de $1/X_d$ (inverso de la reactancia longitudinal síncrona), sobre el cual se definen las características de operación de la protección por subexcitación.



$$G \text{ [p. u.]} = \frac{P/SN}{(U/UN)^2} \cdot \text{Valor de conductancia en p. u.}$$

$$B \text{ [p. u.]} = \frac{-Q/SN}{(U/UN)^2} \cdot \text{Valor de suceptancia en p. u.}$$

Fig. 6.8.13.1 característica de la protección por pérdida de excitación.

Para los cálculos de los ajustes de las características de la protección de subexcitación, se consideran los lineamientos establecidos por el fabricante.

(3002) 1/Xd CARACT. 1: 0.76

Para el ajuste en la protección se convierten los valores de referencia de acuerdo a la siguiente expresión:

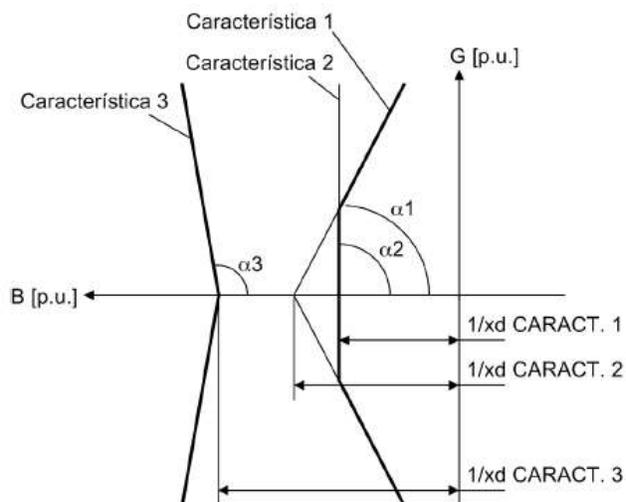
$$\frac{1}{X_{dsec}} = \frac{1}{X_{dMaq}} \cdot \frac{I_{NMaquina}}{U_{NMaquina}} \cdot \frac{I_{NTransf. prim}}{U_{NTransf. prim}} = 0.72$$

A este resultado se le afecta de un factor de seguridad de 1.05

ANGULO 1: 80° (Ajuste recomendado por el fabricante)

(3002) 1/xd CARACT. 2: 0.68

Se ajusta a un valor aproximado de 0.9 de la primera característica debido al requerimiento de la mínima excitación para regímenes de bajas potencias, bajo esta consideración la curva de la característica 1 es cortada por la curva de la característica 2.



ANGULO 2: 90° (Ajuste recomendado por el fabricante)

Los tiempos de retardo **T CHAR. 1** y **T CHAR. 2** serán ajustados con el mismo valor de 10 segundos, para permitir en primera instancia la acción del regulador de tensión (AVR).

(3008) 1/xd CARACT. 3: 1.1

Esta característica sirve para adaptar la protección a los límites de estabilidad dinámica de la unidad, se toma como referencia un valor intermedio entre la reactancia longitudinal síncrona x_d y la reactancia transitoria x_d' ; debiendo verificar que el valor sea mayor que 1. Debido a que el promedio de las reactancias descritas es menor a uno se escoge el ajuste de seguridad de 1.1.

ANGULO 2: 90° (Ajustes recomendado por el fabricante)

El tiempo de retardo **T CHAR. 3** será ajustado en un tiempo corto de 0.3 seg.

Tabla 6.8.13.1 Ajustes de la protección por pérdida de excitación

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
3001	UNDEREXCIT.	OFF ON, Block relay	ON	Underexcitation Protection
3002	1/xd CHAR. 1	0.20 .. 3.00	0.76	Susceptance Intersect Characteristic 1
3003	ANGLE 1	50 .. 120 °	80 °	Inclination Angle of Characteristic 1
3004	T CHAR. 1	0.00 .. 60.00 sec; oo	10.00 sec	Characteristic 1 Time Delay
3005	1/xd CHAR. 2	0.20 .. 3.00	0.68	Susceptance Intersect Characteristic 2
3006	ANGLE 2	50 .. 120 °	90 °	Inclination Angle of Characteristic 2
3007	T CHAR. 2	0.00 .. 60.00 sec; oo	10.00 sec	Characteristic 2 Time Delay
3008	1/xd CHAR. 3	0.20 .. 3.00	1.10	Susceptance Intersect Characteristic 3
3009	ANGLE 3	50 .. 120 °	90 °	Inclination Angle of Characteristic 3
3010	T CHAR 3	0.00 .. 60.00 sec; oo	0.30 sec	Characteristic 3 Time Delay
3011	T SHRT Uexc<	0.00 .. 60.00 sec; oo	0.50 sec	T-Short Time Delay (Char. & Uexc<)
3012	EXCIT. VOLT.	ON OFF	OFF	State of Excitation Volt. Supervision
3013	Uexcit. <	0.50 .. 8.00 V	2.00 V	Excitation Voltage Superv. Pickup
3014A	Umin	10.0 .. 125.0 V	25.0 V	Undervoltage blocking Pickup

6.9.14. Protección por sobre excitación (24).

La protección de sobreexcitación sirve para detectar una elevada inducción inadmisible en generadores y transformadores.

El aumento de la inducción por encima del valor nominal conduce rápidamente a la saturación del núcleo de hierro y a grandes pérdidas debidas a corrientes de Foucault.

La protección de sobreexcitación mide el cociente tensión U/frecuencia f, que es proporcional al cociente entre inducción B y la inducción nominal B_N. La tensión y la frecuencia están referidas a valores nominales del objeto a proteger (generador, transformador).

$$B \sim \frac{U}{f} \cdot \frac{B}{B_{N \text{ Maquina}}} = \frac{\left(\frac{U}{B_{N \text{ Maquina}}}\right)}{\left(\frac{f}{f_N}\right)} = \frac{U}{f}$$

Para el cálculo de la condición de sobre excitación, el relé toma como medición el máximo valor de las tres tensiones fase-fase.

La protección de sobreexcitación contiene dos curvas características escalonadas y una curva característica térmica para reproducir en aproximación el calentamiento que sufre el objeto a proteger debido a la sobreexcitación.

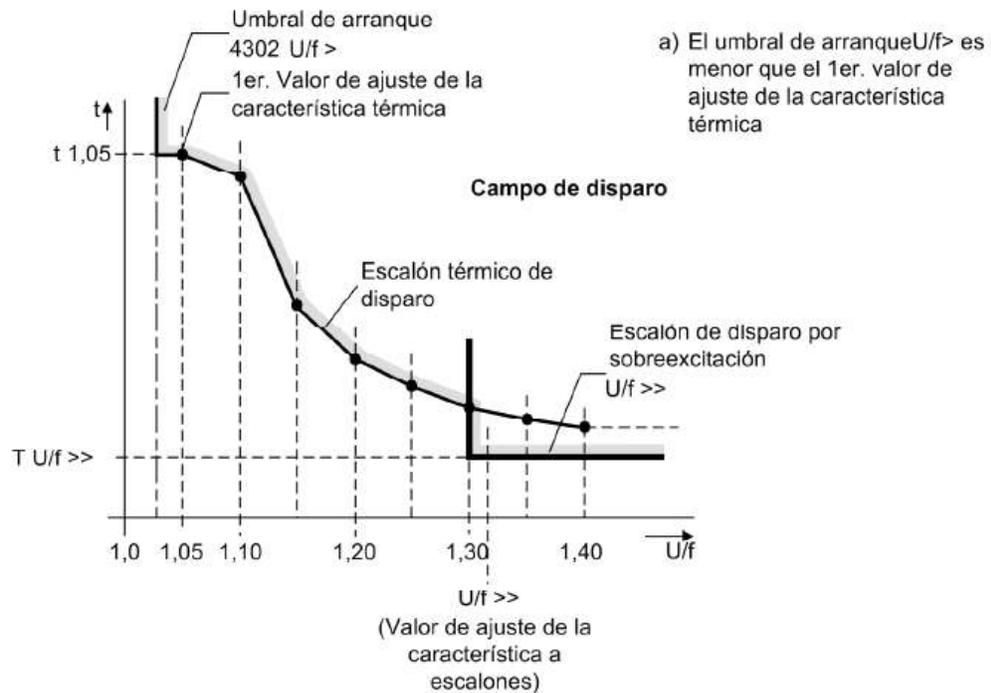


Fig. 6.8.14.1 Característica de la protección por sobreexcitación

Para esta protección se consideran los ajustes recomendados por el fabricante el cual es adecuado para la aplicación de la protección de los generadores.

Tabla 6.8.14.1 Ajustes de la protección por sobreexcitación

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
4301	OVEREXC. PROT.	OFF, ON, Block relay	ON	Overexcitation Protection (U/f)
4302	U/f >	1.00 .. 1.20	1.10	U/f > Pickup
4303	T U/f >	0.00 .. 60.00 sec; oo	10.00 sec	T U/f > Time Delay
4304	U/f >>	1.00 .. 1.40	1.40	U/f >> Pickup
4305	T U/f >>	0.00 .. 60.00 sec; oo	1.00 sec	T U/f >> Time Delay
4306	t(U/f=1.05)	0 .. 20000 sec	20000 sec	U/f = 1.05 Time Delay
4307	t(U/f=1.10)	0 .. 20000 sec	6000 sec	U/f = 1.10 Time Delay
4308	t(U/f=1.15)	0 .. 20000 sec	240 sec	U/f = 1.15 Time Delay
4309	t(U/f=1.20)	0 .. 20000 sec	60 sec	U/f = 1.20 Time Delay
4310	t(U/f=1.25)	0 .. 20000 sec	30 sec	U/f = 1.25 Time Delay
4311	t(U/f=1.30)	0 .. 20000 sec	19 sec	U/f = 1.30 Time Delay
4312	t(U/f=1.35)	0 .. 20000 sec	13 sec	U/f = 1.35 Time Delay
4313	t(U/f=1.40)	0 .. 20000 sec	10 sec	U/f = 1.40 Time Delay
4314	T COOL DOWN	0 .. 20000 sec	3600 sec	Time for Cooling Down

6.9.15. Protección de falla a tierra del rotor (64) – Empleo del módulo 7XR6100

La protección de falta a tierra del rotor sirve para detectar fallas a tierra en el circuito de excitación de máquinas síncronas. Un cortocircuito en el arrollamiento de la excitatriz no provoca ciertamente como consecuencia un daño inmediato; pero la aparición de un segundo cortocircuito significa el cierre del arrollamiento de la excitatriz. Puede llegar a producirse desequilibrios magnéticos que por sus fuerzas mecánicas extremadamente altas dan lugar a la destrucción de la máquina.

Para la protección de falla a tierra rotor será implementada mediante la medición de corriente mediante el accesorio de acoplamiento 7XR6100.

En el circuito del módulo de acoplamiento 7XR6100 se genera una corriente, la cual es medida por el relé en la entrada I_{EE}

Si la intensidad de medida I_{RE} supera un valor fijo ajustado internamente (100 mA), se decide que hay una falla a tierra de baja resistencia ($R_E \approx 0$), independientemente del cálculo de la resistencia. Si esta intensidad no alcanza el valor fijo ajustado internamente de 0,3 mA, se decide $R_E \rightarrow \infty$, independientemente del cálculo de la resistencia.

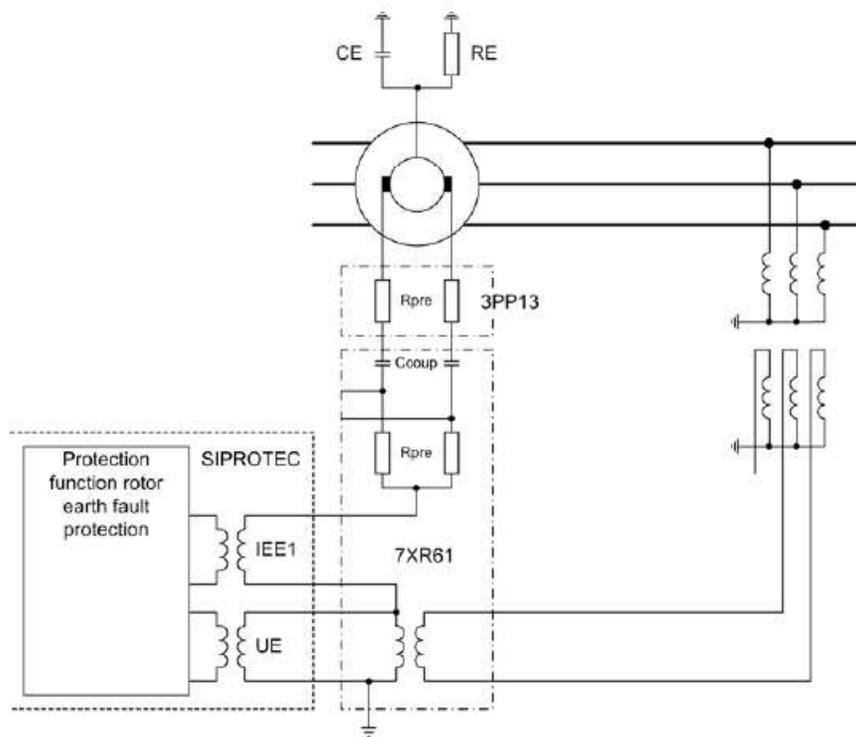


Fig. 6.8.15.1 Esquema de la protección de falla tierra rotor (64) – Módulo 7XR6100

La protección de falta a tierra del rotor sólo se habilita y accesible si en la configuración de función se ha ajustado bajo la dirección **160 F/T ROTOR. = disponible.** Se debe estar ajustado el parámetro de configuración 223 UE CONECTADO = rotor.

Tabla 6.8.15.1 Ajustes de la protección de falla tierra rotor (64).

Addr.	Parameter	Setting Options	Setting	Comments
6001	ROTOR E/F	OFF, ON, Block relay	ON	Rotor Earth Fault Protection (R, fn)
6002	RE< WARN	3.0 .. 30.0 k:	10.0 k:	Pickup Value of Warning Stage Re<
6003	RE<< TRIP	1.0 .. 5.0 k:	2.0 k:	Pickup Value of Tripping Stage Re<<
6004	T-WARN-RE<	0.00 .. 60.00 sec; oo	10.00 sec	Time Delay of Warning Stage Re<
6005	T-TRIP-RE<<	0.00 .. 60.00 sec; oo	0.50 sec	Time Delay of Tripping Stage Re<<
6006	X COUPLING	-100 .. 800 :	398	Coupling Reactance
6007	R SERIES	0 .. 999 :	50	Series Resistance (e.g. Meas. Brushes)
6008	I RE<	1.0 .. 50.0 mA; 0	2.0 mA	Pickup Value of Failure Detection Ire<
6009	PHI I RE	-15.0 .. 15.0 °	0.0 °	Correction Angle for Ire

Comentario: Estos ajustes deberán ser verificados en campo durante las pruebas de comisionamiento y fin de verificar y/o establecer los ajustes óptimos.

7. Esquema de Desconexión.

7.1. Desconexión de una unidad de la C.H. LA VIRGEN.

De acuerdo al análisis de contingencias (N-1) realizadas en los flujos de carga, se ha evidenciado que para el caso de la indisposición de la línea L-1702 (CARIPA – CARHUAMAYO) se presentan sobrecargas entre 120-130% en los transformadores de la S.E. OROYA cuando las C.H. LA VIRGEN y la C.H. H1 se encuentren operando con su máxima capacidad de generación (todos los grupos en servicio).

Para superar esta condición de sobrecarga en los transformadores de la S.E. OROYA, se requiere realizar: (i) la desconexión de la C.H. H1¹; y (ii) Reducir el despacho de un grupo de la C.H. LA VIRGEN cuando se encuentre operando en condición de máxima generación.

Se propone implementar un esquema de reducción de despacho de un grupo C.H. LA VIRGEN basado en la medición de potencia a través de la línea CARIPA – LA VIRGEN y la condición fuera de servicio de la línea L-1702 (CARIPA – CARHUAMAYO), bajo las siguientes premisas:

- La condición fuera de servicio de la línea L-1702 (CARIPA – CARHUAMAYO) será determinada mediante la posición del interruptor de bahía en la S.E. CARIPA, la misma que deberá ser cableada de manera física hacia los relés de distancia de la línea CARIPA – LA VIRGEN y será transmitida desde la S.E. CARIPA hacia la S.E. LA VIRGEN mediante la interconexión de la fibra óptica.
- La condición de potencia sobre en la línea CARIPA – LA VIRGEN deberá ser implementada mediante comparadores análogos en la lógica de los relés de distancia SIEMENS 7SA6115 de la S.E. LA VIRGEN, el cual deberá activar una

a) ¹ EGE Santa Ana y La Virgen SAC tienen vigente contrato adonde La Virgen SAC brindará el servicio de transporte de energía del proyecto C.H. H1 de propiedad de EGE Santa Ana. En dicho contrato se establece en la Cláusula 12, Numeral 12.1, literal h el siguiente: “...Sin perjuicio de lo dispuesto en la Concesión Definitiva de Transmisión, en caso de ocurrir cualquier restricción de carga y/u operación de las Instalaciones y/o el SEIN, EL CLIENTE (EGE Santa Ana) se encuentra obligado a cumplir con las medidas correctivas que disponga el COES, lo cual podría incluir **restringir la operación de la CH Renovandes H1 o su desconexión**. Además de esta obligación, EL CLIENTE deberá ejecutar los refuerzos más allá de la SE Caripa y/u observar y cumplir con lo dispuesto por el COES, para el seguro y oportuno transporte de la Capacidad Comprometida. En caso EL CLIENTE no cumpla con el refuerzo necesario en el sistema más allá de la SE Caripa, de forma diligente y oportuna, LA VIRGEN podrá hacer dicho refuerzo e incluir el monto invertido en la Retribución Anual...”

variable de permiso para la reducción de despacho si la potencia medida es superior o igual a 75MW (C.H. La Virgen + C.H. H1).

- El esquema de reducción de despacho será realizado desde los relés de distancia SIEMENS 7SA6115 de la S.E. LA VIRGEN, para lo cual se deberá programar una lógica condicionada al cumplimiento de las dos condiciones (Interruptor L-1702 abierto y potencia mayor a 75MW) y un temporizador de 10 segundos para emitir la señal de reducción.

Se recomienda que la señal de reducción del grupo, sea cableada desde los relés de distancia hacia el tablero del Gobernador de Velocidad y configurar en este último una señal de disparo en el SCADA responsable por el control de grupos de la C.H. LA VIRGEN.

Diagrama esquemático de la implementación del esquema de desconexión.

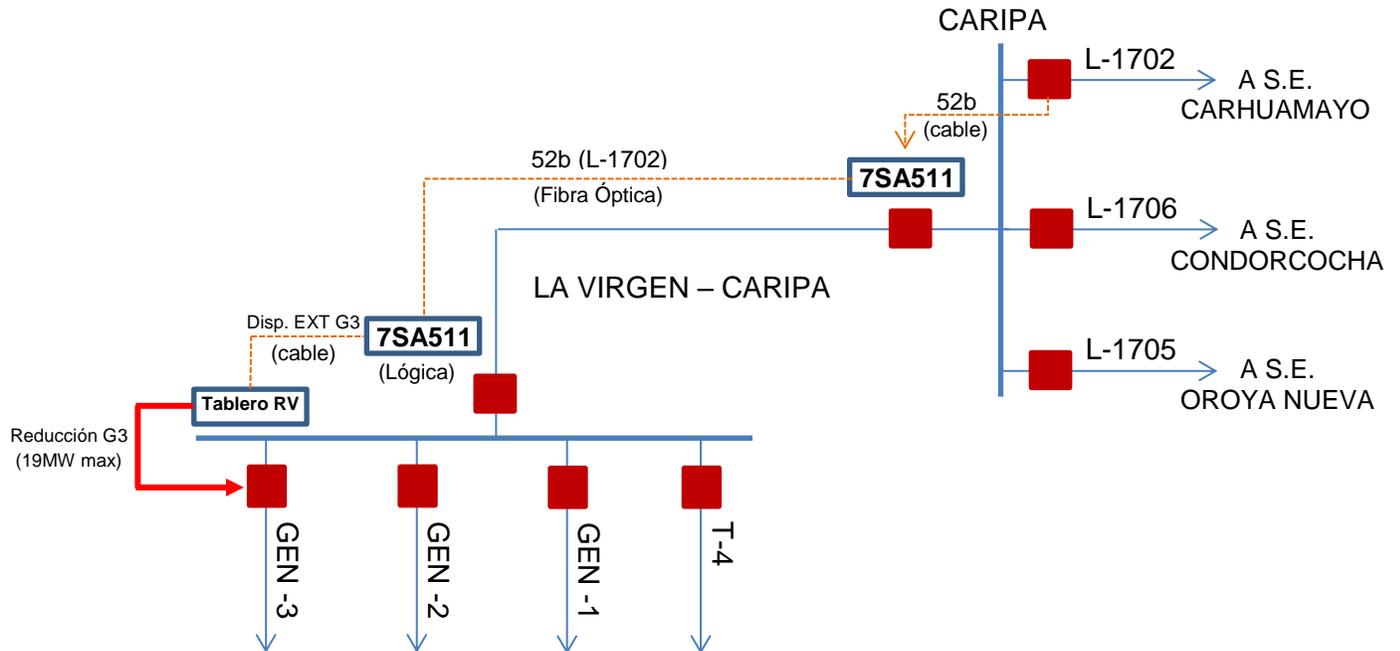


Fig. 7.1.1 Esquema de desconexión de la CH LA VIRGEN.

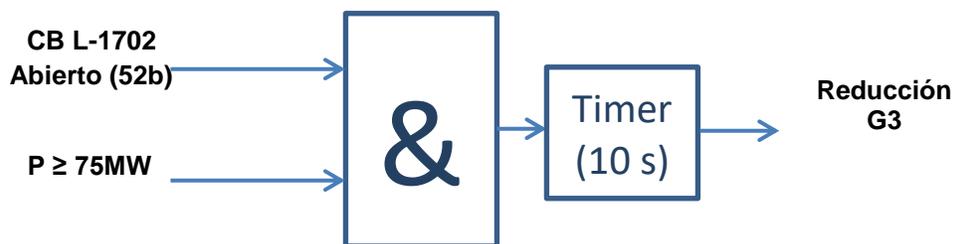


Fig. 7.1.2 Lógica para el esquema de desconexión de la CH LA VIRGEN.

Comentarios:

El esquema de reducción de despacho deberá ser implantando en los relés de distancia (Principal y respaldo) para garantizar su operación en caso de falla de uno de los relés.

El límite de potencia de 75MW garantiza que solo se realizará la reducción de despacho de la CH la virgen en condiciones de máxima generación que puede generar sobrecarga en los transformadores de la S.E. OROYA en caso de pérdida de la línea L-1702.

El temporizador de 10 segundos para para la ativación de ese sistema de reducción de despacho de un generador tiene como objetivo permitir que luego de la desconexión intempestiva de la línea L-1702 el sistema recobre un punto de operación estable y no realizar la desconexión durante el estado transitorio de perturbación de las unidades.

8. Conclusiones y Recomendaciones.**8.1. Sistemas de protección del proyecto.**

- De los análisis de los sistemas de protecciones realizados para el proyecto de la C.H. LA VIRGEN y subestación asociada, podemos concluir que dicho sistema puede ser incorporado en la red existente cumpliendo los requisitos establecidos para los sistemas de protección los cuales garantizan una adecuada operatividad.
- La protección principal para las protecciones para la línea CARIPA – LA VIRGEN 138kV, estará constituida por un sistema de protección de distancia enlazada mediante canales de fibra óptica, el cual a su vez permite la implementación de los esquemas de tele protección complementarios.
- Los esquemas de protección predominantes para las nuevas instalaciones de la C.H. LA VIRGEN incluyendo la S.E. de 138kV, son las protecciones unitarias con un adecuado traslape de protecciones diferenciales a fin de no tener zonas sin protección unitaria. Como respaldo se cuentan con las funciones de sobre corrientes con ajustes propuestos para obtener una adecuada “selectividad” tanto para las protecciones principales como para las protecciones de respaldo.
- Se deben implementar los ajustes en campo de acuerdo a los ajustes presentados en el anexo 4 y a los lineamientos establecidos en el capítulo 6.
- Como parte de los análisis de contingencias para los elementos de red asociados el proyecto, se ha recomendado un esquema de reducción de despacho para el caso de la indisponibilidad de la línea L-1702 (CARIPA – CARHUAMAYO), el cual deberá ser implementado de acuerdo a las recomendaciones establecidas en el capítulo 7.
- Se debe verificar en campo las correctas polaridades de los transformares de corriente respecto a la configuración de los relés de protección, con particular atención en aquellos que se incluyen en las protecciones diferenciales.

- Los ajustes planteados en el presente estudio deben ser implementados y probados en cada uno de los relés de protección antes de su puesta en servicio, estas pruebas deberán contemplar el desarrollo de las pruebas individuales y pruebas funcionales con disparos reales a los interruptores asociados.
- Los enlaces de comunicación para las protecciones de las líneas deben ser verificados y validados mediante pruebas END TO END, en donde se validará la operación de los esquemas de tele protección y la protección diferencial de línea corta propuestos en el presente documento.

8.2. Sistemas de protección existentes.

- En la S.E. CARIPA se ha implementado una nueva bahía en el esquema diferencial de barras el mismo que deberá ser agregado en la topología existente, así mismo se han propuesto ajustes para la protección diferencial en base a la nueva topología y se ha considerado la función falla interruptor de la nueva Bahía cuya implementación deberá culminar con la verificación de del re disparo a la propia bahía (E1) y el disparo definitivo hacia las demás bahías de la barra (E2) así como el envío del disparo por DDT hacia el extremo de la S.E. LA VIRGEN.

En base la configuración de barra simple y a la distribución de los transformadores de corriente de las 4 bahías que estarán en operación.

BAHIA	CT	CLASE	SATURACIÓN	Icc máximo
L1 (A S.E. OROYA NUEVA)	600/5	5P20	12kA	3.81kA
L2 (A S.E. CARHUAMAYO)	600/5	5P20	12kA	3.89kA
L3 (A S.E. CONDORCOCHA)	250/5	5P20	5kA	4.97 kA
L4 (A S.E. LA VIRGEN)	600/5	5P20	12kA	4.74 kA

se verifica que los transformadores de corriente cumplen con el grado de saturación de acuerdo a la máxima corriente de falla que circula por cada transformador de corriente considerando una falla máxima en la bahía cercana la barras de la S.E. CARIPA en el escenario de avenida máxima demanda 2018 (máxima contribución de falla).

De las 4 bahías que forman parte del esquema de la S.E. CARIPA, se aprecia que los transformadores de corriente de la bahía L3 (Salida a S.E. CONDORCOCHA) se encuentra cerca a su punto de saturación, por lo que se debe garantizar en campo que la carga secundaria a este núcleo este por debajo de su capacidad nominal debiendo ser verificado con una prueba de carga secundaria (BURDEN).

- El relé existente de la protección diferencial de barras de la S.E. CARIPA deberá ser parametrizado de acuerdo a las recomendaciones de ajustes descritos en el ítem 6.6.1.
- Como parte del análisis de selectividad de sobrecorriente se ha recomendado realizar cambios en los ajustes de sobrecorriente del relé de respaldo REX521 de la S.E. CONDORCOCHA – Bahía de salida Línea hacia S.E. CARIPA (L-1706).

Ajustes Actuales.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	NI	50	0.15	DT	145	0.4	NI	100	0.17	DT	1700	0

Ajustes Propuestos.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	NI	250	0.13	DT	1000	0.4	VI	100	0.4	DT	3000	0

- Como parte del análisis de sobrecorriente se ha recomendado realizar cambios en los ajustes de sobrecorriente de fases en los relés de respaldo de las líneas L-1702, L-1705 y L-1706 de la S.E. CARIPA 138kV, a fin de permitir el transporte de flujo de carga que se ve incrementado por estas líneas en condiciones de contingencias y permitir un despeje selectivo de las fallas en los terminales remotos tal como se detalla en el capítulo 6.1.3.

Bahía de salida hacia S.E. CARHUAMAYO L - 1702 (Relé SIEMENS – 7SJ62).**Ajustes Actuales.**

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	348	0.08	DT	1230	0	Inv alta	144	0.18	DT	1002	0

Ajustes Propuestos.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	540	0.05	DT	1980	0	Inv alta	144	0.18	DT	1002	0

Bahía de salida hacia S.E. OROYA NUEVA L - 1705 (Relé SIEMENS – 7SJ62).**Ajustes Actuales.**

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	348	0.08	DT	1230	0	Inv alta	108	0.22	DT	1200	0

Ajustes Propuestos.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	Inv alta	540	0.08	DT	2880	0	Inv alta	108	0.27	DT	1860	0

Bahía de salida hacia S.E. CONDORCOCHA L- 1706 (Relé SIEMENS – 7SJ62).

Ajustes Actuales.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	INV	240	0.15	DT	2500	0	DT	80	0.33	DT	2250	0

Ajustes Propuestos.

TC:500/5A, VT:138/0.11	Dir.	67P-1			67P-2			67N-1			67N-2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
	Fwd	INV	240	0.15	DT	4250	0	DT	80	0.33	DT	2250	0

- Como parte del análisis de la protección de distancia para las subestaciones remotas, se han establecido recomendaciones de cambios de ajustes que se resumen a continuación y deben ser implementados en campo.

S.E. CARHUAMAYO

Bahía de la línea L-1702 (CARHUAMAYO – CARIPA)

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	Z4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward	No-dir
Rn (Ω)	40	40	28.11	40	60	88.00
Xn (+)	21	30.15	9.46	30.15	62.94	69.23
Xn (-)						34.35
RnE	50	70	42.17	70	70	99.00
Tn 1 (Ω)	0	0.4	2.75	0	2	oo
Ang.	3	-	-	-	-	

S.E. OROYA NUEVA

Bahía de la línea L-1705 (OROYA NUEVA – CARIPA)

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z1B	Z4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward	Forward	No-dir
Rn (Ω)	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	66.0
Xn (+)	8.50	12.58	10.86	12.58	45.2	49.72
Xn (-)	-	-	-	-	-	22.00
RnE	50.00	60.00	60.00	60.00	60.00	66.0
Tn 1 (Ω)	0.00	0.40	2.75	0.0	2.00	oo
Ang.	4	-	-	-	-	

S.E. CONDORCOCHA

Bahía de la línea L-1706 (CONDORCOCHA – CARIPA)

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z4	Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward
X1 (ohm/p)	5.12	7.68	11.42	17.25	16.43
R1 (ohm/p)	2.45	3.66	4.53	1.25	6.0
X0 (ohm/p)	15.74	23.61	43.95	17.25	48.45
R0 (ohm/p)	5.09	7.65	11.38	1.25	16.43
RFPP (ohm/l)	10	20	30	40	40
RFPE (ohm/l)	20	30	40	5	50
tPP/tPE (Seg)	0	0.2	0.5	2	2.5

9. Referencias y estándares.

Para el desarrollo del presente informe se ha tomado como referencias las recomendaciones estandarizadas de manera global, así como las referencias nacionales de los organismos competentes que establecen los criterios y requisitos mínimos con el que todo sistema eléctrico debe contar.

- [1] IEEE Std 399. "IEEE Recommended Practices for Industrial and Commercial Power System Analysis"
- [2] IEEE Std 242. "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System"
- [3] Requisitos Mínimos Para Los Sistemas De Protección Del SEIN (COES - 2014).
- [4] Criterios De Ajuste y Coordinación De Los Sistemas De Protección Del SEIN (COES-2014).
- [5] Instrucion manual, Numerical Distance Protection Relay – SIPROTEC 7SA511
- [6] Instrucion Manual, Multifunctional Machine Protection – SIPROTEC 7UM62.
- [7] Instrucion Manual, Differential Protection – SIPROTEC 7UT6x.
- [8] Instrucion Manual, Differential Protection – SIPROTEC 7SD610.
- [9] Instrucion Manual, Differential Protection – SIPROTEC 7SA6.