

LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES 500 KV
AMPLIACIÓN DE BARRAS DE AYOLAS Y VILLA HAYES EN 500 KV

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN EN 500 KV YACIRETÁ – VILLA HAYES

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
ASUNCIÓN - PARAGUAY

01	28/04/18	Remitido para revisión y/o comentarios	C. Carlos	H. Trujillo	H. Trujillo
Rev.	Fecha:	Descripción de la revisión:	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:

Este documento es propiedad de PRESEL S.A.C. Este documento no puede ser copiado o transmitido a terceros sin autorización previa.

Título del documento:

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES – SEGUNDA ETAPA

Tipo del documento:

INFORME TÉCNICO

Estado:

EPR

N° Pág.:

192

Propietario:

Contratista:

Proyecto:

Documento N°:

Contrato/Oferta N°:

Comentario:

LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES 500 KV / BARRAS 500 KV

V.B. Contratista:

V.B. Supervisión:

V.B. Propietario:

Fecha:

Fecha:

Fecha:

DESCRIPCIÓN DE LA REVISIÓN

Rev. N°	Estado	Descripción de la Revisión
01	EPR	Emitido para revisión y/o comentarios

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL.....	3
1. INTRODUCCIÓN	6
2. OBJETIVO.....	6
3. METODOLOGIA	6
4. ALCANCE.....	7
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	7
6. DESCRIPCION DEL SISTEMA EN ESTUDIO.....	9
6.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L1 Y L2 C.H. YACYRETÁ – S.E. AYOLAS EN 500 KV	9
6.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. AYOLAS – S.E. VILLA HAYES EN 500 KV	9
6.3 REACTOR DE LÍNEA A VILLA HAYES EN AYOLAS 500 KV	9
6.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. VILLA HAYES – S.E. MD EN 500 KV	9
6.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIA TR01 Y TR02 DE S.E. AYOLAS 500/220 KV.....	9
6.6 TRANSFORMADORES DE POTENCIA TR01, TR02 Y TR03 DE S.E. VILLA HAYES 500/220 KV	10
7. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	12
7.1 METODOLOGÍA	12
7.2 CASOS SIMULADOS Y RESULTADOS	13
7.3 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO	14
7.3.1 <i>Capacidad De Ruptura De Los Interruptores De Potencia</i>	14
7.3.2 <i>Nivel De Saturación Y Daño Térmico De Los Transformadores De Corriente</i>	14
8. PROTECCIÓN DE BARRAS E INTERRUPTORES DE 500 KV DE LA S.E. AYOLAS	15
8.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS (87B) DEL RELÉ SIEMENS 7SS522.	15
8.2 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE AYOLAS	16
8.3 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE AYOLAS.....	16
8.4 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DE LOS RELÉS SIEMENS 7SS522 Y 7VK8.	20
8.5 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DE LOS INTERRUPTORES DE 500 KV DE AYOLAS	22
8.6 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DE LOS INTERRUPTORES DE 500 KV DE AYOLAS.....	23
9. PROTECCIÓN DE BARRAS E INTERRUPTORES DE 500 KV DE LA S.E. VILLA HAYES.....	26
9.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS (87B) DEL RELÉ ABB REB500.....	26
9.2 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE VILLA HAYES.....	28

9.3	VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE VILLA HAYES.....	29
9.4	CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DEL RELÉ REB500.....	33
9.5	AJUSTES ACTUALES DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DEL RELÉ REB500 DE VILLA HAYES34	
9.6	VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DEL RELÉ REB500 DE LA S.E. VILLA HAYES	35
9.7	CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR ETAPA 0 (END FAULT PROTECTION) DEL RELÉ REB500	36
9.8	AJUSTE ACTUAL DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR ETAPA 0 (END FAULT PROTECTION) DEL RELÉ REB500	37
9.9	VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR ETAPA CERO (END FAULT PROTECTION) DEL RELÉ REB500 DE LA S.E. VILLA HAYES	38
10.	PROTECCIÓN DE LÍNEA S.E. AYOLAS – S.E. VILLA HAYES EN 500KV	39
10.1	SITEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEA	39
10.1.1	<i>Esquemas De Protección</i>	39
10.2	AJUSTES PARA EL BLOQUE POWER SYSTEM	39
10.3	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA (87L)	42
10.3.1	<i>Característica De Operación De La Función Diferencial De Línea Del Relé 7SL87</i>	42
10.3.2	<i>Cálculo De Ajustes Para La Función De Diferencial De Línea Ayolas – Villa Hayes En 500 kV Para Ambos Extremos</i>	45
10.4	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21).....	47
10.4.1	<i>Característica De Operación De La Función De Distancia Del Relé 7SL87</i>	47
10.4.2	<i>Criterios De Ajustes Para La Protección De Distancia</i>	50
10.4.3	<i>Cálculo De Ajustes Para La Función De Distancia De La Líneas Ayolas – Villa Hayes en 500 kV</i>	52
10.4.4	<i>Revisión De Los Ajustes Actuales De La Función De Distancia De La Línea Ayolas – Yacyretá, Extremo Yacyretá En 500 kV</i>	59
10.4.1	<i>Revisión De Los Ajustes Actuales De La Función De Distancia De La Línea MD – Villa Hayes, Extremo MD En 500 kV</i>	60
10.5	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA (67N)	62
10.5.1	<i>Característica De Operación De La Función De Sobrecorriente Direccional A Tierra Del Relé 7SA87</i>	62
10.5.2	<i>Criterios De Ajustes Para La Protección De Sobrecorriente Direccional A Tierra</i>	62
10.5.3	<i>Cálculo De Ajustes Para La Función De Sobrecorriente Direccional A Tierra (67N) De La Línea Ayola – Villa Hayes en 500 kV</i>	63
10.6	FUNCIÓN DE TELEPROTECCIÓN (85).....	65
10.6.1	<i>Característica De La Función De Teleprotección Distancia (85-21)</i>	65
10.6.2	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Teleprotección Distancia (85-21) De La Línea Ayolas – Villa Hayes en 500 kV</i>	66
10.6.3	<i>Característica De La Función De Teleprotección Por Comparación Direccional (85-67N)</i>	66
10.6.4	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Teleprotección Por Comparación Direccional (85-67N) De La Línea Ayolas – Villa Hayes en 500 kV</i>	66
10.6.5	<i>Característica De La Función Weak Infeed y Eco</i>	67
10.6.6	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Weak Infeed y Eco De Ambos Extremos</i>	69
10.6.7	<i>Disparo Directo Transferido (DDT) De Ambos Extremos</i>	69
10.7	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN FASE 59 (59)	69
10.7.1	<i>Lógica De Operación De La Función De Sobretensión Fase Del Relé 7SL8</i>	70
10.7.2	<i>Ajustes Recomendados Para La Función Sobretensión Fase Del Relé 7SL8 De Ambos Extremos</i>	70
10.8	FUNCIÓN DE CIERRE SOBRE FALLA (SOTF).....	71
10.8.1	<i>Característica De La Función SOTF Del Relé 7SL8</i>	71
10.8.2	<i>Ajustes Recomendados Para La Función SOTF De Todas Las Líneas De Ayolas en 220 kV</i>	71
10.9	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE STUB DIFF	73

10.9.1	<i>Ajustes Actuales y Recomendados De La Función De Protección De Sobrecorriente Stub Diff De La Línea Ayolas – Villa Hayes En 500 kV</i>	73
10.10	FUNCIÓN DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA (68)	73
10.10.1	<i>Característica De La Función De Bloqueo Por Oscilación De Potencia Del Relé 7SL8</i>	74
10.10.2	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Bloqueo Por Oscilación De Potencia De La Línea Ayolas – Villa Hayes En 500 kV</i>	75
10.11	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE PASO (78)	75
10.11.1	<i>Característica De La Función De Pérdida De Paso Del Relé 7SL8</i>	75
10.11.2	<i>Cálculo De Ajustes Para La Función De Pérdida De Paso De La Línea Ayolas – Villa Hayes En 500 kV</i>	78
10.12	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE FASE	83
10.12.1	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Sobrecorriente Fase De La Línea De Ayolas – Villa Hayes en 500 kV – Ambos Extremos</i>	83
10.13	FUNCIÓN DE RECIERRE (79)	83
10.14	FUNCIÓN DE SINCRONISMO (25)	83
10.14.1	<i>Característica De La Función De Sincronización Del Relé 7SL8</i>	83
10.14.2	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Sincronización Del Relé 7SL8 – Ambos Extremos</i>	85
11.	PROTECCIÓN DEL REACTOR DE LÍNEA Y REACTOR DE NEUTRO DE AYOLAS 500KV	87
11.1	SITEMAS DE PROTECCIÓN DE LOS REACTORES	87
11.1.1	<i>Esquema De La Protección Del Reactor De Línea 500 KV</i>	87
11.2	AJUSTES GENERALES DEL REACTOR	89
11.3	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL REACTOR	90
11.3.1	<i>Característica De Operación De La Protección Diferencial De Transformador Del Relé 7UT86</i>	90
11.3.2	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Diferencial (87) Del Reactor De Línea 80 MVar</i>	91
11.4	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA RESTRINGIDA DEL REACTOR (87N)	93
11.4.1	<i>Característica De Operación De La Función De Falla A Tierra Restringida (87N) Del Reactor De 20 MVar</i>	93
11.4.2	<i>Ajustes Recomendados Para La Función De Falla A Tierra Restringida (87N) Del Reactor De Línea De 80 MVar</i>	94
11.5	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE FASE (50/51) LADO AT DE 500 KV	95
11.6	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TIERRA (50N/51N) LADO AT 500 KV	96
11.7	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR NEUTRO (50N/51N 1ph) DEL REACTOR DE LÍNEA	97
11.8	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN CONTRA FALLA INTERRUPTOR (50BF)	98

ANEXO I – Resultados De Las Simulaciones De Cortocircuito

ANEXO II – Planillas De Ajustes De Los Relés De Ayolas

ANEXO III – Planillas De Ajustes De Los Relés De Villa Hayes

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

SEGUNDA ETAPA:

INGRESO DE LA LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 KV AMPLACIÓN DE BARRAS DE AYOLAS Y VILLA HAYES EN 500 KV

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente ANDE (Administración Nacional De Electricidad) viene ejecutando las obras de Ampliación de la Subestación Ayolas 500/220 KV correspondiente al proyecto de Interconexión en 500 kV Yacyretá - Villa Hayes.

Como segunda etapa del proyecto, se tiene previsto el ingreso de la nueva línea que unirá la S.E. Ayolas con la S.E. Villa Hayes en 500 kV, por lo cual además de calcular los ajustes de protección de la nueva línea, se deberá revisar el ajuste actual de las protecciones de los elementos de red de las subestaciones colindantes en 500 kV. También se deberá adecuar la configuración de la protección de barras y falla interruptor existentes en ambas subestaciones.

2. OBJETIVO

El objetivo del presente estudio es indicar los ajustes a ingresar a los nuevos relés de protección de la línea Ayola – Villa Hayes en 500 kV y al sistema de protección de barras de las subestaciones Ayolas y Villa Hayes en 500 kV.

Otro objetivo del presente estudio es el de revisar los ajustes actuales de los relés locales y colindantes a las subestaciones de Ayolas y Villa Hayes en 500 kV ante la variación de la topología del sistema eléctrico, utilizando criterios adecuados con el fin de garantizar un correcto funcionamiento del sistema de protecciones ante un evento que influya de alguna manera sobre el sistema eléctrico, cumpliendo con los principios básicos de selectividad, sensibilidad, fiabilidad, velocidad y seguridad que todo sistema de protecciones debe cumplir.

3. METODOLOGIA

El cálculo de los ajustes de las protecciones se realizó en base a los parámetros eléctricos de los equipos a proteger y a los resultados de las simulaciones de cortocircuito realizados para el presente estudio.

Se tomó como base los ajustes actuales de los relés colindantes existentes.

Para la verificación de la selectividad entre las protecciones de la S.E. Ayolas se utilizó los ajustes actuales de las protecciones de la línea Yacyretá-Ayolas en 500kV y de la línea Villa Hayes – MD en 500kV; además de los transformadores de potencia de 500/220 kV de Ayolas y Villa Hayes.

4. ALCANCE

- Realizar los cálculos justificativos para el ajuste de las funciones de protección de los siguientes relés:

ITEM	SUBESTACIÓN	MODELO	DESCRIPCIÓN
1	AYOLAS	SIPROTEC 7SL8	Relé de protección de la línea a Villa Hayes 500 kV
2	AYOLAS	SIPROTEC 7UT8	Relé de protección del reactor de línea a Villa Hayes 500 kV
3	VILLA HAYES	SIPROTEC 7SL8	Relé de protección de la línea a Ayolas 500 kV

- Revisar los ajustes actuales de las protecciones actualmente en servicio de la S.E. Ayolas.

ITEM	SUBESTACIÓN	MODELO	DESCRIPCIÓN
1	AYOLAS	SIPROTEC 7SS5	Relé de protección diferencial de barra 500 kV
2	VILLA HAYES	REB500	Relé de protección diferencial de barra 500 kV
3	YACYRETÁ	SIPROTEC 7SL8	Relé de protección de la línea a Ayolas 500 kV
4	MD 500	SIPROTEC 7SL8	Relé de protección de la línea a Villa Hayes 500 kV

- Realizar las observaciones y recomendaciones del caso.

Igualmente se anexa los resultados de cortocircuito y las planillas de ajustes propuestos.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se recomienda ingresar todos los parámetros de ajustes indicados en el anexo II (planillas de ajustes) a los relés de protección de la nueva línea Ayolas – Villa Hayes 500 kV (en ambos extremos). Para el caso de los relés de protección ubicados en los extremos opuestos de las líneas de transmisión colindantes (extremo Yacyretá y MD), se recomienda realizar las modificaciones indicadas en el presente documento para mantener un respaldo remoto ante fallas en toda la nueva línea Ayolas – Villa Hayes.
- Se recomienda ingresar todos los parámetros de ajustes indicados en el anexo II (planillas de ajustes) a los relés de protección del reactor de la nueva línea Ayolas – Villa Hayes 500, de la S.E. Ayolas.
- Se recomienda ingresar todos los parámetros de ajustes indicados en el anexo II (planillas de ajustes) a los relés de protección de barras e interruptor de las subestaciones Ayolas y Villa Hayes en 500 kV.
- Se deberá verificar en campo la ubicación del punto estrella de los transformadores de corriente, en caso de no estar hacia el elemento protegido (transformador de potencia, línea o reactor), se deberá cambiar el parámetro “Neutral point in dir. of ref. obj.” de “YES” a “NO”.
- Del análisis de cortocircuito realizado se concluye que no existirán problemas con los equipos asociados a los sistemas de protección (interruptores y transformadores de corriente).

- A partir del diagrama unifilar de protecciones de la S.E. Ayolas 500 kV, se encontró que la toma de señales de corriente por parte de las protecciones diferenciales de línea y transformador no están siendo traslapadas en la celda II. Se recomienda realizar la distribución de las señales de corriente tal como está en la celda I, esto con la finalidad de no dejar zonas sin protección instantánea (ver punto 8.4).
- Debido a la posibilidad de que la línea Ayolas – Villa Hayes una dos sistemas con gran generación, es necesario un estudio de estabilidad que determine la posibilidad de habilitar la función de recierre, su tipo y tiempo muerto. Se recomienda mantener deshabilitada la función de recierre en una primera instancia.
- Con la finalidad de aislar ambos sistemas ante la detección de una oscilación de potencia inestable a través de la línea Ayolas – Villa Hayes, se habilitó solo en el extremo Villa Hayes, la función Pérdida De Paso “Out Of Step”.
- Debido a la longitud de la línea, se presenta una cantidad de corriente capacitiva que es detectada en solo un extremo cuando la línea se encuentra con poca carga o en vacío (extremo abierto), lo cual puede ocasionar un disparo indeseado por parte de la protección diferencial de línea. Con la finalidad de no insensibilizar la función de protección diferencial de línea para evitar el disparo por esta corriente diferencial, se recomienda adicionar el bloque de compensación de corriente capacitiva a la función de protección diferencial (Ic-compensat.), lo cual permitirá al relé tener un ajuste de arranque bajo sin correr el riesgo de disparo por corriente de carga capacitiva.
- La adición de la función pérdida de paso y el bloque adicional de compensación de carga de la función diferencial, requiere que el relé disponga de puntos de función adicionales. Se recomienda la revisión de los puntos disponibles en cada relé.
- Debido a la posibilidad de que la línea Ayolas – Villa Hayes una dos sistemas con gran generación, es necesario que el cierre del interruptor sea con la menor diferencia angular entre las tensiones de ambos sistemas. Por tal motivo, la función de sincronismo se parametrizó con modo de operación asíncrona, para que el cierre del interruptor sea justo por el paso por cero de la diferencia angular entre ambos sistemas. Esta función utiliza el tiempo de cierre del interruptor, el cual se obtuvo de los datos de placa del interruptor; sin embargo es recomendable actualizar este valor de ajuste con el tiempo de cierre obtenido de las pruebas en sitio del interruptor.

6. DESCRIPCION DEL SISTEMA EN ESTUDIO

El sistema en estudio está conformado por las líneas entre las subestaciones Yacyretá, Ayolas, Villa Hayes y MD en 500 kV; además de los transformadores de potencia 500/220 kV de las subestaciones Ayolas y Villa Hayes. La característica de los equipos involucrados en el estudio se describe a continuación:

6.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L1 Y L2 C.H. YACYRETÁ – S.E. AYOLAS EN 500 KV

Longitud	:	16 km
Capacidad nominal	:	1894 A
R1	:	0.0158 ohm/km
X1	:	0.2802 ohm/km
R0	:	0.0827 ohm/km
X0	:	0.5768 ohm/km

6.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. AYOLAS – S.E. VILLA HAYES EN 500 KV

Longitud	:	333 km
Capacidad nominal	:	1923 A
R1	:	0.026 ohm/km
X1	:	0.267 ohm/km
R0	:	0.295 ohm/km
X0	:	0.859 ohm/km

6.3 REACTOR DE LÍNEA A VILLA HAYES EN AYOLAS 500 KV

Potencia Nominal	:	80 MVar
Tensión Nominal	:	500 Kv

6.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. VILLA HAYES – S.E. MD EN 500 KV

Longitud	:	347 km
Capacidad nominal	:	1923 A
R1	:	0.02526 ohm/km
X1	:	0.26796 ohm/km
R0	:	0.3099 ohm/km
X0	:	1.11542 ohm/km

6.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIA TR01 Y TR02 DE S.E. AYOLAS 500/220 KV

Potencia Nominal	:	375/375/125 MVA
Tensión Nominal	:	500±2x2.5% / 220±8x1.25% / 13.8 kV
Frecuencia	:	50 Hz
Número de fases	:	3
Conexión	:	YNynd11
Vcc% TR01	:	
AT-MT	:	10.50 % (375 MVA)
MT-BT	:	7.45 % (125 MVA)
BT-AT	:	11.35 % (125 MVA)
Vcc% TR02	:	
AT-MT	:	10.52 % (375 MVA)
MT-BT	:	7.48 % (125 MVA)
BT-AT	:	11.38 % (125 MVA)

6.6 TRANSFORMADORES DE POTENCIA TR01, TR02 Y TR03 DE S.E. VILLA HAYES 500/220 KV

Potencia Nominal	:	600/600/200 MVA
Tensión Nominal	:	500±2x2.5% / 220±8x1.25% / 23 kV
Frecuencia	:	50 Hz
Número de fases	:	3
Conexión	:	YNynd11
Vcc% TR01	:	
AT-MT	:	10.90 % (600 MVA)
MT-BT	:	15.36 % (200 MVA)
BT-AT	:	19.72 % (200 MVA)
Vcc% TR02	:	
AT-MT	:	10.90 % (600 MVA)
MT-BT	:	15.36 % (200 MVA)
BT-AT	:	19.72 % (200 MVA)
Vcc% TR03	:	
AT-MT	:	10.90 % (600 MVA)
MT-BT	:	15.36 % (200 MVA)
BT-AT	:	19.72 % (200 MVA)

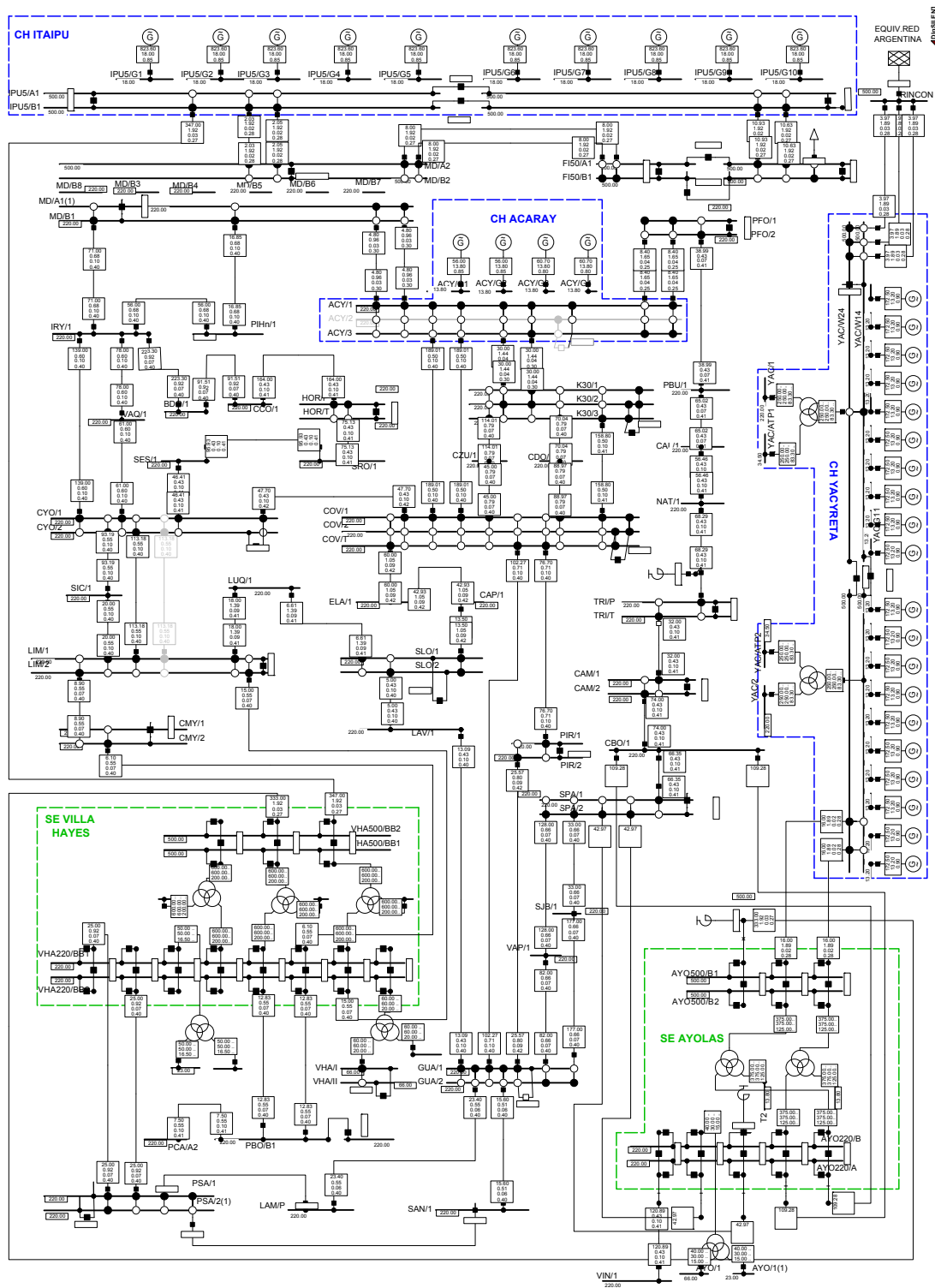


Figura 1 Diagrama Unifilar General Simplificado SEIN PARAGUAYO

7. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Las simulaciones de cortocircuito tienen como objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla en el área de influencia del proyecto, para una condición inicial en operación normal del sistema eléctrico en estudio.

Los resultados de las simulaciones permitirán:

- Verificar la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia.
- Verificar el nivel de saturación y daño térmico de los transformadores de corriente.
- Calcular los ajustes de los relés de protección.

7.1 METODOLOGÍA

- Para el análisis de coordinación de las protecciones y la evaluación de los transformadores de corriente se realizaron simulaciones de cortocircuito mediante el método COMPLETE (Corriente transitoria I_{ks}), el cual fue realizado sobre la base de una solución previa de flujo de carga.
- Para obtener las máximas corrientes de falla se han simulados fallas trifásicas y monofásicas francas en las barras y nodos ubicadas dentro del área en estudio. Se consideró en servicio las nuevas líneas de transmisión Ayolas – Villas Hayes y la segunda terna de Ayolas – Yacyretá en 500 kV.
- Para obtener las mínimas corrientes de falla se han simulados fallas bifásicas y monofásicas con resistencia de falla de 14 ohm y 30 ohm respectivamente, en las barras y nodos ubicadas dentro del área en estudio. No se consideró la nueva segunda terna Ayolas – Yacyretá en 500 kV.

Para fallas bifásicas: $R_{falla} = R_{arco2f}$

Para fallas monofásicas: $R_{falla} = R_{arco1f} + R_{PAT}$

Donde:

R_{arco2f} = resistencia de arco de falla fase-fase

R_{arco1f} = resistencia de arco de falla fase-tierra

R_{PAT} = resistencia de puesta a tierra de la torre (se considera un máximo de 20 ohm)

La resistencia de arco se obtiene de la fórmula de Warrington:

$$R_{arco} = \frac{28700 \cdot (S + 2 \cdot v \cdot t)}{I^{1.4}}$$

Donde:

S = distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso (metros)

I = Corriente de cortocircuito (A)

v = Velocidad del viento (m/s)

t = Tiempo de duración del cortocircuito (s)

Considerando una velocidad de viento de 10 m/s, una corriente de cortocircuito no mayor a 2.0 kA y distancias entre fases de 10.5 m y 4.5 m para fase-tierra, se obtiene una resistencia de arco fase-fase aprox. de 14 ohm y fase-tierra 10 ohm. Por este motivo se está utilizando resistencias de falla de 14 ohm para fallas bifásicas y 30 ohm (20 ohm de puesta a tierra) para fallas monofásicas para el análisis de coordinación de protecciones.

- Cabe aclarar que para el caso de cortocircuitos entre fases sin contacto a tierra (trifásica y bifásica), las fuentes que alimentan a la falla son los generadores y el aporte del sistema eléctrico interconectado. En el caso de cortocircuitos con contacto a tierra, además de los generadores con neutro a tierra a través de transformadores, también son fuentes de corrientes de secuencia cero los puntos de conexión a tierra, tal como sucede con los neutros puestos a tierra de las conexiones en estrella de los transformadores de potencia.
- Para evaluar la capacidad de corte de los interruptores, se realizaron las simulaciones de máxima corriente de cortocircuito bajo el método IEC 60909 (Corriente inicial de cortocircuito I_{kss}). Se consideró en servicio la segunda terna de Ayolas – Yacyretá en 500 kV; además de la operación en anillo cerrado en 220 kV (cerrado en Trinidad y Guarambare) del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

7.2 CASOS SIMULADOS Y RESULTADOS

Se han simulado los siguientes casos de cortocircuito para determinar la máxima corriente de cortocircuito la cual es utilizada para la evaluación de la capacidad de los interruptores de S.E. Ayolas y S.E. Villa Hayes 500kV:

- Cortocircuito trifásico franco (norma IEC 60909)
- Cortocircuito monofásico franco (norma IEC 60909)

Se han simulado los siguientes casos para determinar la máxima corriente de cortocircuito para el análisis de coordinación de las protecciones y evaluación de los transformadores de corriente:

- Cortocircuito trifásico franco (método COMPLETE)
- Cortocircuito monofásico franco (método COMPLETE)

Se han simulado los siguientes casos para determinar la mínima corriente de cortocircuito para el análisis de coordinación de las protecciones:

- Cortocircuito bifásico con $R_f = 14$ ohm (método COMPLETE)
- Cortocircuito monofásico con $R_f = 30$ ohm (método COMPLETE)

Para cada uno de los casos simulados se presenta salidas gráficas con resúmenes de fallas en barras que muestran la corriente total en todas las barras y la contribución que llega a cada barra a través de líneas, transformadores y generadores.

Los resultados se presentan en forma gráfica en el Anexo N° I.

7.3 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO

A continuación se evaluará la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia asociados al sistema de protección en estudio.

7.3.1 CAPACIDAD DE RUPTURA DE LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA

En el siguiente cuadro se presenta la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia y la máxima corriente de cortocircuito que pueden presentarse:

CAPACIDAD DE RUPTURA DE LOS INTERRUPTORES					
Método IEC Máximo					
Estación	Bahía	Tensión Nominal	Capacidad Ruptura Simétrica	3F Rf=0	1F Rf=0
		kV	kA	kA	kA
Ayolas	Línea	500.00	63.00	16.97	20.66
Villa Hayes	Línea	500.00	63.00	5.02	8.09

Cuadro 1 Capacidad de interruptores y máxima corriente de cortocircuito

En el cuadro anterior se puede observar que no existen problemas con la capacidad de ruptura simétrica de los interruptores de potencia.

7.3.2 NIVEL DE SATURACIÓN Y DAÑO TÉRMICO DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En el siguiente cuadro se presenta los niveles de saturación y daño térmico de los transformadores de corriente y la máxima corriente de cortocircuito que pueden presentarse:

NIVELES DE SATURACIÓN Y DAÑO TÉRMICO DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE							
Método Complete Máximo							
Estación	Bahía	Tensión Nominal	Relación de transf. TC's	Clase de precisión	Nivel Sat.	Nivel Daño Term. 1seg.	Cortocircuito máximo
		kV	A		kA	kA	kA
Ayolas	Línea	500.00	2000 / 1	5P20	40	160	16.62
Villa Hayes	Línea	500.00	2000 / 1	5P20	40	160	6.09

Cuadro 2 Niveles de saturación y daño térmico de los transformadores de corriente

En el cuadro anterior se puede observar que no existen problemas de daño térmico en los transformadores de corriente para la máxima corriente de cortocircuito posible.

8. PROTECCIÓN DE BARRAS E INTERRUPTORES DE 500 KV DE LA S.E. AYOLAS

8.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS (87B) DEL RELÉ SIEMENS 7SS522.

El principio de operación se basa en la ley de Kirchhoff.

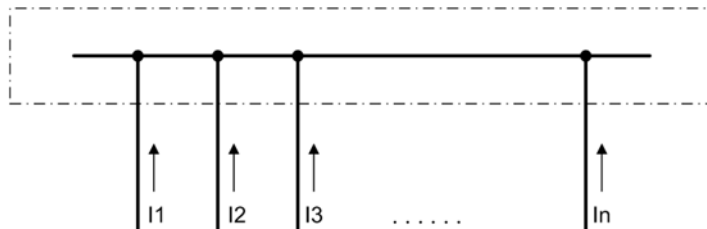


Figura 2 Barra con n alimentadores

El cual indica que la suma de todas las corrientes que ingresa al nodo debe ser igual a cero.
 $I_1 + I_2 + I_3 \dots + I_n = 0$

La curva característica estándar de la protección diferencial de barras del relé SIEMENS 7SS522 es determinada por los dos parámetros ajustables "Factor de estabilización k" y "Límite de intensidad diferencial Id>".

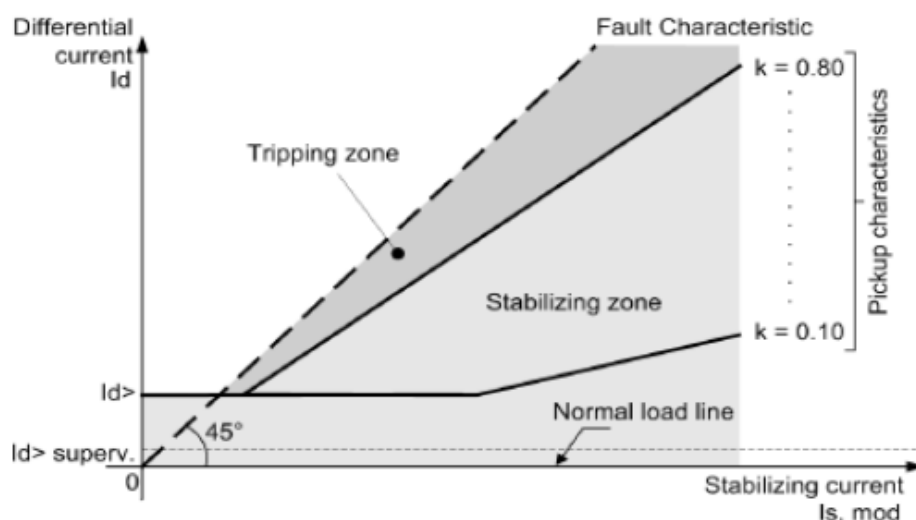


Figura 3 Característica de operación de la función 87B del relé 7SS522

La característica de estabilización (restricción) de la protección diferencial se representa en la figura 5. El eje horizontal representa la suma de los módulos de todas las corrientes que fluyen en las barras (Is) y el eje vertical está asignado a su suma vectorial (Id). En caso de un cortocircuito en las barras colectoras el valor de Id será igual a Is y la curva característica de la falla será una recta con una pendiente de 45° en el diagrama.

Las diferencias en la posición del vector de las corrientes de falla conducen a una reducción prácticamente insignificante de la curva característica de la falla. En condiciones normales de operación el valor de Id es aproximadamente igual a cero, por lo cual el eje X puede servir como curva característica de operación. Los factores de estabilización para la protección, selectiva por barra, de las barras colectoras se pueden seleccionar en un rango de k = 0,10 a 0,80 y para la zona de comprobación en un rango de k = 0,00 a 0,80. Los factores tienen asignadas rectas con la pendiente correspondiente como curvas

características de operación. La protección diferencial determina si la totalidad de las corrientes suministradas por los transformadores de corriente se encuentra en un punto por encima o por debajo de la curva característica ajustada. Si el punto se encuentra por encima de la curva característica se emite una orden de DISPARO.

8.2 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE AYOLAS

La protección de barras actualmente instalada en la S.E. Ayolas en 500 kV consiste en un sistema de doble barra independiente, la cual está protegido por una unidad central diferencial de barras (7SS522) y sus respectivas unidades de bahía (7SS525).

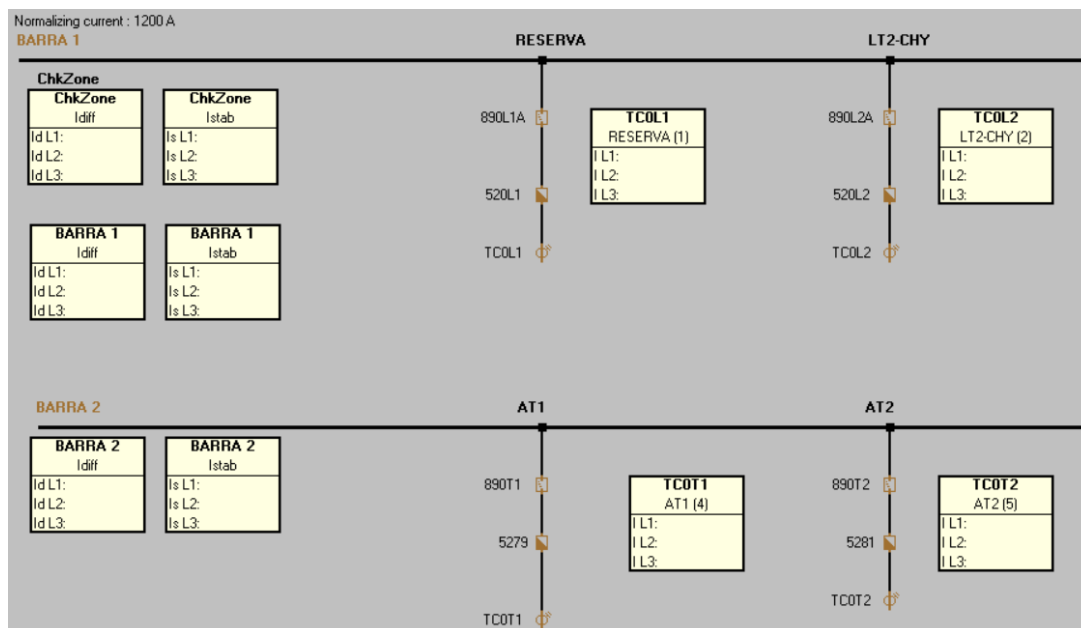


Figura 4 Configuración actual de la función 87B del relé 7SS522 de las barras de AYO 500 kV

Los ajustes actualmente implementados en la unidad central son los siguientes:

AJUSTES EN LA UNIDAD CENTRAL

GROUP OF PARAMETERS

Bus Bar Protection

6101	Stabilizing factor - BZ	=	0.65
6102	Diff-current threshold - BZ	=	0.94 I/Ino
6103	Stabilizing factor - CZ	=	0.50
6104	Diff-current threshold - CZ	=	0.80 I/Ino

8.3 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE AYOLAS

Ante el incremento del nivel de cortocircuito en la barra de 500 kV producto del ingreso de la líneas AYO-VHA y de la segunda terna entre AYO-YCA en 500 kV, es necesaria una revisión de los principales parámetros de ajuste actualmente implementados en el sistema de protección de barras de 500 kV de la S.E. Ayolas.

Verificación Del Esquema De Protección

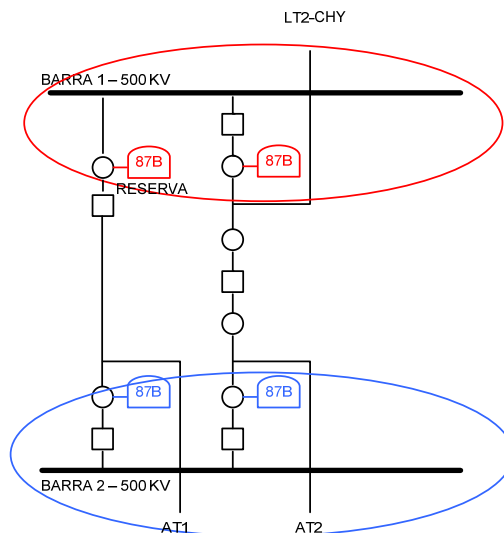


Figura 5 Esquema actual de la función 87B del relé 7SS522 de las barras de AYO 500 kV

En la figura anterior se puede apreciar el esquema de operación actual de la protección diferencial de barras, la cual opera como dos barras independientes.

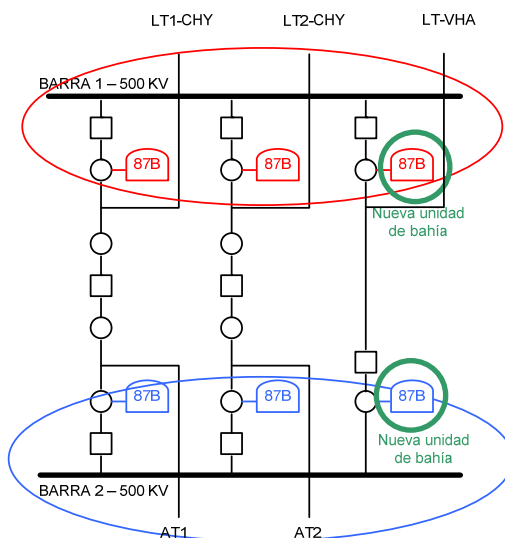


Figura 6 Esquema nuevo de la función 87B del relé 7SS522 de las barras de AYO 500 kV

En la figura anterior se puede apreciar el esquema nuevo de operación en la cual la unidad de bahía de reserva está siendo utilizada para la segunda terna de línea a CH Yacyretá y la nueva línea a Villa Hayes se conecta a ambas barras por medio de un nuevo diámetro incompleto, el cual contará con dos unidades de bahía nuevas (uno para cada barra).

Se deberá cambiar el nombre de la unidad de bahía RESERVA por el nombre de LT1-CHY.

Debido a que la relación de transformación de los transformadores de corriente del nuevo diámetro (línea AYO-VHA) es mayor al resto de TCs existentes, este valor será utilizado por la protección diferencial como nuevo valor nominal, por lo cual se deberá actualizar los ajustes actuales.

CELDA IV (NUEVA): TC 2000/1

Verificación Del Ajuste De Estabilización

La característica de los transformadores de corriente existentes asociados a la protección diferencial es la siguiente:

RTC 1200/1 5P20 30VA (menor relación)

La característica de los nuevos transformadores de corriente asociados a la protección diferencial es la siguiente:

RTC 2000/1 5P20 30VA (mayor relación)

La carga conectada a cada transformador de corriente está dada por la suma de la resistencia de la unidad de bahía y del cable que los conecta el cual se asume es de cobre con una sección transversal de 4 mm² y una longitud máxima de aproximadamente 250 metros.



Figura 7 Medición aproximada de longitud del cable del circuito secundario de los transformadores de corriente asociados a la protección diferencial de barras

Para el cálculo de la resistencia asociada a los cables de conexión entre el CT y el relé se tiene en cuenta lo siguiente:

$$R_{cable} = \frac{2 \times L_{cable} \times \rho_{cable}}{\alpha_{cable}}$$

Donde:

L_{cable} : Distancia en metros desde el CT hasta el relé.

ρ_{cable} : Resistividad del cobre [Ohm-mm²/m]

α_{cable} : Sección transversal cable [mm²]

Para el cobre se tiene una resistividad de 0.0176 ohm-mm²/m

Por lo tanto se tiene una resistencia del cable (Rc) aproximada de 2.20 ohm.

La resistencia del burden nominal de los transformadores de corriente se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$R_b = VA / I_n^2$$

Se obtiene un $R_b = 30$ ohm

Para verificar el ajuste del factor de estabilidad k, primero se debe calcular el factor burden k_b a partir de la siguiente fórmula:

$$K_b = I_{sc \max} / I_{sat}$$

Donde la corriente de saturación (I_{sat}) puede ser obtenida de la corriente nominal I_{pn} por el factor K'_{ssc}

$$I_{sat} = I_{pn} \times K'_{ssc}$$

El factor K'_{ssc} puede ser calculada a partir de los datos del transformador de corriente y de la carga actualmente conectada a este.

$$K'_{ssc} = (R_{ct} + R_b) / (R_{ct} + R'_b) \times K_{ssc}$$

Donde:

R_{ct} = Resistencia interna del TC (se asume 2 ohm)

R_b = Resistencia burden nominal ($R_b = 30$ ohm)

R'_b = Resistencia de la carga conectada ($R'_b = R_c + R_r = 2.20 \text{ ohm} + (0.20 \text{ VA}/1^2\text{A}) = 2.40 \text{ ohm}$)

K_{ssc} = factor de corriente simétrica nominal de cortocircuito (20)

$$K'_{ssc} = (32/4.40) \times 20 = 145.45$$

$$I_{sat} = 174\,540 \text{ A } (I_{pn} = 1200)$$

$$I_{sc \max} = 20\,660 \text{ A (con las nuevas líneas de 500 kV y anillo cerrado en la red de 220 kV)}$$

$$\text{Por lo tanto se tiene un } K_b = 20\,660 / 174\,540 = 0.118$$

El fabricante indica lo siguiente:

For burden factors $K_b < 2$, a k-factor of 0.6 is sufficient. For $K_b \geq 2$, the minimum k-factor is:

$$k > \frac{K_b}{4\sqrt{K_b - 1}} \quad \text{with } K_b \geq 2$$

Por lo tanto el ajuste actual del parámetro “6101 Stabilizing factor – BZ” igual a 0.65 y del parámetro “6103 Stabilizing factor – CZ = 0.50” se consideran correctos.

Verificación Del Umbral De Operación

Se recomienda un ajuste por encima de la máxima carga esperada en el mayor de sus alimentadores (salida a Villa Hayes) y menor a la mínima corriente de falla en barra (sistema con una línea de Yacyretá). Esto con la finalidad de detectar circuitos abiertos sin que estos originen un disparo indeseado.

La capacidad de la línea a Villa Hayes es de 1923 A, asumiendo una carga máxima posible del 80% se tiene una corriente de 1538 A y la corriente de cortocircuito en barra mínimo es de 7535 A (falla 1f con $R_f=30$ ohm sistema alimentado con una sola línea desde Yacyretá 500kV).

Por lo tanto se recomienda elevar el ajuste actual del parámetro “6102 Diff-current threshold – BZ” el cual se encuentra ajustado en 1125 A a 2000 A (1.00 I/I_{no} con el nuevo tc de 2000/1). Elevar también el arranque del CZ de 960 A a 2000 A.

8.4 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DE LOS RELÉS SIEMENS 7SS522 Y 7VK8.

La función de 50BF actúa como respaldo al disparo de las demás funciones de protección, ya sea del mismo relé diferencial de barras, relés externos o disparos externos (protecciones mecánicas o DDT), garantizando el despeje de la falla ante la eventualidad que éstas no operen correctamente.

Etapas 1 y 2

Cuando una de las protecciones emite una orden de disparo al interruptor, ésta se repite a la protección de falla interruptor, con lo cual arranca un temporizador en la misma (T1), dicho temporizador cuenta en tanto continúe circulando corriente por los contactos principales del interruptor. En condiciones normales, el interruptor se abrirá para interrumpir la corriente de falla, con lo cual se detendrá el temporizador T1 de la función 50BF. En caso de que el interruptor no abra (condición de falla interruptor), el temporizador llega hasta el límite de tiempo ajustado, tras lo cual la función de falla interruptor emite orden de re-disparo sobre este mismo interruptor (etapa 1).

Si aún con la emisión de re-disparo al interruptor, no se produce su apertura, finalmente se enviará orden de disparo a todos los interruptores adyacentes y al interruptor propio (etapa 2) después de terminado el retardo (T2), interrumpiendo de esta forma la corriente de falla. La función se habilita para que opere con fase segregada.

Las órdenes de disparo de la función de 50BF deberán ser efectuadas simultáneamente sobre las dos bobinas de apertura de los interruptores.

Etapas 0 (End Fault Protection)

La función de etapa 0 permite detectar fallas entre el TC y el interruptor, cuando este último se encuentre abierto (zona muerta). Dependiendo de la configuración de la subestación y ubicación de los TC's asociados a los campos de salida, se puede tener o no zonas muertas que necesiten protección. Para garantizar que las fallas en zona muerta

sean despejadas adecuadamente, se habilitará la función End Fault Protection (50BF-0), que emite una señal de disparo directo transferido (DDT) al extremo remoto del equipo fallado y a los interruptores adyacentes para aislar la falla.

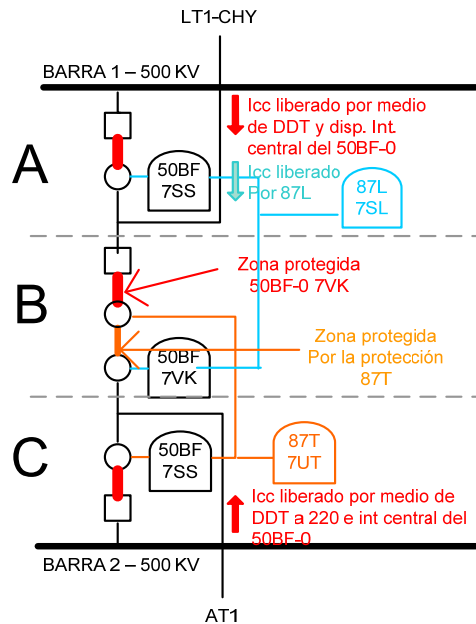


Figura 8 Zonas muertas protegidas por la función 50BF-0 en el esquema interruptor y medio de AYO 500kV

La figura anterior muestra la ubicación de la zona muerta para las configuraciones de interruptor y medio.

Para los interruptores de los cortes A y C comanda disparo directo al extremo remoto y al interruptor del corte B. Para el caso del interruptor del corte B dispara el interruptor del corte C y comanda disparo directo al extremo remoto de la derivación BC. Esto último teniendo en cuenta la disposición de los TC's en el Corte B.

El tiempo de operación de esta etapa es de 50 ms.

Cabe señalar que se ha encontrado que el conexionado de los transformadores de corriente de la celda I no es igual al de la celda II, por lo que **se recomienda corregir el conexionado de la celda II, ya que está dejando un área sin protección instantánea (las señales de corriente no se traslapan, conectar como la celda I).**

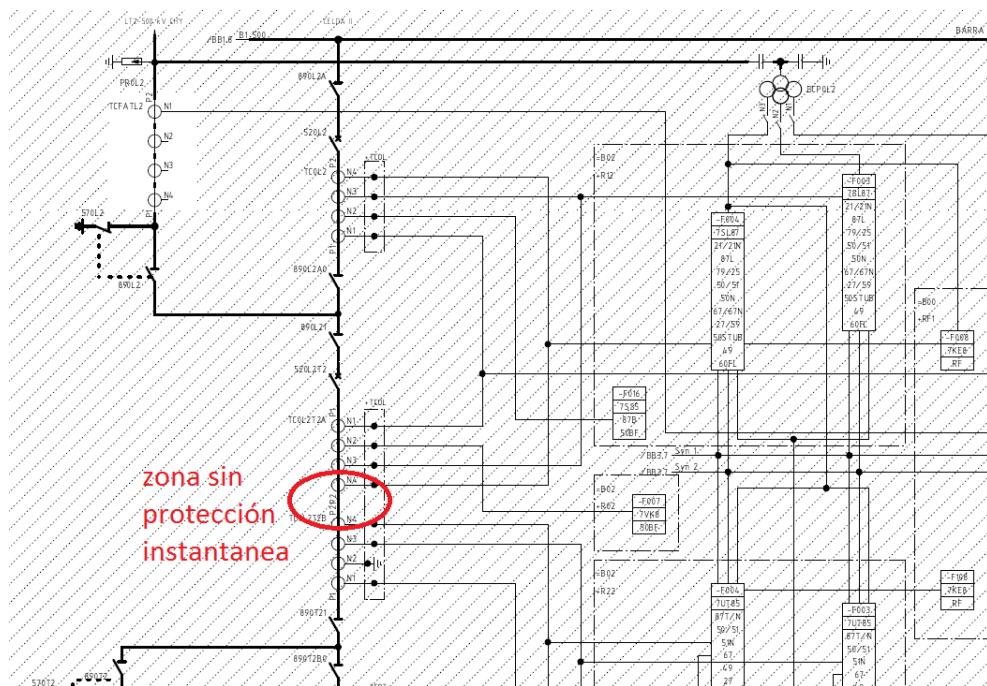


Figura 9 Diagrama unifilar del diámetro celda II (zona sin protección instantánea) de AYO 500kV

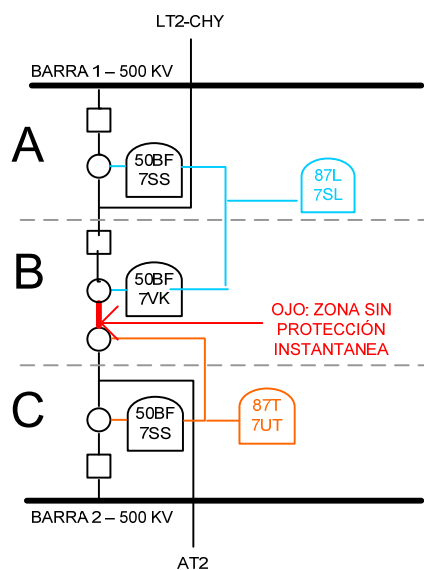


Figura 10 Diagrama unifilar simplificado del diámetro celda II (zona sin protección instantánea) de AYO 500kV

8.5 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DE LOS INTERRUPTORES DE 500 KV DE AYOLAS

Los ajustes actuales se detallan a continuación:

Unidad De Bahía	UB 01	UB 02	UB 03	UB 04
Breaker Failure				
BF BI MODE	1-ch w sup	1-ch w sup	1-ch w sup	1-ch w sup
BF OP MODE	I> query	I> query	I> query	I> query
BF I<	OFF	OFF	OFF	OFF
TRIP REP. MODE	1pole	1pole	1pole	1pole
I> BF	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}
I> BF - EF	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}
T-BF-1P	0.13 s	0.13 s	0.13 s	0.13 s
T-BF-mP	0.13 s	0.13 s	0.13 s	0.13 s
T-TRIP repeat	0.13 s	0.13 s	0.13 s	0.13 s
End Fault Stage				
End fault protection	OFF	OFF	OFF	OFF

Cuadro 3 Ajustes actuales de la protección falla interruptor de Ayolas 500 kV (relés de barra 7SS52)

En el cuadro anterior se encuentra sombreado de color amarillo los ajustes que se recomiendan modificar.

El ajuste actual de las funciones de falla interruptor de los relés 7VK8 de los cortes centrales son los siguientes:

Start via binary input = 2 channel

Retrip after T1 = no

Threshold phase current = 0.20 A sec

Threshold sensitive = 0.20 A sec

Delay T2 for 3-pole trip = 0.13 s

8.6 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DE LOS INTERRUPTORES DE 500 KV DE AYOLAS

La protección 50BF de los interruptores de las barras será ejercida por el relé SIEMENS 7SS52, para los interruptores ubicados en los cortes centrales, esta función será ejercida por los relé SIEMENS 7VK8.

Ajuste de la Etapa 0 “End Fault Protection”

Se recomienda mantener habilitado la etapa 0 de la función 50BF por medio de la modificación del parámetro “0229 End fault protection” en ON en todas las unidades de bahía (7SS5) y la creación de la función de en todos los relés 7VK de los interruptores de los cortes centrales, por medio de la implementación de funciones de sobrecorriente de alta velocidad (50 OC high-speed) que se activen ante la detección de la posición abierta de su interruptor (entrada binaria del relé activada por contacto auxiliar de posición abierta del interruptor).

Ajuste de las Etapas 1 y 2

Para verificar el correcto ajuste del umbral de operación tanto de corriente fase como de tierra se simulaban fallas entre fases y fase a tierra en los extremos opuestos de las líneas con el fin de obtener la mínima corriente de falla.

El ajuste actual del arranque se encuentra por debajo de la mínima corriente de falla entre fases y fase a tierra. Por lo tanto el ajuste actual del parámetro “0118 I> BF” igual a 0.25 I/Ino (500 A) y “0119 I> BF-EF” igual a 0.20 (400 A) se considera correcto.

Para la verificación de la temporización de la etapa T1 se utilizará la siguiente fórmula:

$$T1PFI \geq (TINT + MTINT + TREP + MTREP) * (1 + \varepsilon_{\max}) + \varepsilon_{\text{bas}}$$

Donde:

TINT	=	tiempo de apertura del interruptor = 40 ms
MTINT	=	margen para el tiempo de apertura del interruptor = 10 ms
TREP	=	tiempo de respuesta de la protección = 25 ms
MTREP	=	margen para el tiempo de respuesta de la protección = 10 ms
$\varepsilon_{\max}$	=	error porcentual del temporizador de la PFI = 5% (supuesto)
ε_{bas}	=	error básico del temporizador de la PFI = 10 ms (supuesto)

Luego:

$$T1PFI \geq (40 + 10 + 25 + 10) * (1 + 0.05) + 10 = 99.25 \text{ ms}$$

Por lo tanto se considera correcto el ajuste actual la temporización de la etapa 1 “0125 T-TRIP repeat” en 100 ms.

Para la verificación de la temporización de la etapa T2 se utilizará la siguiente fórmula:

$$T2PFI \leq (T2PROT \text{ DIST} - \text{Margen } T2PROT \text{ DIST} - TINT - MTINT) * (1 - \varepsilon_{\max}) - \varepsilon_{\text{bas}}$$

El tiempo de ajuste actual de las zonas 2 de los relés ubicados en los extremos opuesto de las líneas es de 300 ms.

$$T2PFI \leq (300 - 25 - 40 - 10) * 0.95 - 10 = 203.75 \text{ ms}$$

Por lo tanto se considera correcto el ajuste actual la temporización de la etapa 2 “0120 T-BF-1P / 0121 T-BF-mP” en 200 ms.

Se recomienda uniformizar los ajustes de los umbrales de operación en todas las unidades de bahía.

Trip Rep. Mode

Se recomienda que las unidades de bahía ubicados en el corte C (barra 2) sean del tipo tripolar (3pole), esto debido a que su principal carga son transformadores.

Se recomienda que las unidades de bahía del corte A (barra 1) de las líneas a Yacyretá sean del tipo (3pole), esto debido a que su función de recierre se encuentra deshabilitada. Para el caso de la línea a Villa Hayes, debido a que en una primera instancia el recierre estará deshabilitada, el tipo debe ser tripolar. Cuando se habilite el recierre en la línea Yacyretá, se deberá cambiar este parámetro a monopolar (1pole) en ambas unidades de bahía asociadas a la línea.

Unidad de bahía	UB 01	UB 02	UB 03	UB 04	UB 05	UB 06
Breaker Failure						
BF BI MODE	2-ch w sup	2-ch w sup	2-ch w sup	2-ch w sup	2-ch w sup	2-ch w sup
BF OP MODE	trip rep / I>query	trip rep / I>query	trip rep / I>query	trip rep / I>query	trip rep / I>query	trip rep / I>query
BF I<	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF
TRIP REP. MODE	3pole	3pole	3pole	3pole	3pole*	3pole*
I> BF	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}	0.25 I/I _{no}
I> BF - EF	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}
T-BF-1P	0.20 s	0.20 s	0.20 s	0.20 s	0.20 s	0.20 s
T-BF-mP	0.20 s	0.20 s	0.20 s	0.20 s	0.20 s	0.20 s
T-TRIP repeat	0.10 s	0.10 s	0.10 s	0.10 s	0.10 s	0.10 s
End Fault Stage						
End fault protection	ON	ON	ON	ON	ON	ON

(*) cambiar a 1pole cuando se habilite el recierre en la línea AYO-VHA

Cuadro 4 Ajustes propuestos para la protección falla interruptor de Ayolas 220 kV

Las unidades de bahía UB05 y UB06 pertenecen al nuevo diámetro celda IV de la línea AYO-VHA.

Los ajustes recomendados para las funciones de falla interruptor de los relés 7VK8 de los cortes centrales son los siguientes:

Start via binary input = 2 channel
Retrip after T1 = parallel start T2, T1
Retrip 1-/3-pole = 3-pole
Threshold phase current = 0.25 A sec
Threshold sensitive = 0.20 A sec
Delay T1 for 3-pole retrip = 0.10 s
Delay T1 for 1-pole retrip = 0.10 s
Delay T2 for 3-pole trip = 0.20 s
Delay T2 for 1-pole trip = 0.20 s

La etapa 50BF-0 se habilitará mediante la función 50HS (retirar la función de la interacción con el interruptor) que se activa con la posición abierta del interruptor (mapear en la matriz el bloqueo para posición cerrada del interruptor) y una lógica CFC.

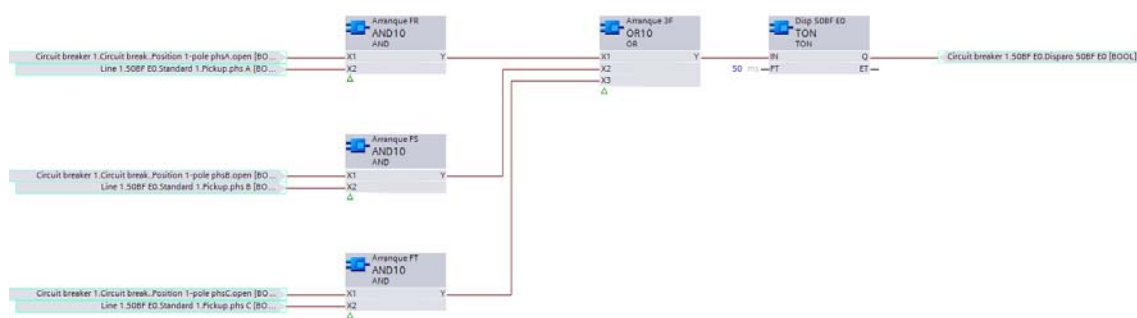


Figura 11 Lógica CFC para la función 50BF-0 de los relés 7VK8

9. PROTECCIÓN DE BARRAS E INTERRUPTORES DE 500 KV DE LA S.E. VILLA HAYES

9.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS (87B) DEL RELÉ ABB REB500.

El principio de operación se basa en la ley de Kirchhoff.

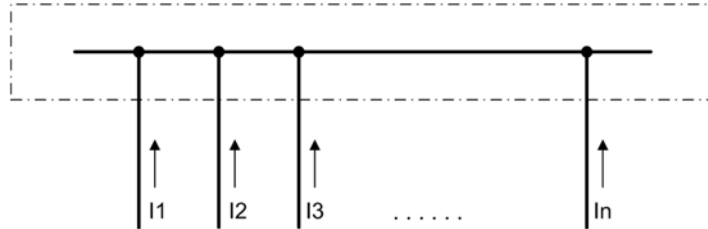


Figura 12 Barra con n alimentadores

El cual indica que la suma de todas las corrientes que ingresa al nodo debe ser igual a cero.
 $I_1 + I_2 + I_3 \dots + I_n = 0$

La protección de barras REB500 detecta y desconecta las fallas a tierra y entre fases en sistemas de barras.

Las principales demandas que debe cumplir la protección de barra son:

- Aislamiento rápido y discriminativo de la sección con falla del sistema de barras
- Alta estabilidad ante de fallas externas

Principio De Medición

La protección de barras funciona de acuerdo con el principio de una medición de corriente diferencial combinada con características de operación y restricción y una función de comparación de fase. En una condición saludable, toda la corriente que fluye hacia una sección de barra debe abandonarla nuevamente.

El esquema de protección de barra se basa en un algoritmo de medición que compara las amplitudes de las corrientes de alimentación y deriva un criterio de restricción. El algoritmo se ejecuta independientemente para cada zona y fase de protección. Además de la comparación de amplitud, su relación de fase también es comparada como un segundo criterio (comparación de fase).

Corriente Diferencial

La corriente diferencial I_{diff} es la suma geométrica de todas las corrientes fluyendo hacia y desde la barra colectora.

La capacidad de transferencia de datos de las unidades de bahía a la unidad central no es ilimitada y, por esta razón, solo los componentes reales e imaginarios del elemento fundamental se transfieren a la unidad central para su evaluación. Por lo tanto, solo los componentes complejos de la fundamental son procesados por la protección digital REB500, los armónicos son suprimidos por filtros de Fourier.

La corriente diferencial I_{diff} se calcula a partir de los componentes fundamentales de las corrientes $Re(I_n) + jIm(I_n)$ conducidas por los alimentadores y los interruptores de enlace de barras.

$$I_{diff} = \left| \sum_{n=1}^N [Re(I_{Ln})] + j \cdot \sum_{n=1}^N [Im(I_{Ln})] \right|$$

Corriente De Restricción

El factor de estabilidad k se deriva de la corriente de restricción I_{rstnt} que es la suma de las corrientes de los diversos alimentadores. El siguiente es un ejemplo para la determinación de la corriente de restricción I_{rstnt} para la fase L{L1, L2 L3}.

$$I_{rstnt} = \sum_{n=1}^N |Re(I_{Ln}) + j \cdot Im(I_{Ln})|$$

De donde el factor de estabilidad se obtiene así:

$$k = \frac{I_{diff}}{I_{rstnt}} = \frac{\left| \sum_{n=1}^N [Re(I_{Ln})] + j \cdot \sum_{n=1}^N [Im(I_{Ln})] \right|}{\sum_{n=1}^N |Re(I_{Ln}) + Im(I_{Ln})|}$$

Donde:

K Factor de estabilidad k

I_{Ln} Componente fundamental después del filtro de Fourier en fase L del alimentador n

N Número total de alimentadores y acopladores de barra por protección zona

La característica de operación se muestra a continuación:

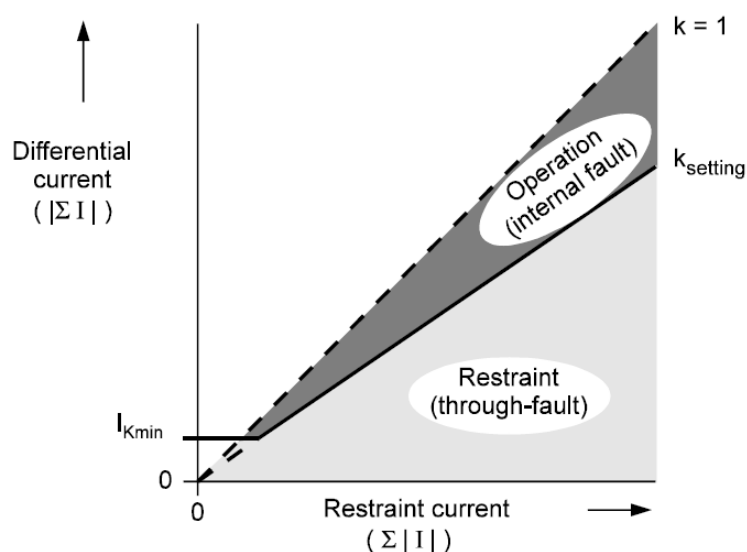


Figura 13 Característica de operación de la función 87B del relé REB500

Discriminador De Falla Externa (comparación de fase)

La alta estabilidad en presencia de saturación de los TCs es una de las características de los esquemas de protección de barras que comparan los ángulos de fase de las corrientes. Esto aún se mantiene aplicado cuando se vuelve a energizar un sistema y se agrega al flujo residual almacenado en el c.t. núcleos.

La función compara los ángulos de fase de los componentes fundamentales de las corrientes del alimentador.

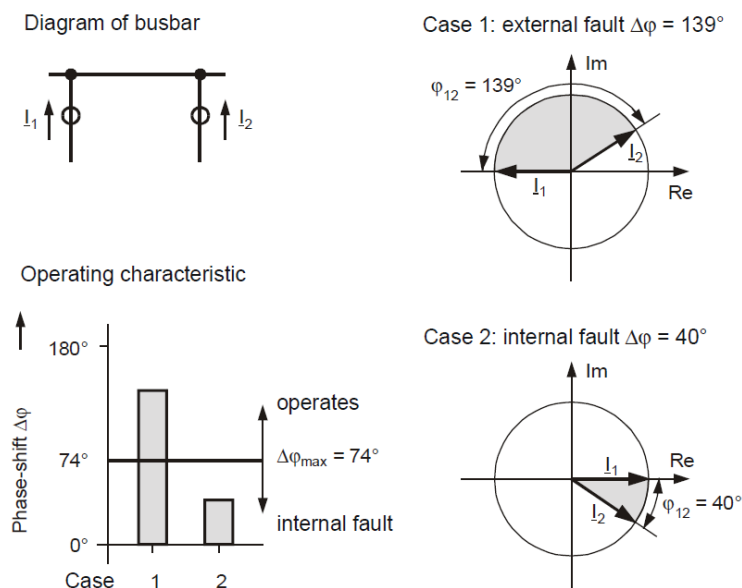


Figura 14 Característica de operación de la comparación de fases del relé REB500

Suponiendo una falla interna en una sección de un sistema de barras, las corrientes de todos los alimentadores conectados a ella tienen el mismo ángulo de fase. En operación normal o durante una falla externa, por otro lado, al menos una de las corrientes está desfasada 180° con las otras. Por lo tanto, la función de comparación de fase compara los ángulos de fase de todas las corrientes de cada fase individualmente para cada zona de protección. La diferencia de fase para el disparo es de 0° a 74° , es decir, si los ángulos de fase de todas las corrientes de alimentación de una zona de protección se encuentran dentro de una banda de 74° , la función de comparación de fase decide que hay una falla interna.

Lógica De Disparo

El disparo solo tiene lugar si la corriente diferencial y el factor de estabilidad están ambos por encima de los arranques ajustados y la diferencia de fase entre las corrientes es menor que el ajuste.

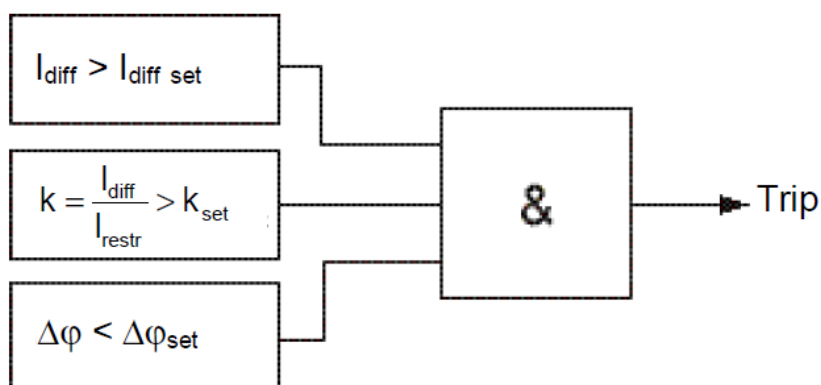


Figura 15 Lógica de disparo de la función 87B del relé REB500

9.2 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE VILLA HAYES

La protección de barras actualmente instalada en la S.E. Villa Hayes en 500 kV consiste en un sistema de doble barra independiente, la cual está protegido por una unidad central diferencial de barras REB500 y sus respectivas unidades de bahía.

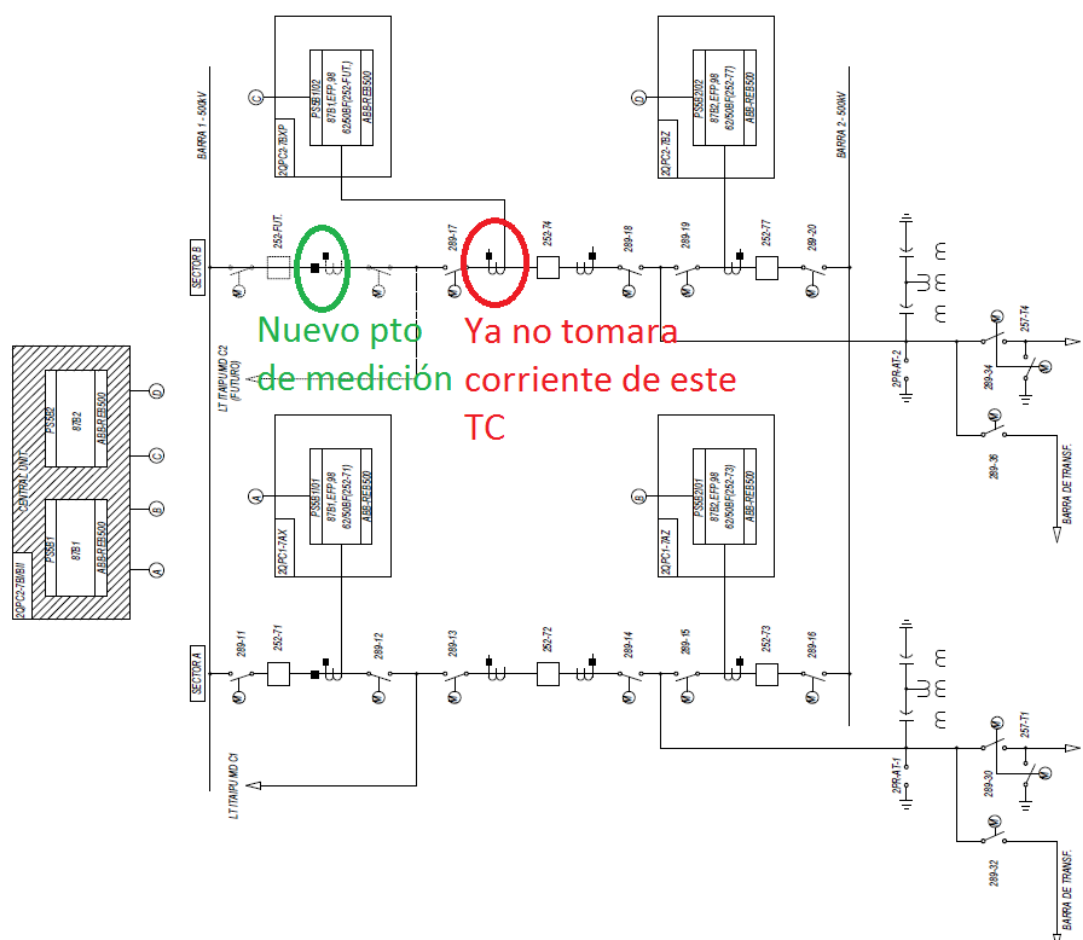


Figura 16 Configuración actual de la función 87B del relé REB500 de las barras de 500 kV de VHA

Con el ingreso del nuevo corte y línea, la unidad de bahía C deberá tomar la señal de corriente del TC más cercano a la barra 1, tal como se aprecia en la figura anterior.

Los ajustes actualmente implementados en la unidad central son los siguientes:

AJUSTES EN LA UNIDAD CENTRAL

I_{kmin} =	1663 A
k =	0.8
Differential current alarm =	10 %
Delay =	5 s

9.3 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87B) DE DOBLE BARRA 500 KV DE VILLA HAYES

Ante el incremento del nivel de cortocircuito en la barra de 500 kV producto del ingreso de la líneas AYO-VHA y del tercer transformador de 600 MVA de Villa Hayes 500/220kV, es necesaria una revisión de los principales parámetros de ajuste actualmente implementados en el sistema de protección de barras de 500 kV de la S.E. Villa Hayes.

Verificación Del Esquema De Protección

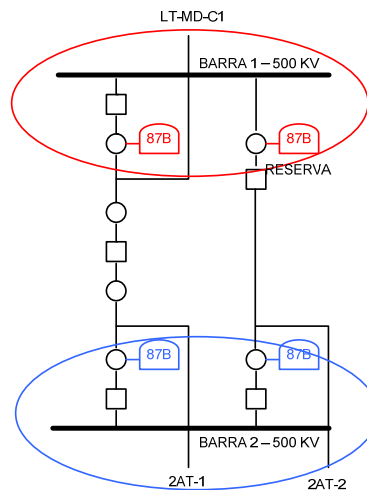


Figura 17 Esquema actual de la función 87B del relé REB500 de las barras de 500 kV de VHA

En la figura anterior se puede apreciar el esquema de operación actual de la protección diferencial de barras, la cual opera como dos barras independientes.

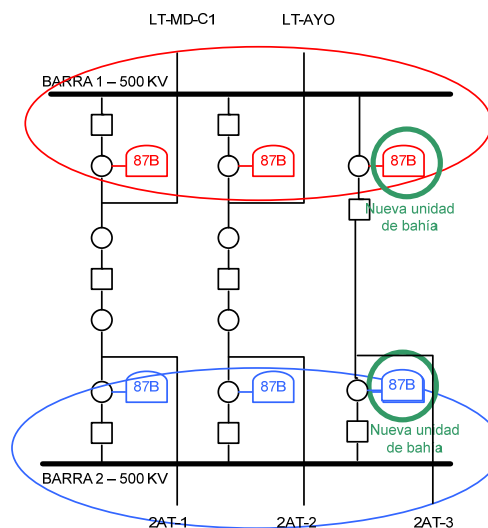


Figura 18 Esquema nuevo de la función 87B del relé REB500 de las barras de 500 kV de VHA

En la figura anterior se puede apreciar el esquema nuevo de operación en la cual la unidad de bahía de reserva está siendo utilizada para la nueva línea a la S.E. Ayolas y el nuevo transformador (2AT3) de Villa Hayes se conecta a ambas barras por medio de un nuevo diámetro incompleto, el cual contará con dos unidades de bahía nuevas (uno para cada barra).

Se deberá cambiar el nombre de la unidad de bahía RESERVA por el nombre de LT-AYO.

Debido a que la relación de transformación de los transformadores de corriente del nuevo diámetro (2AT-3 1000/1) y de los TC asociados a la línea a Ayolas (2000/1) son menores al resto de TCs existentes, este valor será utilizado por la protección diferencial como nuevo valor nominal, por lo cual se deberá actualizar los ajustes actuales.

SECTOR I (BARRA 1 Y 2) Y II (BARRA 2): TC 3000/1

SECTOR II (BARRA 1): TC 2000/1 para la nueva línea (actualizar ajuste)

SECTOR III (NUEVA BARRA 1 Y 2): TC 1000/1 para el nuevo transformador 2AT-3

Verificación Del Ajuste Actual

La característica de los transformadores de corriente existentes asociados a la protección diferencial es la siguiente:

RTC 3000/1 C100 5VA (mayor relación)

La característica de los nuevos transformadores de corriente asociados a la protección diferencial es la siguiente:

RTC 2000/1 5P20 10VA

La carga conectada a cada transformador de corriente está dada por la suma de la resistencia de la unidad de bahía y del cable que los conecta el cual se asume es de cobre con una sección transversal de 4 mm² y una longitud máxima de aproximadamente 160 metros.

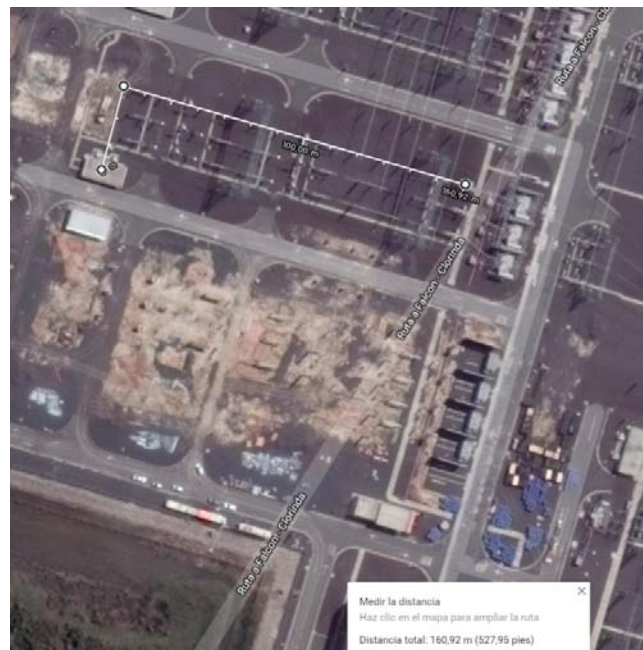


Figura 19 Medición aproximada de longitud del cable del circuito secundario de los transformadores de corriente asociados a la protección diferencial de barras

Para el cálculo de la resistencia asociada a los cables de conexión entre el CT y el relé se tiene en cuenta lo siguiente:

$$R_{cable} = \frac{2 \times L_{cable} \times \rho_{cable}}{\alpha_{cable}}$$

Donde:

L_{cable} : Distancia en metros desde el CT hasta el relé.

ρ_{cable} : Resistividad del cobre [Ohm-mm²/m]

α_{cable} : Sección transversal cable [mm²]

Para el cobre se tiene una resistividad de 0.0176 ohm-mm²/m

Por lo tanto se tiene una resistencia del cable (Rc) aproximada de 1.408 ohm.
Del manual del relé:

$$\text{Burden per phase} \quad \left| \begin{array}{l} \leq 0.1 \text{ VA at } I_N = 1 \text{ A} \\ \leq 0.07 \text{ VA at } I_N = 5 \text{ A} \end{array} \right.$$

$$P_b = I_n^2 \cdot R_c + P_r = 1.408 \text{ VA} + 0.10 \text{ VA} = 1.508 \text{ VA}$$

$$P_e = R_{tc} \cdot I_n^2 = 2 \text{ VA} \text{ (se asume 2 ohm de } R_{tc})$$

$$P_n = 10 \text{ VA (dato placa TC)}$$

$$n' = n \cdot (P_n + P_e) / (P_b + P_e)$$

$$n' = 20 \cdot (10 + 2) / (1.508 + 2) = 68.415$$

Para la nueva línea se tiene un aporte de mínima corriente falla (1F Rf=30ohm) de 1783 A con un ángulo de 129°:

$$T_{\text{Layo-vha}} = \text{tg}(\phi) / (2 \cdot \pi \cdot f)$$

$$T_{\text{Layo-vha}} = \text{tg}(129^\circ) / (2 \cdot 3.1416 \cdot 50)$$

$$T_{\text{Layo-vha}} = 22 \text{ ms}$$

Para $T_n \leq 120 \text{ ms}$ se tiene:

$$C_r = 0.45 + 0.55 \cdot e^{(-I_k / (0.3 \cdot \ln \cdot n'))}$$

$$C_r = 0.45 + 0.55 \cdot e^{(-1783 / (0.3 \cdot 2000 \cdot 68.415))} = 0.9766$$

Para los transformadores de potencia se tiene un aporte de mínima corriente falla (1F Rf=30ohm) de 456 A con un ángulo de 132°:

$$T_{\text{Layo-vha}} = \text{tg}(\phi) / (2 \cdot \pi \cdot f)$$

$$T_{\text{Layo-vha}} = \text{tg}(132^\circ) / (2 \cdot 3.1416 \cdot 50)$$

$$T_{\text{Layo-vha}} = 4 \text{ ms}$$

Para $T_n \leq 120 \text{ ms}$ se tiene:

$$C_r = 0.45 + 0.55 \cdot e^{(-I_k / (0.3 \cdot \ln \cdot n'))}$$

$$C_r = 0.45 + 0.55 \cdot e^{(-456 / (0.3 \cdot 1000 \cdot 68.415))} = 0.988$$

Calculando el Ikr

$$I_{kr} = 1783 \cdot 0.9766 + 3 \cdot 456 \cdot 0.988 = 3 \text{ 093 A}$$

Se recomienda ajustar un IKmin igual al 80% de la corriente corregida Ikr

$$I_{Kmin} = 3 \text{ 093} \cdot 0.80 = 2474.4 \text{ A}$$

Se recomienda que el umbral de operación este por encima de la máxima carga esperada en el mayor de sus alimentadores (salida de líneas) y menor a la mínima corriente corregida. Esto con la finalidad de detectar circuitos abiertos sin que estos originen un disparo indeseado.

La capacidad de las líneas que salen de Villa Hayes es de 1923 A, asumiendo una carga máxima posible del 80% se tiene una corriente de 1538 A y la corriente corregida es de 2474.4 A. Por lo tanto el ajuste actual de I_{kmin} igual a 1663 A con un K igual a 0.80 se considera adecuado.

9.4 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DEL RELÉ REB500

La función de 50BF actúa como respaldo al disparo de las demás funciones de protección, ya sea del mismo relé diferencial de barras, relés externos o disparos externos (protecciones mecánicas o DDT), garantizando el despeje de la falla ante la eventualidad que éstas no operen correctamente.

Etapas 1 y 2

Cuando una de las protecciones emite una orden de disparo al interruptor, ésta se repite a la protección de falla interruptor, con lo cual arranca un temporizador en la misma (T1), dicho temporizador cuenta en tanto continúe circulando corriente por los contactos principales del interruptor. En condiciones normales, el interruptor se abrirá para interrumpir la corriente de falla, con lo cual se detendrá el temporizador T1 de la función 50BF. En caso de que el interruptor no abra (condición de falla interruptor), el temporizador llega hasta el límite de tiempo ajustado, tras lo cual la función de falla interruptor emite orden de re-disparo sobre este mismo interruptor (etapa 1).

Si aún con la emisión de re-disparo al interruptor, no se produce su apertura, finalmente se enviará orden de disparo a todos los interruptores adyacentes y al interruptor propio (etapa 2) después de terminado el retardo (T2), interrumpiendo de esta forma la corriente de falla. La función se habilita para que opere con fase segregada.

Las órdenes de disparo de la función de 50BF deberán ser efectuadas simultáneamente sobre las dos bobinas de apertura de los interruptores.

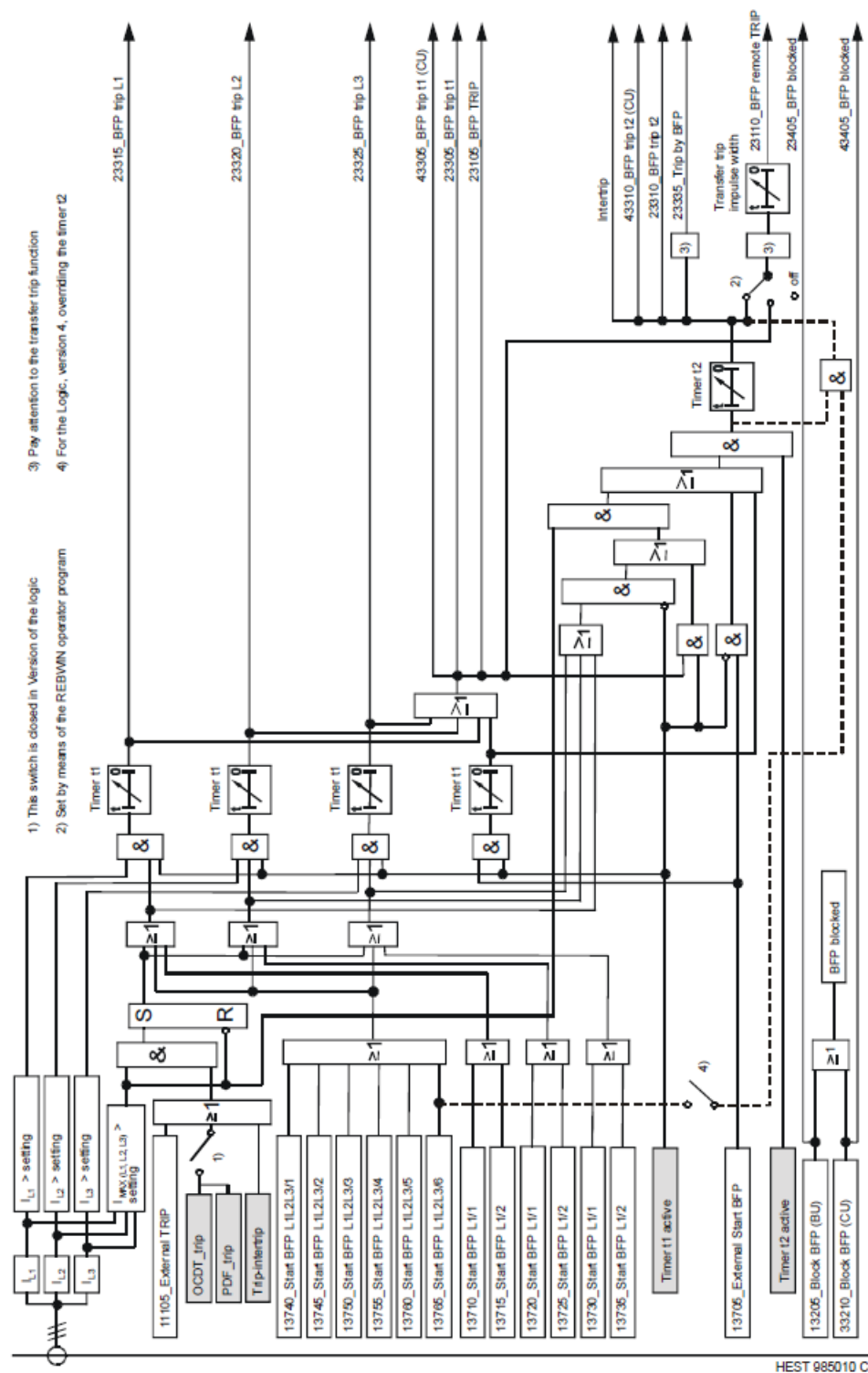


Figura 20 Lógica de operación tipo 1 de la función 50BF etapas 1 y 2 del relé REB500 de Villa Hayes

9.5 AJUSTES ACTUALES DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DEL RELÉ REB500 DE VILLA HAYES

Los ajustes actuales del relé REB500 para su función 50BF se detallan a continuación:

BFP = active

Setting (TC) = 0,1 IN
 Timer 1 = active
 Timer 2 = active
 Timer 1 = 60 ms
 Timer 2 = 250 ms
 Intertripping pulse duration = 150 ms
 Logic Type = 1

9.6 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR (50BF) DEL RELÉ REB500 DE LA S.E. VILLA HAYES

La protección 50BF de los interruptores de las barras es ejercida por el relé REB500.

Ajuste de las Etapas 1 y 2

Para verificar el correcto ajuste del umbral de operación tanto de corriente fase como de tierra se simularon fallas entre fases y fase a tierra en los extremos opuestos de las líneas con el fin de obtener la mínima corriente de falla.

El ajuste actual del arranque se encuentra por debajo de la mínima corriente de falla entre fases y fase a tierra. Por lo tanto el ajuste actual del parámetro "Setting" igual a 0.1 IN se considera correcto.

Para la verificación de la temporización de la etapa T1 se utilizará la siguiente fórmula:

$$T1PFI \geq (TINT + MTINT + TREP + MTREP) * (1 + \epsilon_{\max}) + \epsilon_{\text{bas}}$$

Donde:

TINT = tiempo de apertura del interruptor = 40 ms
 MTINT = margen para el tiempo de apertura del interruptor = 10 ms
 TREP = tiempo de respuesta de la protección = 25 ms
 MTREP = margen para el tiempo de respuesta de la protección = 10 ms
 $\epsilon_{\max}$ = error porcentual del temporizador de la PFI = 5% (supuesto)
 ϵ_{bas} = error básico del temporizador de la PFI = 10 ms (supuesto)

Luego:

$$T1PFI \geq (40 + 10 + 25 + 10) * (1 + 0.05) + 10 = 99.25 \text{ ms}$$

Por lo tanto se recomienda elevar el ajuste actual la temporización de la etapa 1 "Timer T1" de 60 a 100 ms.

Para la verificación de la temporización de la etapa T2 se utilizará la siguiente fórmula:

$$T2PFI \leq (T2PROT \text{ DIST} - \text{Margen } T2PROT \text{ DIST} - TINT - MTINT) * (1 - \epsilon_{\max}) - \epsilon_{\text{bas}}$$

El menor tiempo de ajuste de las zonas 2 de los extremos opuestos de las líneas que salen de Villa Hayes es de 300 ms.

$$T2PFI \leq (300 - 25 - 40 - 10) * 0.95 - 10 = 203.75 \text{ ms}$$

Por lo tanto se recomienda reducir el ajuste actual la temporización de la etapa 2 "Timer T2" de 250 a 200 ms.

Se recomienda uniformizar los ajustes de los umbrales de operación en todas las unidades de bahía.

9.7 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR ETAPA 0 (END FAULT PROTECTION) DEL RELÉ REB500

La protección de falla interruptor etapa cero detecta fallas entre un interruptor de circuito y los TCs que no pueden ser eliminadas por la protección diferencial de barra por sí misma.

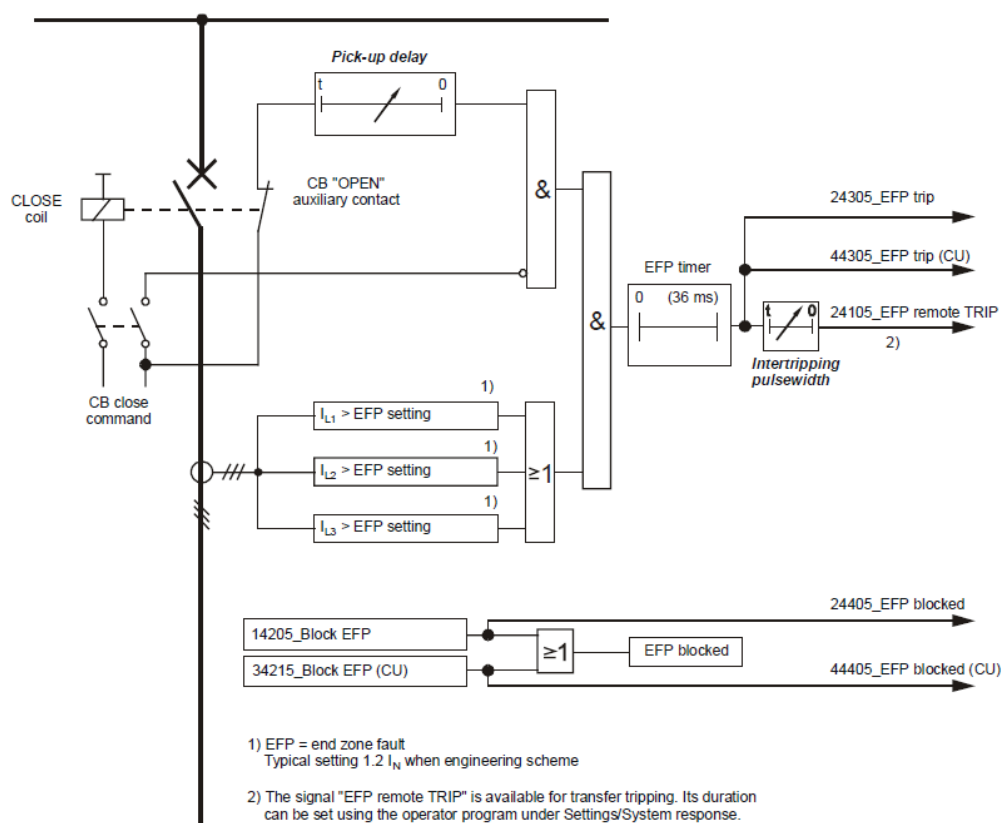


Figura 21 Lógica de operación de la función 50BF etapas 0 del relé REB500 de Villa Hayes para los interruptores de barra de los sectores I, II y III (solo barra 2)

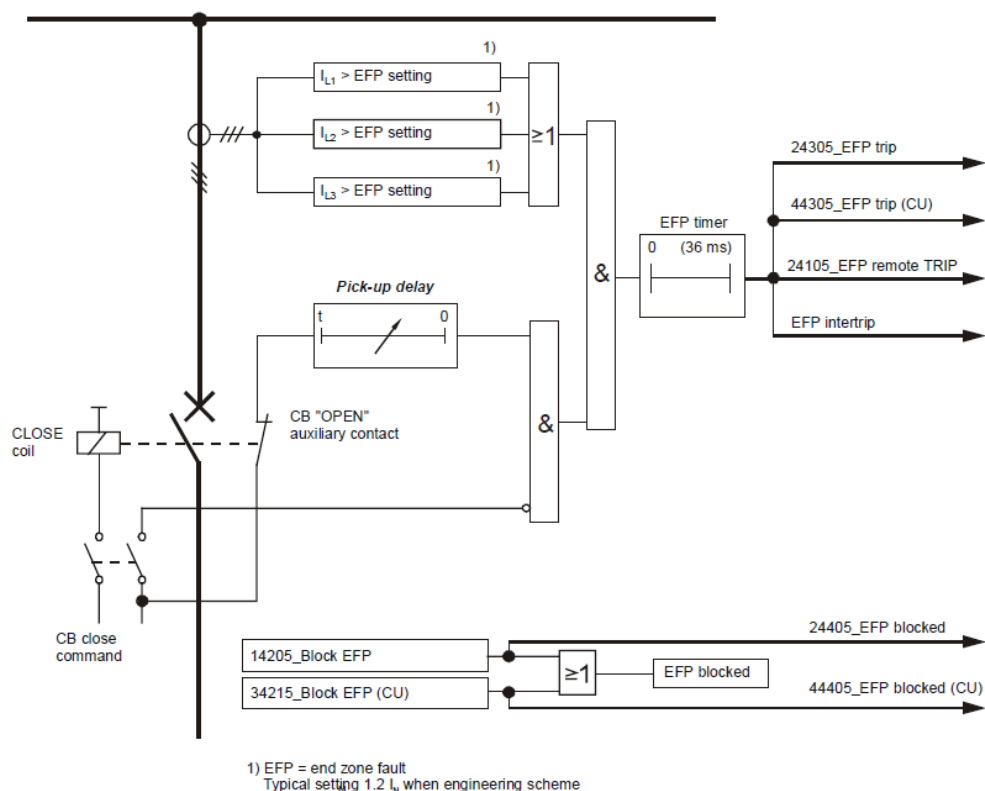


Figura 22 Lógica de operación de la función 50BF etapas 0 del relé REB500 de Villa Hayes para el interruptor de barra del sector III (solo barra 1)

Para garantizar que la protección 50BF-0 base su decisión en una imagen efectiva del estado del interruptor, la señal "interruptor abierto" es demorada hasta que el interruptor este abierto realmente. Si se mide una corriente cuando el interruptor está abierto, se emite un comando de disparo después de un retraso adicional (establecido en 36 ms). El propósito de este temporizador es permitir que se detecte un comando de cierre del interruptor que está sujeto a los tiempos de tránsito de la señal interna y los tiempos del contacto del interruptor.

9.8 AJUSTE ACTUAL DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR ETAPA 0 (END FAULT PROTECTION) DEL RELÉ REB500

La función de etapa 0 permite detectar fallas entre el TC y el interruptor, cuando este último se encuentre abierto (zona muerta). Dependiendo de la configuración de la subestación y ubicación de los TC's asociados a los campos de salida, se puede tener o no zonas muertas que necesiten protección. Para garantizar que las fallas en zona muerta sean despejadas adecuadamente, se habilitará la función End Fault Protection (50BF-0), que emite una señal de disparo directo transferido (DDT) al extremo remoto del equipo fallado y a los interruptores adyacentes para aislar la falla.

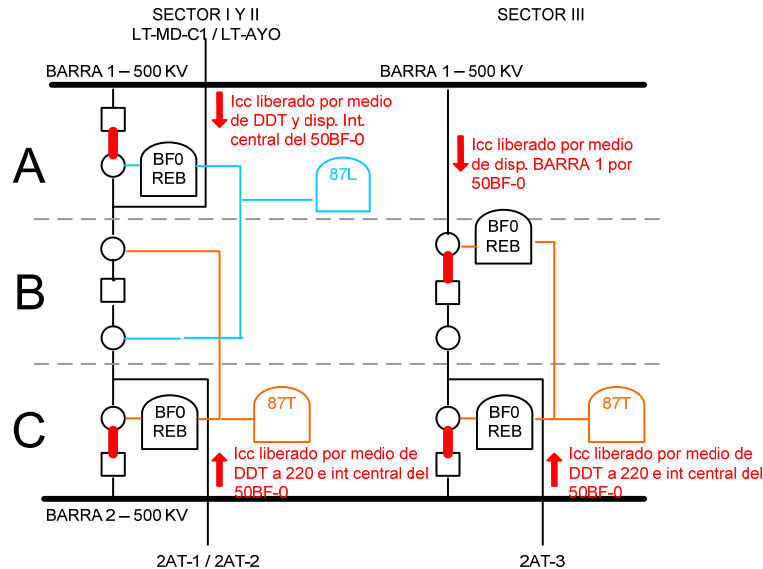


Figura 23 Zonas muertas protegidas por la función 50BF-0 en el esquema interruptor y medio de VHA 500kV

Los ajustes actuales del relé REB500 para su función 50BF se detallan a continuación:

EFP = active
 Pick-up delay = 0.2 s
 Pick-up setting = 0.1 In

9.9 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR ETAPA CERO (END FAULT PROTECTION) DEL RELÉ REB500 DE LA S.E. VILLA HAYES

La protección 50BF-0 de los interruptores de las barras es ejercida por el relé REB500.

El arranque debe estar por debajo del aporte mínimo de corriente de falla entre todos los campos. En este caso, las salidas a los transformadores aportan una corriente mínima de falla de 456 A.

El arranque debe ser igual o menor al 90% del mínimo aporte de corriente de falla.

$$I_{efp} < 0.90 \cdot 456 = 410.4 \text{ A}$$

Por lo tanto el ajuste "Pick-up setting" igual a 0.1In (300 A) se considera adecuado.

El fabricante recomienda que el tiempo de retarde de arranque debe ser mayor a la suma de los tiempos de operación de las etapas 1 y 2 de la función falla interruptor para evitar disparos indeseados después de que el interruptor sea abierto.

To avoid false tripping after the circuit-breaker has opened, the delay for the end fault protection must be set longer than the two timer stages of the breaker backup protection (i.e. > timer t1 + timer t2).

Por lo tanto se recomienda elevar el ajuste actual de "Pick-up delay" de 0.20 a 0.40 s

10. PROTECCIÓN DE LÍNEA S.E. AYOLAS – S.E. VILLA HAYES EN 500KV

10.1 SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEA

10.1.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

Los esquemas de protección de la línea de transmisión nueva en 500 kV tanto en el extremo de Ayolas como en el extremo Villa Hayes es el siguiente:

Línea	Extremo	Sistema	Marca	Modelo
Ayolas - Villa Hayes	Ayolas	PP	SIEMENS	7SL87
		PS	SIEMENS	7SL87
	Villa Hayes	PP	SIEMENS	7SL87
		PS	SIEMENS	7SL87

Cuadro 5 Esquema del sistema de protección de línea Ayolas – Villa Hayes 500 kV

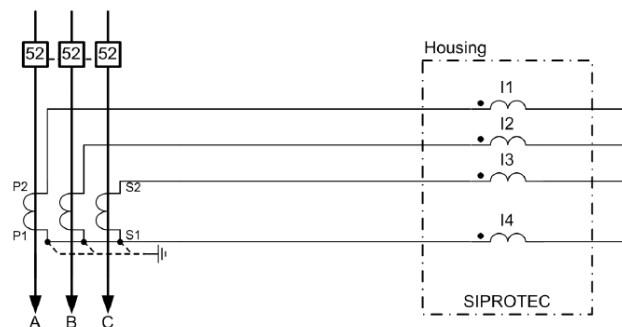
Las funciones de protección actualmente implementadas en cada una de las protecciones de línea existentes son las siguientes:

- Función de protección de diferencial de línea (87L)
- Función de protección de distancia (21)
- Función de protección de sobrecorriente a tierra direccional (67N)
- Función de teleprotección de distancia (85-21)
- Función de teleprotección de sobrecorriente tierra en comparación direccional (85-67N)
- Función de protección de cierre sobre falla (SOTF)
- Función de protección STUB
- Función de protección de sobretensión (59)
- Función de sobrecorriente fases y tierra de emergencia (50(N)/51(N))
- Función de bloqueo por oscilación de potencia (68)
- Función de recierre (79)
- Función de sincronismo (25)

10.2 AJUSTES PARA EL BLOQUE POWER SYSTEM

Corriente Derivación XY (VHA) y AB (AYO)

CT connection = 3-phase + IN



Current transformer 3-phase: connection = 3-phase + IN

Figura 24 Conexión de las señales de corriente para el ajuste "3-phase + IN" del relé 7SL87

CT 3-phase Rated primary current = 2 000 A (VHA y AYO)

Esto a partir de la capacidad nominal de la línea Ayolas – Villa Hayes (1923 A) y de la placa del transformador de corriente.

TRENCH

Transformador de corriente IOSK 550

No. :

Temp. : 0/+40 °C

U_m : 550 kV

I_{dyn} : 100 kA pico

I_{th} : 40 kA eff. / 3 s

Año :

Tipo aceite : Mineral Nafténico

Nivel de Aislam. int. : 680/1550/1175 kV

Nivel de Aislam. ext. : 680/1550/1175 kV

Altitud : 1000 m.s.n.m

Masa : 1200 kg

Vol : 230 l

f_N : 50 Hz

$1.2 I_{pn}$

Distancia de fuga : 25 mm/kV

IEC 61869-1/2

I_{pn} (A)	P1 - P2 3000A							
	1S1 - 1S2	1S1 - 1S3	1S1 - 1S4	1S1 - 1S5	2S1 - 2S2	2S1 - 2S3	2S1 - 2S4	2S1 - 2S5
Núcleo	1S1 - 1S2	1S1 - 1S3	1S1 - 1S4	1S1 - 1S5	3S1 - 3S2	3S1 - 3S3	3S1 - 3S4	3S1 - 3S5
K_n (A)	400/1	1200/1	1500/1	2000/1	400/1	1200/1	1500/1	2000/1
(VA)	5	5	5	5	30	30	30	30
Clase	0.2S	0.2S	0.2S	0.2S	5P	5P	5P	5P
Alf/Fs	---	---	---	---	20	20	20	20

Figura 25 Datos de placa del transformador de corriente (AYO)

TRENCH

Transformador de corriente IOSK 550

No. :

Temp. : 0/+40 °C

U_m : 550 kV

I_{dyn} : 100 kA pico

I_{th} : 40 kA eff. / 3 s

Año :

Tipo aceite : Mineral Nafténico

Nivel de Aislam. int. : 680/1550/1175 kV

Nivel de Aislam. ext. : 680/1550/1175 kV

Altitud : 1000 m.s.n.m

Masa : 1200 kg

Vol : 230 l

f_N : 50 Hz

$1.2 I_{pn}$

Distancia de fuga : 25 mm/kV

IEC 61869-1/2

I_{pn} (A)	P1 - P2 3000A															
	1S2 - 1S3	1S2 - 1S4	1S2 - 1S5	1S1 - 1S2	1S1 - 1S3	1S1 - 1S5	1S1 - 1S6	2S2 - 2S3	2S2 - 2S4	2S2 - 2S5	2S1 - 2S2	2S1 - 2S3	2S1 - 2S5	2S1 - 2S6		
Núcleo	1S2 - 1S3	1S2 - 1S4	1S2 - 1S5	1S1 - 1S2	1S1 - 1S3	1S1 - 1S5	1S1 - 1S6	3S2 - 3S3	3S2 - 3S4	3S2 - 3S5	3S1 - 3S2	3S1 - 3S3	3S1 - 3S5	3S1 - 3S6		
K_n (A)	500/1	750/1	1000/1	1500/1	2000/1	2500/1	3000/1	500/1	750/1	1000/1	1500/1	2000/1	2500/1	3000/1		
(VA)	5	5	5	5	5	5	5	10	10	10	10	10	10	10		
Clase	0.2S	0.2S	0.2S	0.2S	0.2S	0.2S	0.2S	5P	5P	5P	5P	5P	5P	5P		
Alf/Fs	---	---	---	---	---	---	---	20	20	20	20	20	20	20		

Figura 26 Datos de placa del transformador de corriente (VHA)

CT 3-phase Rated secondary current = 1 A

Esto a partir de la placa del transformador de corriente.

CT 3-phase Neutr.point in dir.of ref.obj = YES

Se debe verificar en campo la ubicación del punto estrella de los transformadores de corriente, si el punto no esta hacia la línea, el parámetro de ajuste deberá ser cambiado a NO.

CT error changeover = 1.50

CT error A = 3.0

CT error B = 10.0

A partir de la característica 5P20 de los transformadores de corriente y de lo indicado en el manual del relé 7SL87:

Table 6-1 Setting Recommendations for Current Transformer Data

Transformer Class	Standard	Rated-Current Error		Rated-Overcurrent Factor Error	Setting Recommendations for Settings		
		Ratio	Angle		CT error change-over	CT error A	CT error B
5P	IEC 60044-1	1.0%	± 60 min	≤ 5 %	1.50	3.0 %	10.0 %
10P		3.0%	—	≤ 10 %	1.50	5.0 %	15.0 %

Figura 27 Cuadro de ajustes de características de TC recomendados por el fabricante

Tensión Derivación AB (AYO)

VT connection = 3 ph-to-gnd voltages (AYO)

VT 3-phase Rated primary voltage = 500 kV (AYO)

V-3ph Rated secondary voltage = 115 V (AYO)

A partir de los datos de placa.

TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO

Tipo

TCVT 550

Nº

30125631

Año

2017

f_e

50 Hz

Un kv

550

Nivel de aisl. kv

680/1175/1550

Mass

745 kg

F_v

1.2/30s
1.5/30s

Clase de temp. °C

-20/+45

C₂ pF

218750

C₁ pF

5117

C₃ pF

5000

DC aceite

Sintético IEC867 / 72 kg

EU oil

Minerale IEC296 / 30 kg

Potencia simult. max

60VA cl. 0,2-3P

Pararrayos de descarga para BIL 1,2/50 µs

2. 1kV

Componentes de Corriente: bobina de drenaje

40mH

RELACION (kV/V)	BORNES	POTENCIA (VA)	CLASE	Cap. termica total (VA)	Respuesta Transitoria Clase
500·√3 / 115	1a1 - 1n	20	0,2-3P	350	T1
500·√3 / 115·√3	1a2 - 1n	20	0,2-3P		
500·√3 / 115	2a1 - 2n	20	0,2-3P		
500·√3 / 115·√3	2a2 - 2n	20	0,2-3P		
500·√3 / 115	3a1 - 3n	20	0,2-3P		

Figura 28 Datos de placa del TT línea a VHA de Ayolas 500 kV

Tensión Barra (AYO)

Rated primary voltage = 500 kV (AYO)

Rated secondary voltage = 111 V (AYO)

A partir de los datos de placa.

TRANSFORMADORES DE TENSION				
TIPO CAPACITIVO		TENSION NOMINAL 500 kV		
TENSION PRIMARIA DE FASE: $\frac{500}{1,73}$ kV				
TENSION SECUNDARIA DE FASE: 115,47 – 64,15 V				
IDENTIFICACION	MARCA: ABB		MODELO: CPB 550	
	NUCLEO	UTILIZACION	PRESTACION	CLASE
DCPOL2 TP01 – TP02	1	MEDICION	180 VA	0,2
	2	PROTECCION	200 VA	3P
	3	PROTECCION	200 VA	3P

Figura 29 Datos de placa del TT barras de Ayolas 500 kV

Tensión Derivación XY (VHA)

VT connection = 3 ph-to-gnd voltages

VT 3-phase Rated primary voltage = 500 kV (VHA)

V-3ph Rated secondary voltage = 110 V (VHA)

A partir de los datos de placa.

TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO					
Tipo	TCVT 550	N°		Año	
Um kV	550	Nivel de aisl. kV	680/1175/1550	Mass	745 kg
Clase de temp. °C	-20/+45	C _s pF	218750	C _i pF	5117
DC aceite	Sintético IEC867 / 72 kg	EU oil	Minerale IEC296 / 30 kg		
Potencia simult. max	60VA c.l. 0, 2-3P				
Componentes do Carrier : bobina de drenaje	40mH	Pararrayos de descarga para BIL 1,2/50 µs	2, 1kV		
RELACION (kV/V)	BORNES	POTENCIA (VA)	CLASE	Cap. termica total (VA)	Respuesta Transitoria Clase
500:√3 / 110	1a1 - 1n	20	0, 2-3P	350	T1
500:√3 / 110:√3	1a2 - 1n	20	0, 2-3P		
500:√3 / 110	2a1 - 2n	20	0, 2-3P		
500:√3 / 110:√3	2a2 - 2n	20	0, 2-3P	350	T1
500:√3 / 110	3a1 - 3n	20	0, 2-3P		
500:√3 / 110:√3	3a2 - 3n	20	0, 2-3P		
Contrato: 6397/2015			LPI: 1045/2014		

Figura 30 Datos de placa del TT línea de Ayolas 500 kV

Tensión Barra (VHA)

Rated primary voltage = 499.53 kV (VHA)

Rated secondary voltage = 111 V (VHA)

A partir del ajuste actual de 498 kV / 110.66 V de los relés existentes. Debido a que el relé 7SL8 no permite decimales en el voltaje secundario, se colocó el equivalente para 111 V (111/110.66)*499 = 499.53 kV

10.3 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA (87L)

10.3.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA DEL RELÉ 7SL87

La protección diferencial de la línea Ayolas – Villa Hayes está compuesta por un relé de protección de tecnología numérica marca SIEMENS, modelo 7SL87, en el cual la protección diferencial es la protección principal.

Principio Básico

La protección diferencial está basada en la comparación de corrientes. Usa el hecho de que la línea siempre estará cargada con la misma corriente I en ambos extremos cuando se encuentre operando sin falla. Una diferencia entre las corrientes es una clara indicación de falla dentro de la línea protegida.

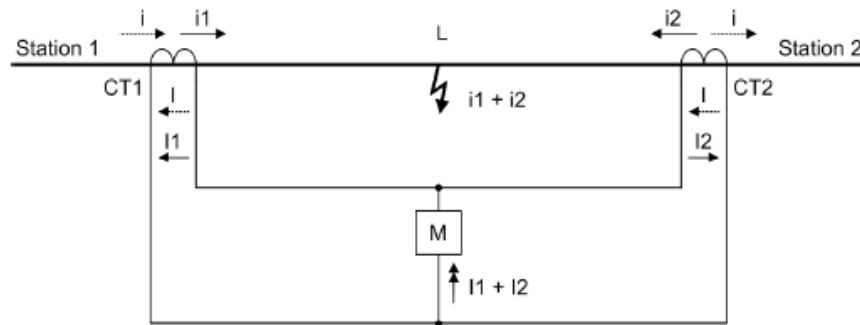


Figura 31 Principio básico de la protección diferencial para línea con dos extremos

Transmisión De Valores Medidos

Si el entero objeto protegido está localizado en un solo lugar, como es el caso de generadores, transformadores, barras, etc., los valores medidos pueden ser procesados inmediatamente. Para el caso de las líneas es diferente, dado a que la zona protegida se expande a una cierta distancia, desde una subestación a otra. Para ser posible el proceso de los valores medidos de todos los extremos de la línea en cada extremo de línea, estos tienen que ser transmitidos de una forma adecuada. De esta manera, la condición de disparo en cada extremo de la línea puede ser chequeada y el respectivo interruptor local puede ser operado si es necesario.

El relé 7SL87 transmite los valores medidos como telegramas digitales vía canales de comunicación. Para esto, cada dispositivo está equipado con una interfase de datos.

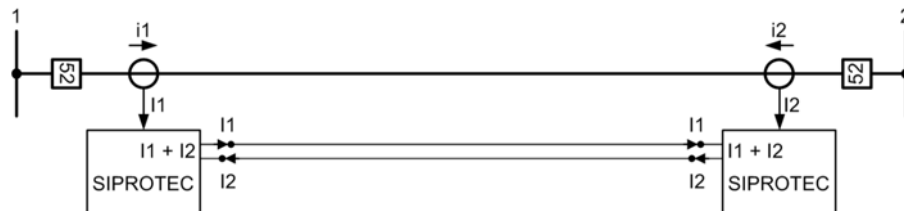


Figura 32 Protección diferencial para una línea con dos extremos

Sincronización De Valores Medidos

Los relés miden su corriente local de una manera no sincronizada con el resto de los relés. Esto significa que cada relé mide, digitaliza y pre-procesa la corriente asociada a cada transformador de corriente de manera independiente. Si las corrientes de dos o más extremos de línea son comparados, es necesario que el proceso de corrientes tenga un mismo tiempo base.

Para alcanzar una sincronización precisa, todos los valores de corriente son marcados con "sello de tiempo" antes de ser transmitidas de un relé a otro. Este sello de tiempo indica en cual punto en el tiempo la información de la corriente transmitida es válida.

Restricción

La hipótesis para el principio básico de la protección diferencial es que la suma total de corrientes que fluyen dentro del objeto protegido sea de cero en condiciones de operación

normal sin falla. Esta hipótesis es solo válida para el sistema primario e incluso si solo existen corrientes shunt del tipo producida por la capacitancia de las líneas o las corrientes de magnetización de los transformadores o reactores, estas pueden ser obviadas.

La corriente secundaria la cual es tomada por los relés vía transformadores de corriente, están sujetas a errores de medición causados por la respuesta característica de los transformadores de corriente y de los circuitos de entrada de los relés. Errores en la transmisión tales como ruidos pueden ser causantes de variaciones en la cantidad medida. Como resultado de todas estas influencias, la suma total de todas las corrientes procesadas en los relés en operación normal no es exactamente cero. Por tal motivo, la protección diferencial está restringida contra estas influencias.

Corrientes Capacitivas

Debido a la capacitancia de las tres fases contra la tierra y contra una de otra, las corrientes capacitivas fluirán incluso en condiciones de operación normal y origina una diferencia entre las corrientes en ambos extremos de la zona protegida. Especialmente cuando se usan cables, las corrientes capacitivas pueden alcanzar magnitudes considerables.

La corriente capacitiva no depende de la intensidad de la corriente medida. En operación normal estos pueden ser considerados como casi constantes bajo condiciones de operación en estado estacionario, debido a que estos son solo determinados por la tensión y la capacitancia de las líneas.

Errores De Los Transformadores De Corriente

Para considerar la influencia de los errores de los transformadores de corriente, cada relé calcula por si mismo la cantidad a restringir lerror. Esto es calculado estimando el posible error de transformación de información del transformador de corriente local y la intensidad de la corriente local medida. La información del transformador de corriente ha sido parametrizada en la sección "Power System" (característica de transformador de corriente) y aplicada a cada relé individualmente. Desde que cada relé transmite su error estimado al otro, cada relé es capaz de formar la suma total de errores posibles; esta suma es usada para la restricción.

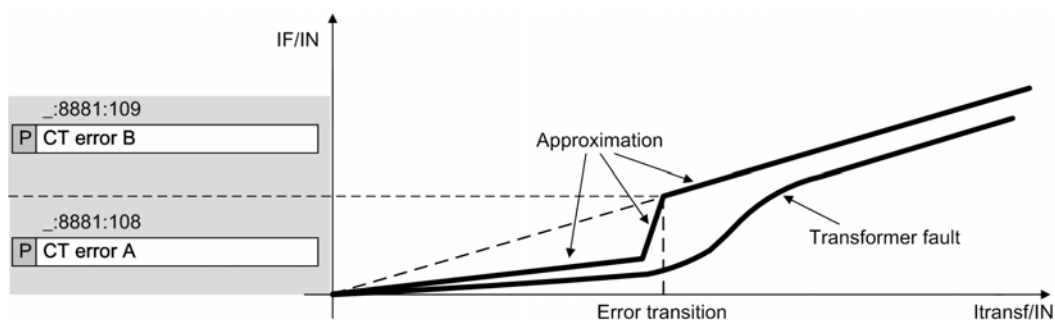


Figura 33 Aproximación de los errores de los transformadores de corriente

Para el presente estudio, los transformadores de corriente son de la clase de precisión 5P20. Siguiendo lo recomendado por el fabricante para transformadores de corriente de clase 5P20, los ajustes a ingresar para que el relé estime el error posible son los siguientes:

CT error changeover = 1.50

CT error A = 3.0

CT error B = 10.0

Evaluación De Los Valores Medidas

La evaluación de los valores medidos es realizada por cada fase por separado. La corriente residual es evaluada por separado.

Cada relé calcula una corriente diferencial del total de las corrientes fasoriales tomados de cada extremo de la zona protegida y transmitida hacia los otros extremos. El valor de la corriente diferencial es igual al valor de la corriente de falla que es registrado por el sistema de protección diferencial. En condiciones de operación normal, el valor de corriente diferencial es bajo y similar a la corriente capacitiva.

La corriente de restricción contrarresta a la corriente diferencial. Este es el total de los máximos errores medidos en los extremos del objeto protegido y es calculado a partir de las magnitudes de corriente medida y de los parámetros del sistema que fueron ajustados al relé.

La característica de arranque (pickup) de la protección diferencial deriva de la característica de restricción $I_{diff} = I_{rest}$ (45°-curva), el cual corta por debajo del valor de ajuste de $I-DIFF>$. Esto cumple con la siguiente fórmula:

$$I_{rest} = I-DIFF> + \Sigma (\text{errors by CT's and other measuring errors})$$

Si la corriente diferencial calculada excede el umbral de arranque y el mayor error posible, la falla debe de ser interna.

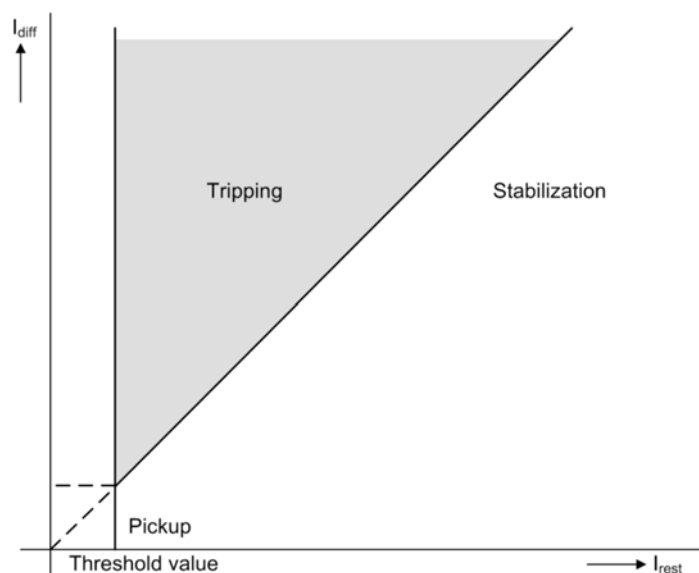


Figura 34 Característica de operación de la protección diferencial del relé 7SL87

Diferencial De Alta Velocidad (I_{diff} fast)

La etapa rápida de la protección diferencial es un nivel diferencial superpuesto a la comparación de corriente (= protección diferencial propiamente dicho). Las medidas son también analizadas por separado por cada fase. Para lograr que el disparo sea más rápido para altas corrientes de falla, el relé utiliza valores instantáneos filtrados.

10.3.2 CÁLCULO DE AJUSTES PARA LA FUNCIÓN DE DIFERENCIAL DE LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV PARA AMBOS EXTREMOS

Los cálculos de los ajustes de la protección diferencial se efectúan sobre la base de la característica del equipo que protege, no siendo necesario coordinar con otro equipo de protección, es decir tienen selectividad absoluta.

Threshold Idiff>

El cálculo de la corriente diferencial se debe ajustar de tal manera que sea superior a toda la corriente transversal estacionaria del objeto protegido. En el caso de cables y líneas aéreas largas, hay que tener especialmente en cuenta la corriente de capacitiva. Ésta se calcula a partir de la capacidad operativa:

$$I_C = 3.63 \times 10^{-6} \times U_n \times F_n \times C_{B'} \times S$$

Donde:

Ic la corriente de carga en A primarios

Un la tensión nominal de la red en kV

Fn la frecuencia nominal de la red en Hz

Cb' la capacitancia operativa relativa de la línea en nF/km

S la longitud de la línea en km

Teniendo en cuenta las oscilaciones de tensión y de frecuencia se debería ajustar por lo menos del doble al triple de la corriente de carga determinada de este modo. El valor del umbral tampoco debería estar por debajo del 15 % de la intensidad de corriente nominal operativa. La intensidad de corriente nominal operativa en este caso vendría ser la máxima corriente de carga, la cual puede ser asumida como el 80% de la capacidad de la línea ($0.80 \times 1923 = 1538$ A).

Para la línea Ayolas – Villa Hayes, se tiene los siguientes parámetros:

Un = 500 kV

Fn = 50 Hz

Cb' = 13.75 nF/km

S = 333 km

Con estos valores se calcula la corriente de capacitiva estacionaria:

Ic = 415.52 A

De efectuarse el ajuste en valores primarios, se ajusta por lo menos al triple, es decir 1248 A; sin embargo este valor se encuentra cerca a la mínima corriente de falla (1337 A, falla 1f con Rf=27ohm en el extremo Ayolas, extremo Ayolas abierto). Por esta razón, con la finalidad de sensibilizar la protección diferencial, se debe agregar el bloque de “compensación de carga (Charging-Current Compensation)” disponible en la librería del relé y ajustar el umbral con un valor igual a la corriente de carga capacitiva.

Idiff> = 416 A

Charging-Current Compensation (Ic-compensat.)

Este módulo le permitirá al relé eliminar la corriente de carga de la función diferencial y así poder hacer más sensible el arranque de este. Para la correcta operación de la función, se debe agregar con detalle los parámetros de línea al relé, tal como se muestra a continuación:

General		
Rated values		
21.9001.101	Rated current:	1923 A
21.9001.102	Rated voltage:	500.00 kV
21.9001.103	Rated apparent power:	1665.4 MVA
Line data		
21.9001.149	Neutral point:	grounded
21.9001.112	C1 per length unit:	0.014 $\mu\text{F/km}$
21.9001.148	C0 per length unit:	0.008 $\mu\text{F/km}$
21.9001.113	X per length unit:	0.2670 Ω/km
21.9001.114	Line length:	333.00 km
21.9001.108	Line angle:	84.43 °

Figura 35 Parámetros de línea en primarios a ingresar al relé para la compensación de carga

Los parámetros de ajustes a ingresar al modulo lc-compensat. son los siguientes:

lc-compensat.		
21.831.3511.1	Mode:	on
21.831.3511.101	lc-stabilization/lc-rated:	1.5
21.831.3511.102	Total line length:	333.0 km
21.831.3511.110	Rated charging current:	415.210571 A

Figura 36 Parámetros de ajuste a ingresar al relé para el bloque de compensación de carga

En caso se requiera pasar a OFF el bloque o no se pueda implementar por un tema de puntos, es muy necesario elevar el umbral de $I_{diff}>$ a 3 veces el valor de corriente de carga (de 416 a 1248 A), caso contrario el relé emitirá un disparo indeseado por la presencia de corriente diferencial ocasionada por la carga.

Threshold $I_{diff}>$

Un ajuste a aproximadamente la intensidad de corriente nominal de servicio suele ser normalmente razonable. Pero también aquí hay que tener en cuenta que el ajuste se refiere a valores nominales de servicio, que han de ser iguales en el primario en ambos extremos del objeto protegido.

El fabricante recomienda un ajuste entre 1.2 a 2.0 la corriente de carga.

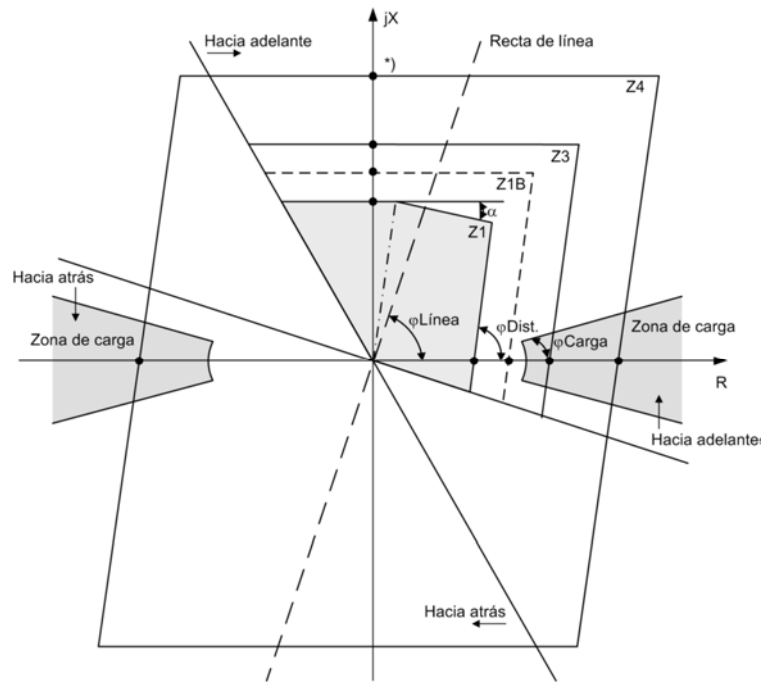
$I_{diff}> = 2000 \text{ A}$

10.4 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21)

10.4.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN DE DISTANCIA DEL RELÉ 7SL87

La característica de operación de la función de distancia escogida es del tipo poligonal, el cual es un paralelogramo inclinado en el plano R-X. El polígono operativo se define por los parámetros Alcance X, RF (ph-g), RF (ph-ph) y la Inclinación de zona.

La figura siguiente muestra un ejemplo con 4 zonas para la protección de distancia con característica de disparo poligonal.



*) Los valores de ajuste están marcados por puntos

Figura 37 Característica de operación de la función de distancia del relé 7SA87

El relé calcula la impedancia de cada lazo posible (L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1) de forma independiente.

Cálculo De Impedancia Para Lazos Fase-Fase

Para el cálculo de un lazo fase-fase, por ejemplo, con un cortocircuito bipolar L1-L2 la ecuación del lazo de impedancia corresponde a:

$$I_{L1} \cdot Z_L - I_{L2} \cdot Z_L = U_{L1-E} - U_{L2-E}$$

Donde:

U_L Voltaje medido (complejo)

$Z_L = R + jX$ Impedancia de línea (complejo)

La impedancia vista por el relé se obtiene de:

$$Z_L = \frac{U_{L1-E} - U_{L2-E}}{I_{L1} - I_{L2}}$$

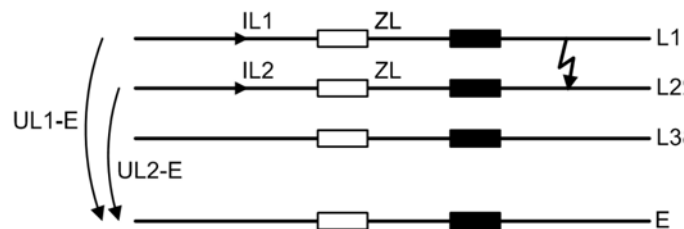


Figura 38 Lazo para un cortocircuito bifásico

Cálculo De Impedancia Para Lazos Fase-Tierra

Para el cálculo de un lazo fase-tierra se debe considerar la impedancia del conductor de retorno a tierra, que por lo general no es igual a la impedancia de la línea. Por ejemplo, en un cortocircuito L3-E:

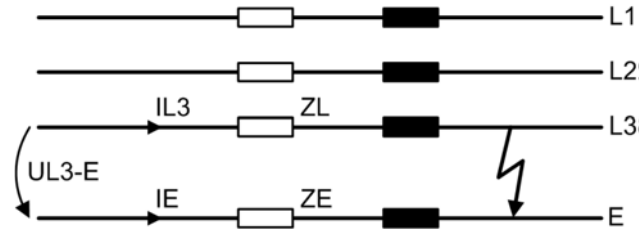


Figura 39 Lazo para un cortocircuito monofásico a tierra (L3-E)

Se miden la tensión U_{L3-E} , la intensidad de fase I_{L3} y la intensidad a tierra I_E del lazo con falla.

$$U_{L3-E} = I_{L3} \cdot (R_L + jX_L) - I_E \cdot (k_r \cdot R_L + j(k_x \cdot X_L))$$

La impedancia vista por el relé para la localización de la falta resulta de:

$$R_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot k_x \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - (k_x + k_r) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + k_r \cdot k_x \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}}\right)^2}$$

$$X_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot k_r \cdot \sin(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - (k_x + k_r) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + k_r \cdot k_x \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}}\right)^2}$$

Donde:

U_{L3-E} Vector de la tensión de cortocircuito

I_{L3} Vector de la intensidad de cortocircuito (fase 3)

I_E Vector de la intensidad de falla a tierra

φ_U Ángulo de fase de la tensión de cortocircuito

φ_L Ángulo de fase de la intensidad de cortocircuito (fase 3)

φ_E Ángulo de fase de la intensidad de falla a tierra

Aquí, los factores $K_r = R_E/R_L$ y $K_x = X_E/X_L$ sólo dependen de las constantes de la línea.

$$K_r = \frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right)$$

$$K_x = \frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right)$$

Donde:

R_0 Resistencia de secuencia cero de la línea

X_0 Reactancia de secuencia cero de la línea

R_1 Resistencia de secuencia positiva de la línea

10.4.2 CRITERIOS DE AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Se ajustará tres zonas con dirección FORWARD y una zona con dirección REVERSE. Los alcances reactivos y resistivos de cada zona fueron ajustados en base a los siguientes criterios:

ZONA 1 (Forward)

Esta zona estará dedicada a despejar de forma instantánea toda falla que ocurra en la línea a proteger procurando no actuar ante fallas en la barra remota o líneas subsiguientes.

Para el caso de las líneas con dos terminales, se recomienda ajustar el alcance reactivo al 85% de la reactancia de la línea a proteger. Para líneas cortas o de doble terna, el alcance puede ser menor (hasta un 65%), el cual debe verificar mediante el método de impedancias vistas que el alcance seleccionado no detecte fallas en la barra remota o líneas subsiguientes para diversos escenarios de operación (con la línea en paralelo en servicio o fuera de servicio y puesto a tierra).

Impedancias Vistas: consiste en la representación en un plano R-X las zonas de protección y la impedancia de falla que calcula el relé en base a sus lecturas de los fasores de tensión y corriente obtenida a partir de simulaciones de cortocircuitos. Este análisis se lleva a cabo en el software DIgSILENT, el cual cuenta con un módulo de protecciones, además de un aplicativo desarrollado en el lenguaje DPL el cual grafica las impedancias vista por cada relé para diversos tipos y ubicaciones de fallas.

La temporización de la primera zona será del tipo instantánea (0.00 segundos).

ZONA 2 (Forward)

Esta zona estará destinada a cubrir el 100% de la línea a proteger con un margen mínimo de seguridad del 20%, procurando no ver fallas al 50% del elemento de menor impedancia subsiguiente, es decir, el ajuste máximo permitido será igual a la reactancia de la línea a proteger más el 50% de la reactancia de la línea subsiguiente más corta.

Mediante el método de impedancias vistas, se debe verificar que todos los tipos de fallas en toda la línea y para los diferentes escenarios de operación, estas van a ser detectada por la zona 2.

La temporización de la segunda zona estará entre 300 y 500 msec. En caso de ausencia de teleprotección, el tiempo debe entonces ajustarse entre 150 ms y 300 ms.

ZONA 3 (Forward)

Esta zona brindará una protección de respaldo para los circuitos subsiguientes, procurando no detectar fallas en otro nivel de tensión ni en barras alejadas.

Para el caso de relés cuyo extremo opuesto de su línea protegida se encuentren transformadores de potencia, se ajustará igual al 100% de la línea a proteger más el 80% de la impedancia del transformador de potencia o el paralelo de estos según sea el caso.

Para el caso de relés cuyo extremo opuesto de su línea protegida se encuentren transformadores de potencia y líneas de transmisión, se ajustará al menor del resultado del caso anterior o del 115% de la suma de las impedancias de la línea a proteger más la línea subsiguiente más larga.

La temporización de la tercera zona será entre 700 a 1000 mseg. Solo en casos en donde debido a la longitud de las líneas, la zona 3 llegue a ver fallas en otro nivel de tensión o barras sub-siguientes, se recomienda una temporización de 1300 mseg.

ZONA 4 (Reverse)

El alcance reactivo de reversa no deberá ser mayor al 50% de la reactancia de la línea anterior más corta o del 50% de la reactancia equivalente más corta entre los transformadores de potencia conectados a la barra.

Para el caso de las líneas de transmisión que utilizan un esquema de teleprotección tipo POTT (Permissive Overreaching Transfer Trip), las lógicas de bloqueo por corriente reversa, eco y fuente débil requieren de un elemento de reversa para la no detección del arranque. La zona 4 de los extremos debiles, será la zona de reversa a ser utilizada en la lógica de los relés para los esquemas de teleprotección, por lo tanto su ajuste debe ser ajustado por encima del 120% del sobrealcance que presenta la zona 2 de la protección de distancia ubicada en el extremo remoto de la línea a proteger, con lo cual se asegura el cubrimiento de dicha zona.

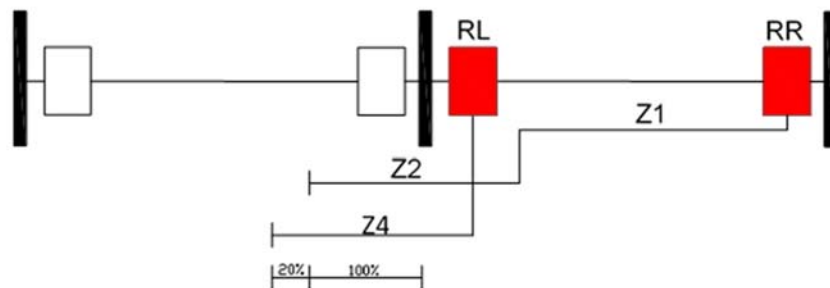


Figura 40 Alcance de la zona de reversa

La temporización de la tercera zona será entre 1500-1800 mseg.

ALCANCE RESISTIVO (todas las zonas)

El ajuste del alcance resistivo fase-tierra deberá ser seleccionado de tal manera que sea capaz de detectar fallas a tierra de hasta 30 ohm como mínimo.

El ajuste del alcance resistivo fase-fase deberá ser seleccionado de tal manera que sea capaz de detectar fallas entre fases de hasta 10 ohm como mínimo.

El fabricante recomienda para líneas aéreas no ajustar un alcance resistivo cuyo resultado en comparación a su alcance reactivo sea mayor de 2.50 (relación máxima R/X igual a 2.50).

La verificación del alcance se realizará mediante el método de impedancias vistas, y esta deberá comprobar que para cualquier escenario de operación, ninguna falla a tierra en la barra opuesta entre a la primera zona. Para la zona 2, se deberá verificar que el alcance seleccionado cubra todo tipo de falla en toda la línea.

El alcance máximo permitido es el menor valor entre el 50% de la impedancia mínima de carga y el valor del alcance reactivo por 2.50.

El cálculo de la impedancia mínima de carga se obtiene de la siguiente fórmula:

$$Z_{min.carga} = \frac{(0.85xVL)^2}{S_{max}}$$

Donde:

VI: Tensión nominal mínima línea - línea.

Smax: Potencia máxima por la línea

La máxima potencia que puede transmitir la línea es seleccionada como la menor según las siguientes capacidades:

TCmax: Máxima corriente permitida por el transformador de corriente (normalmente corresponde al 120% de Inom primaria del CT). Si los transformadores de corriente de los lados de la línea son de diferente relación de transformación, se calculará con la menor corriente de los dos, la cual determina el límite de corriente de la línea.

Corriente máxima de carga: Es el 130% de Inom del conductor, la cual corresponde al límite térmico del circuito o el límite que imponga cualquiera de los equipos de potencia asociados.

10.4.3 CÁLCULO DE AJUSTES PARA LA FUNCIÓN DE DISTANCIA DE LA LÍNEAS AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV

Factor De Compensación Homopolar (Kr, Kx)

A partir de los parámetros de línea se obtienen los siguientes valores de Kr y Kx para la compensación homopolar a ingresar al relé de protección:

$$K_r = (1/3) \times (0.295/0.026) - 1 = 3.45$$

$$K_x = (1/3) \times (0.859/0.267) - 1 = 0.74$$

Otros parámetros de ajustes a implementar del grupo “General” son los siguientes:

Rated current = 1923 A

Rated voltaje = 500 kV

C1 per length unit = 0.014 uF/km primario

C0 per length unit = 0.008 uF/km primario

X per length unit = 0.2670 ohm/km primario

Line length = 333.00 km

Line angle = 84.43°

Otros parámetros de ajustes a implementar del grupo “21 Distance prot” son los siguientes:

Ground-fault deteccion = 3I0> o U0>

3I0> threshold value = 0.10 A secundarios

V0> threshold value = 5.00 V secundarios

3I0 pickup stabilization = 0.10 A secundarios

Loop select. With ph-ph-g = block leading phase

Estos ajustes deben aplicarse igual en ambos extremos.

Alcances Resistivo De Zonas (Rf-t y Rf-f)

La impedancia mínima de carga para la presente línea estará dada por el 130% de la capacidad nominal de esta, la cual es de 1923 A (1 665 MVA).

$$Z_{\text{m carga}} = (0.85 \cdot 500)^2 / (1.3 \cdot 1\,665) = 83.45 \text{ ohm prim}$$

Por lo tanto, el ajuste máximo del alcance resistivo será igual al 50% de 83.45 ohm, el cual es 42 ohm primarios.

Alcances Reactivo De Zonas (X) – Extremo S.E. Ayolas

En base a los criterios de ajuste indicados.

Calculo Alcance Reactivo De Zonas				
Zona	Variable	Valor	Unidad	Comentario
Zona 1	Factor	0.85		85% de la línea
	XL	88.91	ohm prim	Reactancia de la línea
	XZ1	75.57	ohm prim	Alcance reactivo zona 1
Zona 2	Factor	1.20		20% de margen, factor minimo posible
	XZ2'	106.69	ohm prim	Alcance reactivo zona 2 mínimo posible
	Factor	0.50		50% de la línea siguiente
	XL sig.1	92.98	ohm prim	Reactancia de la línea VHA-MD
	XL sig.2	15.14	ohm prim	Reactancia 03 transf. paralelo VHA 500/220
	XL sig.3		ohm prim	
	XZ2''	96.48	ohm prim	Alcance reactivo zona 2 máximo posible
	XZ2	106.69	ohm prim	Alcance reactivo zona 2
Zona 3	Factor	0.80		Porcentaje transformador siguiente
	XT	15.14	ohm prim	Reactancia // 03xtransf. VHA 500/220
	XZ3'	101.02	ohm prim	No es posible ya que es menor que el XZ2
	Factor	1.15		115% de la suma de la línea y la siguiente
	XL sig.1	92.98	ohm prim	Reactancia de la línea VHA-MD
	XZ3''	209.17	ohm prim	Alcance reactivo zona 3 máximo posible
	XZ3	209.17	ohm prim	Alcance reactivo zona 3
Zona 4	Factor	0.50		Porcentaje transformador anterior
	XT	35.00	ohm prim	Reactancia // transformdor AYO500/220
	XZ4'	17.50	ohm prim	Alcance reactivo zona 4 50%Xeq
	Factor	0.50		50% de la línea anterior mas corta
	XL ant.1	2.24	ohm prim	Reactancia de la línea paralelo AYO-YAC
	XZ2 ext op	106.69	ohm prim	Reactancia zona 2 extremo opuesto
	XZ2eo-XL	17.78	ohm prim	Diferencia entre Z2 ext op. y XL
	XZ4''	21.34	ohm prim	Alcance reactivo zona 4 neccesario para WI
	XZ4	21.34	ohm prim	Alcance reactivo zona 4 reversa

Cuadro 6 Cálculo de ajustes de los alcances reactivos de la función 21 de la línea AYO-VHA - extremo Ayolas

Verificación Mediante Impedancias Vistas – Extremo S.E. Ayolas

Simulaciones de cortocircuito sobre toda la línea protegida (pasos de 20%) y en las barras colindantes.

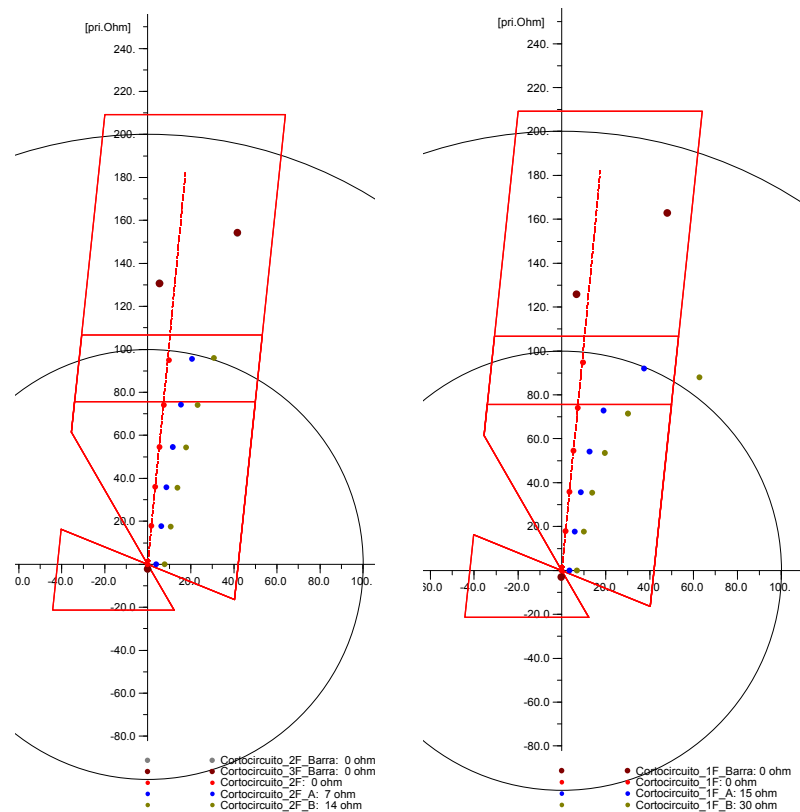


Figura 41 Evaluación de los ajustes mostrados en el cuadro anterior mediante impedancias vistas

En la figura anterior se puede apreciar que para fallas entre fases (imagen izquierda) los ajustes indicados en el cuadro anterior para la protección de distancia de la línea AYO-VHA cumplen con los criterios establecidos; sin embargo para las fallas a tierra (imagen derecha), debido a la característica de la línea se observa que el relé no llega ver fallas a tierra resistivas en el extremo opuesto, por lo cual es necesario realizar un re ajuste del ángulo de inclinación de la característica de operación de la función de distancia con la finalidad de incrementar el alcance resistivo.

Para incrementar el alcance resistivo se recomienda ajustar el ángulo de la característica de distancia "Dist. Characteristic angle" en 72°.

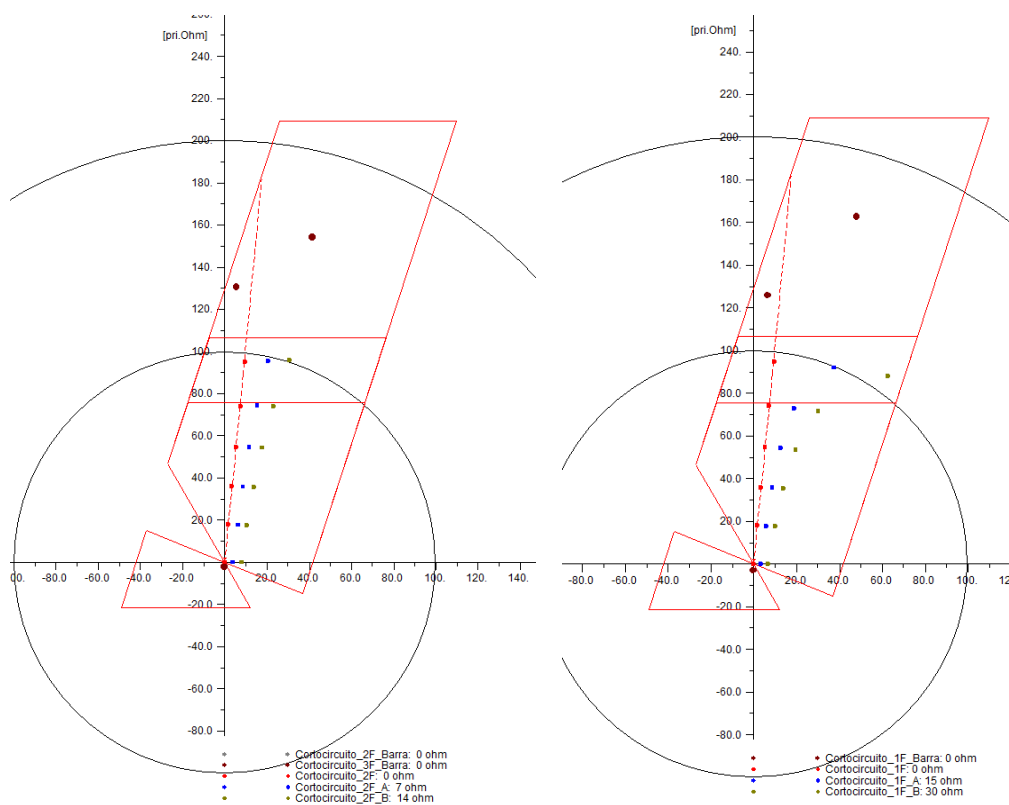


Figura 42 Evaluación de los ajustes propuestos mediante impedancias vistas

Diagrama De Escalonamiento – Extremo S.E. Ayolas

Con la finalidad de evitar un posible traslape entre la zonas 3 de la línea a proteger y la zona 2 de la siguiente línea y las protecciones de los transformadores de Villa Hayes, se recomienda ajustar el tiempo de actuación en 1300 ms.

La verificación de coordinación de tiempos entre protecciones se muestra en el siguiente diagrama de escalonamiento de las protecciones de distancia de la línea a proteger y la siguiente línea (VHA-MD).

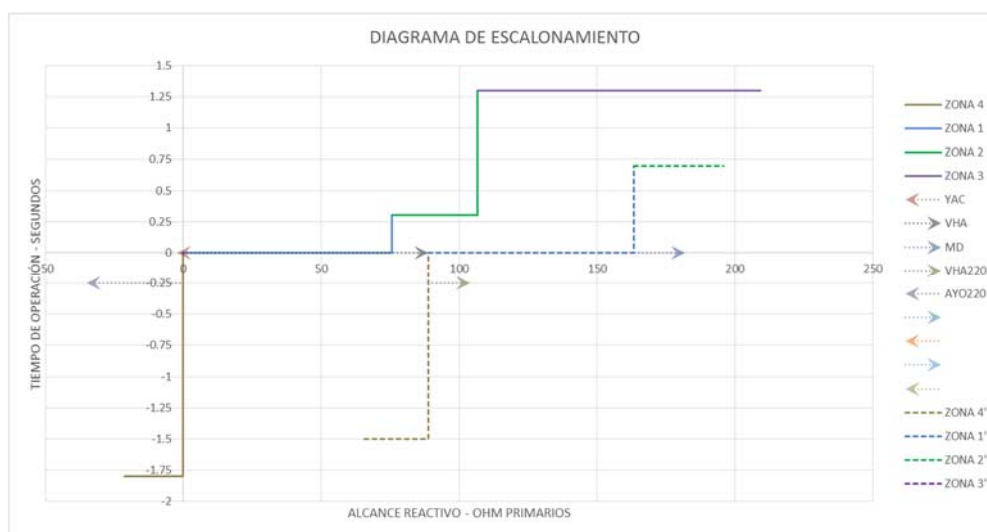


Figura 43 Diagrama de escalonamiento de la función 21 de la línea AYO-CBO - extremo Ayolas

Línea Ayolas - Villa Hayes 500 kV - Extremo Ayolas					
Ajustes Generales					
Relación TC	2000	/	1	A	
Relacion TT	500000	/	115	V	
React. Línea	0.267	ohmPRI/km	88.911	ohm	
Long. Línea (km)	333				
Tipo F.Comp.Hom.	Kr, Kx				
Kr	3.45				
Kx	0.74				
Ajustes De Protección De Distancia					
		ZONA 1	ZONA 2 (1B)	ZONA 3	ZONA 4
Dirección		Forward	Forward	Forward	Reverse
Alcance X	ohm pri	75.57	106.69	209.17	21.34
	ohm sec	34.76	49.08	96.22	9.82
R f-t	ohm pri	42.00	42.00	42.00	42.00
	ohm sec	19.32	19.32	19.32	19.32
R f-f	ohm pri	42.00	42.00	42.00	42.00
	ohm sec	19.32	19.32	19.32	19.32
Ángulo caract. distancia		72°	72°	72°	72°
Inclinación de zona		0°	--	--	--
Tiempo (seg)		0.00	0.30	1.30	1.80

Cuadro 7 Resumen de ajustes propuestos para la función 21 de la línea AYO-VHA - extremo Ayolas

Alcances Reactivo De Zonas (X) – Extremo S.E. Villa Hayes

En base a los criterios de ajuste indicados.

Calculo Alcance Reactivo De Zonas				
Zona	Variable	Valor	Unidad	Comentario
Zona 1	Factor	0.85		85% de la línea
	XL	88.91	ohm prim	Reactancia de la línea
	XZ1	75.57	ohm prim	Alcance reactivo zona 1
Zona 2	Factor	1.20		20% de margen, factor minimo posible
	XZ2'	106.69	ohm prim	Alcance reactivo zona 2 mínimo posible
	Factor	0.50		50% de la línea siguiente
	XL sig.1	2.24	ohm prim	Reactancia de la línea paralelo AYO-YAC
	XL sig.2	35.00	ohm prim	Reactancia // transformdor AYO500/220
	XL sig.3		ohm prim	
	XZ2"	90.03	ohm prim	Alcance reactivo zona 2 máximo posible
	XZ2	106.69	ohm prim	Alcance reactivo zona 2
Zona 3	Factor	0.80		Porcentaje transformador siguiente
	XT	15.14	ohm prim	Reactancia // transformdor AYO500/220
	XZ3'	101.02	ohm prim	No es posible ya que es menor que el XZ2
	Factor	1.15		115% de la suma de la línea y la siguiente
	XL sig.1	2.24	ohm prim	Reactancia de la línea paralelo AYO-YAC
	XZ3"	104.83	ohm prim	No es posible ya que es menor que el XZ2
	XZ3		ohm prim	No se habilita la zona 3
Zona 4	Factor	0.50		Porcentaje transformador anterior
	XT	15.14	ohm prim	Reactancia 03 transf. paralelo VHA 500/220
	XZ4'	7.57	ohm prim	Alcance reactivo zona 4 50%Xeq
	Factor	0.50		50% de la línea anterior mas corta
	XL ant.1	92.98	ohm prim	Reactancia de la línea VHA-MD
	XZ2 ext op	106.69	ohm prim	Reactancia zona 2 extremo opuesto
	XZ2eo-XL	17.78	ohm prim	Diferencia entre Z2 ext op. y XL
	XZ4"	21.34	ohm prim	Alcance reactivo zona 4 neccesario para WI
	XZ4	21.34	ohm prim	Alcance reactivo zona 4 reversa

Cuadro 8 Cálculo de ajustes de los alcances reactivos de la función 21 de la línea AYO-VHA - extremo Villa Hayes

Verificación Mediante Impedancias Vistas – Extremo S.E. Villa Hayes

Simulaciones de cortocircuito sobre toda la línea protegida (pasos de 20%) y en las barras colindantes.

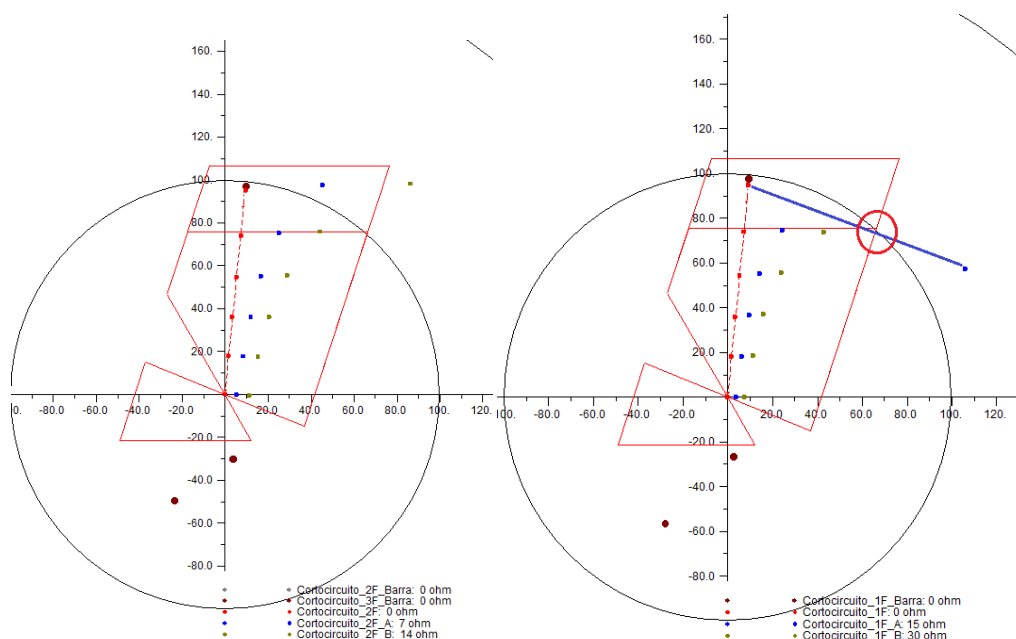


Figura 44 Evaluación de los ajustes mostrados en el cuadro anterior mediante impedancias vistas

En la figura anterior se puede apreciar que para fallas a tierra con resistencia de falla en la barra de Ayolas 500kV, la impedancia vista por el relé logra ver la falla en primera zona, lo cual originará una falta de selectividad entre las protecciones de la S.E. Ayolas y la protección de la línea Villa Hayes – Ayolas (extremo Villa Hayes). Se recomienda el uso del parámetro de ajuste de inclinación de la zona 1 para evitar una posible falta de selectividad entre las protecciones mencionadas.

Se recomienda ajustar el parámetro “zone-inclination angle” en 10°.

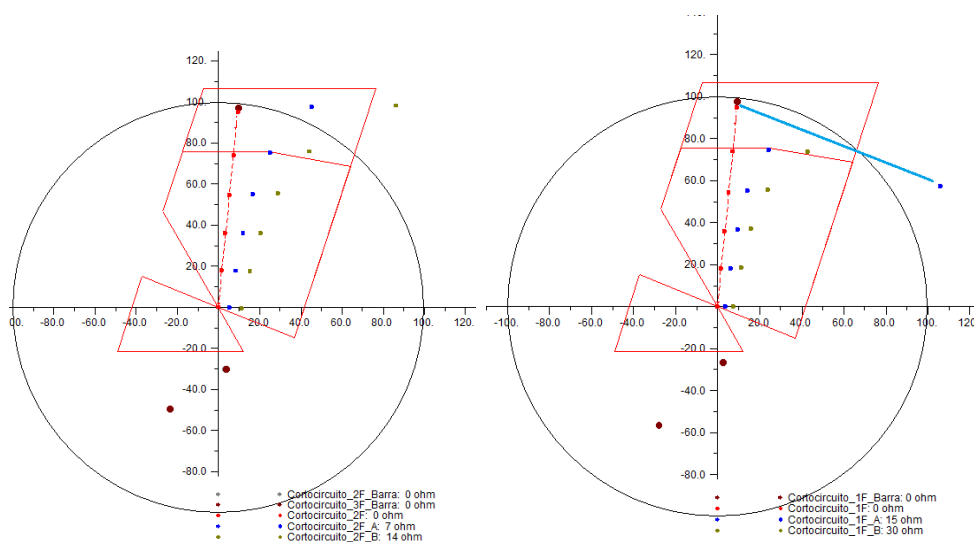


Figura 45 Evaluación de los ajustes propuestos mediante impedancias vistas

Las protecciones diferenciales de línea y teleprotección (weak infeed), serán las encargadas de despejar fallas entre fases y a tierra resistiva en toda la línea; sin embargo, en el caso de pérdida del canal de comunicación, la protección de distancia será la encargada de cubrir las fallas en toda la línea. Si bien en las figuras anteriores se puede

apreciar que no se logra cubrir todas las fallas en toda la línea (debido al fuerte infeed producto de la CH Yaciretá), ya no es posible incrementar el alcance resistivo debido al límite de impedancia de carga. En estos casos (para fallas cerca al extremo de Ayolas), se espera que el extremo Ayolas despeje primero la falla (zona 1), con lo cual anulará el efecto infeed de la CH Yaciretá y con esto la protección ubicado en el extremo Villa Hayes logrará ver la falla en la zona 2.

Diagrama De Escalonamiento – Extremo S.E. Villa Hayes

El alcance de la zona 2 del extremo Villa Hayes origina un traslape con la zona 2 de la siguiente línea (Ayolas-Yacyretá). Se recomienda ajustar el tiempo de actuación en 500 ms.

La verificación de coordinación de tiempos entre protecciones se muestra en el siguiente diagrama de escalonamiento de las protecciones de distancia de la línea a proteger y la siguiente línea más corta (AYO-SPA).

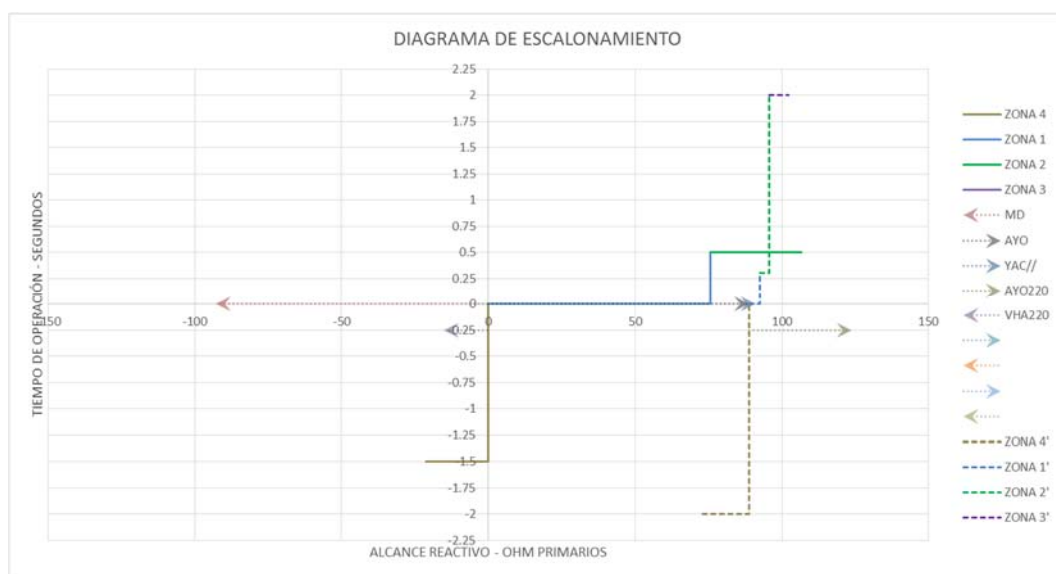


Figura 46 Diagrama de escalonamiento de la función 21 de la línea AYO-VHA - extremo Villa Hayes

Línea Ayolas - Villa Hayes 500 kV - Extremo Villa Hayes					
Ajustes Generales					
Relación TC	2000	/	1	A	
Relacion TT	500	/	110	V	
React. Línea	0.267	ohmPRI/km	88.911	ohm	
Long. Línea (km)	333				
Tipo F.Comp.Hom.	Kr, Kx				
Kr	3.45				
Kx	0.74				
Ajustes De Protección De Distancia					
		ZONA 1	ZONA 2 (1B)	ZONA 3	ZONA 4
Dirección		Forward	Forward	OFF	Reverse
Alcance X	ohm pri	75.57	106.69		21.34
	ohm sec	33252.71	46945.01		9389.00
R f-t	ohm pri	42.00	42.00		42.00
	ohm sec	18480.00	18480.00		18480.00
R f-f	ohm pri	42.00	42.00		42.00
	ohm sec	18480.00	18480.00		18480.00
Ángulo caract. distancia		72°	72°		72°
Inclinación de zona		10°	--		--
Tiempo (seg)		0.00	0.50		1.50

Cuadro 9 Resumen de ajustes propuestos para la función 21 de la línea AYO-VHA - extremo Villa Hayes

10.4.4 REVISIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DE LA FUNCIÓN DE DISTANCIA DE LA LÍNEA AYOLAS – YACYRETÁ, EXTREMO YACYRETÁ EN 500 kV

Los Ajustes actuales son los siguientes:

Ajustes De Protección De Distancia					
		ZONA 1	ZONA 2 (1B)	ZONA 3	ZONA 4
Dirección		Forward	Forward	Forward	Reverse
Alcance X	ohm pri	3.57	6.69	76.00	28.00
Tiempo (seg)		0.00	0.30	2.00	2.00

Cuadro 10 Ajustes actuales de la función 21 de la línea Yacyretá Ayolas - extremo Yacyretá

Revisión De Alcances Reactivo Y Tiempos Mediante Escalonamiento – Extremo C.H. Yacyretá

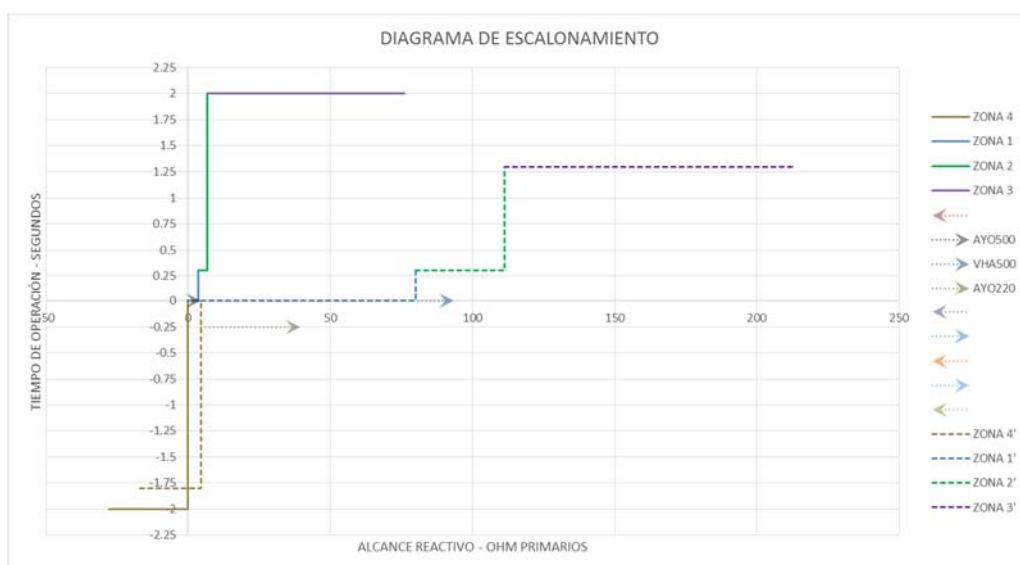


Figura 47 Diagrama de escalonamiento de la función 21 (actual) de la línea YAC-AYO - extremo Yacyreta

En la figura anterior se puede apreciar que el ajuste actual de la zona 3 no logra cubrir la nueva línea Ayolas – Villa Hayes, por lo cual se recomienda incrementar el alcance reactivo de 76 ohm primarios a:

$$XZ3 = 1.15 \cdot (X_{L_{yac-ayo}} + X_{L_{ayo-vha}})$$

$$= 1.15 \cdot (4.4832 + 88.91)$$

$$= 107.4 \text{ ohm primarios}$$

Por otro lado se recomienda reducir el tiempo de actuación de la zona 3 de 2.00 a 1.30 segundos y el de la zona 4 de 2.00 a 1.60 segundos, con la finalidad de mejorar los tiempos de actuación y lograr la selectividad con los elementos colindantes.

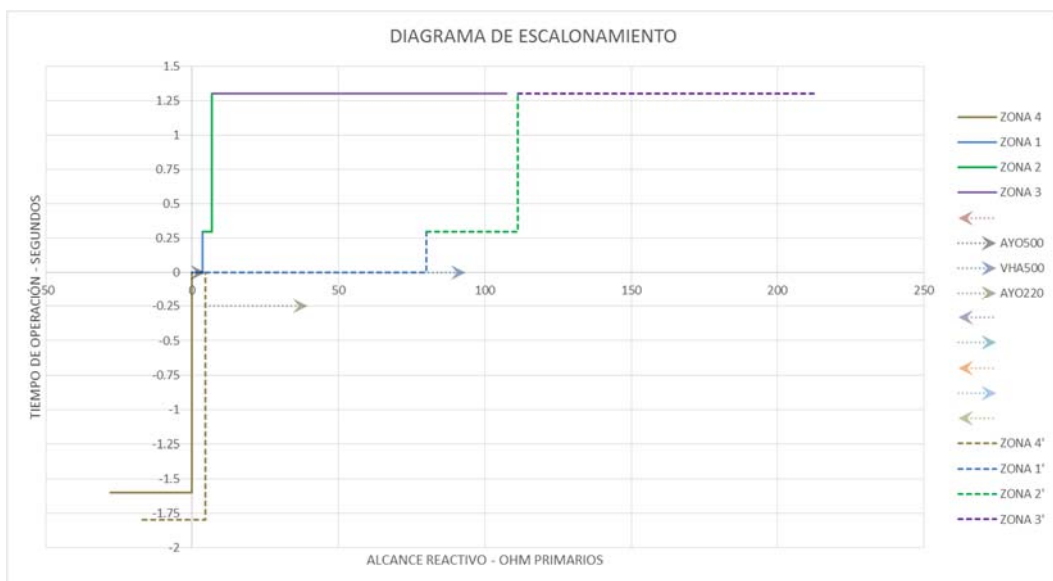


Figura 48 Diagrama de escalonamiento de la función 21 (propuesto) de la línea YAC-AYO - extremo Yacyreta

Ajustes De Protección De Distancia					
		ZONA 1	ZONA 2 (1B)	ZONA 3	ZONA 4
Dirección		Forward	Forward	Forward	Reverse
Alcance X	ohm pri	3.57	6.69	107.40	28.00
Tiempo (seg)		0.00	0.30	1.30	1.60

Cuadro 11 Ajustes propuestos para la función 21 de la línea Yacyretá Ayolas - extremo Yacyretá

10.4.1 REVISIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DE LA FUNCIÓN DE DISTANCIA DE LA LÍNEA MD – VILLA HAYES, EXTREMO MD EN 500 kV

Los Ajustes actuales son los siguientes:

Ajustes De Protección De Distancia					
		ZONA 1	ZONA 2 (1B)	ZONA 3	ZONA 4
Dirección		Forward	Forward	Forward	Reverse
Alcance X	ohm pri	55.76	104.09		23.23
Tiempo (seg)		0.00	0.40		1.50

Cuadro 12 Ajustes actuales de la función 21 de la línea MD – Villa Hayes - extremo MD

Revisión De Alcances Reactivo Y Tiempos Mediante Escalonamiento – Extremo MD 500kV



Figura 49 Diagrama de escalonamiento de la función 21 (actual) de la línea VHA-MD - extremo MD

En la figura anterior se puede apreciar que la protección de línea VHA-MD no cuenta con una zona 3 que brinde protección de respaldo remoto a la nueva línea AYO-VHA. Se recomienda habilitar la zona 3 con un alcance reactivo igual a:

$$\begin{aligned}
 XZ3 &= 1.15 \cdot (XL_{md-vha} + XL_{vha-ayo}) \\
 &= 1.15 \cdot (92.98 + 88.91) \\
 &= 209.17 \text{ ohm primarios}
 \end{aligned}$$

Con una temporización de 1.30 segundos. Se recomienda ingresar los mismos ajustes de alcance resistivos de la zona 2 a la zona 3.



Figura 50 Diagrama de escalonamiento de la función 21 (propuesto) de la línea VHA-MD - extremo MD

Ajustes De Protección De Distancia				
	ZONA 1	ZONA 2 (1B)	ZONA 3	ZONA 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse
Alcance X	ohm pri	55.76	104.09	209.17
Tiempo (seg)	0.00	0.40	1.30	1.50

Cuadro 13 Ajustes propuestos para la función 21 de la línea MD-Villa Hayes - extremo MD

10.5 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA (67N)

Esta función sirve como respaldo local de la protección distancia para fallas de alta resistencia a tierra que no puedan ser censadas por dicha protección. No depende de enlaces de comunicación para su operación ya que su modo de operación es temporizado (una etapa de tiempo inverso y otra de tiempo definido). El arranque de la menor de sus etapas (tiempo inverso) será utilizado para el esquema de teleprotección por comparación direccional.

10.5.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA DEL RELÉ 7SA87

La función de protección de sobrecorriente direccional a tierra posee una etapa de tiempo inverso con característica IEC y una etapa de tiempo definido, ambas con direccionalidad. La direccionalidad de la corriente de falla lo determina en base a los fasores de corriente y tensión de secuencia cero o negativa (usa el mayor valor entre estos valores). La zona "forward" lo delimita en base a los ajustes de ángulo " α " y " β " tal como se muestra en la siguiente figura:

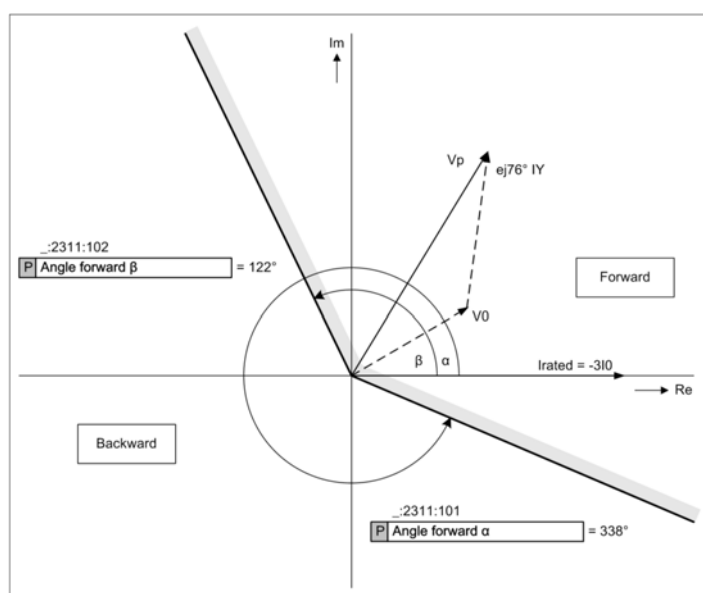


Figura 51 Diagrama fasorial para la determinación de la dirección del 67N con variables de secuencia cero

10.5.2 CRITERIOS DE AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA

Dirección

El sentido de actuación a seleccionar es "Forward", con lo cual el relé operará solo ante fallas con sentido de corriente de falla hacia la línea. La polaridad será mediante tensiones de secuencia cero o negativa " $V_0 + I_Y$ or $V_2 + I_2$ ", el relé utilizará la variable que tenga mayor valor.

Los ángulos de limitación de zona "Forward" serán los valores recomendados por el fabricante ($\alpha=338^\circ$ y $\beta=122^\circ$), los cuales mantienen un margen adecuado para la determinación del sentido de corriente de falla.

Etapas de tiempo inverso

El arranque de la etapa de tiempo inverso será igual al 20% de la corriente nominal del transformador de corriente asociado y se deberá verificar que este valor sea menor que la mínima corriente de falla a tierra en el extremo opuesto de la línea ($R_f=50\text{ ohm}$).

La característica de operación será del tipo “IEC normal inverse” con lo cual se logrará coordinar con el resto de protecciones 67N de las líneas colindantes y con las protecciones de sobrecorriente tierra de los transformadores de potencia.

El dial de operación será seleccionado de tal manera que para la máxima corriente de falla a tierra en el extremo opuesto de la línea el tiempo de operación no sea mayor a 1 segundo y al mismo tiempo mantenga un adecuado margen de coordinación (mayor o igual a 300 ms) con las protecciones de sobrecorriente a tierra de los elementos colindantes (líneas, transformadores, reactores).

Etapa de tiempo definido

El arranque de la etapa de tiempo definido será igual al 130% de la máxima corriente homopolar originada por una falla franca a tierra al 50% de la línea protegida, con esto se busca que esta etapa solo opere ante fallas en los primeros tramos de línea. Se ajustará a un tiempo de operación de 250 ms con lo cual mantendrá un margen adecuado de coordinación con la zona 1 de la protección de distancia.

10.5.3 CÁLCULO DE AJUSTES PARA LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA (67N) DE LA LÍNEA AYOLA – VILLA HAYES EN 500 KV

Direccionalidad Y Arranque – Extremo Ayolas

Se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Min. zero-seq. voltage $V_0 = 0.60\text{ V sec.}$

Angle forward $\alpha = 338^\circ$

Angle forward $\beta = 122^\circ$

Inverse-T1 Directional mode = Forward

La corriente $3I_0$ mínima vista por el relé ante una falla en el extremo opuesto con resistencia de falla de 50 ohm es de 344 A, por lo cual un ajuste de 20% InTC no logrará arrancar la función por lo que se recomienda un ajuste igual al 15% InTC.

Inverse-T1 Threshold = 300 A prim (0.15 A sec.)

Definite-T1 Directional mode = Forward

Dial Del Tiempo Inverso Y Arranque De Etapa Tiempo Definido – Extremo Ayolas

Para obtener el dial y el arranque de la etapa de tiempo definido se simulan fallas a tierra máximas ($R_f=0\text{ ohm}$) al 99% y 50% respectivamente.

$I_{cc3I_0\max}(99\%) = 735\text{ A pri.}$

$I_{cc3I_0\max}(50\%) = 2\,798\text{ A pri.}$

Por lo tanto el arranque de la etapa de tiempo definido será igual a $1.30 \times 2\,798$

Definite-T1 Threshold = 3 637.4 A pri. (1.819 A sec.)

Definite-T1 Operate delay = 0.25 seg.

El dial de operación será de tal valor que el tiempo de operación para la máxima corriente de falla en el extremo de la línea no sea mayor de 1 seg. y mantenga un margen de coordinación con la zona 2 de la protección de distancia.

Inverse-T1 Time dial = 0.13

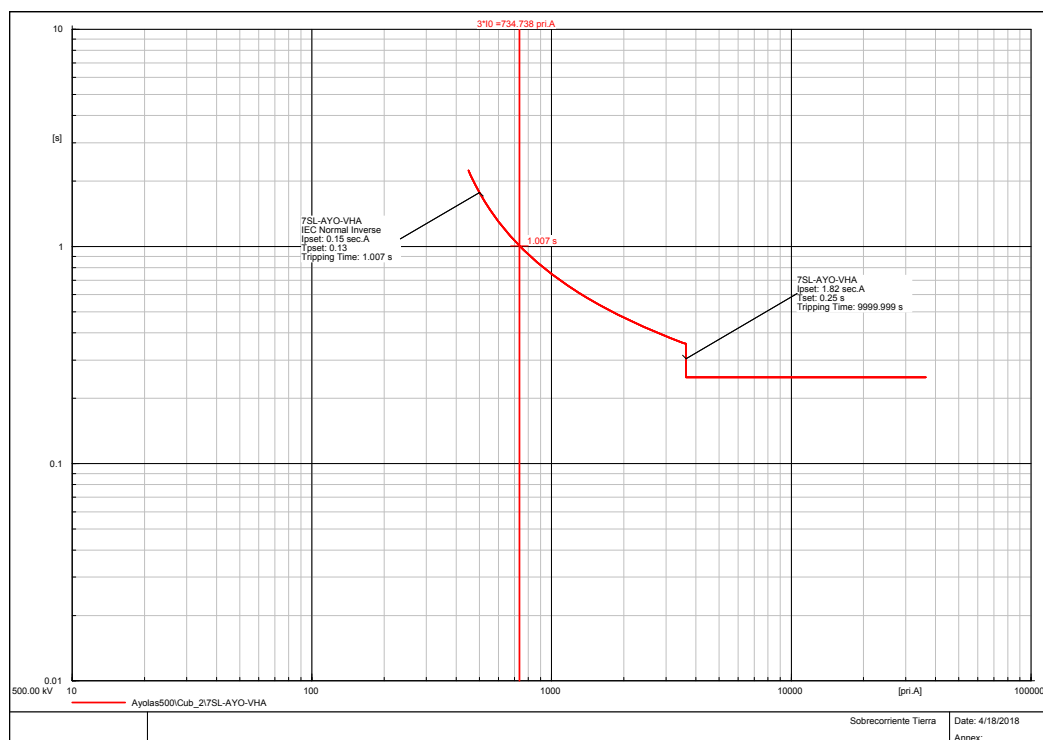


Figura 52 Curva de operación del 67N de la línea AYO-VHA extremo AYO (Falla 1F max. al 99% con $R_f=0$)

Direccionalidad Y Arranque – Extremo Villa Hayes

Se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Min. zero-seq. voltage $V_0 = 0.60$ V sec.

Angle forward $\alpha = 338^\circ$

Angle forward $\beta = 122^\circ$

Inverse-T1 Directional mode = Forward

Inverse-T1 Threshold = 300 A prim (0.15 A sec.)

Definite-T1 Directional mode = Forward

Dial Del Tiempo Inverso Y Arranque De Etapa Tiempo Definido – Extremo Villa Hayes

Para obtener el dial y el arranque de la etapa de tiempo definido se simulan fallas a tierra máximas ($R_f=0$ ohm) al 99% y 50% respectivamente.

$I_{cc3I0max}$ (99%) = 696 A pri.

$I_{cc3I0max}$ (50%) = 2 529 A pri.

Por lo tanto el arranque de la etapa de tiempo definido será igual a $1.30 \times 1\ 862$

Definite-T1 Threshold = 3 288 A pri. (1.644 A sec.)

Definite-T1 Operate delay = 0.25 seg.

El dial de operación será de tal valor que el tiempo de operación para la máxima corriente de falla en el extremo de la línea no sea mayor de 1 segundo y mantenga un margen de coordinación con la zona 2 de la protección de distancia.

Inverse-T1 Time dial = 0.12

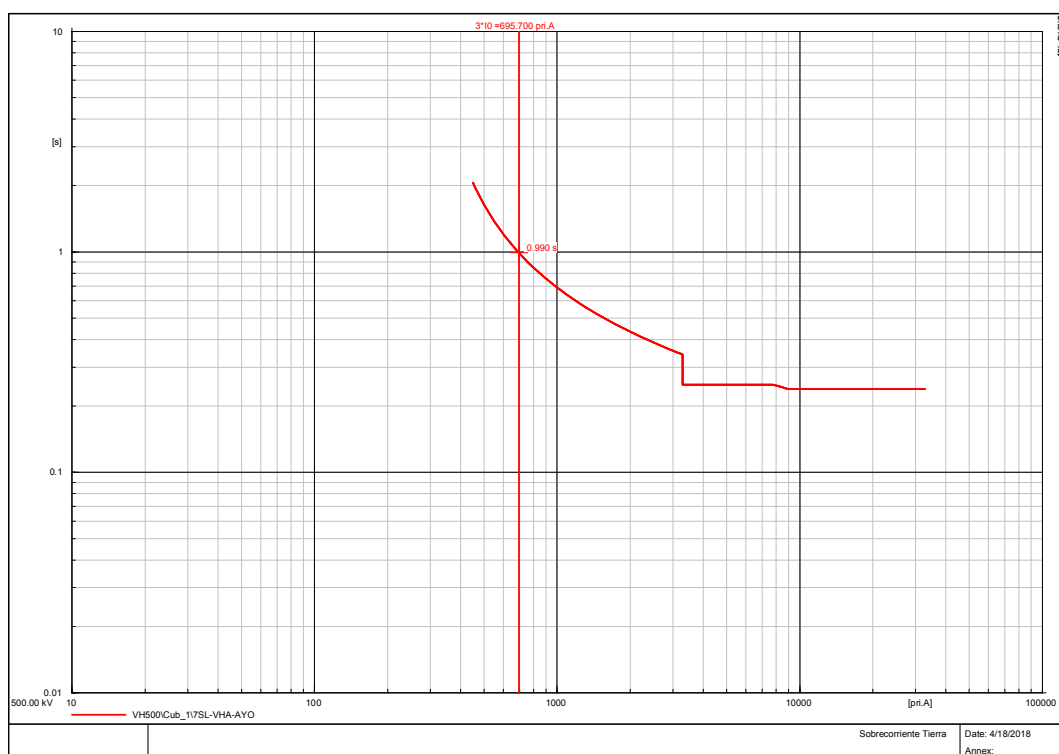


Figura 53 Curva de operación del 67N de la línea AYO-VHA extremo VHA (Falla 1F max. al 99% con $R_f=0$)

10.6 FUNCIÓN DE TELEPROTECCIÓN (85)

10.6.1 CARACTERÍSTICA DE LA FUNCIÓN DE TELEPROTECCIÓN DISTANCIA (85-21)

El esquema POTT del relé 7SA se muestra a continuación:

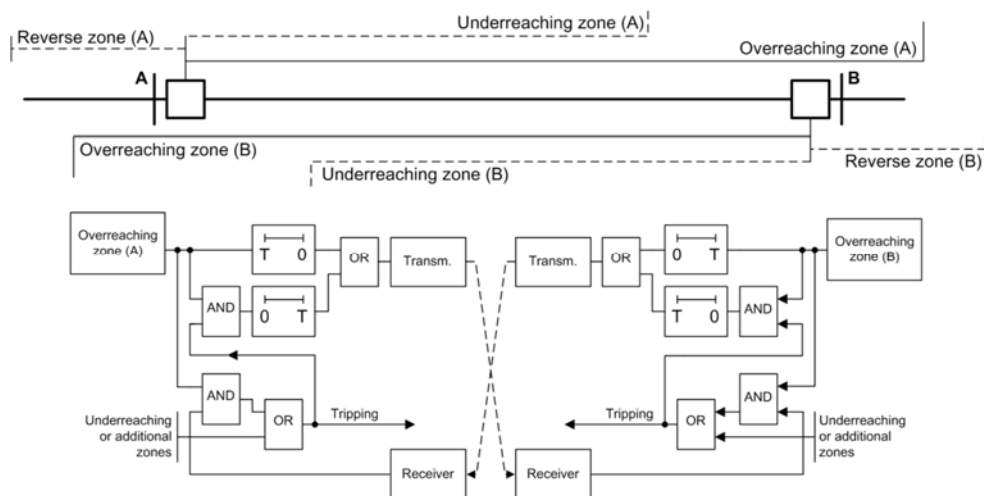


Figura 54 Esquema de Teleprotección Distancia POTT

10.6.2 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE TELEPROTECCIÓN DISTANCIA (85-21) DE LA LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV

Ambos Extremos

Se recomienda el uso del esquema POTT (Permissive Overreach Transfer Trip) debido a la presencia de una fuente débil para el escenario de la línea VHA-MD fuera de servicio.

Send with = 21 Distance prot. 1.Z1B

Envía con la zona 1B de la protección de distancia.

Operate with = 21 Distance prot. 1.Z1B

Opera con la zona 1B de la protección de distancia.

Send prolongation = 0.05 s. (igual para el 85-67N)

Prolonga la señal de envío una vez liberada la falla en el extremo local.

Send delay = 0.00 s. (igual para el 85-67N)

El envío de señal es instantáneo.

Trans. blk. pickup delay = 0.03 s. (igual para el 85-67N)

Retarda la señal de bloqueo por presencia de corriente inversa. Se recomienda un ajuste menor al tiempo de operación del interruptor.

Trans. blk. dropout delay = 0.07 s. (igual para el 85-67N)

Prolonga la señal de bloqueo a partir de la detección del sentido de corriente en forward.

10.6.3 CARACTERÍSTICA DE LA FUNCIÓN DE TELEPROTECCIÓN POR COMPARACIÓN DIRECCIONAL (85-67N)

El esquema de Comparación Direccional del relé 7SL8 se muestra a continuación:

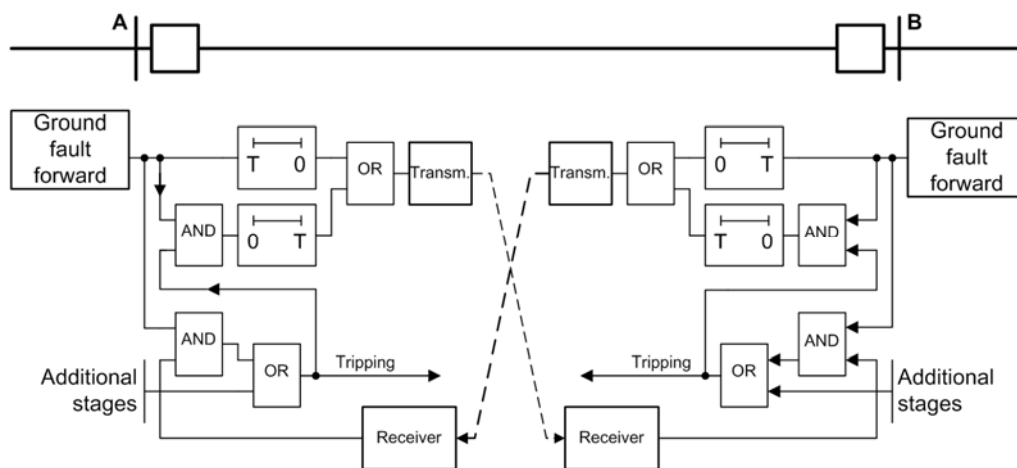


Figura 55 Esquema de Teleprotección Por Comparación Direccional

10.6.4 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE TELEPROTECCIÓN POR COMPARACIÓN DIRECCIONAL (85-67N) DE LA LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV

Ambos Extremos

Se recomienda la habilitación de la función de teleprotección por comparación direccional, la cual es capaz de detectar y despejar de manera instantánea fallas a tierra de alta resistencia en toda la línea.

Send with = 67N GFP gnd.sys.1.Inverse-T1

Envía con la etapa de tiempo inverso T1 de la protección 67N.

Operate with = 67N GFP gnd.sys.1. Inverse-T1

Opera con la etapa tiempo inverso T1 de la protección 67N.

3I0 threshold rev./for. = 75%

Umbral sensitivo para evitar falsos envíos de señal eco ante fallas externas. Su valor está en porcentaje del umbral de operación de la etapa 67N utilizada para la comparación direccional. El fabricante recomienda un ajuste igual a 75%.

10.6.5 CARACTERÍSTICA DE LA FUNCIÓN WEAK INFEEED Y ECO

Weak Infeed

El relé SIEMENS 7SL8 utiliza umbrales de subtensión por cada fase, la posición del interruptor cerrado y la verificación de no existir ningún arranque de las protecciones para establecer que su extremo tiene un estado de extremo débil (weak infeed). El relé también incluye en su lógica el bloqueo de este monitoreo en caso existan problemas con las lecturas de tensión.

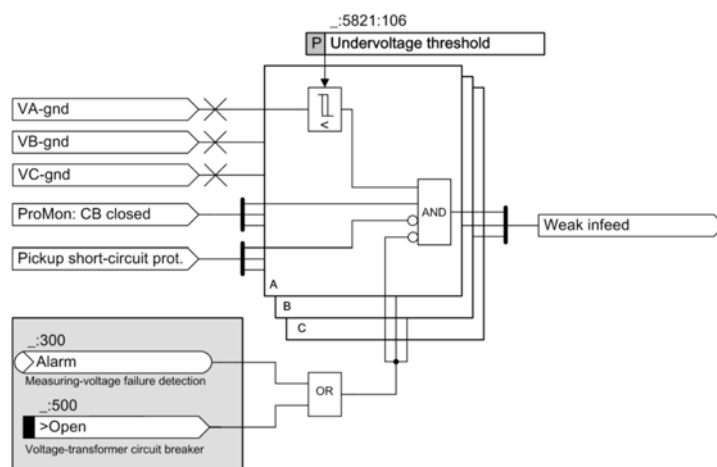


Figura 56 Lógica del relé 7SL8 para la detección de extremo débil (weak infeed)

Eco

Para liberar la función ECO (Echo release) el relé SIEMENS 7SL8 requiere de la recepción de la señal de teleprotección del extremo opuesto (85-21 o 85-67N) y no haber arrancado su función de distancia o sobrecorriente tierra o estar en estado weak infeed.

10.6.6 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE WEAK INFEED Y ECO DE AMBOS EXTREMOS

Echo block timer after Tx = 0.05 s.

Echo and operate delay = 0.04 s.

Echo pulse = 0.05 s.

Weak infeed action = Only echo

Se recomienda la habilitación de la función de Weak Infeed con solo envío de Eco (only Echo), debido a que no es necesario que el extremo débil emita disparo por esta función, ya que por tratarse de un sistema en malla, una vez que abra el extremo fuerte, el extremo débil dejará de serlo debido al incremento de su corriente de falla y arrancará su respectiva protección con lo cual actuará instantáneamente mediante su esquema de teleprotección. Por otro lado, el sistema enmallado ocasionará que no exista caída de tensión suficiente en el extremo débil que permita al relé reconocer su estado de “weak infeed” y así emitir disparo por este.

85-21/67N common chan. = No

Se cuenta con 4 canales para el envío y recepción de señales de protección, por lo cual cada esquema (85-21 y 85-67N) cuenta con su canal propio.

Undervoltage threshold = 25 V sec.

Ajuste irrelevante a partir del ajuste “Weak infeed action = Only echo”.

10.6.7 DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO (DDT) DE AMBOS EXTREMOS

Se enviará una señal de Disparo Directo Transferido al extremo opuesto de las líneas asociadas al proyecto, por la actuación de la etapa 0 o 2 de la función falla interruptor y la actuación de la protección de sobretensión.

10.7 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN FASE 59 (59)

Debido a la longitud de la línea de transmisión Ayolas-Villa Hayes de 500kV, para el escenario de línea en vacío o con baja carga, la capacitancia de la línea provocará un incremento de tensión en el extremo carga o abierto. En caso se produzca una sobretensión sostenida en el extremo fuente, esta se verá reflejado con una mayor intensidad en el extremo carga, por lo cual es necesario la habilitación de la protección de sobretensión fase, la cual en una primera etapa emitirá una alarma, para luego en una segunda etapa emitir un disparo a su interruptor local y la vez emitir una señal de interdisparo (DDT) al extremo remoto por medio de del canal de comunicación.

10.7.1 LÓGICA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN DE SOBRETENSIÓN FASE DEL RELÉ 7SL8

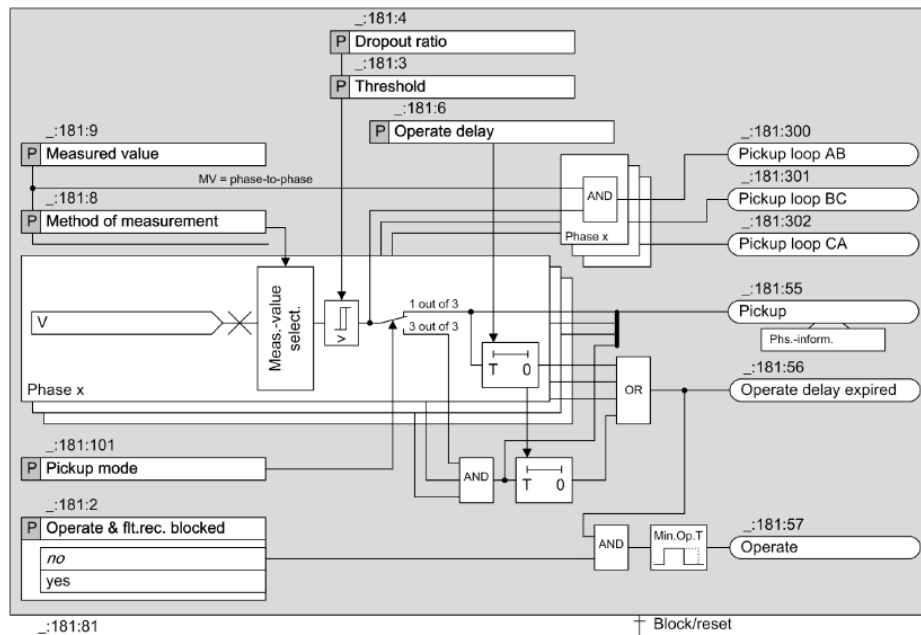


Figura 60 Característica y lógica de operación de la función 59 del 7SL8

10.7.2 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN SOBRETENSIÓN FASE DEL RELÉ 7SL8 DE AMBOS EXTREMOS

Máxima Tensión Fase-Fase (59)

Se ajustará un primer umbral en 115% de la tensión nominal con una temporización de 5 seg y solo activará una alarma. Un segundo umbral ajustado al 120% de la tensión nominal será la encargada de emitir disparo local y envío de DDT a una temporización de 1 segundos.

DEFINITE-T1 (ALARMA)

Measured value = phase-phase

La tensión de referencia será la tensión fase-fase.

Pickup mode = 3 out of 3

Debido a que es una función destinada a detectar sobretensiones que son del tipo tripolar, las cuales son del tipo sistemáticas.

Threshold = 575 kV prim.

A partir del criterio de 115% Un.

Operate delay = 5.00 s

A partir del criterio de 5 segundo para la emisión de alarma.

DEFINITE-T2 (DISPARO Y DDT)

Measured value = phase-phase

La tensión de referencia será la tensión fase-fase.

Pickup mode = 3 out of 3

Debido a que es una función destinada a detectar sobretensiones que son del tipo tripolar, las cuales son del tipo sistemáticas.

Threshold = 600 kV prim.

A partir del criterio de 120% Un.

Operate delay = 1.00 s

A partir del criterio de 1 segundo para la emisión del disparo y del DDT.

10.8 FUNCIÓN DE CIERRE SOBRE FALLA (SOTF)

10.8.1 CARACTERÍSTICA DE LA FUNCIÓN SOTF DEL RELÉ 7SL8

La función cierre sobre falla en los relés SIEMENS utiliza el cierre del interruptor para que durante ese momento se mantenga habilitado el disparo instantáneo producto de los arranques de las funciones de protección asociadas a esta función (ej. Z1B o 50HS).

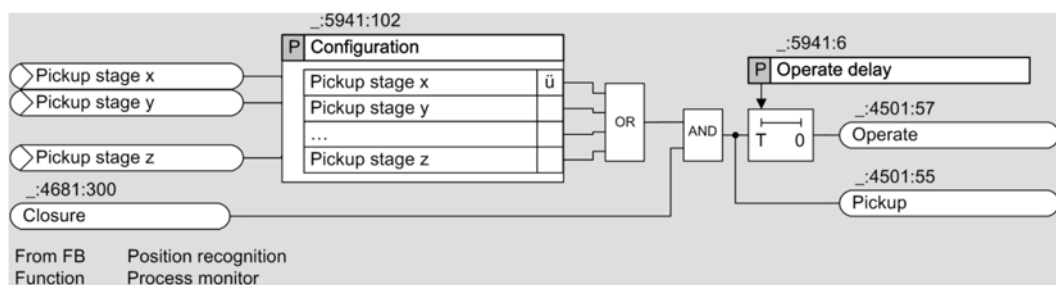


Figura 61 Lógica de operación de la función SOTF del relé 7SL8

10.8.2 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN SOTF DE TODAS LAS LÍNEAS DE AYOLAS EN 220 kV

Configuration = 21 Distance prot.1.Z1B / 50HS.Standard 1 / 50N/51N OC-gnd Inv./ 67N GFP gnd Inv.

Con este ajuste la función SOTF utilizará el arranque de la zona 1B de la protección de distancia con lo cual se asegura cubrir fallas en toda la línea a proteger. Con la finalidad de obtener mejores tiempos de actuación y no depender de la señal de tensión, se recomienda que esta protección también opere ante el arranque de la función de sobrecorriente de alta velocidad (50HS). Por otro lado, con la finalidad de detectar fallas a tierra resistivas, se utilizará el arranque de la función de sobrecorriente tierra (67N/51N).

Operate delay = 0.00 s.

Se recomienda la actuación instantánea del SOTF.

Arranque por 50HS

1-pole operate allowed = No

Se recomienda el disparo tripolar ante la detección de falla al momento de cierre.

Activation = On CB closure

Esta función solo estará activa durante el cierre del interruptor.

La función 50HS utiliza dos métodos de medición diferentes:

Medida de la componente fundamental, este método procesa una muestra del valor medido y filtra la componente fundamental numéricamente. La componente DC es

eliminar. El valor RMS de la componente fundamental es comparado con el valor de ajuste “threshold”.

Evaluación de la medida sin filtrar, si el valor de corriente excede el ajuste del umbral por la cantidad de $2 \times V2 \times \text{threshold}$, la función 50HS utilizará este valor sin filtrar, lo cual hará la protección más rápida.

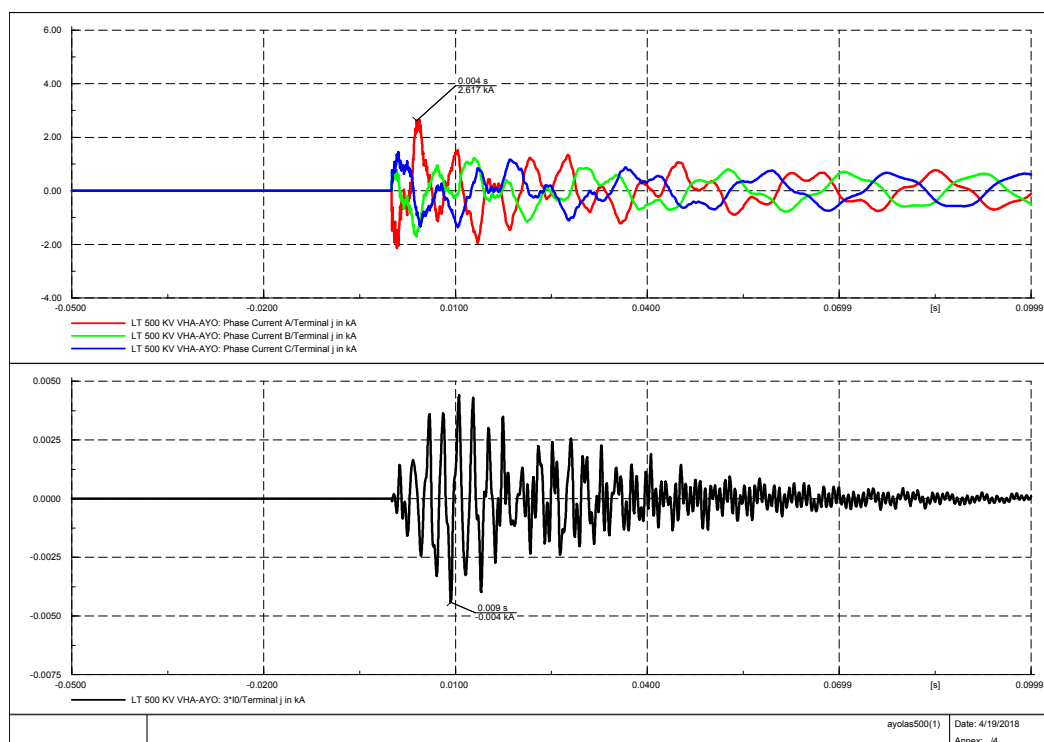


Figura 62 Energización de la línea AYO-VHA desde Ayolas

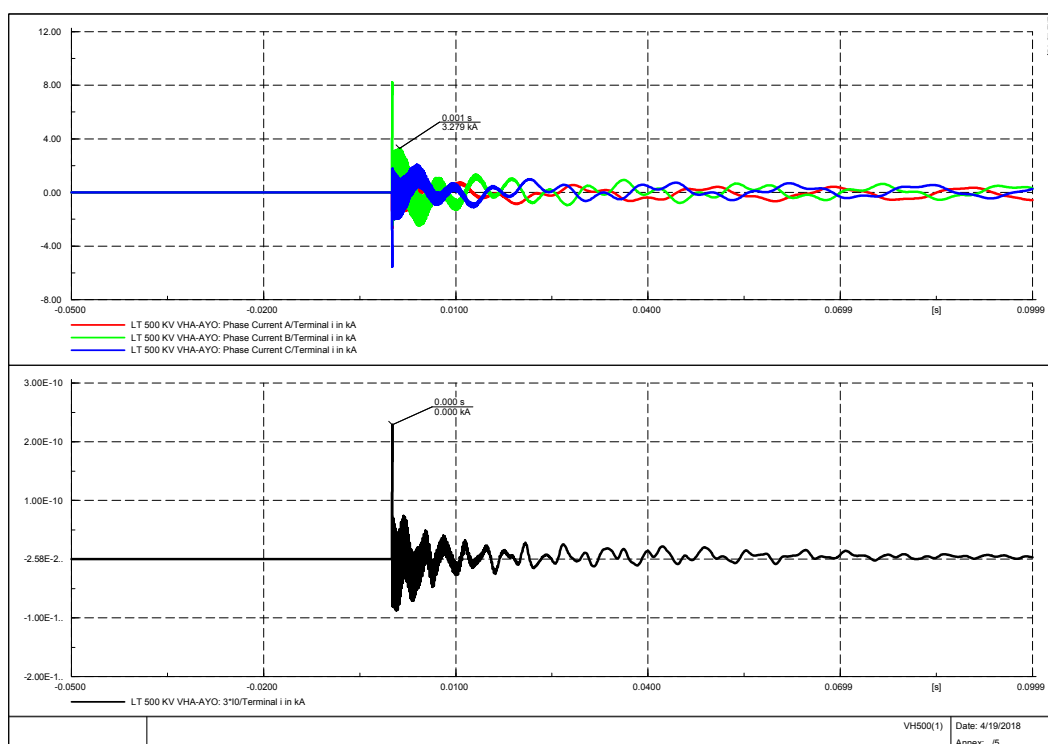


Figura 63 Energización de la línea AYO-VHA desde Villa Hayes

En base a lo indicado y a los valores de energización mostrados en las gráficas anteriores, se recomienda implementar los siguientes ajustes:

$Threshold = 1.30 * (2617 / (2 * r(2))) = 1203 \text{ A primarios (Extremo Ayolas)}$

$Threshold = 1.30 * (3279 / (2 * r(2))) = 1507 \text{ A primarios (Extremo Villa Hayes)}$

10.9 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE STUB DIFF

En subestaciones cuya configuración es de interruptor y medio, cuando una línea de transmisión se encuentra fuera de servicio por mantenimiento y el seccionador de línea está abierto, la protección de distancia de la línea no podrá detectar fallas debido a que el transformador de tensión se encuentra en el área desconectada (después del seccionador de línea).

Las fallas que originen entre los transformadores de corriente y el seccionador de línea, estando este último en posición abierto, provocarán corrientes de falla por los TCs asociados a la línea, estando ésta fuera de servicio.

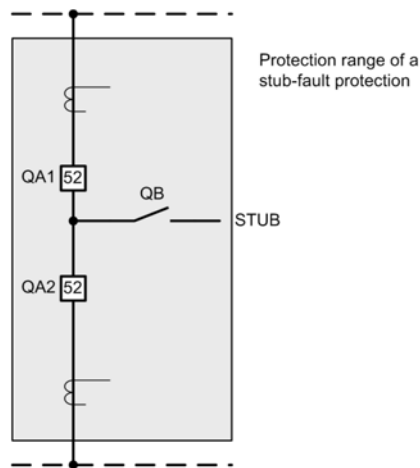


Figura 64 Área de protección de la función STUB DIFF

Debido a que esta función solo depende de la posición abierta del seccionador de línea y la única corriente que censará ante esta condición, será la corriente producida por fallas entre los TC's y el seccionador de línea, no necesita coordinar con otras protecciones (instantánea).

10.9.1 AJUSTES ACTUALES Y RECOMENDADOS DE LA FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE STUB DIFF DE LA LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV

Se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Stub Diff: Threshold = 400 A pri. (20% TC ambos Ayolas)

Stub Diff: Operate delay = 0.00 s. (ambos extremos)

Stub Diff fast: Threshold = 2 000 A pri. (ambos extremos)

10.10 FUNCIÓN DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA (68)

En líneas de transmisión que unen sistemas con generación, existe la posibilidad de presentarse oscilaciones de potencia transitorias, las cuales pueden ocasionar la operación indeseada de la protección de distancia, debido a que la impedancia vista por el relé pasa a través de las zonas de protección de manera transitoria sin presencia de falla alguna en

la línea. Para evitar estos disparos indeseados, se recomienda la habilitación de la función de bloqueo por oscilación de potencia en los relés 7SL8 de ambos extremos de la línea Ayolas-Villa Hayes.

10.10.1 CARACTERÍSTICA DE LA FUNCIÓN DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA DEL RELÉ 7SL8

Las oscilaciones de potencia son eventos trifásicos y simétricos, por lo tanto se puede suponer una cierta simetría en las medidas; sin embargo las oscilaciones de potencia también se pueden presentar durante eventos asimétricos tales como una falla monofásica o un polo abierto durante el tiempo muerto de un ciclo de recierre. Por estas razones, el sistema de detección de oscilación de potencia utiliza tres sistemas de medida, cada uno para cada fase, con esto se garantiza selectividad de fase para la detección de oscilación de potencia. Si ocurre un cortocircuito, el bloqueo de oscilación de potencia en la fase respectiva se detendrá, lo cual habilitará la protección de distancia para iniciar el disparo selectivo.

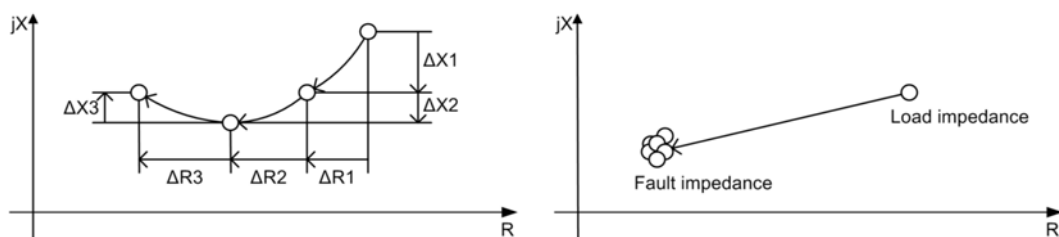


Figura 65 Vectores de impedancia durante una oscilación de potencia y durante un cortocircuito

Para garantizar una detección segura y estable de oscilaciones de potencia, sin riesgo de operar durante un cortocircuito, el relé utiliza los siguientes criterios de medición:

Monotonía de la trayectoria

Durante una oscilación de potencia, la impedancia medida indica una ruta de movimiento direccional. Esta ruta ocurre precisamente si dentro de la ventana de medición uno de los componentes ΔR y ΔX indica como máximo un cambio de direcciones.

Continuidad de trayectoria:

El espaciado de dos valores de impedancia consecutivos indicará claramente un cambio de ΔR o ΔX durante una oscilación de potencia. Si se produce un cortocircuito, el vector de impedancia salta a la impedancia de falla y permanece inmóvil.

Uniformidad de trayectoria:

Durante una oscilación de potencia, la relación entre 2 cambios consecutivos de ΔR o ΔX no sobrepasa un límite. Como regla, si ocurre un cortocircuito, causará un movimiento errático ya que la impedancia del fasor se salta abruptamente de la impedancia de carga a la impedancia de falla.

Si la impedancia medida entra a la zona de arranque de la protección de distancia y se cumple los criterios de detección de oscilación de potencia, el relé indicará la detección de oscilación de potencia. El rango de arranque está compuesto por el mayor valor de R y X de todas las zonas activas.

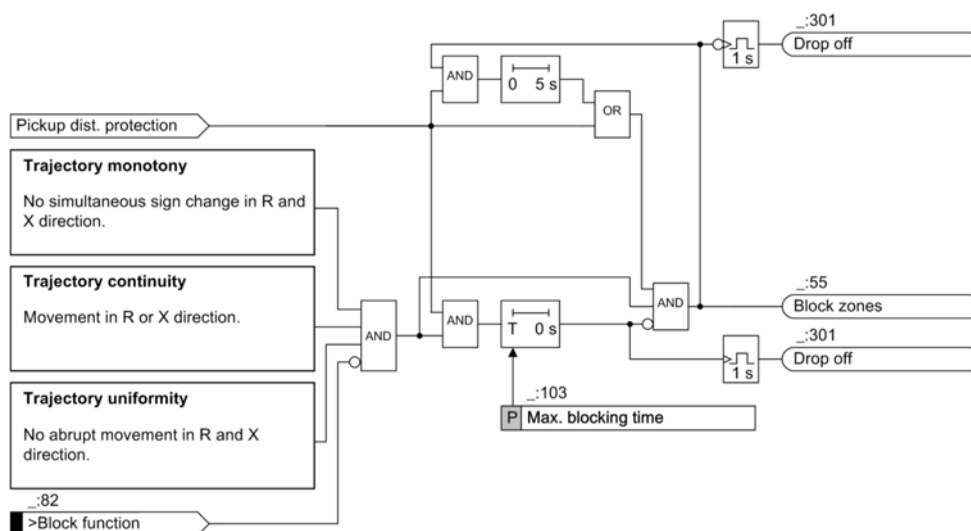


Figura 66 Lógica de bloqueo por oscilación de potencia del relé 7SA8

10.10.2 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA DE LA LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV PARA AMBOS EXTREMOS

Si bien el sistema puede operar tanto en anillo abierto como cerrado en 500 kV, uniendo de esta forma dos sistemas de generación a través de la línea AYO-VHA, se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Mode = On

Zones to be blocked = todas las zonas de distancia

Max. Blocking time = oo (infinito)

10.11 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE PASO (78)

Debido a que la nueva línea Ayolas – Villa Hayes de 500 kV une dos sistemas con gran generación, es necesario contar con una función de pérdida de paso la cual detecte oscilaciones de potencia que no tiendan a estabilizarse entre ambos sistemas para así separar ambos sistemas antes que los grupos de generación de cada sistema empiecen a salir por sus protecciones de pérdida de paso. Se entiende que cada sistema cuenta con un esquema de rechazo de carga, la cual estabilizará cada sistema ante la separación de estos por la apertura de la línea por la función pérdida de paso.

10.11.1 CARACTERÍSTICA DE LA FUNCIÓN DE PÉRDIDA DE PASO DEL RELÉ 7SL8

La protección pérdida de paso se basa en medir y analizar el registro del fasor de impedancia. En la siguiente figura se muestra el modelo simplificado de 2 máquinas, el lado izquierdo de la figura muestra el generador con un voltaje de conducción V_G , las impedancias (impedancia del generador Z_G , impedancia del transformador Z_{Tr} e impedancia del sistema Z_N) se encuentran entre las 2 fuentes. El sistema de alimentación con una tensión V_{Net} se puede encontrar como una máquina de respaldo en el lado derecho.

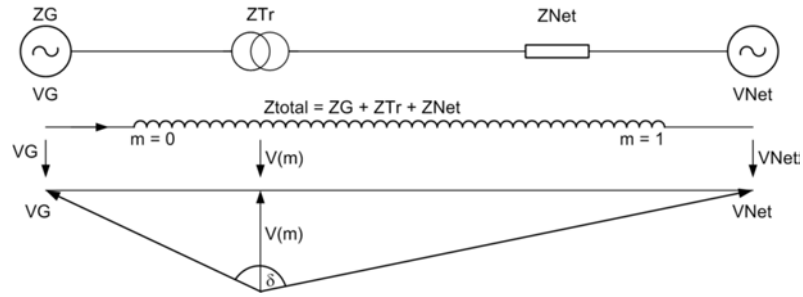


Figura 67 Modelo de 2 máquinas para la explicación de oscilación de potencia

El punto de medición m divide la impedancia total en 2 impedancias $m \cdot Z_{total}$ y $(1-m) \cdot Z_{total}$. Los siguientes detalles se aplican a la impedancia en un punto de medición m :

$$\underline{Z}(m) = \frac{V(m)}{I(m)}$$

La corriente I no depende del punto de medición m :

$$I(m) = I = \frac{V_G - V_{Net}}{Z_{total}}$$

El voltaje V en el punto de medición m se calcula para:

$$\underline{V}(m) = \underline{V}_G - (m \cdot \underline{Z}_{total} \cdot I)$$

En combinación con:

$$\underline{V}_G = V_G \cdot e^{j\delta_G} \quad \underline{V}_{Net} = V_{Net} \cdot e^{j\delta_N} \quad \delta = \delta_G - \delta_{Net}$$

Resulta en la siguiente fórmula:

$$\underline{Z}(m) = \left[\frac{1}{1 - \frac{V_{Net}}{V_G} \cdot e^{-j\delta}} - m \right] \cdot \underline{Z}_{total}$$

El ángulo δ es el ángulo entre la tensión del generador y la tensión del sistema de potencia. En funcionamiento normal, este ángulo depende del perfil de carga y es relativamente constante. Por el contrario, en el caso de una condición pérdida de paso, el ángulo cambia continuamente y pasa por todos los valores entre 0° y 360° . La siguiente figura se muestra el proceso de impedancia en el punto de medición m de acuerdo con la ecuación mencionada anteriormente. El punto de origen corresponde al punto donde está relé de protección (punto de medición del transformador de tensión). Suponiendo una relación constante entre V_{Net} / V_G y un ángulo variable δ , el lugar geométrico es un conjunto de círculos. El centro y el radio se especifican a través de la relación V_{Net} / V_G . Todos los centros de los círculos están ubicados en un eje especificado por la dirección de Z_{total} . Los valores de impedancia máxima y mínima son el resultado de los 2 valores extremos $\delta = 0^\circ$ y $\delta = 180^\circ$.

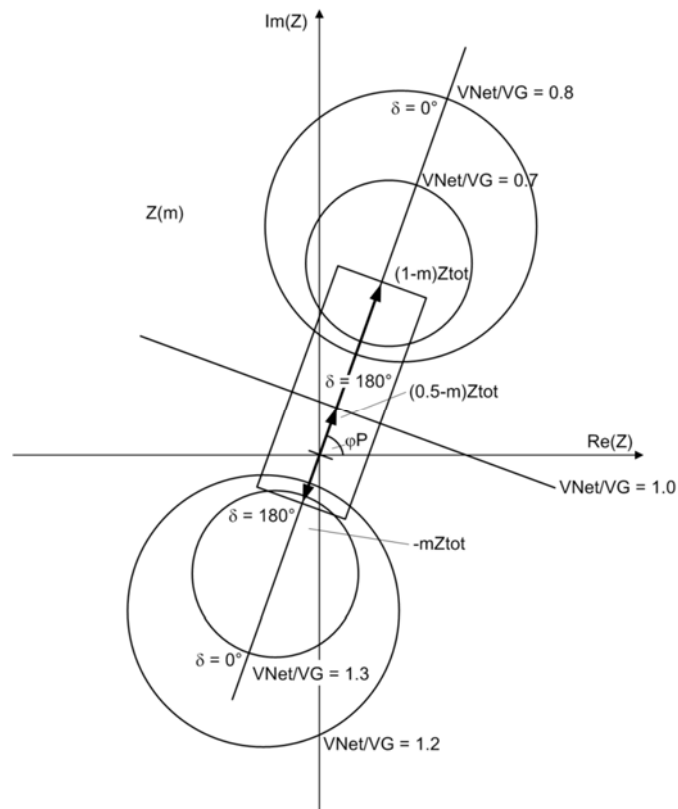


Figura 68 Trayectoria de la impedancia para diferentes condiciones de voltaje

Lógica De Operación De La Función Pérdida De Paso

El trayecto del fasor de impedancia de secuencia positiva a través de la zona de impedancia es monitoreado y contado. El contador de oscilación de potencia se incrementa dependiendo de la configuración del parámetro “Cuenta a”. Cada incremento del contador se señala. La duración de la señal se puede establecer mediante el parámetro de “tiempo de señal”. El comando de disparo se emite cuando el estado del contador “Número de oscilaciones de potencia” es alcanzado después de incrementar. Entre cada incremento del contador, la función comprueba si se produce otro oscilación de potencia dentro de un tiempo especificado “Tiempo de re-entrada”. Si este no es el caso, el contador se reinicia. La lógica central detecta la dirección de la oscilación de potencia y emite una indicación. En modo generador, por ejemplo, la impedancia oscila en la zona desde la derecha.

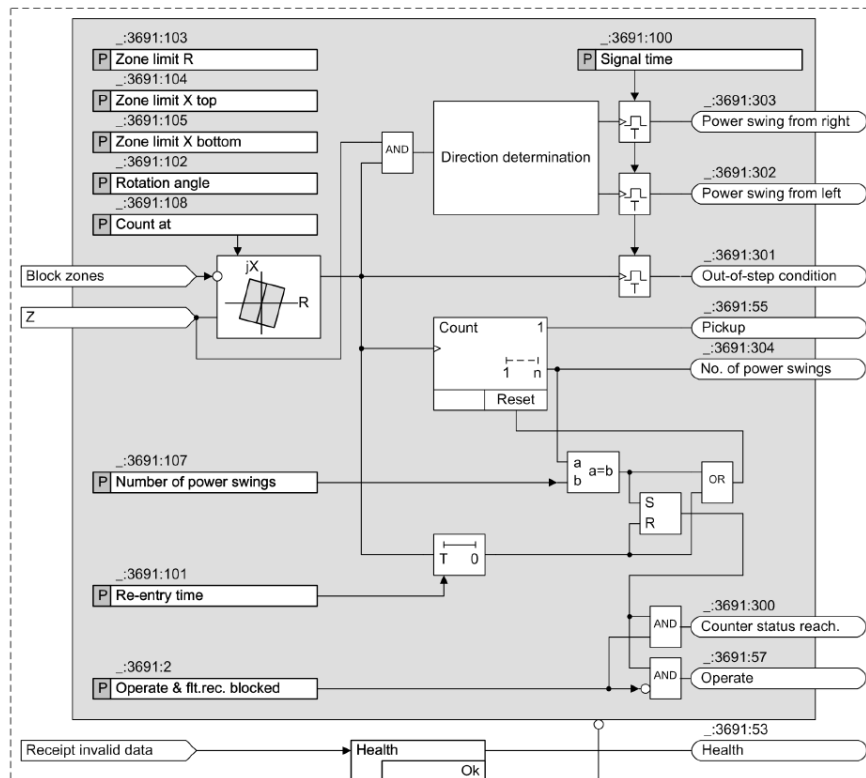


Figura 69 Lógica de operación de la función 78 del relé 7SL8

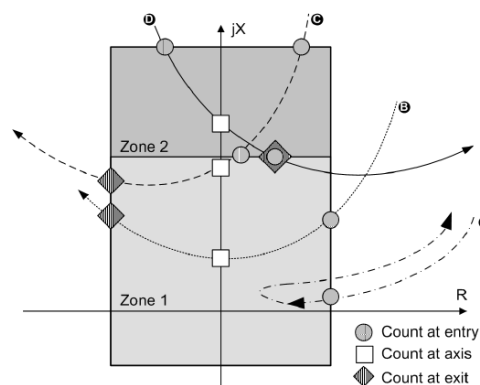


Figura 70 Característica de operación de la función 78 del relé 7SL8

10.11.2 CÁLCULO DE AJUSTES PARA LA FUNCIÓN DE PÉRDIDA DE PASO DE LA LÍNEA AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV

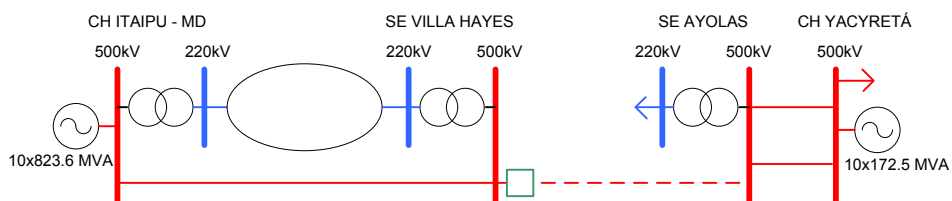


Figura 71 Sistema eléctrico MD-VHA-AYO-YAC

En la figura anterior se puede apreciar que la nueva línea AYO-VHA unirá dos sistemas de generación; además también se puede apreciar que la línea MD-VHA de 500kV existente

cambiará la impedancia fuente del lado de Itaipú cuando esta se encuentre en servicio o fuera de servicio.

Para determinar el escenario de fuente fuerte del extremo Ayolas, se considerará las dos líneas de 500kV a Yacyretá y todos los generadores de este en servicio. Para el escenario de fuente débil, se considerará una sola línea a Yaciretá y dos grupos fuera de servicio.

Para determinar el escenario de fuente fuerte del extremo Villa Hayes, se considerará la línea MD-VHA de 500 kV en servicio. Para el escenario de fuente débil, se considerará la línea en mención fuera de servicio.

El cálculo de las impedancias fuente se realizó mediante simulaciones de cortocircuito bajo el método IEC60909 con el software Digsilent.

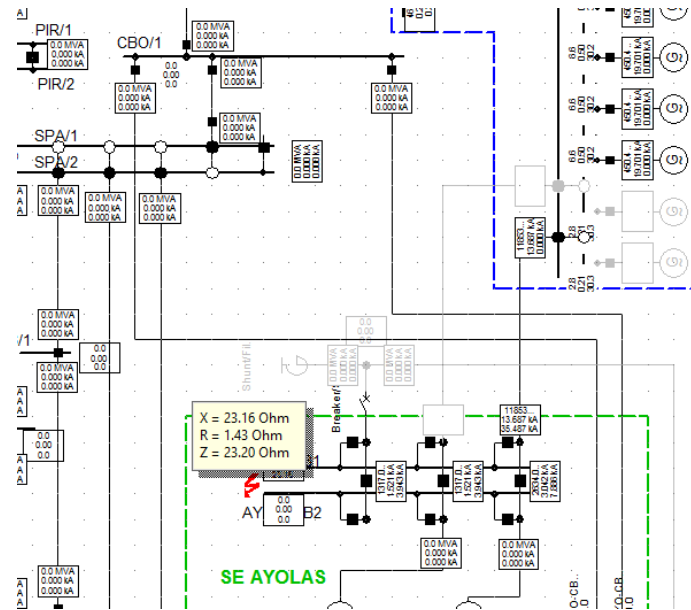


Figura 72 Extremo Ayolas (fuente débil)

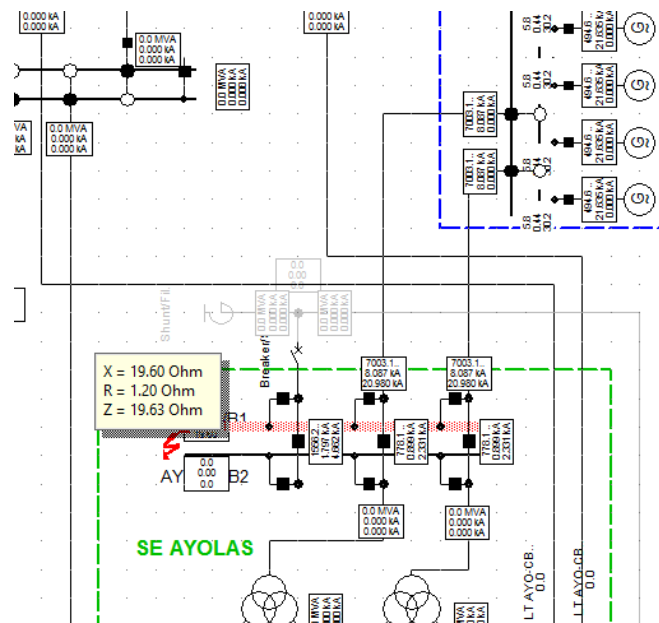


Figura 73 Extremo Ayolas (fuente fuerte)

Si un extremo muestra una impedancia de fuente máxima y el otro un mínimo, se obtiene el extremo más externo del centro eléctrico. Con la siguiente ecuación se obtiene el centro eléctrico (para el relé del extremo VHA):

$$Z_{\text{Center_A}} = Z_{\text{Source_A}} - \frac{Z_{\text{Source_A}} + Z_{\text{Source_B}}}{2}$$

El cálculo se realiza para cada zona la cual depende si la línea MD-VHA se encuentra en o fuera de servicio.

Fuente lado Ayolas	Fuente Lado VHA	Zonas activas	Línea MD-VHA	Centro Eléctrico ohm prim.
108.96	167.73	Zona 1	Fuera de servicio	-29.385
112.53	69.33	Zona 1	En servicio	21.6

Cuadro 15 Resumen de centros eléctricos de la línea Villa Hayes - Ayolas

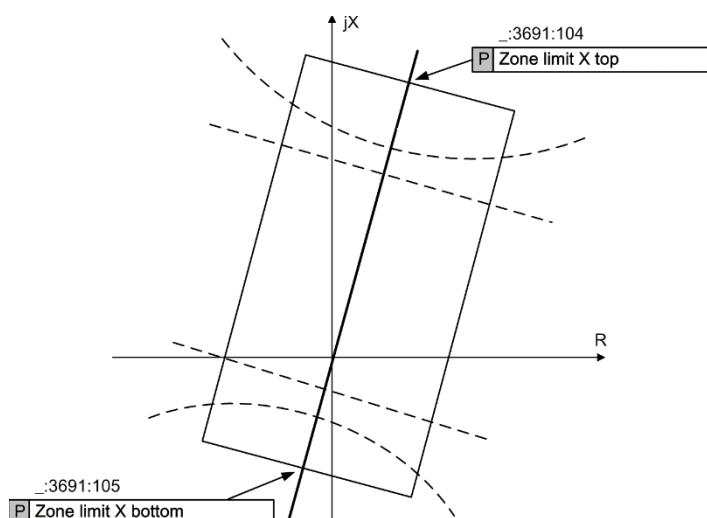


Figura 76 Lugar geométrico de la impedancia de oscilación y extremos exteriores del centro eléctrico

Para la zona 1

Zone limit X top = $21.6 + (21.6+29.385)/2 = 47.09$ ohm prim.

Zone limit X bottom = $-29.385 - (21.6+29.385)/2 = -54.88$ ohm prim.

Con un TC = 2000/1 A y TT = 500 000/110 V; KZ = 2.2727

Zone limit X top = 20.72 ohm sec.

Zone limit X bottom = -24.15 ohm sec.

Para el presente caso, el disparo ocurre cuando se ingresa la zona. Por lo tanto, debe calcular el ajuste del alcance R utilizando el ángulo de límite de estabilidad transitoria δ . Basado en el máximo ángulo de transmisión en condiciones de funcionamiento estables, el ángulo límite de estabilidad transitoria se calcula de la siguiente manera:

Ángulo de estabilidad transitoria = $180 - \text{ángulo de transmisión máximo}$.

En la mayoría de los casos, se puede suponer un ángulo de transmisión máximo de 60 °. El resultado es un límite de estabilidad transitoria δ de 120 °.

Para garantizar que el ajuste del alcance R no sea demasiado alta, debe determinarse sobre la base de las impedancias fuente mínimas.

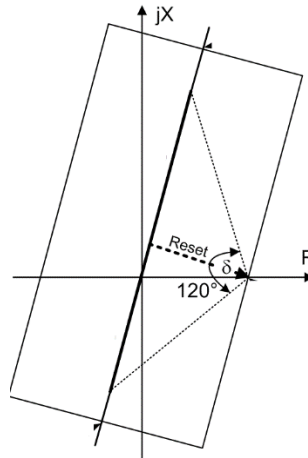


Figura 77 Cálculo del ajuste R con la mínima impedancia fuente

$$R = (Z_{minAYO} + Z_{minVHA}) / (2 * \tan(120^\circ / 2))$$

$$R = (108.96 + 69.33) / (2 * \tan(60^\circ))$$

Zone limit R = 51.47 ohm prim = 22. 65 ohm sec

Para verificar los alcances, se realizó una simulación transitoria electromecánica en Digsilent para corroborar que ante una oscilación de potencia, la impedancia vista por el relé ubicado en Villa Hayes entre a la zona ajustada.

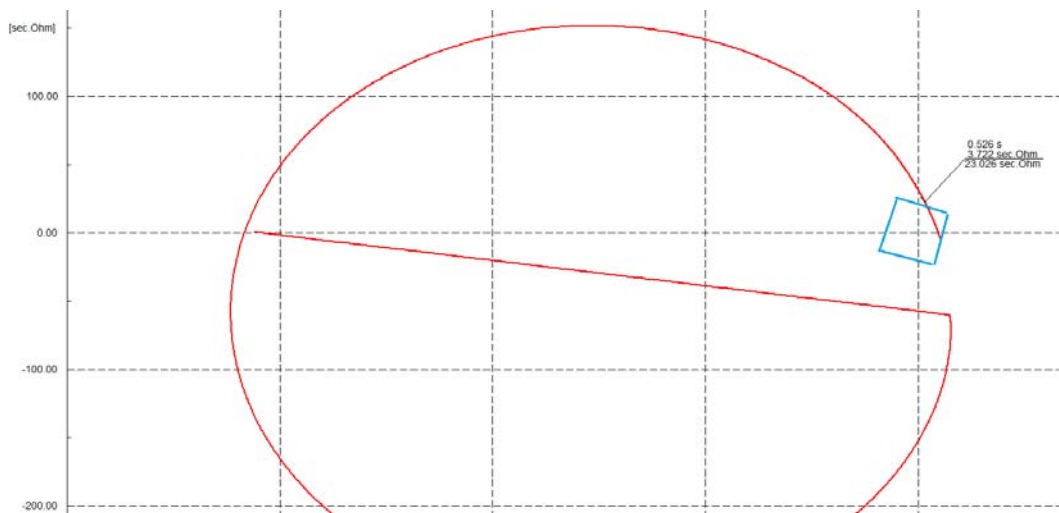


Figura 78 Impedancia vista por el relé de VHA-AYO (extremo VHA) ante una condición de pérdida de paso

Rotation angle = 85°

Ajuste típico para líneas de transmisión.

Count at = entry

El relé contará cada vez que la impedancia entra a la característica de zona 1.

Number of power swing = 1

Con este ajuste el relé emitirá disparo a penas ingrese la impedancia vista a la zona 1.

Re-entry time = 20.00 s

Este parámetro de tiempo de re-ingreso define la condición de reinicio para el contador. Si el contador se incrementó y si no hay un nuevo ciclo de oscilación durante el tiempo de re-entrada, el contador vuelve a 0. Suponiendo oscilaciones de potencia lentas de aprox. 0.2 Hz (corresponde a una duración de 5 s), el valor de ajuste de 20 s se considera adecuado.

10.12 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE FASE

La función de sobrecorriente fase se utilizará como protección contra sobrecarga del transformador de corriente asociado al relé.

10.12.1 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE FASE DE LA LÍNEA DE AYOLAS – VILLA HAYES EN 500 kV – AMBOS EXTREMOS

Para la función de sobrecorriente fase, se recomienda un ajuste de arranque igual al 120% de la corriente nominal del transformador de corriente asociado y un tiempo definido de operación igual a 60 segundos.

Esta función solo deberá emitir una alarma.

Emergency mode = no

Definite-T1 threshold = 2 400 A pri. (1.20 A sec. para 2000/1)

Definite-T1 Operate delay = 60.0 s

10.13 FUNCIÓN DE RECIERRE (79)

Debido a la posibilidad de que la línea una dos sistemas con gran generación, es necesario un estudio de estabilidad que determine la posibilidad de habilitar la función de recierre, su tipo y tiempo muerto.

Se recomienda mantener deshabilitada la función en una primera instancia.

10.14 FUNCIÓN DE SINCRONISMO (25)

Debido a que la línea unirá dos sistemas asíncronos, se recomienda que la función de sincronismo opere en modo de sincronización (paralelismo), es decir que el relé sea el encargado de dar el mando de cierre al interruptor justo en el instante que la diferencia angular es igual a cero, considerando el tiempo de cierre del interruptor.

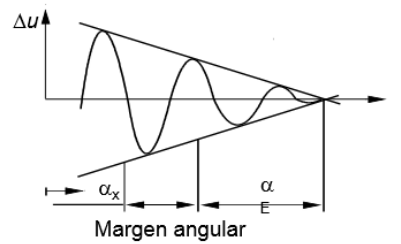
10.14.1 CARACTERÍSTICA DE LA FUNCIÓN DE SINCRONIZACIÓN DEL RELÉ 7SL8

Modo De Operación Asíncrona

Se selecciona el modo de operación asíncrona para que el relé emita el mando de cierre justo en el instante que la diferencia angular de las tensiones es igual a cero, para esto es necesario que exista una ligera diferencia entre las frecuencias de ambos sistemas:

$|\Delta f| > \Delta f \text{ threshold ASYN} \leftrightarrow \text{SYN}$

Al ingresar el tiempo de cierre del interruptor, el relé utiliza esta información para emitir su orden de cierre anticipado, con la finalidad de que los polos del interruptor cierren en el instante que la diferencia angular es igual a cero.



Conversion of CB closing time
($T_E \rightarrow \alpha_E$)

$$\alpha_E = \frac{T_E \cdot 360^\circ}{T_{\Delta f}} \quad \text{mit} \quad T_{\Delta f} = \frac{1}{\Delta f}$$

Figura 79 Conversión del tiempo de cierre del interruptor al valor angular de cierre considerando un delta de frecuencia

Esta función también considera los límites de tensión y frecuencia máximos y mínimos, tal como se puede apreciar en la siguiente gráfica, donde se muestra los rangos de operación de tensión y frecuencia en modo síncrono (off para el presente caso) y asíncrono.

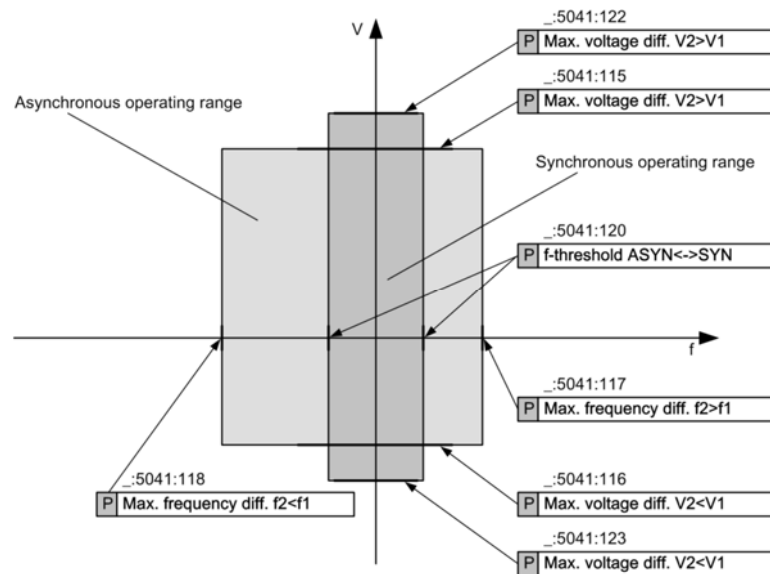


Figura 80 Rangos de operación de tensión y frecuencia de los modos síncrono y asíncrono de la función 25

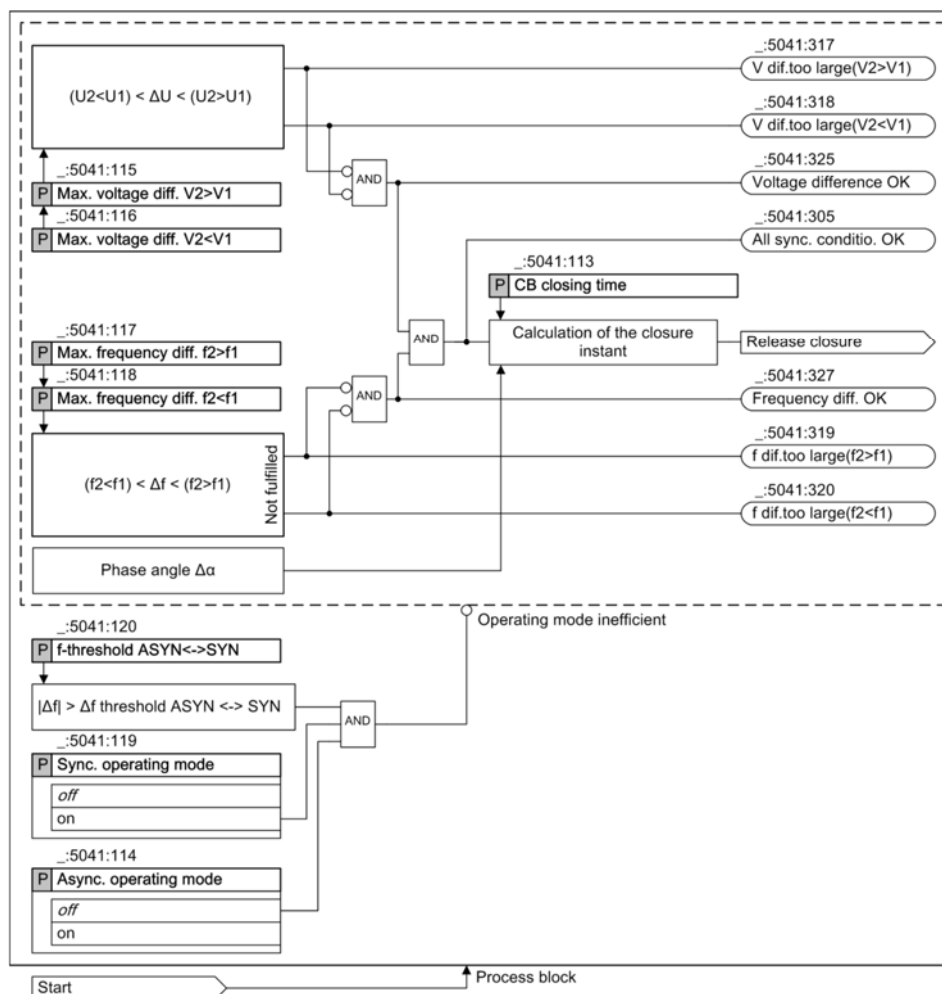


Figura 81 Condiciones de cierre para el modo de operación asíncrona

10.14.2 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE SINCRONIZACIÓN DEL RELÉ 7SL8 – AMBOS EXTREMOS

Sychr./Asycr.1

General

Mode = On

Min.operating limit $V_{min} = 450 \text{ kV prim. (90\% } U_n)$

Max.operat. limit $V_{max} = 550 \text{ kV prim. (110\% } U_n)$

Max.durat.sync.process = 30 s.

Direct close command = no

Voltage adjustment = 1.00

De.en.gized switch.

Close cmd. at $V1 < \& V2 > = \text{YES}$

Close cmd. at $V1 > \& V2 < = \text{YES}$

Close cmd. at $V1 < \& V2 < = \text{NO}$ (esto evitara cierres del interruptor cuando tanto la línea como la barra se encuentren sin energía)

$V1, V2$ without voltage = 50 kV prim. (10% U_n)

V1, V2 with voltage = 400 kV prim. (80% Un)

Supervision time = 0.10 s.

Asynchr. op. mode

Async. operating mode = YES

CB make time = 0.06 s (tiempo de cierre del interruptor obtenido de la placa, actualizar en campo en base a las pruebas realizadas al interruptor)

Max.voltage diff. $V2 > V1 = 50$ kV prim. (10% Un)

Max.voltage diff. $V2 < V1 = 50$ kV prim. (10% Un)

Max.frequency diff. $f2 > f1 = 0.08$ Hz (con la finalidad de reducir el riesgo de oscilación al momento del cierre, este valor puede aumentarse hasta 0.10 Hz)

Max.frequency diff. $f2 < f1 = 0.08$ Hz (con la finalidad de reducir el riesgo de oscilación al momento del cierre, este valor puede aumentarse hasta 0.10 Hz)

11. PROTECCIÓN DEL REACTOR DE LÍNEA Y REACTOR DE NEUTRO DE AYOLAS 500KV

Reactor De Línea

El reactor de la línea Ayolas – Villa Hayes de 500 kV posee las siguientes características:

Potencias nominales:

3x26.67 MVar ONAN (3x32.27 MVar en max. tensión de servicio)

Tensiones nominales:

Nominal: 500 / r(3) kV

Máxima tensión de servicio: 550 / r(3) kV

Corrientes nominales:

Nominal: 92.4 A ONAN

Máxima tensión de servicio: 101.6 A

Impedancia a tensión nominal:

3140 ohm

Reactor De Neutro

El reactor de neutro de la línea Ayolas – Villa Hayes de 500 kV posee las siguientes características:

Potencias nominales:

200.0 kVar

Tensión nominal:

72.5 kV

Corriente nominal:

10 A

Corriente de corta duración (10 segundos):

350 A

Impedancia a tensión nominal:

2000 ohm

11.1 SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LOS REACTORES

11.1.1 ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DEL REACTOR DE LÍNEA 500 KV

Se recomienda habilitar las siguientes funciones de protección en ambos relés de protección 7UT85:

- Función de protección diferencial de reactor (87R)
- Función de protección diferencial restringida a tierra (87N)
- Función de protección de sobrecorriente fase (50/51) del lado 500 kV
- Función de protección de sobrecorriente tierra (50N/51N) del lado 500 kV
- Función de protección de falla interruptor (50BF) solo en el relé principal

Las señales de corriente utilizadas por la protección principal y respaldo provienen de los transformadores de corriente ubicados en los bushings de 500 y lado neutro del reactor de línea, la señal de corriente del punto neutro a tierra es tomada por un transformador de corriente externo instalado en el punto a tierra.

Lado AT Bussing 500 kV: 100/1 A “3phase”

Corriente pto N: TC punto neutro a tierra (100/1) “I-1ph” conectar en la entrada I4 del bloque utilizado para las señales del Lado AT Bussing 500 kV y configurarlo como señal monofásica “Ix”. Esta señal deberá ser asociada al punto neutro del transformador para poder habilitar la función 87N.

Lado N Bussing lado neutro: 100/1 A “3phase”

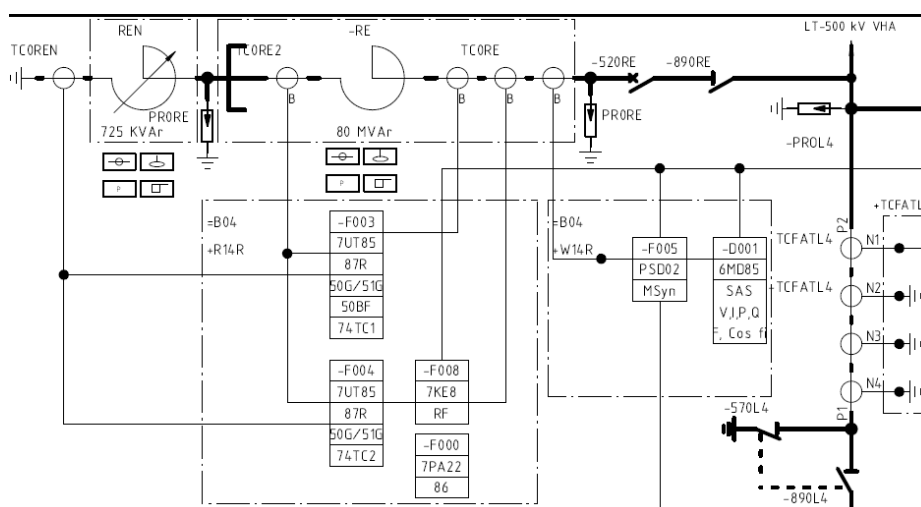


Figura 82 Conexión de las señales de corriente de la protección principal del reactor

Current-measuring points									
Base module									
1A									
1A1-1A2 1A3-1A4 1A5-1A6 1A7-1A8 1B1-1B2 1B3-1B4 1B5-1B6 1B7-1B8									
Measuring point	Connection type	IP 1A1	IP 1A2	IP 1A3	IP 1A4	IP 1B1	IP 1B2	IP 1B3	IP 1B4
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
Corriente Lado AT	3-phase	I A	I B	I C		I A	I B	I C	
Corriente Lado N	3-phase								
Corriente pto N					Ix				

Figura 83 Asignación de las entradas de corriente a los puntos de medida de la protección principal 7UT8 del reactor en el DIGSI 5

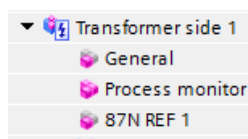
Connect measuring points to function group					
		Transformer side 1		Transformer side 2	
Measuring point		V 3ph	I 3ph	V 3ph	I 3ph
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
Corriente Lado AT[ID 2]			X		
Corriente Lado N[ID 3]				X	
Tension Barra[ID 5]		X			
Corriente pto N[ID 1]					X

Figura 84 Conexión de los puntos de medida a los grupos funcionales en el relé 7UT8

Connect protection-function group to protection-function group			
		Transformer diff. 1	Transformer side 1
Protection group	side	neutral point	neutral point
(All)	(All)	(All)	(All)
Transformer side 1		X	
Transformer side 2		X	
Transform. neut.p 1			X

Figura 85 Conexión de los grupos funcionales a otros grupos funcionales en el relé 7UT86

En la figura anterior se puede observar como se asocia el grupo funcional “Transform.neut.p1” al grupo funcional “Transformer side 1”, con lo cual se le está indicando al relé que utilice estas medidas para la función 87N.



Se deberá corroborar en campo la ubicación del punto estrella de los transformadores de corriente, en caso de no estar hacia el elemento protegido (el transformador de potencia), se deberá cambiar el parámetro “Neutral point in dir. of ref. obj.” de “YES” a “NO”. Para el caso de la señal de corriente monofásica el nombre del parámetro que indica la polaridad es “terminal 1,3,5,7 in dir.obj.”

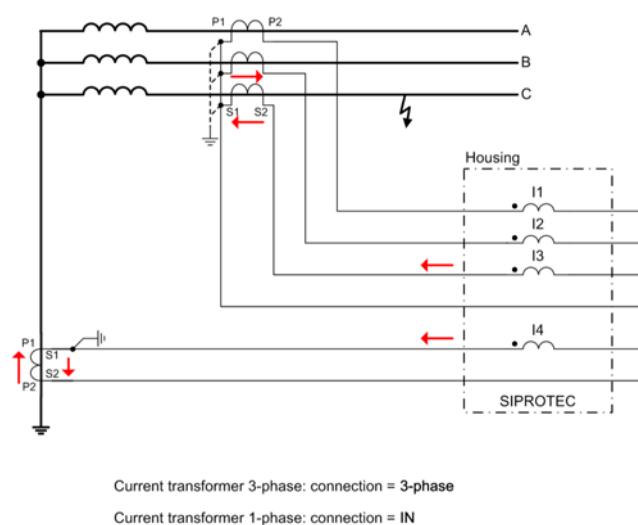


Figura 86 Ejemplo de conexión con punto estrella hacia el objeto el relé 7UT86

11.2 AJUSTES GENERALES DEL REACTOR

Transformer Side 1 (Lado AT)

Rated Values

Rated apparent power = 80.00 MVA

Rated voltage = 500.00 kV

Side Data

Neutral Point, este parámetro indica al relé si este lado del transformador se encuentra puesto a tierra. En este caso por tratarse de un reactor y el área comprendida entre las señales de corriente asociadas a la protección diferencial no existe punto a tierra se ajustará en “isolated”.

Winding configuration, este parámetro indica al relé el modo en que está conectado el devanado del lado 1 del transformador. En este caso por tratarse de un reactor shunt en estrella se ajustará en “Y (Wye)”.

Vector group numeral, este parámetro indica al relé el grupo de conexionado con el que cuenta. Por tratarse de un reactor shunt, se ajustará en “0”.

Transformer Side 2 (lado neutro)

Rated Values

Rated apparent power = 80.00 MVA

Rated voltage = 500.00 kV

Side Data

Neutral Point, este parámetro indica al relé si este lado del transformador se encuentra puesto a tierra. En este caso por tratarse de un reactor y el área comprendida entre las señales de corriente asociadas a la protección diferencial no existe punto a tierra se ajustará en "isolated".

Winding configuration, este parámetro indica al relé el modo en que está conectado el devanado del lado 2 del transformador. En este caso por tratarse de un reactor shunt en estrella se ajustará en "Y (Wye)".

Vector group numeral, este parámetro indica al relé el grupo de conexionado con el que cuenta. Por tratarse de un reactor shunt se ajustará en "0".

11.3 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL REACTOR

La función de protección diferencial del transformador es del tipo unitaria y despejara de manera instantánea las fallas que se produzcan entre el área comprendida por los transformadores de corriente de los lados de AT y neutro.

11.3.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR DEL RELÉ 7UT86

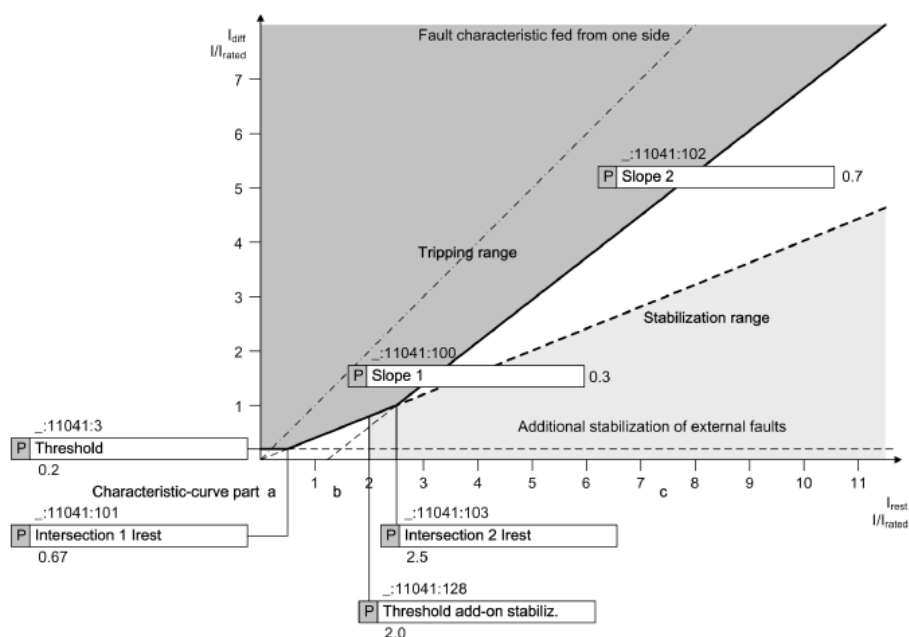


Figura 87 Característica de operación de la función 87T del 7UT8

La figura anterior ilustra la completa característica de disparo del relé 7UT8. El primer tramo representa la sensibilidad del umbral de la protección diferencial (11041:3 Threshold) y considera los errores permanentes tales como las corrientes de magnetización.

El segundo tramo considera el error en la proporción de corriente el cual puede ser resultado de los errores de transformación de los TC's principales o de TC's del dispositivo, el cual por ejemplo puede ser causado por el desfase o por la influencia del cambiador de taps en transformadores con control de voltaje.

Para altas corrientes de falla, las cuales pueden alcanzar la corriente de saturación de los transformadores de corriente, la característica del tercer tramo proporciona de una restricción adicional.

El área “add-on restraint” es el área operacional del indicador de saturación.

Los valores I_{diff} e I_{rest} son asignados para la característica de disparo por protección diferencial. Si los valores resultan en un punto de operación el cual se encuentra en el área de disparo, una señal de disparo es enviada. Si las condiciones de corriente I_{diff}/I_{rest} aparecen cerca de la característica de falla ($\geq 98\%$ de la pendiente de la característica de falla), ocurrirá un disparo incluso cuando la característica de disparo haya sido excesivamente incrementada debido a add-on stabilisation, arranques o detección de corriente DC.

11.3.2 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE DIFERENCIAL (87) DEL REACTOR DE LÍNEA 80 MVAR

11041:3 Threshold

A diferencia de la protección diferencial de transformador, es posible tener un umbral de operación menor al de un transformador convencional, debido a que en el reactor no ocurrirán problemas de corrientes diferenciales constantes debido a la relación de transformación, posición de taps, etc.

11041:3 Threshold = 0.10 I/InObj

11041:100 Slope 1

Este parámetro establece la primera pendiente de la función diferencial.

Se tiene una corriente diferencial de 0.10 I/InObj y una corriente de restricción máxima de 1.05 I/InObj (error de TC 5%), por lo tanto se tiene:

$$\%Slope = \frac{I_{diferencial}}{I_{restricción}} \times 100\% = \frac{0.25}{1.20} \times 100\% = 20.83\%$$

$$\%Slope = \frac{I_{diferencial}}{I_{restricción}} \times 100\% = \frac{0.10}{1.05} \times 100\% = 9.5\%$$

La pendiente 1 se ajusta en un 10% para garantizar que la protección diferencial no opere ante el error de los transformadores de corriente.

11041:100 Slope 1 = 0.20

11041:101 Intersection 1 Irest

Este parámetro establece el punto de intersección entre la corriente de arranque y la primera pendiente de la función diferencial en porcentaje de la corriente nominal del objeto (reactor).

El punto de transición entre la corriente de pickup y la pendiente 1 (slope 1), se puede seleccionar calculando el valor de corriente en condiciones de sobrecarga del reactor (sobretensión temporal). Así, se considerará que el reactor trabaja con una sobrecarga máxima del 10 % de su capacidad nominal debido a una sobretensión transitoria en el sistema. Los resultados del cálculo de las corrientes de sobrecarga de los lados de alta y neutro, para con los TC con máximo error 5% y las respectivas corrientes diferenciales y de restricción, se presentan en el siguiente cuadro:

	I AT prim	I AT sec	I N prim	I N sec	ImAT	ImN	I _{diff}	I _{rest}
Corriente (A)	101.61	1.02	101.61	1.02	1.16	1.05	0.11	1.16

El parámetro Intersection 1, es decir la intersección del primer y segundo tramo se obtiene aplicando la ecuación de la recta con una pendiente del 10%. De esta manera se obtiene el siguiente ajuste:

$$11041:101 = 1.11 I/\text{InObj}$$

11041:102 Slope 2

Este parámetro establece la segunda pendiente de la función diferencial.

Debido a que el aporte de corriente del reactor ante fallas externas no es elevado (menor que la corriente nominal), no es necesario restringir demasiado el relé.

$$11041:102 \text{ Slope } 2 = 0.50$$

11041:103 Intersection 2 Irest

Este parámetro establece el punto de intersección entre la primera pendiente y la segunda pendiente de la función diferencial en porcentaje de la corriente nominal del objeto (reactor).

Debido a que el aporte de corriente del reactor ante fallas externas no es elevado (menor que la corriente nominal), no es necesario restringir demasiado el relé.

$$11041:103 = 5.00 I/\text{InObj}$$

11041:115 Blocking with 2. harmonic (Inrush blocking)

Habilita el bloqueo por presencia del segundo armónico

$$11041:116 = \text{YES}$$

11041:116 2nd harmonic content

Mínimo nivel de contenido del segundo armónico necesario para el bloqueo.

$$11041:116 = 15\%$$

11041:124 Blocking with 5th harmonic (Overexcit. blocking)

Habilita el bloqueo por presencia del quinto armónico

$$11041:124 = \text{YES}$$

11041:124 5th harmonic content

Mínimo nivel de contenido del quinto armónico necesario para el bloqueo.

$$11041:125 = 30\%$$

IDiff Fast

La corriente diferencial por encima del umbral de operación provocará un disparo inmediato sin tener en cuenta las restricciones de armónicos (11071:3 Threshold).

11071:3 Threshold

Este parámetro establece la corriente de arranque de la función diferencial IDiff Fast en porcentaje de la corriente nominal del objeto (reactor).

En general, la máxima corriente del reactor sin presencia de falla interna se produce ante una sobretensión transitoria debido a maniobras, la cual puede llegar hasta dos veces la tensión nominal, lo cual origina picos de corriente del doble de la corriente nominal del reactor ($2 \times 92.4 = 184.8 \text{ A}$).

11071:3 Threshold = 2.0 I/InObj

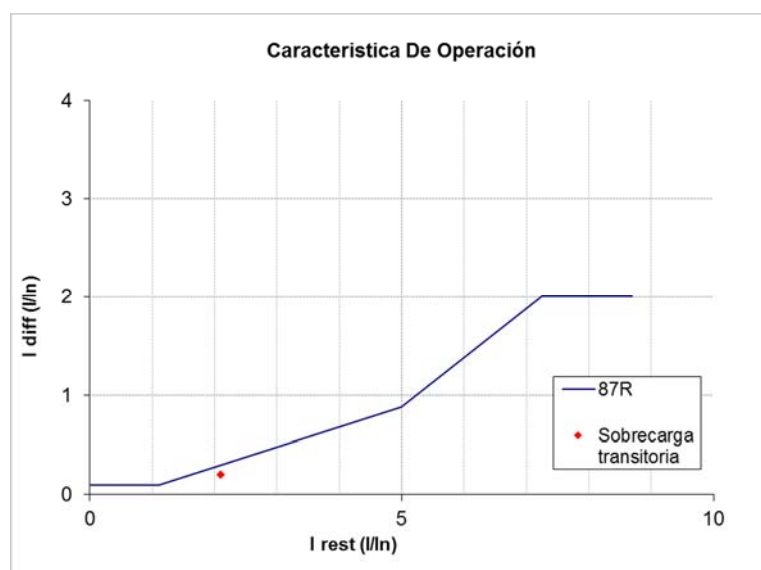


Figura 88 Características de operación de la protección diferencial del reactor con los ajustes propuestos

11.4 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA RESTRINGIDA DEL REACTOR (87N)

La función de protección de falla a tierra restringida del reactor es del tipo unitaria y despejara de manera instantánea las fallas a tierra que se produzcan entre el área comprendida por los transformadores de corriente de los lados de AT y neutro. Esta función a diferencia de la protección diferencial, permitirá al relé detectar fallas a tierra más cercanas al punto neutro del reactor.

11.4.1 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN DE FALLA A TIERRA RESTRINGIDA (87N) DEL REACTOR DE 20 MVAR

La función de protección 87N procesa la corriente del punto neutro I_0^* y la corriente homopolar calculada I_0^{**} ($3I_0$) a partir de las intensidades de fase (ver la siguiente figura).

En caso de una falla a tierra interna las corrientes homopolares fluyen hacia el lugar de la falla. En caso de una falla a tierra externa, la intensidad de falta se invierte en los transformadores de corriente de fase. De esta manera, la dirección de corriente es el criterio de decisión para una falta interna.

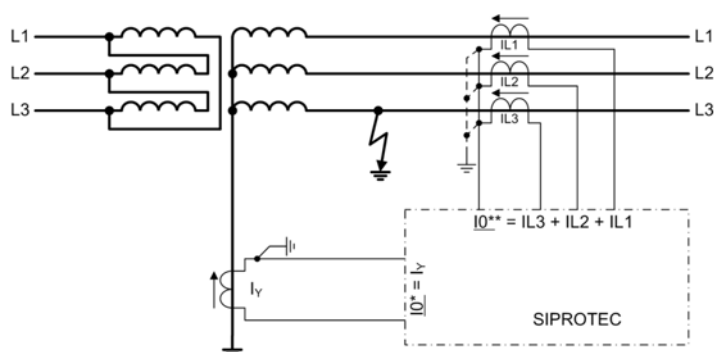


Figura 89 Principio de operación de la función 87N

Con la corriente de estabilización calculada se determina mediante la curva característica (ver la siguiente figura) una corriente I_{Caract} que representa el valor de arranque para el disparo. Con esto, la función de protección se estabiliza en caso de faltas a tierra externas

multipolares, como por ejemplo, una falta a tierra bipolar. Es decir, la función de protección es menos sensible.

Si se ha ajustado la Pendiente = 0, el valor de arranque para el disparo es el Valor umbral ajustado independientemente de la intensidad de estabilización.

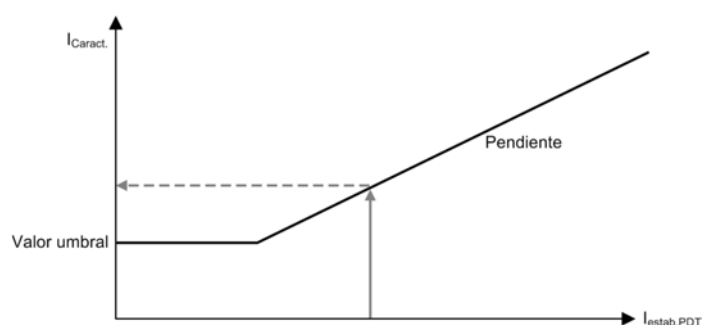


Figura 90 Característica de operación de la función 87N

La característica de disparo representada en la figura siguiente está compuesta de 2 partes. En el lado derecho de la característica se representa el caso de una falla a tierra interna. Bajo condiciones ideales, el ángulo entre ambas corrientes homopolares (I_0^* , I_0^{**}) es igual a 0°. En caso de una saturación del transformador de corriente pueden producirse errores angulares. El lado derecho de la característica es válido para ángulos $\leq 90^\circ$. La intensidad de disparo corresponde a la corriente que circula por el punto neutro (I_0^*). Ésta es comparada con el valor umbral ajustado o elevado.

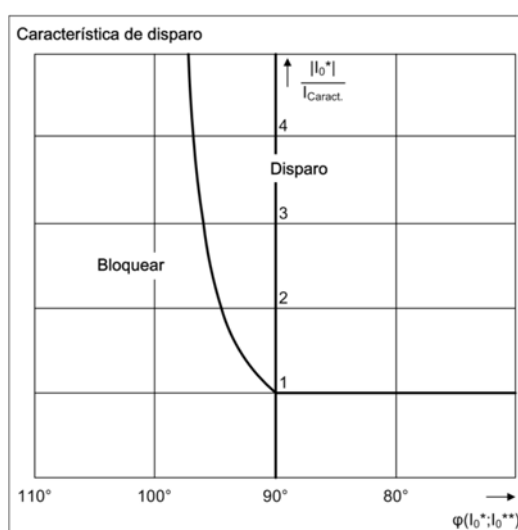


Figura 91 Característica de disparo dependiente del ángulo de fases entre I_0^* e I_0^{**}

En caso de una falla a tierra externa, la corriente homopolar calculada a partir de las intensidades de fase gira en 180° . De esta manera, el ángulo de fase entre las corrientes homopolares ($\angle(I_0^*, I_0^{**})$) es igual a 180° . Éstas se encuentran al lado izquierdo de la característica de disparo y muestran un valor de arranque notablemente elevado.

11.4.2 AJUSTES RECOMENDADOS PARA LA FUNCIÓN DE FALLA A TIERRA RESTRINGIDA (87N) DEL REACTOR DE LÍNEA DE 80 MVAR

10081:103 Threshold

Se recomienda ajustar al menor valor de ajuste (recomendado por el fabricante).

$$\text{Threshold} = 0.05 \cdot I_{ntc} / I_{nreac}$$

Threshold = $0.05 \times 100 / 92.4 = 0.06 \text{ I/InObj}$ (mínimo permitido por el relé)

10081:105 Slope

Debido a que el objeto protegido es un reactor shunt de línea, no es necesario restringir en demasía la operación del relé.

El fabricante recomienda ajustar al mínimo.

10081:105 Slope = 0.05

11.5 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE FASE (50/51) LADO AT DE 500 KV

La función de protección de sobrecorriente fase del lado 500 kV brindará un respaldo local a la protección diferencial.

Inverse-T 1

Se recomienda ajustar el arranque igual al 120% de la corriente nominal:

Inreac500kV = 92.4 A

Threshold = $1.20 \times 92.4 = 111 \text{ A primarios}$

Ante fallas externas entre fases no existirá aporte por parte del reactor, por lo cual no es necesario tener una temporización elevada. La máxima corriente de carga ante un evento externo por parte del reactor se da en condiciones de sobretensión, en donde el nivel de corriente puede llegar hasta el doble durante eventos transitorios. Se recomienda utilizar la curva IEC normal inverse con un dial de operación que permita tiempos rápidos de operación ante fallas internas y una temporización mayor a 2 segundos para el doble de corriente nominal del reactor.

Se recomienda ingresar los siguientes ajustes:

Type of character. curve = IEC normal inverse

Time dial = 0.14

Definite-T 1

Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido con la finalidad de coordinar con la zona 2 de las protecciones de línea ubicadas aguas arriba (YAC).

Threshold = $4.0 \times 92.4 = 370 \text{ A primarios}$

Operate delay = 0.10 s

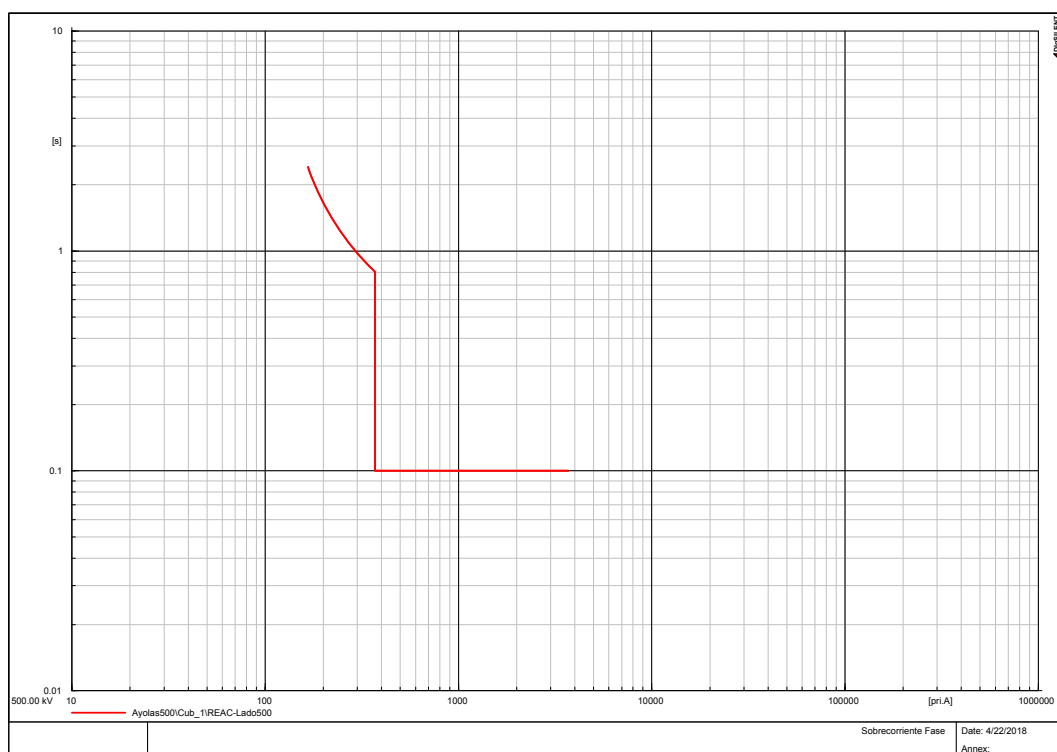


Figura 92 Curvas de operación de la protección 50/51 del lado 500 kV del relé 7UT del reactor de línea 01 con los ajustes propuestos

11.6 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TIERRA (50N/51N) LADO AT 500 KV

La función de protección de sobrecorriente tierra de la celda 220 kV brindará un respaldo local a la protección de falla a tierra restringida.

Inverse-T 1

Se recomienda ajustar el arranque igual al 20% de la corriente nominal del TC:

$$TC\ 500kV = 100 / 1\ A$$

$$\text{Threshold} = 0.20 \times 100 = 20\ A\ \text{primarios}$$

El tipo de curva y dial se selecciona teniendo en cuenta que el máximo aporte de corriente homopolar ante falla externa es de 62 A. Por lo tanto se recomienda utilizar la curva IEC very inverse con un dial de operación que permita tiempos rápidos de operación ante fallas internas, y un tiempo no menor a 1 segundos para la máxima corriente de aporte ante falla a tierra externa.

Se recomienda ingresar los siguientes ajustes:

Type of character. curve = IEC normal inverse

$$\text{Time dial} = 0.29$$

Definite-T 1

Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido con la finalidad de coordinar con la zona 2 de las protecciones de línea ubicadas aguas arriba (YAC).

$$\text{Threshold} = 2.0 \times 92.4 = 185\ A\ \text{primarios}$$

$$\text{Operate delay} = 0.10\ s$$

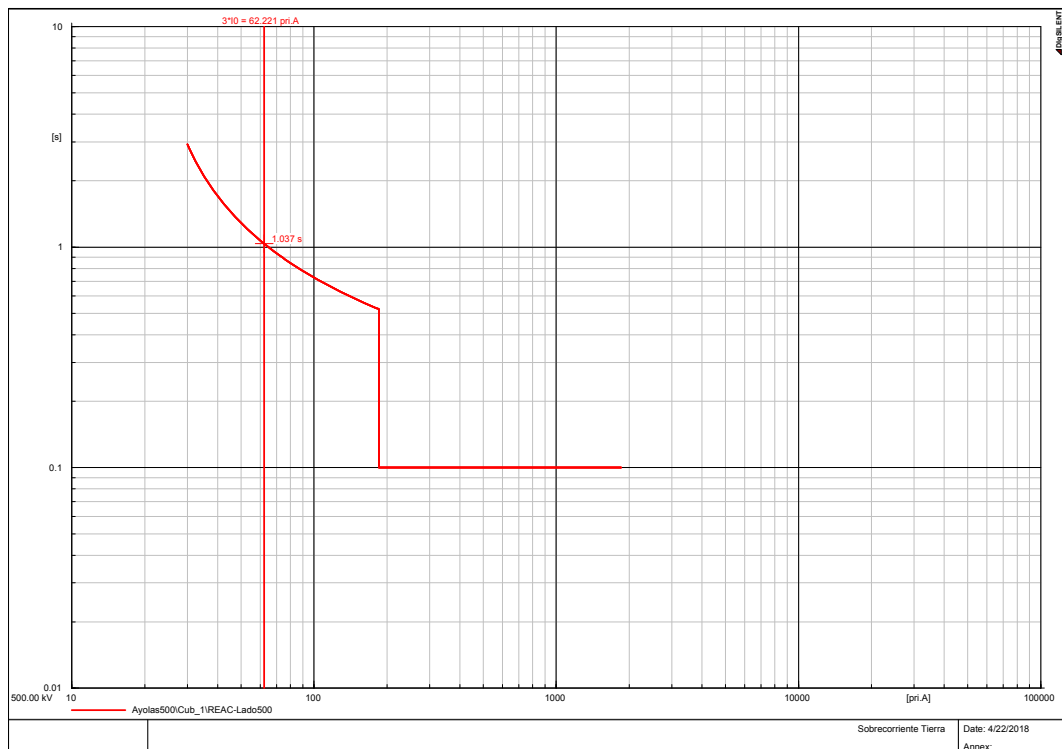


Figura 93 Curvas de operación de la protección 50N/51N lado AT 500 kV del relé 7UT del reactor de línea con los ajustes propuestos (falla 1F-t máxima externa sin transformador de neutro)

11.7 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR NEUTRO (50N/51N 1pH) DEL REACTOR DE LÍNEA

La función de protección de sobrecorriente neutro brindará un respaldo a la protección 87N ante fallas a tierra cercanas al neutro del reactor. A diferencia de la función de falla a tierra restringida (87N), la función de sobrecorriente neutro no es capaz de distinguir entre falla interna y externa, por lo cual, teniendo en cuenta el bajo nivel de corriente que produce las fallas cercanas al neutro y con la finalidad de evitar una falta de selectividad con las protecciones de sobrecorriente tierra de respaldo de los elementos colindantes, se recomienda utilizar una etapa de tiempo definido con un tiempo de operación de 2.00 segundos y un umbral de operación menor a la corriente producida ante un evento de recierre monofásico.

$$I_N = (500000/r(3))/(3140 + 3*2000) = 31.58 \text{ A}$$

Por otro lado, teniendo en cuenta las características del reactor neutro:

$$I_n = 10 \text{ A}$$

$$I_{nmax} = 350 \text{ A } 10 \text{ seg}$$

Extrapolando una curva de soportabilidad I_2t :

300 A – 14 segundos

200 A – 31 segundos

100 A – 123 segundos

20 A – 3060 segundos

Se recomienda ingresar los siguientes ajustes:

Definite-T1

Threshold = 15 A primarios

Operate delay = 60.00 s

Definite-T2

Threshold = 25 A primarios

Operate delay = 2.00 s

11.8 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN CONTRA FALLA INTERRUPTOR (50BF)

Esta función proporciona un respaldo a la actuación del interruptor en caso este reciba un disparo proveniente de las funciones de protección propias del relé o disparo externo (protecciones mecánicas), si el relé sigue censando corriente, la función 50BF enviará en una primera etapa un re-disparo al interruptor del reactor de línea a los 120 ms. En caso la falla no ha sido despejada por el re-disparo realizado por la función 50BF, esta función en una segunda etapa emitirá un disparo a los interruptores de la línea y enviará un DDT al extremo opuesto de la línea, con la finalidad de cortar la alimentación de corriente de falla proveniente de Villa Hayes. Esta función utilizará las corrientes provenientes del TC 100/1 del lado AT del reactor.

Se recomienda implementar los mismos ajustes que la función 50BF de la protección de barras 500 kV, los cuales se muestran a continuación:

Retrip after T1 = Yes

Delay T1 for 3-pole retrip = 0.10 s

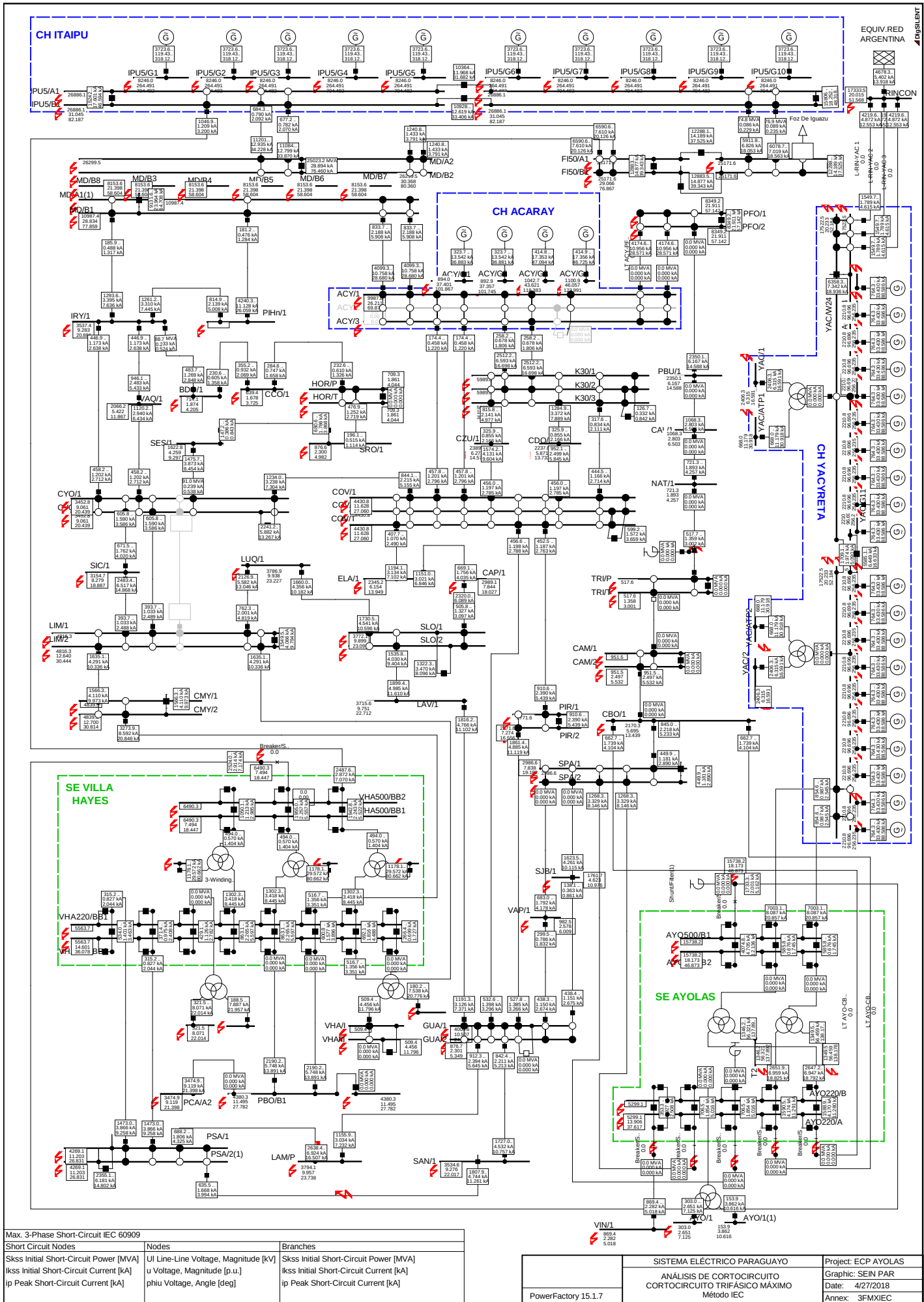
Threshold phase current = 0.25 A sec

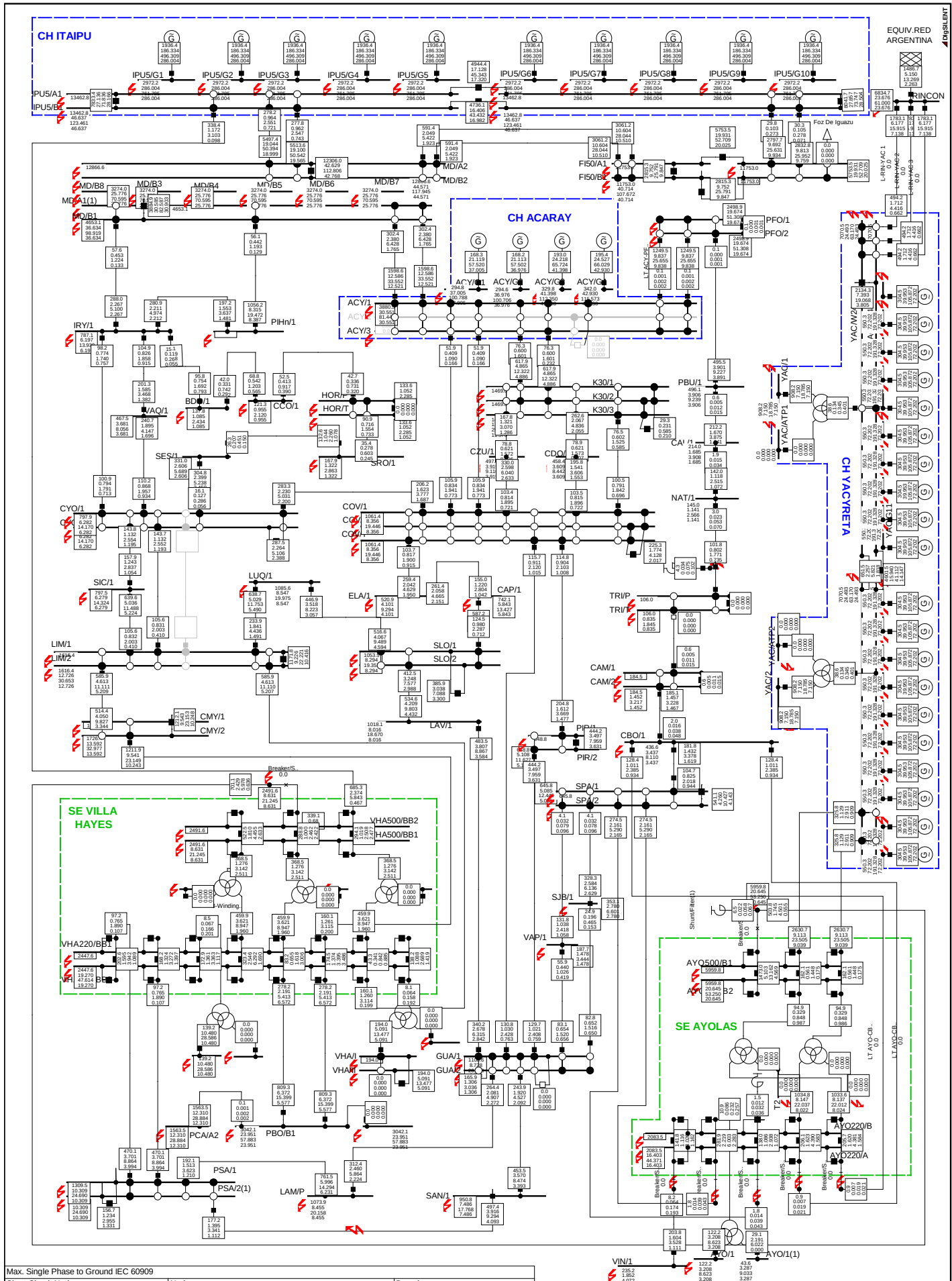
Threshold sensitive = 0.20 A sec

Delay T2 for 3-pole trip = 0.20 s

ANEXO I

Resultados De Las Simulaciones De Cortocircuito (06 hojas)





Max. Single Phase to Ground IEC 60909

Short Circuit Nodes

Skss: A Initial Short-Circuit Power A [MVA]
 Iks: A Initial Short-Circuit Current A [kA]
 Ip: A Peak Short-Circuit Current A [kA]
 I0x3 3°10 [kA]

Nodes

U01 Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]
 u1 Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]
 phiu1 Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]

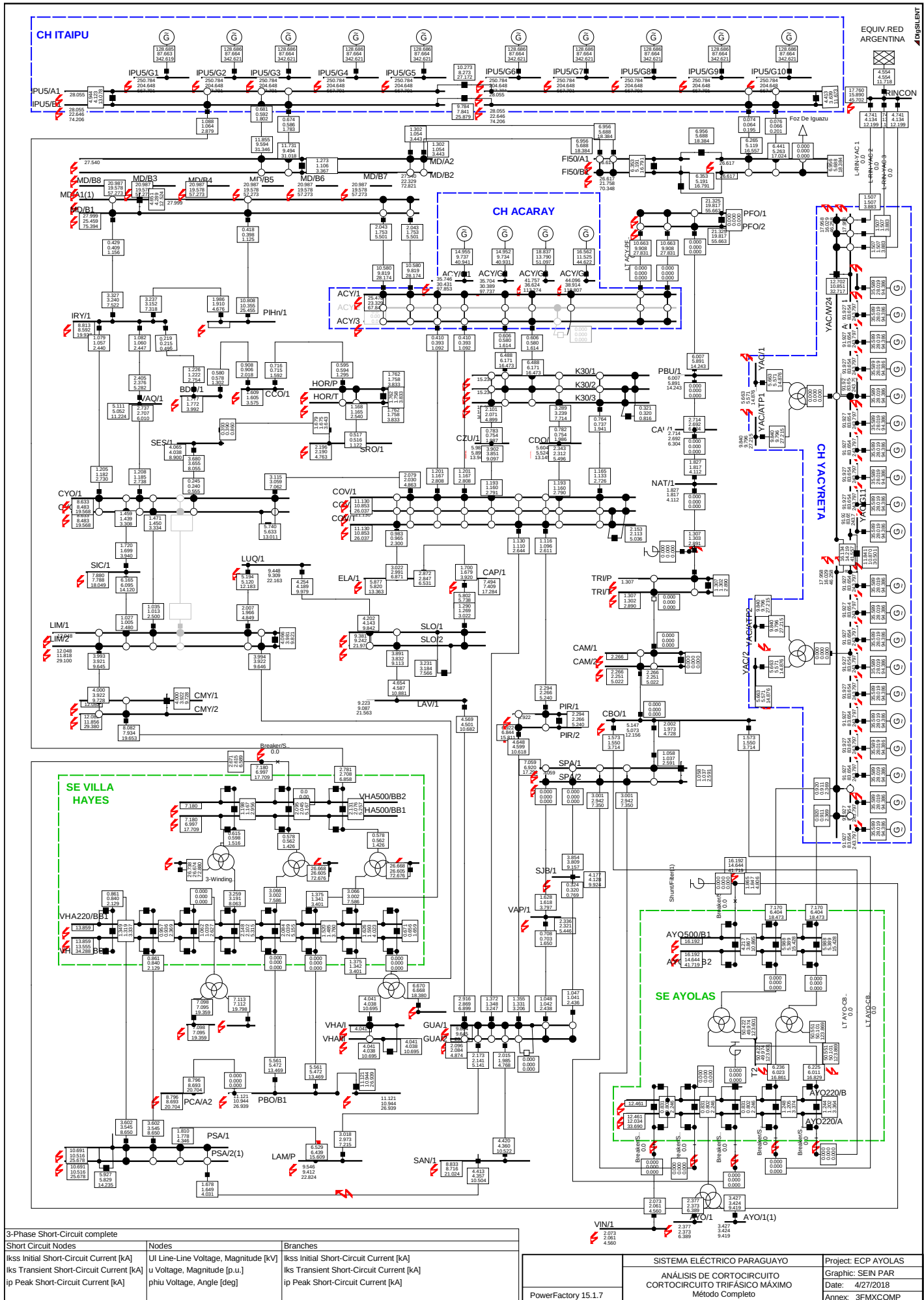
Branches

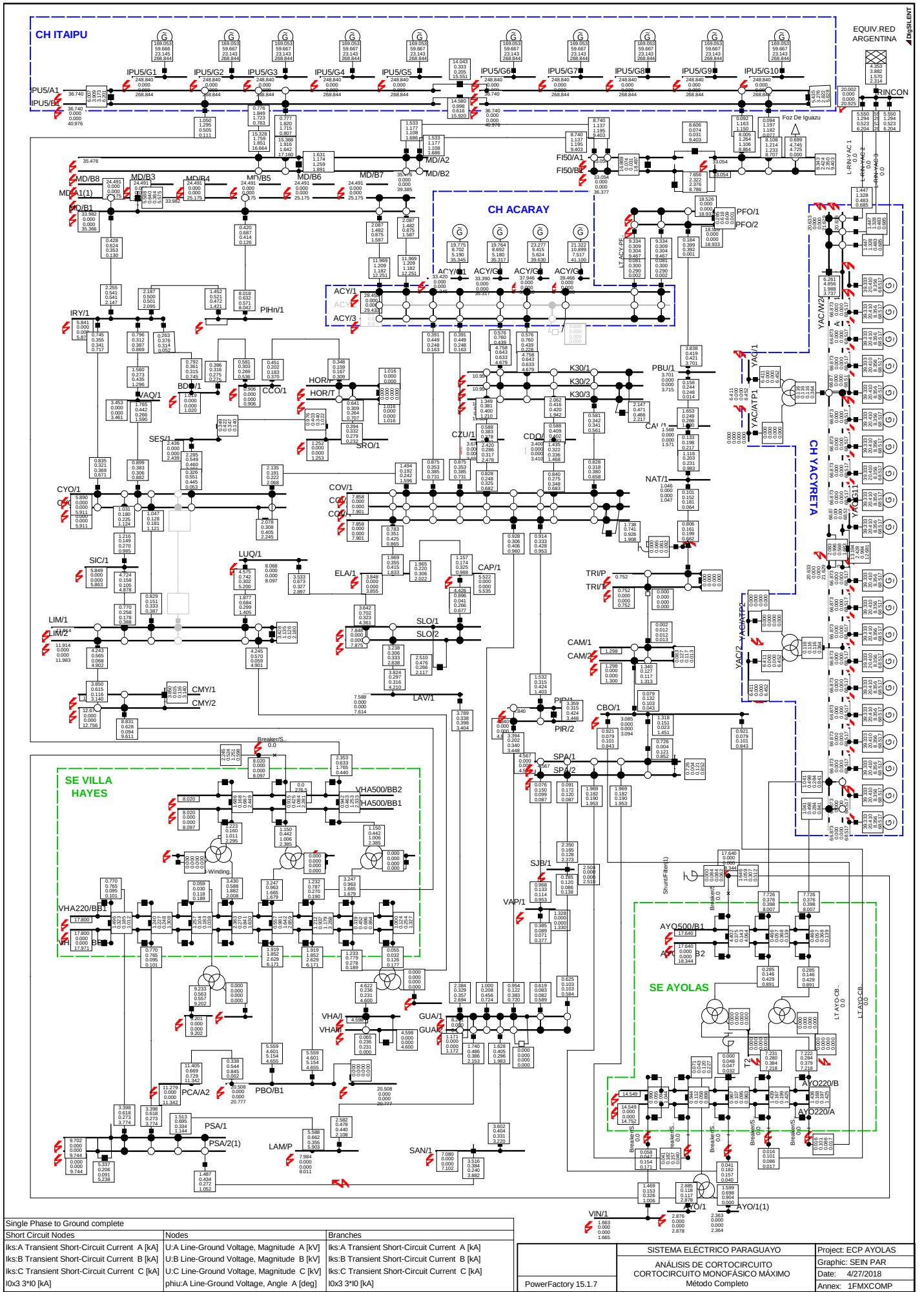
Skss: A Initial Short-Circuit Power A [MVA]
 Iks: A Initial Short-Circuit Current A [kA]
 Ip: A Peak Short-Circuit Current A [kA]
 I0x3 3°10 [kA]

PowerFactory 15.1.7

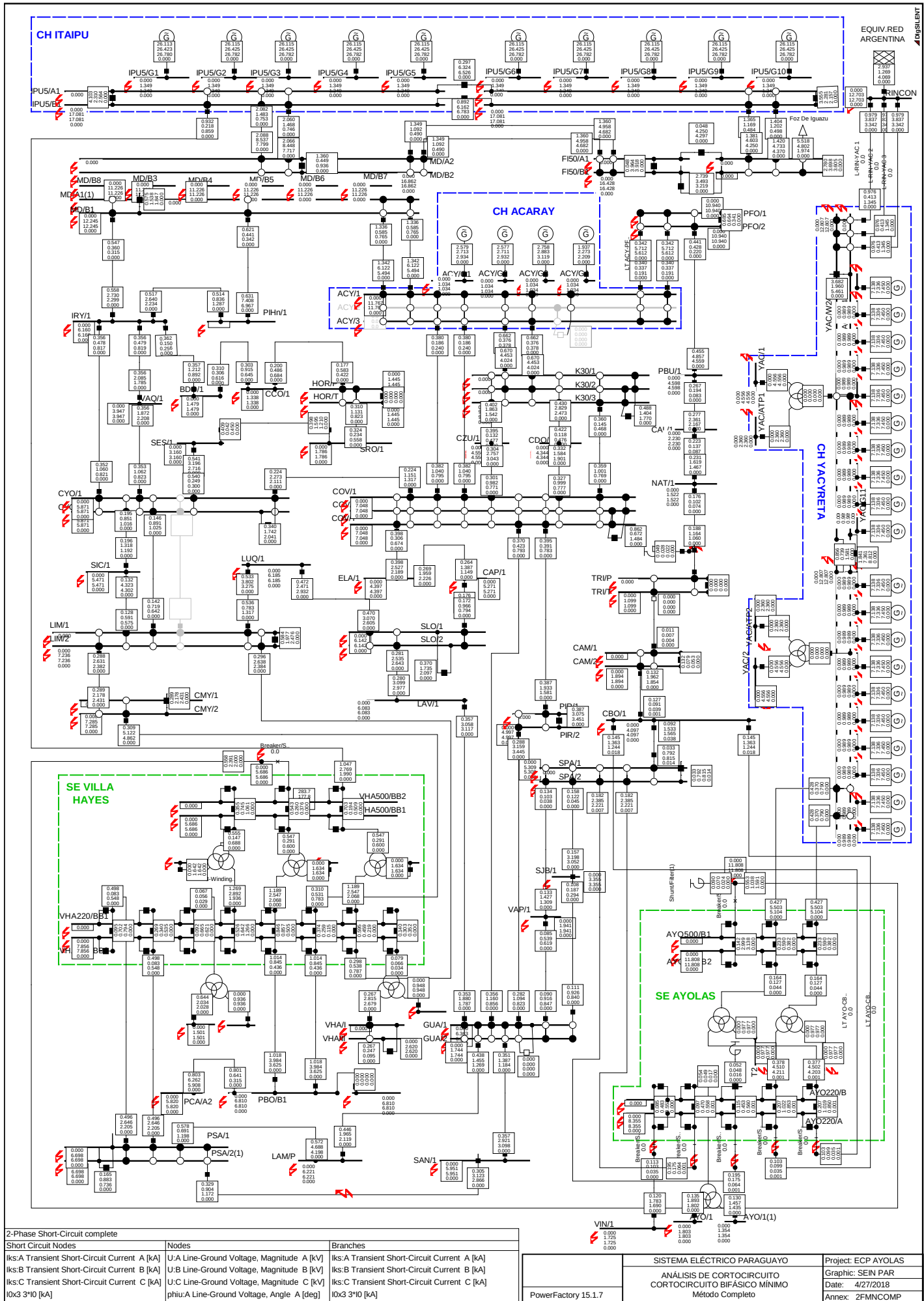
SISTEMA ELÉCTRICO PARAGUAYO
 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO
 CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO MÁXIMO
 Método IEC

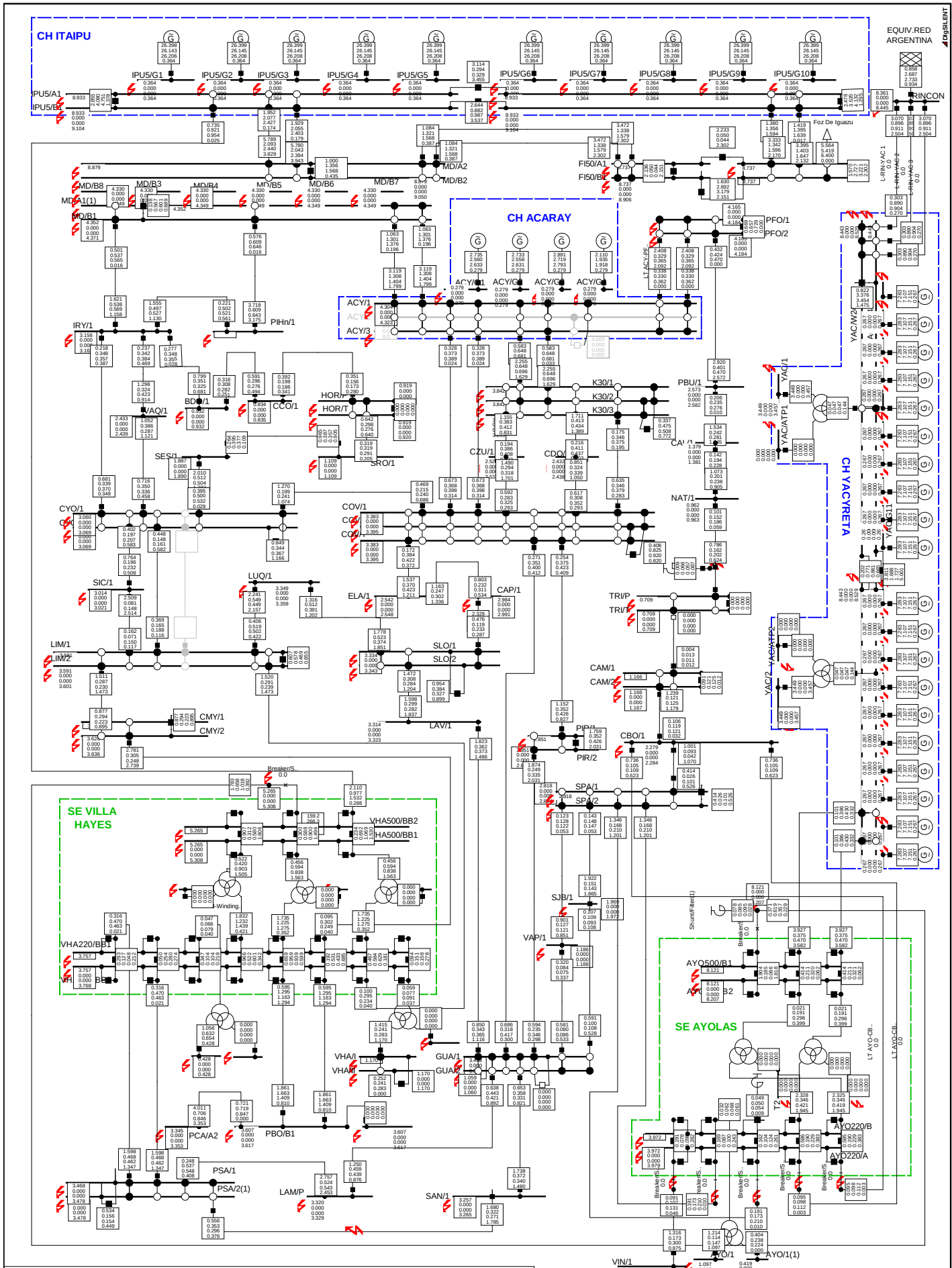
Project: ECP AYOLAS
 Graphic: SEIN PAR
 Date: 4/27/2018
 Annex: 1FMXIEC





Single Phase to Ground complete		
Short Circuit Nodes		
Iks: A Transient Short-Circuit Current A [kA]	U-A Line-Ground Voltage, Magnitude A [kV]	Iks: A Transient Short-Circuit Current A [kA]
Iks: B Transient Short-Circuit Current B [kA]	U-B Line-Ground Voltage, Magnitude B [kV]	Iks: B Transient Short-Circuit Current B [kA]
Iks: C Transient Short-Circuit Current C [kA]	U-C Line-Ground Voltage, Magnitude C [kV]	Iks: C Transient Short-Circuit Current C [kA]
I0x3 3°10 [kA]	phi:U-A Line-Ground Voltage, Angle A [deg]	I0x3 3°10 [kA]





Single Phase to Ground complete			
Short Circuit Nodes			
Iks: A Transient Short-Circuit Current A [kA]	Nodes	Branches	
Iks: B Transient Short-Circuit Current B [kA]	U-A Line-Ground Voltage, Magnitude A [kV]	Iks: A Transient Short-Circuit Current A [kA]	
Iks: C Transient Short-Circuit Current C [kA]	U-B Line-Ground Voltage, Magnitude B [kV]	Iks: B Transient Short-Circuit Current B [kA]	
I0x3 3°10 [kA]	U-C Line-Ground Voltage, Magnitude C [kV]	Iks: C Transient Short-Circuit Current C [kA]	
	phi:U-A Line-Ground Voltage, Angle A [deg]	I0x3 3°10 [kA]	

PowerFactory 15.1.7	SISTEMA ELÉCTRICO PARAGUAYO		Project: ECP AYOLAS
	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO		Graphic: SEIN PAR
	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO MÍNIMO		Date: 4/27/2018
	Método Completo		Annex: 1FMNCOMP

ANEXO II

Planillas De Ajustes De Los Relés De Ayolas (61 hojas)

Settings

Device settings

Settings	Value
Edit mode	primary
Number settings groups	1
Activat. of settings group	settings group 1
DIGSI 5 uses following IP address	172.16.60.60 (Integrated Ethernet interface)
Operation-panel language	English (United States)
Binary input channel threshold	Low: 44 V, High: 88 V
Used time stamp in GOOSE subscriptions	On message reception
Hide settings in IEC 61850 structure	Hide all settings
Hide SIPROTEC extensions in IEC 61850 structure	Hide all SIPROTEC extensions
Use dynamic reporting	True
Block IEC 61850 settings changes	False
Access point used in Edition1	No access point is specified for the SCD import.

General \Device

Number	Settings	Value
91.101	Rated frequency	All: 50 Hz
91.102	Minimum operate time	All: 0 s
91.115	Set. format residu. comp.	All: Kr, Kx
91.138	Block monitoring dir.	All: off

General \Setting change

Number	Settings	Value
91.163	Reserv.time for com.prot.	All: 120 s

General \Chatter blocking

Number	Settings	Value
91.123	No. permis.state changes	All: 0
91.127	Initial test time	All: 1 s
91.124	No. of chatter tests	All: 0
91.125	Chatter idle time	All: 1 min
91.137	Subsequent test time	All: 2 s

General \Measurements

Number	Settings	Value
91.162	Blk setting change	All: false
91.163	Reserv.time for com.prot.	All: 120 s
91.111	Energy restore interval	Settings group 1: 10 min
91.112	Energy restore time	Settings group 1: none

General \Control

Number	Settings	Value
91.120	Energy restore	Settings group 1: latest value
91.121	Energy restore by A.time	All: false
91.118	Enable sw.auth. station	All: false

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
General \Spontan.indic.		
Number	Settings	Value
91.119	Multiple sw.auth. levels	All: false
General \CFC		
Number	Settings	Value
91.152	Specific sw. authorities	All: false
General \Test support		
Number	Settings	Value
91.139	Fault-display	All: with pickup
91.161	CFC chart quality handling	All: automatic
Localization		
Number	Settings	Value
6211.139	Unit system	All: SI
Time settings		
General		
Settings	Value	
Date format	All: DD.MM.YYYY	
Time source		
Settings	Value	
Fault indication after	All: 600 s	
Time source 1	none	
Time source 2	none	
Time zone time source 1	All: local	
Time zone time source 2	All: local	
Sync. latency time src.1	All: 0 μs	
Sync. latency time src.2	All: 0 μs	
Time zone and daylight saving time		
Settings	Value	
Time zone offset to UTC	All: 60 min	
Offset daylight sav. time	All: 60 min	
Switch daylight sav. time	true	
Start of daylight sav. time	Last Sunday in March at 2:00 AM	
End of daylight sav. time	Last Sunday in October at 3:00 AM	
Power system \General		
General		
Number	Settings	Value
11.2311.101	Phase sequence	All: ABC
		2 of 23

Power system \Tensión deriv.AB

VT 3-phase

Number	Settings	Value
11.941.8911.101	Rated primary voltage	All: 500.000 kV
11.941.8911.102	Rated secondary voltage	All: 115 V
11.941.8911.104	VT connection	All: 3 ph-to-gnd voltages
11.941.8911.106	Inverted phases	All: none
11.941.8911.111	Tracking	All: active
11.941.8911.130	Measuring-point ID	All: 1

VT 1

Number	Settings	Value
11.941.3811.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3811.108	Phase	All: V A

VT 2

Number	Settings	Value
11.941.3812.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3812.108	Phase	All: V B

VT 3

Number	Settings	Value
11.941.3813.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3813.108	Phase	All: V C

Supv. balan. V

Number	Settings	Value
11.941.2521.1	Mode	Settings group 1: on
11.941.2521.101	Release threshold	Settings group 1: 250 kV
11.941.2521.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.75
11.941.2521.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Supv. ph.seq.V

Number	Settings	Value
11.941.2581.1	Mode	Settings group 1: on
11.941.2581.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Supv. sum V

Number	Settings	Value
11.941.2461.1	Mode	Settings group 1: off
11.941.2461.3	Threshold	Settings group 1: 125 kV
11.941.2461.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
VT miniatureCB		
Number	Settings	Value
11.941.2641.101	Response time	Settings group 1: 0 s
Power system \Barra		
General		
Number	Settings	Value
11.961.2311.101	Rated primary voltage	All: 500.000 kV
11.961.2311.102	Rated secondary voltage	All: 111 V
11.961.2311.103	Tracking	All: inactive
11.961.2311.130	Measuring-point ID	All: 2
VT 1		
Number	Settings	Value
11.961.3811.103	Magnitude correction	All: 1
11.961.3811.108	Phase	All: V B
VT miniatureCB		
Number	Settings	Value
11.961.2641.101	Response time	Settings group 1: 0 s
Power system \Meas.point I-3ph 1		
CT 3-phase \General		
Number	Settings	Value
11.931.8881.115	CT connection	All: 3-phase + IN
11.931.8881.127	Tracking	All: active
11.931.8881.130	Measuring-point ID	All: 4
CT 3-phase \CT phases		
Number	Settings	Value
11.931.8881.101	Rated primary current	All: 2000 A
11.931.8881.102	Rated secondary current	All: 1 A
11.931.8881.117	Current range	All: 100 x IR
11.931.8881.118	Internal CT type	All: CT protection
11.931.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj	All: yes
11.931.8881.114	Inverted phases	All: none
11.931.8881.107	CT error changeover	All: 1.5
11.931.8881.108	CT error A	All: 3 %
11.931.8881.109	CT error B	All: 10 %
CT 1		
Number	Settings	Value
11.931.3841.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3841.117	Phase	All: I A
		4 of 23

Number	Settings	Value
11.931.3842.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3842.117	Phase	All: I B

Number	Settings	Value
11.931.3843.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3843.117	Phase	All: I C

Number	Settings	Value
11.931.3844.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3844.117	Phase	All: IN

Number	Settings	Value
11.931.5581.1	Mode	Settings group 1: off
11.931.5581.101	Mode of blocking	Settings group 1: blocking
11.931.5581.102	Delta value for autoblock	Settings group 1: 1

Number	Settings	Value
11.931.2491.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2491.101	Release threshold	Settings group 1: 1000 A
11.931.2491.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.5
11.931.2491.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Number	Settings	Value
11.931.2551.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2551.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Number	Settings	Value
11.931.2431.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2431.102	Threshold	Settings group 1: 200 A
11.931.2431.101	Slope factor	Settings group 1: 0.1
11.931.2431.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Number	Settings	Value
11.931.2401.1	Mode	Settings group 1: on

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
Saturat. det.		
Number	Settings	Value
11.931.17731.101	CT saturation threshold	Settings group 1: 16000 A
Recording \Fault recorder		
Control		
Number	Settings	Value
51.791.2761.130	Fault recording	All: with pickup & AR cyc.
51.791.2761.131	Storage	All: always
51.791.2761.111	Maximum record time	All: 5 s
51.791.2761.112	Pre-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.113	Post-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.116	Manual record time	All: 0.5 s
51.791.2761.140	Sampling frequency	All: 2 kHz
51.791.2761.141	Sampl. freq. IEC61850 rec.	All: 1 kHz
51.791.2761.128	Scaling COMTRADE	All: Secondary values
Line 1 \General		
General \Rated values		
Number	Settings	Value
21.9001.101	Rated current	All: 1923 A
21.9001.102	Rated voltage	All: 500 kV
21.9001.103	Rated apparent power	All: 1665.4 MVA
General \Line data		
Number	Settings	Value
21.9001.149	Neutral point	Settings group 1: grounded
21.9001.112	C1 per length unit	Settings group 1: 0.014 $\mu\text{F}/\text{km}$
21.9001.148	C0 per length unit	Settings group 1: 0.008 $\mu\text{F}/\text{km}$
21.9001.113	X per length unit	Settings group 1: 0.267 Ω/km
21.9001.114	Line length	Settings group 1: 333 km
21.9001.108	Line angle	Settings group 1: 84.43 °
21.9001.104	Kr	Settings group 1: 3.45
21.9001.105	Kx	Settings group 1: 0.74
21.9001.119	CT saturation detection	All: no
21.9001.111	Series compensation	Settings group 1: no
21.9001.110	Series capacit. reactance	Settings group 1: 0 Ω
General \Measurements		
Number	Settings	Value
21.9001.158	P, Q sign	Settings group 1: not reversed
Line 1 \Process monitor		
Closure detec.		
Number	Settings	Value
21.1131.4681.101	Operating mode	Settings group 1: Manual close only
21.1131.4681.102	Action time after closure	Settings group 1: 0.05 s
21.1131.4681.103	Min. time feeder open	Settings group 1: 0.25 s
		6 of 23

1 pol.open det.

Number	Settings	Value
21.1131.4711.101	Operating mode	Settings group 1: with measurement

Volt.criterion

Number	Settings	Value
21.1131.4801.101	Threshold U open	Settings group 1: 120.00 kV

Line 1 \68 P.swing blk**68 P.swing blk**

Number	Settings	Value
21.5311.1	Mode	Settings group 1: on
21.5311.103	Max. blocking time	Settings group 1: oo s

68 P.swing blk \Zones to be blocked

Number	Settings	Value
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 1	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 2	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 3	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 4	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

Line 1 \Fault locator**Fault locator**

Number	Settings	Value
21.8671.1	Mode	Settings group 1: on
21.8671.101	Start	Settings group 1: with going pickup
21.8671.103	Load compensation	Settings group 1: no

Line 1 \Mes.v.fail.det**Mes.v.fail.det**

Number	Settings	Value
21.2671.1	Mode	Settings group 1: on
21.2671.115	Asym.fail.-DO on netw.flt.	Settings group 1: no
21.2671.113	Asym.fail. - time delay	Settings group 1: 10 s
21.2671.102	3ph.fail. - phs.curr.release	Settings group 1: 100 A
21.2671.103	3ph.fail. - phs.curr. jump	Settings group 1: 100 A
21.2671.101	3ph.fail. - VA,VB,VC <	Settings group 1: 20 kV
21.2671.107	Switch-on 3ph. failure	All: on
21.2671.106	SO 3ph.fail. - time delay	Settings group 1: 3 s

Line 1 \85-21Perm.overr.**85-21Perm.over**

Number	Settings	Value
21.1291.5701.1	Mode	Settings group 1: on

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
21.1291.5701.101	Send prolongation	Settings group 1: 0.05 s
21.1291.5701.102	Send delay	Settings group 1: 0 s
21.1291.5701.105	Trans. blk. pickup delay	Settings group 1: 0.03 s
21.1291.5701.106	Trans. blk. dropout delay	Settings group 1: 0.07 s
21.1291.5701.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.1291.5701.103	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0 s
21.1291.5701.104	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 0 s

85-21Perm.over \Send with		
Number	Settings	Value
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.pickup forward	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

85-21Perm.over \Operate with		
Number	Settings	Value
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.pickup forward	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

85-21Perm.over \Trans. block. with		
Number	Settings	Value
21.1291.5701.142	85-67N Dir. comp..85-67N Dir.com	true

Line 1 \85-67N Dir. comp.

85-67N Dir.com		
Number	Settings	Value
21.1301.5761.1	Mode	Settings group 1: on
21.1301.5761.101	Send prolongation	Settings group 1: 0.05 s
21.1301.5761.102	Send delay	Settings group 1: 0 s
21.1301.5761.105	Trans. blk. pickup delay	Settings group 1: 0.03 s
21.1301.5761.106	Trans. blk. dropout delay	Settings group 1: 0.07 s
21.1301.5761.104	3I0 threshold rev./forw.	Settings group 1: 75 %
21.1301.5761.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.1301.5761.103	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0 s

85-67N Dir.com \Send with		
Number	Settings	Value
21.1301.5761.140	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 1	false
21.1301.5761.140	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 2	false
21.1301.5761.140	67N GFP gnd.sys.1.Inverse-T 1	true

85-67N Dir.com \Operate with

Number	Settings	Value
21.1301.5761.141	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 1	false
21.1301.5761.141	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 2	false
21.1301.5761.141	67N GFP gnd.sys.1.Inverse-T 1	true

85-67N Dir.com \Trans. block. with

Number	Settings	Value
21.1301.5761.142	85-21Perm.overrr..85-21Perm.over	true

Line 1 \Switch onto fault 1**Stage 1**

Number	Settings	Value
21.1341.5941.1	Mode	Settings group 1: on
21.1341.5941.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1341.5941.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s

Stage 1 \Configuration

Number	Settings	Value
21.1341.5941.102	50/51 OC-3ph 1p 1.Definite-T 1	false
21.1341.5941.102	50N/51N OC-gnd-A1.Definite-T 1	false
21.1341.5941.102	50 high-speed 1pol 1.Standard 1	true
21.1341.5941.102	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 1	false
21.1341.5941.102	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 2	false
21.1341.5941.102	67N GFP gnd.sys.1.Inverse-T 1	true
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

Line 1 \50/51 OC-3ph 1p 1**General**

Number	Settings	Value
21.221.2311.101	Emergency mode	Settings group 1: no

Definite-T 1 \General

Number	Settings	Value
21.221.841.1	Mode	Settings group 1: on
21.221.841.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.221.841.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.221.841.26	Dynamic settings	All: no
21.221.841.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.221.841.3	Threshold	Settings group 1: 2400 A
21.221.841.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.221.841.102	Pickup delay	Settings group 1: 0 s
21.221.841.101	Dropout delay	Settings group 1: 0 s
21.221.841.6	Operate delay	Settings group 1: 60 s

Line 1 \50N/51N OC-gnd-A1**General**

Number	Settings	Value
21.211.2311.101	Emergency mode	Settings group 1: no
21.211.2311.9	Measured value	Settings group 1: IN measured

Definite-T 1 \General

Number	Settings	Value
21.211.751.1	Mode	Settings group 1: off
21.211.751.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.211.751.26	Dynamic settings	All: no
21.211.751.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.211.751.3	Threshold	Settings group 1: 1200 A
21.211.751.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.211.751.101	Dropout delay	Settings group 1: 0 s
21.211.751.6	Operate delay	Settings group 1: 0.3 s

Line 1 \50 high-speed 1pol 1**Standard 1**

Number	Settings	Value
21.981.3961.1	Mode	Settings group 1: on
21.981.3961.102	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.981.3961.101	Activation	Settings group 1: on CB closure
21.981.3961.3	Threshold	Settings group 1: 1203 A
21.981.3961.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.9

Line 1 \67N GFP gnd.sys.1**General**

Number	Settings	Value
21.1111.2311.114	Polarization with	All: V0 + IY or V2 + I2
21.1111.2311.101	Angle forward α	Settings group 1: 338 °
21.1111.2311.102	Angle forward β	Settings group 1: 122 °
21.1111.2311.103	Min. zero-seq. voltage V0	Settings group 1: 2.61 kV
21.1111.2311.115	Dir.reslt=forw.at V0<min	Settings group 1: no
21.1111.2311.104	Min.3I0 f.increas.dir.sens.	Settings group 1: 100 A
21.1111.2311.107	Min. neg.-seq. voltage V2	Settings group 1: 2.61 kV
21.1111.2311.106	Min. neg.-seq. current I2	Settings group 1: 100 A
21.1111.2311.116	Dir.corr.at ser.comp.lines	Settings group 1: no

Definite-T 1 \General

Number	Settings	Value
21.1111.4861.1	Mode	Settings group 1: on
21.1111.4861.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1111.4861.114	Directional mode	Settings group 1: forward
21.1111.4861.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.1111.4861.8	Method of measurement	Settings group 1: 1-cycle filter
21.1111.4861.130	Blocking by prot. pickup	Settings group 1: every pickup
21.1111.4861.129	Op.mode at 1p dead time	Settings group 1: blocked

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
21.1111.4861.112	Hold mode 1p dead time	Settings group 1: 0.04 s
21.1111.4861.115	Dynamic settings	All: no
21.1111.4861.111	Stabiliz. w. phase current	Settings group 1: 10 %
21.1111.4861.3	Threshold	Settings group 1: 3638 A
21.1111.4861.6	Operate delay	Settings group 1: 0.25 s

Definite-T 1 \Blocking by		
Number	Settings	Value
21.1111.4861.140	87 Line diff. prot..Group indicat.	true
21.1111.4861.140	87 Stub diff. prot. 1.Group indicat.	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	false

Definite-T 2 \General		
Number	Settings	Value
21.1111.4862.1	Mode	Settings group 1: off
21.1111.4862.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1111.4862.114	Directional mode	Settings group 1: non-directional
21.1111.4862.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.1111.4862.8	Method of measurement	Settings group 1: 1-cycle filter
21.1111.4862.129	Op.mode at 1p dead time	Settings group 1: blocked
21.1111.4862.112	Hold mode 1p dead time	Settings group 1: 0.04 s
21.1111.4862.115	Dynamic settings	All: no
21.1111.4862.111	Stabiliz. w. phase current	Settings group 1: 10 %
21.1111.4862.3	Threshold	Settings group 1: 3638 A
21.1111.4862.6	Operate delay	Settings group 1: 0.25 s

Definite-T 2 \Blocking by		
Number	Settings	Value
21.1111.4862.140	87 Line diff. prot..Group indicat.	false
21.1111.4862.140	87 Stub diff. prot. 1.Group indicat.	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	false

Inverse-T 1 \General		
Number	Settings	Value
21.1111.4891.1	Mode	Settings group 1: on
21.1111.4891.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1111.4891.115	Directional mode	Settings group 1: forward
21.1111.4891.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.1111.4891.8	Method of measurement	Settings group 1: 1-cycle filter
21.1111.4891.131	Blocking by prot. pickup	Settings group 1: every pickup
21.1111.4891.130	Op.mode at 1p dead time	Settings group 1: blocked
21.1111.4891.113	Hold mode 1p dead time	Settings group 1: 0.04 s
21.1111.4891.116	Dynamic settings	All: no

		11 of 23
--	--	----------

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
21.1111.4891.112	Stabiliz. w. phase current	Settings group 1: 10 %
21.1111.4891.3	Threshold	Settings group 1: 300 A
21.1111.4891.133	Type of character. curve	Settings group 1: IEC normal inverse
21.1111.4891.106	Time dial	Settings group 1: 0.13
21.1111.4891.132	Additional time delay	Settings group 1: 0 s
21.1111.4891.134	Reset	Settings group 1: instantaneous

Inverse-T 1 \Blocking by		
Number	Settings	Value
21.1111.4891.140	87 Line diff. prot..Group indicat.	true
21.1111.4891.140	87 Stub diff. prot. 1.Group indicat.	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	false

Line 1 \59 Overvolt.-3ph 1

Definite-T 1		
Number	Settings	Value
21.51.181.1	Mode	Settings group 1: on
21.51.181.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.51.181.9	Measured value	Settings group 1: phase-to-phase
21.51.181.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.51.181.101	Pickup mode	Settings group 1: 3 out of 3
21.51.181.3	Threshold	Settings group 1: 575 kV
21.51.181.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.51.181.6	Operate delay	Settings group 1: 5 s

Definite-T 2		
Number	Settings	Value
21.51.182.1	Mode	Settings group 1: on
21.51.182.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.51.182.9	Measured value	Settings group 1: phase-to-phase
21.51.182.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.51.182.101	Pickup mode	Settings group 1: 1 out of 3
21.51.182.3	Threshold	Settings group 1: 600 kV
21.51.182.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.51.182.6	Operate delay	Settings group 1: 1 s

Line 1 \21 Distance prot. 1

General		
Number	Settings	Value
21.901.2311.110	Zone timer start	Settings group 1: on dist. pickup
21.901.2311.107	Dist. characteristic angle	Settings group 1: 72 °
21.901.2311.105	Ground-fault detection	Settings group 1: 3I0 or V0
21.901.2311.103	3I0> threshold value	Settings group 1: 200 A
21.901.2311.102	V0> threshold value	Settings group 1: 21.74 kV
21.901.2311.104	3I0 pickup stabilization	Settings group 1: 0.1
21.901.2311.108	Loop select. with ph-ph-g	Settings group 1: block leading phase

		12 of 23
--	--	----------

Pickup Z<

Number	Settings	Value
21.901.3661.101	Min. phase-current thresh	Settings group 1: 200 A
21.901.3661.102	Use ph-g load cutout	All: no
21.901.3661.105	Use ph-ph load cutout	All: no

Z 1

Number	Settings	Value
21.901.3571.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3571.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3571.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: yes
21.901.3571.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.901.3571.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3571.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3571.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3571.102	X reach	Settings group 1: 75.57 Ω
21.901.3571.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3571.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3571.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3571.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0 s
21.901.3571.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 0 s

Z 2

Number	Settings	Value
21.901.3572.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3572.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3572.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3572.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.901.3572.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3572.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3572.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3572.102	X reach	Settings group 1: 106.69 Ω
21.901.3572.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3572.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3572.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3572.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0.3 s
21.901.3572.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 0.3 s

Z 3

Number	Settings	Value
21.901.3573.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3573.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3573.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3573.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.901.3573.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3573.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3573.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3573.102	X reach	Settings group 1: 209.17 Ω
21.901.3573.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3573.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3573.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3573.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 1.3 s

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
21.901.3573.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 1.3 s

Z 4		
Number	Settings	Value
21.901.3574.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3574.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3574.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3574.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.901.3574.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3574.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3574.109	Directional mode	Settings group 1: reverse
21.901.3574.102	X reach	Settings group 1: 21.34 Ω
21.901.3574.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3574.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3574.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3574.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 1.8 s
21.901.3574.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 1.8 s

Z 1B		
Number	Settings	Value
21.901.3575.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3575.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3575.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3575.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.901.3575.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3575.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3575.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3575.102	X reach	Settings group 1: 106.69 Ω
21.901.3575.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3575.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3575.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3575.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: oo s
21.901.3575.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: oo s

Line 1 \Weak infeed

Weak infeed		
Number	Settings	Value
21.1331.5821.101	Echo block time after Tx	Settings group 1: 0.05 s
21.1331.5821.102	Echo and operate delay	Settings group 1: 0.04 s
21.1331.5821.103	Echo pulse	Settings group 1: 0.05 s
21.1331.5821.104	Weak infeed action	Settings group 1: only echo
21.1331.5821.105	85-21/67N common chan.	Settings group 1: no
21.1331.5821.106	Undervoltage threshold	Settings group 1: 108.70 kV

Line 1 \87 Line diff. prot.

General		
Number	Settings	Value
21.831.2311.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.2311.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.831.2311.102	Min. current for release	Settings group 1: 0 A

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
21.831.2311.104	Supervision Idiff	All: yes: block diff. prot.

I-DIFF		
Number	Settings	Value
21.831.3451.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.3451.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.831.3451.3	Threshold	Settings group 1: 416 A
21.831.3451.101	Thresh. switch onto fault	Settings group 1: 416 A
21.831.3451.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s

I-DIFF fast 2		
Number	Settings	Value
21.831.18211.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.18211.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.831.18211.3	Threshold	Settings group 1: 2000 A
21.831.18211.101	Thresh. switch onto fault	Settings group 1: 2000 A

Ic-compensat.		
Number	Settings	Value
21.831.3511.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.3511.101	Ic-stabilization/Ic-rated	Settings group 1: 1.5
21.831.3511.102	Total line length	Settings group 1: 333 km
21.831.3511.110	Rated charging current	Settings group 1: 415 A

Line 1 \87 Stub diff. prot. 1

General		
Number	Settings	Value
21.1431.2311.1	Mode	Settings group 1: on

S-DIFF		
Number	Settings	Value
21.1431.8401.1	Mode	Settings group 1: on
21.1431.8401.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1431.8401.3	Threshold	Settings group 1: 400 A
21.1431.8401.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s

S-DIFF fast 2		
Number	Settings	Value
21.1431.18241.1	Mode	Settings group 1: on
21.1431.18241.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1431.18241.3	Threshold	Settings group 1: 2000 A

Line 1\Circuit-breaker interaction

Protection group	Circuit-breaker group(s)
Line 1\ 85-21Perm.overr.\ 85-21Perm.over	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip

		15 of 23
--	--	----------

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES																															
<table><tr><th>Protection group</th><th>Circuit-breaker group(s)</th></tr><tr><td>Line 1\ 85-67N Dir. comp.\ 85-67N Dir.com</td><td>Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ Switch onto fault 1\ Stage 1</td><td>Circuit breaker 1:Blk. auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Blk. auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 50/51 OC-3ph 1p 1\ Definite-T 1</td><td>Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 50N/51N OC-gnd-A1\ Definite-T 1</td><td>Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Definite-T 1</td><td>Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Definite-T 2</td><td>Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Inverse-T 1</td><td>Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 59 Overvolt.-3ph 1\ Definite-T 2</td><td>Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 87 Line diff. prot.\ General</td><td>Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 87 Stub diff. prot. 1\ General</td><td>Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 1</td><td>Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 2</td><td>Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 3</td><td>Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip</td></tr><tr><td>Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 4</td><td>Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip</td></tr></table>			Protection group	Circuit-breaker group(s)	Line 1\ 85-67N Dir. comp.\ 85-67N Dir.com	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ Switch onto fault 1\ Stage 1	Circuit breaker 1:Blk. auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Blk. auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 50/51 OC-3ph 1p 1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 50N/51N OC-gnd-A1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Definite-T 2	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Inverse-T 1	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 59 Overvolt.-3ph 1\ Definite-T 2	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 87 Line diff. prot.\ General	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 87 Stub diff. prot. 1\ General	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 2	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 3	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip	Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 4	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip
Protection group	Circuit-breaker group(s)																															
Line 1\ 85-67N Dir. comp.\ 85-67N Dir.com	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ Switch onto fault 1\ Stage 1	Circuit breaker 1:Blk. auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Blk. auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 50/51 OC-3ph 1p 1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 50N/51N OC-gnd-A1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Definite-T 2	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 67N GFP gnd.sys.1\ Inverse-T 1	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 59 Overvolt.-3ph 1\ Definite-T 2	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 87 Line diff. prot.\ General	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 87 Stub diff. prot. 1\ General	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 1	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Start auto.recl., Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 2	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 3	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip																															
Line 1\ 21 Distance prot. 1\ Z 4	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 2:Trip																															
Circuit breaker 1 \General																																
<table><tr><th colspan="3">General \Ref. for %-values</th></tr><tr><th>Number</th><th>Settings</th><th>Value</th></tr><tr><td>301.2311.101</td><td>Rated normal current</td><td>All: 2000.00 A</td></tr><tr><td>301.2311.102</td><td>Rated voltage</td><td>All: 500.00 kV</td></tr></table>			General \Ref. for %-values			Number	Settings	Value	301.2311.101	Rated normal current	All: 2000.00 A	301.2311.102	Rated voltage	All: 500.00 kV																		
General \Ref. for %-values																																
Number	Settings	Value																														
301.2311.101	Rated normal current	All: 2000.00 A																														
301.2311.102	Rated voltage	All: 500.00 kV																														
<table><tr><th colspan="3">General \Breaker settings</th></tr><tr><th>Number</th><th>Settings</th><th>Value</th></tr><tr><td>301.2311.112</td><td>Current thresh. CB open</td><td>All: 100 A</td></tr><tr><td>301.2311.113</td><td>1-pole operate allowed</td><td>All: yes</td></tr></table>			General \Breaker settings			Number	Settings	Value	301.2311.112	Current thresh. CB open	All: 100 A	301.2311.113	1-pole operate allowed	All: yes																		
General \Breaker settings																																
Number	Settings	Value																														
301.2311.112	Current thresh. CB open	All: 100 A																														
301.2311.113	1-pole operate allowed	All: yes																														
Circuit breaker 1 \Trip logic																																
<table><tr><th colspan="3">Trip logic</th></tr><tr><th>Number</th><th>Settings</th><th>Value</th></tr><tr><td>301.5341.101</td><td>Trip at 2ph short circuit</td><td>All: 3-pole</td></tr><tr><td>301.5341.102</td><td>3-pole coupling</td><td>All: with trip</td></tr><tr><td>301.5341.103</td><td>Reset of trip command</td><td>All: with I<</td></tr></table>			Trip logic			Number	Settings	Value	301.5341.101	Trip at 2ph short circuit	All: 3-pole	301.5341.102	3-pole coupling	All: with trip	301.5341.103	Reset of trip command	All: with I<															
Trip logic																																
Number	Settings	Value																														
301.5341.101	Trip at 2ph short circuit	All: 3-pole																														
301.5341.102	3-pole coupling	All: with trip																														
301.5341.103	Reset of trip command	All: with I<																														
Circuit breaker 1 \Circuit break.																																
<table><tr><th colspan="3">Circuit break.</th></tr><tr><th>Number</th><th>Settings</th><th>Value</th></tr><tr><td>301.4261.101</td><td>Output time</td><td>All: 0.1 s</td></tr><tr><td>301.4261.105</td><td>Indicat. of breaking values</td><td>All: always</td></tr></table>			Circuit break.			Number	Settings	Value	301.4261.101	Output time	All: 0.1 s	301.4261.105	Indicat. of breaking values	All: always																		
Circuit break.																																
Number	Settings	Value																														
301.4261.101	Output time	All: 0.1 s																														
301.4261.105	Indicat. of breaking values	All: always																														
		16 of 23																														

Circuit breaker 1 \Manual close**Manual close**

Number	Settings	Value
301.6541.101	Action time	Settings group 1: 0.3 s
301.6541.102	CB open dropout delay	Settings group 1: 0 s

Circuit breaker 1 \Control**Control**

Number	Settings	Value
301.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
301.4201.102	SBO time-out	All: 30 s
301.4201.103	Feedback monitoring time	All: 1 s
301.4201.104	Check switching authority	All: yes
301.4201.105	Check if pos. is reached	All: yes
301.4201.106	Check double activat. blk.	All: yes
301.4201.107	Check blk. by protection	All: yes

Circuit breaker 1 \CB test**CB test**

Number	Settings	Value
301.6151.101	Dead time	All: 0.1 s
301.6151.102	Trip only	All: false
301.6151.103	Consider current criterion	All: false

Circuit breaker 1 \79 Auto. reclosing**General**

Number	Settings	Value
301.1361.6601.1	Mode	Settings group 1: off
301.1361.6601.101	79 operating mode	All: with op., with act. time
301.1361.6601.102	CB ready check bef. start	Settings group 1: no
301.1361.6601.103	Reclai. time aft.succ.cyc.	Settings group 1: 3 s
301.1361.6601.104	Block. time aft. man.close	Settings group 1: 1 s
301.1361.6601.105	Start signal supervis.time	Settings group 1: 0.13 s
301.1361.6601.106	CB ready superv. time	Settings group 1: 3 s
301.1361.6601.107	3-pole operate by 79	Settings group 1: yes
301.1361.6601.108	Evolving-fault detection	Settings group 1: with trip
301.1361.6601.109	Response to evol. faults	Settings group 1: blocks 79
301.1361.6601.110	Max. dead-time delay	Settings group 1: 0.5 s
301.1361.6601.111	Max. dead-time extension	Settings group 1: 1.2 s
301.1361.6601.112	Send delay f. remot. close	Settings group 1: 0.05 s

General \DLC, RDT

Number	Settings	Value
301.1361.6601.113	Dead-line check/reduc.d.t	All: without

Cycle 1

Number	Settings	Value
301.1361.6571.102	Start from idle state allow.	Settings group 1: yes

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
301.1361.6571.103	Action time	Settings group 1: 0.2 s
301.1361.6571.108	Dead time aft. 3-pole trip	Settings group 1: 0.5 s
301.1361.6571.107	Dead time aft. 1-pole trip	Settings group 1: 1.2 s
301.1361.6571.109	Dead time aft. evolv. fault	Settings group 1: 1.2 s
301.1361.6571.111	CB ready check bef.close	Settings group 1: no
301.1361.6571.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.	Settings group 1: none

Cycle 1 \Intern. synchrocheck with		
Number	Settings	Value
301.1361.6571.112	Intern. synchrocheck with	

Circuit breaker 1 \25 Synchronization

General		
Number	Settings	Value
301.1151.2311.127	Angle adjust. (transform.)	Settings group 1: 0 °

Synchrocheck 1 \General		
Number	Settings	Value
301.1151.5071.1	Mode	Settings group 1: off
301.1151.5071.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 360 kV
301.1151.5071.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 440 kV
301.1151.5071.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
301.1151.5071.108	Direct close command	Settings group 1: no
301.1151.5071.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Synchrocheck 1 \De-en.gized switch.		
Number	Settings	Value
301.1151.5071.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: no
301.1151.5071.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: no
301.1151.5071.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
301.1151.5071.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5071.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 320 kV
301.1151.5071.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Synchrocheck 1 \Synchr. conditions		
Number	Settings	Value
301.1151.5071.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5071.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5071.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.1 Hz
301.1151.5071.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.1 Hz
301.1151.5071.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
301.1151.5071.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °

Synchr./Asyncr.1 \General		
Number	Settings	Value
301.1151.5041.1	Mode	Settings group 1: on
301.1151.5041.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 450 kV
301.1151.5041.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 550 kV

		18 of 23
--	--	----------

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
301.1151.5041.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
301.1151.5041.108	Direct close command	Settings group 1: no
301.1151.5041.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Synchr./Asyncr.1 \De-en.gized switch.		
Number	Settings	Value
301.1151.5041.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: yes
301.1151.5041.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: yes
301.1151.5041.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
301.1151.5041.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 50 kV
301.1151.5041.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 400 kV
301.1151.5041.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Synchr./Asyncr.1 \Asynchr. op.mode		
Number	Settings	Value
301.1151.5041.114	Async. operating mode	Settings group 1: on
301.1151.5041.113	CB make time	Settings group 1: 0.06 s
301.1151.5041.115	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 50 kV
301.1151.5041.116	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 50 kV
301.1151.5041.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.08 Hz
301.1151.5041.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.08 Hz

Synchr./Asyncr.1 \Synchr. op.mode		
Number	Settings	Value
301.1151.5041.119	Sync. operating mode	Settings group 1: off
301.1151.5041.120	f-threshold ASYN<->SYN	Settings group 1: 0.01 Hz
301.1151.5041.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5041.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5041.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
301.1151.5041.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °
301.1151.5041.121	Delay close command	Settings group 1: 0 s

Circuit breaker 2 \General

General \Ref. for %-values		
Number	Settings	Value
302.2311.101	Rated normal current	All: 2000.00 A
302.2311.102	Rated voltage	All: 500.00 kV

General \Breaker settings		
Number	Settings	Value
302.2311.112	Current thresh. CB open	All: 100 A
302.2311.113	1-pole operate allowed	All: yes

Circuit breaker 2 \Trip logic

Trip logic		
Number	Settings	Value
302.5341.101	Trip at 2ph short circuit	All: 3-pole

		19 of 23
--	--	----------

Number	Settings	Value
302.5341.102	3-pole coupling	All: with trip
302.5341.103	Reset of trip command	All: with I<

Circuit breaker 2 \Circuit break.

Circuit break.		
Number	Settings	Value
302.4261.101	Output time	All: 0.1 s
302.4261.105	Indicat. of breaking values	All: always

Circuit breaker 2 \Manual close

Manual close		
Number	Settings	Value
302.6541.101	Action time	Settings group 1: 0.3 s
302.6541.102	CB open dropout delay	Settings group 1: 0 s

Circuit breaker 2 \Control

Control		
Number	Settings	Value
302.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
302.4201.102	SBO time-out	All: 30 s
302.4201.103	Feedback monitoring time	All: 1 s
302.4201.104	Check switching authority	All: yes
302.4201.105	Check if pos. is reached	All: yes
302.4201.106	Check double activat. blk.	All: yes
302.4201.107	Check blk. by protection	All: yes

Circuit breaker 2 \CB test

CB test		
Number	Settings	Value
302.6151.101	Dead time	All: 0.1 s
302.6151.102	Trip only	All: false
302.6151.103	Consider current criterion	All: false

Circuit breaker 2 \79 Auto. reclosing

General		
Number	Settings	Value
302.1361.6601.1	Mode	Settings group 1: off
302.1361.6601.101	79 operating mode	All: with op., with act. time
302.1361.6601.102	CB ready check bef. start	Settings group 1: no
302.1361.6601.103	Reclai. time aft.succ.cyc.	Settings group 1: 3 s
302.1361.6601.104	Block. time aft. man.close	Settings group 1: 1 s
302.1361.6601.105	Start signal supervis.time	Settings group 1: 0.13 s
302.1361.6601.106	CB ready superv. time	Settings group 1: 3 s
302.1361.6601.107	3-pole operate by 79	Settings group 1: yes
302.1361.6601.108	Evolving-fault detection	Settings group 1: with trip
302.1361.6601.109	Response to evol. faults	Settings group 1: blocks 79

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
Number	Settings	Value
302.1361.6601.110	Max. dead-time delay	Settings group 1: 0.5 s
302.1361.6601.111	Max. dead-time extension	Settings group 1: 1.2 s
302.1361.6601.112	Send delay f. remot. close	Settings group 1: 0.05 s
General \DLC, RDT		
Number	Settings	Value
302.1361.6601.113	Dead-line check/reduc.d.t	All: without
Cycle 1		
Number	Settings	Value
302.1361.6571.102	Start from idle state allow.	Settings group 1: yes
302.1361.6571.103	Action time	Settings group 1: 0.2 s
302.1361.6571.108	Dead time aft. 3-pole trip	Settings group 1: 0.5 s
302.1361.6571.107	Dead time aft. 1-pole trip	Settings group 1: 1.2 s
302.1361.6571.109	Dead time aft. evolv. fault	Settings group 1: 1.2 s
302.1361.6571.111	CB ready check bef.close	Settings group 1: no
302.1361.6571.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.	Settings group 1: none
Cycle 1 \Intern. synchrocheck with		
Number	Settings	Value
302.1361.6571.112	Intern. synchrocheck with	
Circuit breaker 2 \25 Synchronization		
General		
Number	Settings	Value
302.1151.2311.127	Angle adjust. (transform.)	Settings group 1: 0 °
Synchrocheck 1 \General		
Number	Settings	Value
302.1151.5071.1	Mode	Settings group 1: on
302.1151.5071.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 360 kV
302.1151.5071.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 440 kV
302.1151.5071.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
302.1151.5071.108	Direct close command	Settings group 1: no
302.1151.5071.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1
Synchrocheck 1 \De-en.gized switch.		
Number	Settings	Value
302.1151.5071.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: no
302.1151.5071.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5071.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5071.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5071.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 320 kV
302.1151.5071.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s
		21 of 23

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LINEA A VILLA HAYES	
Synchrocheck 1 \Synchr. conditions		
Number	Settings	Value
302.1151.5071.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5071.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5071.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.1 Hz
302.1151.5071.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.1 Hz
302.1151.5071.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
302.1151.5071.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °
Sychr./Asydr.1 \General		
Number	Settings	Value
302.1151.5041.1	Mode	Settings group 1: off
302.1151.5041.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 360 kV
302.1151.5041.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 440 kV
302.1151.5041.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
302.1151.5041.108	Direct close command	Settings group 1: no
302.1151.5041.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1
Sychr./Asydr.1 \De-en.gized switch.		
Number	Settings	Value
302.1151.5041.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: no
302.1151.5041.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5041.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5041.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 320 kV
302.1151.5041.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s
Sychr./Asydr.1 \Asynchr. op.mode		
Number	Settings	Value
302.1151.5041.114	Async. operating mode	Settings group 1: on
302.1151.5041.113	CB make time	Settings group 1: 0.06 s
302.1151.5041.115	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.116	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.1 Hz
302.1151.5041.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.1 Hz
Sychr./Asydr.1 \Synchr. op.mode		
Number	Settings	Value
302.1151.5041.119	Sync. operating mode	Settings group 1: on
302.1151.5041.120	f-threshold ASYN<->SYN	Settings group 1: 0.01 Hz
302.1151.5041.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
302.1151.5041.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °
302.1151.5041.121	Delay close command	Settings group 1: 0 s
Disconnecter 1 \Control		
Control		
Number	Settings	Value
601.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
		22 of 23

Disconnecter 1 \Disconnecter

Number	Settings	Value
601.5401.101	Maximum output time	All: 10 s
601.5401.102	Seal-in time	All: 0 s
601.5401.103	Switching-device type	All: disconnecter

Settings

Device settings

Settings	Value
Edit mode	primary
Number settings groups	1
Activat. of settings group	settings group 1
DIGSI 5 uses following IP address	192.168.60.60 (Integrated Ethernet interface)
Operation-panel language	English (United States)
Binary input channel threshold	Low: 44 V, High: 88 V
Used time stamp in GOOSE subscriptions	On message reception
Hide settings in IEC 61850 structure	Show all settings
Hide SIPROTEC extensions in IEC 61850 structure	Show all SIPROTEC extensions
Use dynamic reporting	True
Block IEC 61850 settings changes	False
Access point used in Edition1	No access point is specified for the SCD import.

General \Device

Number	Settings	Value
91.101	Rated frequency	All: 50 Hz
91.102	Minimum operate time	All: 0 s
91.138	Block monitoring dir.	All: off

General \Chatter blocking

Number	Settings	Value
91.123	No. permis.state changes	All: 0
91.127	Initial test time	All: 1 s
91.124	No. of chatter tests	All: 0
91.125	Chatter idle time	All: 1 min
91.137	Subsequent test time	All: 2 s

General \Control

Number	Settings	Value
91.162	Blk setting change	All: false
91.118	Enable sw.auth. station	All: false
91.119	Multiple sw.auth. levels	All: false

General \Spontan.indic.

Number	Settings	Value
91.152	Specific sw. authorities	All: false

General \CFC

Number	Settings	Value
91.139	Fault-display	All: with pickup

Totally Integrated Automation Portal	7UT85 - REACTOR DE LÍNEA AYOLAS	
General \Test support		
Number	Settings	Value
91.161	CFC chart quality handling	All: automatic
91.150	Activate device test mode	All: false
Localization		
Number	Settings	Value
6211.139	Unit system	All: SI
Time settings		
General		
Settings	Value	
Date format	All: DD.MM.YYYY	
Time source		
Settings	Value	
Fault indication after	All: 600 s	
Time source 1	Ch1:port E:SNTP	
Time source 2	none	
Time zone time source 1	All: UTC	
Time zone time source 2	All: local	
Sync. latency time src.1	All: 0.1 µs	
Sync. latency time src.2	All: 0 µs	
Time zone and daylight saving time		
Settings	Value	
Time zone offset to UTC	All: -240 min	
Offset daylight sav. time	All: 60 min	
Switch daylight sav. time	true	
Start of daylight sav. time	Last Sunday in October at 12:00 AM	
End of daylight sav. time	Third Sunday in March at 12:00 AM	
Power system \General		
General		
Number	Settings	Value
11.2311.101	Phase sequence	All: ABC
Power system \Meas.point I-3ph 1		
CT 3-phase \General		
Number	Settings	Value
11.931.8881.115	CT connection	All: 3-phase
11.931.8881.127	Tracking	All: active
11.931.8881.130	Measuring-point ID	All: 1
		2 of 15

Totally Integrated Automation Portal	7UT85 - REACTOR DE LÍNEA AYOLAS	
CT 3-phase \CT phases		
Number	Settings	Value
11.931.8881.101	Rated primary current	All: 100 A
11.931.8881.102	Rated secondary current	All: 1 A
11.931.8881.117	Current range	All: 100 x IR
11.931.8881.118	Internal CT type	All: CT protection
11.931.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj	All: yes
11.931.8881.114	Inverted phases	All: none
CT 1		
Number	Settings	Value
11.931.3841.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3841.117	Phase	All: I A
CT 2		
Number	Settings	Value
11.931.3842.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3842.117	Phase	All: I B
CT 3		
Number	Settings	Value
11.931.3843.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3843.117	Phase	All: I C
Supv. balan. I		
Number	Settings	Value
11.931.2491.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2491.101	Release threshold	Settings group 1: 50 A
11.931.2491.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.5
11.931.2491.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. ph.seq.I		
Number	Settings	Value
11.931.2551.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2551.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. sum I		
Number	Settings	Value
11.931.2431.1	Mode	Settings group 1: off
11.931.2431.102	Threshold	Settings group 1: 10 A
11.931.2431.101	Slope factor	Settings group 1: 0.1
11.931.2431.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Power system \Meas.point I-3ph 2		
CT 3-phase \General		
Number	Settings	Value
11.932.8881.115	CT connection	All: 3-phase
		3 of 15

Totally Integrated Automation Portal	7UT85 - REACTOR DE LÍNEA AYOLAS	
Number	Settings	Value
11.932.8881.127	Tracking	All: active
11.932.8881.130	Measuring-point ID	All: 2
CT 3-phase \CT phases		
Number	Settings	Value
11.932.8881.101	Rated primary current	All: 100 A
11.932.8881.102	Rated secondary current	All: 1 A
11.932.8881.117	Current range	All: 100 x IR
11.932.8881.118	Internal CT type	All: CT protection
11.932.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj	All: yes
11.932.8881.114	Inverted phases	All: none
CT 1		
Number	Settings	Value
11.932.3841.103	Magnitude correction	All: 1
11.932.3841.117	Phase	All: I A
CT 2		
Number	Settings	Value
11.932.3842.103	Magnitude correction	All: 1
11.932.3842.117	Phase	All: I B
CT 3		
Number	Settings	Value
11.932.3843.103	Magnitude correction	All: 1
11.932.3843.117	Phase	All: I C
Supv. balan. I		
Number	Settings	Value
11.932.2491.1	Mode	Settings group 1: on
11.932.2491.101	Release threshold	Settings group 1: 50 A
11.932.2491.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.5
11.932.2491.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. ph.seq.I		
Number	Settings	Value
11.932.2551.1	Mode	Settings group 1: on
11.932.2551.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. sum I		
Number	Settings	Value
11.932.2431.1	Mode	Settings group 1: off
11.932.2431.102	Threshold	Settings group 1: 10 A
11.932.2431.101	Slope factor	Settings group 1: 0.1
11.932.2431.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
		4 of 15

Power system \Meas.point I-1ph 1**General**

Number	Settings	Value
11.951.2311.101	Rated primary current	All: 100 A
11.951.2311.102	Rated secondary current	All: 1 A
11.951.2311.103	Current range	All: 100 x IR
11.951.2311.104	Internal CT type	All: CT protection
11.951.2311.116	Term. 1,3,5,7 in dir. of obj.	All: yes
11.951.2311.105	Tracking	All: inactive
11.951.2311.130	Measuring-point ID	All: 3

CT 1

Number	Settings	Value
11.951.3841.103	Magnitude correction	All: 1
11.951.3841.117	Phase	All: lx

Power system \Meas.point V-3ph 1**VT 3-phase**

Number	Settings	Value
11.941.8911.101	Rated primary voltage	All: 500 kV
11.941.8911.102	Rated secondary voltage	All: 115 V
11.941.8911.104	VT connection	All: 3 ph-to-gnd voltages
11.941.8911.106	Inverted phases	All: none
11.941.8911.111	Tracking	All: active
11.941.8911.130	Measuring-point ID	All: 4

VT 1

Number	Settings	Value
11.941.3811.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3811.108	Phase	All: V A

VT 2

Number	Settings	Value
11.941.3812.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3812.108	Phase	All: V B

VT 3

Number	Settings	Value
11.941.3813.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3813.108	Phase	All: V C

Supv. balan. V

Number	Settings	Value
11.941.2521.1	Mode	Settings group 1: off
11.941.2521.101	Release threshold	Settings group 1: 250 kV
11.941.2521.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.75
11.941.2521.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Supv. ph.seq.V

Number	Settings	Value
11.941.2581.1	Mode	Settings group 1: off
11.941.2581.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Supv. sum V

Number	Settings	Value
11.941.2461.1	Mode	Settings group 1: off
11.941.2461.3	Threshold	Settings group 1: 125 kV
11.941.2461.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

VT miniatureCB

Number	Settings	Value
11.941.2641.101	Response time	Settings group 1: 0 s

Power system \Meas.point V-1ph 1

General

Number	Settings	Value
11.961.2311.101	Rated primary voltage	All: 500 kV
11.961.2311.102	Rated secondary voltage	All: 111 V
11.961.2311.103	Tracking	All: inactive
11.961.2311.130	Measuring-point ID	All: 5

VT 1

Number	Settings	Value
11.961.3811.103	Magnitude correction	All: 1
11.961.3811.108	Phase	All: V B

VT miniatureCB

Number	Settings	Value
11.961.2641.101	Response time	Settings group 1: 0 s

Recording \Fault recorder

Control

Number	Settings	Value
51.791.2761.130	Fault recording	All: with pickup
51.791.2761.131	Storage	All: always
51.791.2761.111	Maximum record time	All: 5 s
51.791.2761.112	Pre-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.113	Post-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.116	Manual record time	All: 0.5 s
51.791.2761.140	Sampling frequency	All: 2 kHz

Transformer side 1 \General

General \Rated values

Number	Settings	Value
911.91.103	Rated apparent power	All: 80 MVA
911.91.102	Rated voltage	All: 500 kV
911.91.101	Rated current	All: 92 A

General \Side data

Number	Settings	Value
911.91.149	Neutral point	Settings group 1: isolated
911.91.104	Winding configuration	Settings group 1: Y (Wye)
911.91.163	Vector group numeral	All: 0
911.91.130	Side number	All: Side 1
911.91.210	MI3ph1 uses MeasP with ID	All: 1
911.91.214	M I-1ph uses MeasP with ID	All: 3
911.91.215	CT mismatch M I-3ph 1	All: 1.083
911.91.223	CT mismatch M I-1ph	All: 1.083

General \Measurements

Number	Settings	Value
911.91.158	P, Q sign	Settings group 1: not reversed

Transformer side 1 \Process monitor

Transformer side 1 \49 Th.overl.-A 1

49 Th.overl. 1

Number	Settings	Value
911.191.601.1	Mode	Settings group 1: off
911.191.601.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: yes
911.191.601.101	Threshold current warning	Settings group 1: 86.6 A
911.191.601.104	Threshold thermal warn.	Settings group 1: 90 %
911.191.601.105	Dropout threshold operate	Settings group 1: 90 %
911.191.601.112	Emerg. start T overtravel	Settings group 1: 300 s
911.191.601.106	K-factor	Settings group 1: 1.1
911.191.601.110	Thermal time constant	Settings group 1: 900 s
911.191.601.111	Cooling time constant	Settings group 1: 3600 s
911.191.601.107	I _{max} thermal	Settings group 1: 216.5 A
911.191.601.108	I _{min} cooling	Settings group 1: 43.3 A
911.191.601.109	Temperature rise at I _{rated}	Settings group 1: 70 K
911.191.601.113	Storage of thermal replica	Settings group 1: no
911.191.601.114	Behav. at I > I _{max} therm.	Settings group 1: current limiting
911.191.601.118	Default temperature	Settings group 1: 40 °C
911.191.601.117	Minimal temperature	Settings group 1: -20 °C

Transformer side 1 \50/51 OC-3ph-B1

Definite-T 1

Number	Settings	Value
911.1941.661.1	Mode	Settings group 1: on
911.1941.661.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
911.1941.661.27	Blk. w. inrush curr. detect.	Settings group 1: yes

Totally Integrated Automation Portal	7UT85 - REACTOR DE LÍNEA AYOLAS	
--------------------------------------	---------------------------------	--

Number	Settings	Value
911.1941.661.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
911.1941.661.3	Threshold	Settings group 1: 370 A
911.1941.661.6	Operate delay	Settings group 1: 0.1 s

Inverse-T 1		
Number	Settings	Value
911.1941.691.1	Mode	Settings group 1: on
911.1941.691.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
911.1941.691.27	Blk. w. inrush curr. detect.	Settings group 1: yes
911.1941.691.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
911.1941.691.3	Threshold	Settings group 1: 111 A
911.1941.691.130	Type of character. curve	Settings group 1: IEC normal inverse
911.1941.691.131	Reset	Settings group 1: instantaneous
911.1941.691.101	Time dial	Settings group 1: 0.14

Transformer side 1 \50N/51N OC-gnd-B1

Definite-T 1		
Number	Settings	Value
911.1731.751.1	Mode	Settings group 1: on
911.1731.751.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
911.1731.751.27	Blk. w. inrush curr. detect.	Settings group 1: yes
911.1731.751.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
911.1731.751.3	Threshold	Settings group 1: 185 A
911.1731.751.6	Operate delay	Settings group 1: 0.1 s

Inverse-T 1		
Number	Settings	Value
911.1731.781.1	Mode	Settings group 1: on
911.1731.781.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
911.1731.781.27	Blk. w. inrush curr. detect.	Settings group 1: yes
911.1731.781.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
911.1731.781.3	Threshold	Settings group 1: 20 A
911.1731.781.108	Type of character. curve	Settings group 1: IEC normal inverse
911.1731.781.109	Reset	Settings group 1: instantaneous
911.1731.781.101	Time dial	Settings group 1: 0.29

Transformer side 1 \87N REF 1

87N REF 1		
Number	Settings	Value
911.10081.1	Mode	Settings group 1: on
911.10081.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
911.10081.103	Threshold	Settings group 1: 0.06 I/IrObj
911.10081.105	Slope	Settings group 1: 0.05
911.10081.109	Operate delay	Settings group 1: 0 s

		8 of 15
--	--	---------

Transformer side 1 \Inrush detect.**Inrush detect.**

Number	Settings	Value
911.4141.1	Mode	All: on
911.4141.106	Operat.-range limit I _{max}	Settings group 1: 649.5 A
911.4141.111	Blocking with CWA	Settings group 1: yes
911.4141.110	Blocking with 2. harmonic	Settings group 1: yes
911.4141.102	2nd harmonic content	Settings group 1: 15 %
911.4141.112	Crossblocking	Settings group 1: no
911.4141.109	Crossblocking time	Settings group 1: 0.06 s
911.4141.114	Start flt.rec	Settings group 1: yes

Transformer side 1 \Circuit-breaker interaction

Protection group	Circuit-breaker group(s)
Transformer side 1 \ 87N REF 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 1: Start CB failure
Transformer side 1 \ 49 Th.overl.-A 1 \ 49 Th.overl. 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 1: Start CB failure
Transformer side 1 \ 50/51 OC-3ph-B1 \ Definite-T 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 1: Start CB failure
Transformer side 1 \ 50/51 OC-3ph-B1 \ Inverse-T 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 1: Start CB failure
Transformer side 1 \ 50N/51N OC-gnd-B1 \ Definite-T 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 1: Start CB failure
Transformer side 1 \ 50N/51N OC-gnd-B1 \ Inverse-T 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 1: Start CB failure

Transformer side 2 \General**General \Rated values**

Number	Settings	Value
912.91.103	Rated apparent power	All: 80 MVA
912.91.102	Rated voltage	All: 500 kV
912.91.101	Rated current	All: 92 A

General \Side data

Number	Settings	Value
912.91.149	Neutral point	Settings group 1: isolated
912.91.104	Winding configuration	Settings group 1: Y (Wye)
912.91.163	Vector group numeral	All: 0
912.91.130	Side number	All: Side 2
912.91.210	MI3ph1 uses MeasP with ID	All: 2
912.91.215	CT mismatch M I-3ph 1	All: 1.083

Transformer side 2 \Process monitor**Transformer diff. 1 \87T diff. prot. 1****General**

Number	Settings	Value
901.1691.2311.105	CT mismatch side 1 M3ph 1	All: 1.083
901.1691.2311.109	CT mismatch side 1 M1ph	All: 1.083
901.1691.2311.110	CT mismatch side 2 M3ph 1	All: 1.083
901.1691.2311.191	Reference side is	All: Side 1
901.1691.2311.151	MU-ID Side 1 Mp3ph 1	All: 1
901.1691.2311.155	MU-ID Side 1 Mp1ph	All: 3
901.1691.2311.156	MU-ID Side 2 Mp3ph 1	All: 2

I-DIFF \General

Number	Settings	Value
901.1691.11041.1	Mode	Settings group 1: on
901.1691.11041.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
901.1691.11041.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s

I-DIFF \Operate curve

Number	Settings	Value
901.1691.11041.3	Threshold	Settings group 1: 0.1 I/IrObj
901.1691.11041.100	Slope 1	Settings group 1: 0.2
901.1691.11041.101	Intersection 1 Irest	Settings group 1: 1.11 I/IrObj
901.1691.11041.102	Slope 2	Settings group 1: 0.5
901.1691.11041.103	Intersection 2 Irest	Settings group 1: 5 I/IrObj

I-DIFF \Starting detection

Number	Settings	Value
901.1691.11041.106	Starting detection	Settings group 1: no
901.1691.11041.107	Thresh. startup detection	Settings group 1: 0.1 I/IrObj
901.1691.11041.108	Factor increasing char.	Settings group 1: 2
901.1691.11041.109	Max. perm. Start. time	Settings group 1: 5 s

I-DIFF \DC offset detection

Number	Settings	Value
901.1691.11041.110	Factor increasing char. DC	Settings group 1: 2.3

I-DIFF \Inrush blocking

Number	Settings	Value
901.1691.11041.115	Blocking with 2. harmonic	Settings group 1: yes
901.1691.11041.116	2nd harmonic content	Settings group 1: 15 %
901.1691.11041.117	Crossblock. time 2nd har.	Settings group 1: 0 s
901.1691.11041.118	Blocking with CWA	Settings group 1: no

I-DIFF \Overexcit. blocking

Number	Settings	Value
901.1691.11041.121	Blocking with 3rd harm.	Settings group 1: no
901.1691.11041.122	3rd harmonics content	Settings group 1: 30 %
901.1691.11041.123	Crossblock. time 3rd har.	Settings group 1: 0 s
901.1691.11041.124	Blocking with 5th harm.	Settings group 1: yes
901.1691.11041.125	5th harmonics content	Settings group 1: 30 %
901.1691.11041.126	Crossblock. time 5th har.	Settings group 1: 0 s
901.1691.11041.127	Limit Idiff 3., 5. harmonics	Settings group 1: 1.5 I/IrObj

I-DIFF \Ext. fault detection

Number	Settings	Value
901.1691.11041.128	Threshold add-on stabiliz.	Settings group 1: 2 I/IrObj
901.1691.11041.129	Time of add-on stabiliz.	Settings group 1: 0.3 s
901.1691.11041.130	Crossblk. time add-on st.	Settings group 1: 0.3 s

Totally Integrated Automation Portal	7UT85 - REACTOR DE LÍNEA AYOLAS	
--------------------------------------	---------------------------------	--

I-DIFF fast

Number	Settings	Value
901.1691.11071.1	Mode	Settings group 1: on
901.1691.11071.3	Threshold	Settings group 1: 2 I/IrObj
901.1691.11071.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s
901.1691.11071.100	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no

Transformer diff. 1\Ciruit-breaker interaction

Protection group	Circuit-breaker group(s)
Transformer diff. 1\ 87T diff. prot. 1\ I-DIFF	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 1:Start CB failure
Transformer diff. 1\ 87T diff. prot. 1\ I-DIFF fast	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 1:Start CB failure

Transform. neut.p 1 \General

General \Rated values

Number	Settings	Value
921.9421.104	Rated current	All: 92 A

General \Power-system data

Number	Settings	Value
921.9421.214	M I-1ph uses MeasP with ID	All: 3
921.9421.223	CT mismatch M I-1ph	All: 1.08

Transform. neut.p 1 \50N/51N OC-1ph-A1

Definite-T 1

Number	Settings	Value
921.211.12661.1	Mode	Settings group 1: on
921.211.12661.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
921.211.12661.27	Blk. w. inrush curr. detect.	Settings group 1: no
921.211.12661.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
921.211.12661.3	Threshold	Settings group 1: 15 A
921.211.12661.6	Operate delay	Settings group 1: 60 s

Definite-T 2

Number	Settings	Value
921.211.12662.1	Mode	Settings group 1: on
921.211.12662.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
921.211.12662.27	Blk. w. inrush curr. detect.	Settings group 1: no
921.211.12662.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
921.211.12662.3	Threshold	Settings group 1: 25 A
921.211.12662.6	Operate delay	Settings group 1: 2 s

Transform. neut.p 1\Ciruit-breaker interaction

Protection group	Circuit-breaker group(s)
Transform. neut.p 1\ 50N/51N OC-1ph-A1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 1:Start CB failure
Transform. neut.p 1\ 50N/51N OC-1ph-A1\ Definite-T 2	Circuit breaker 1:Trip, Circuit breaker 1:Start CB failure

11 of 15

Circuit breaker 1 \General**General \Ref. for %-values**

Number	Settings	Value
201.2311.101	Rated normal current	All: 100.00 A
201.2311.102	Rated voltage	All: 500 kV

General \Breaker settings

Number	Settings	Value
201.2311.112	Current thresh. CB open	All: 10 A

Circuit breaker 1 \Trip logic**Trip logic**

Number	Settings	Value
201.5341.103	Reset of trip command	All: with I<

Circuit breaker 1 \Circuit break.**Circuit break.**

Number	Settings	Value
201.4261.101	Output time	All: 0.1 s

Circuit breaker 1 \Manual close**Manual close**

Number	Settings	Value
201.6541.101	Action time	Settings group 1: 0.3 s

Circuit breaker 1 \Control**Control**

Number	Settings	Value
201.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
201.4201.102	SBO time-out	All: 30 s
201.4201.103	Feedback monitoring time	All: 1 s
201.4201.104	Check switching authority	All: yes
201.4201.105	Check if pos. is reached	All: yes
201.4201.106	Check double activat. blk.	All: yes
201.4201.107	Check blk. by protection	All: yes

Circuit breaker 1 \CB test**CB test**

Number	Settings	Value
201.6151.101	Dead time	All: 0.1 s

Circuit breaker 1 \50BF CB fail.1**50BF CB fail.1**

Number	Settings	Value
201.4381.1	Mode	Settings group 1: on
201.4381.105	Holding int. start signal	Settings group 1: yes
201.4381.107	Start via binary input	All: 2 channel
201.4381.106	Holding ext. start signal	Settings group 1: no
201.4381.111	Sup.time for release signl	Settings group 1: 0.06 s
201.4381.103	CB aux.cont. crit. allowed	Settings group 1: no
201.4381.104	Dropout	Settings group 1: with effective criterion
201.4381.108	Retrip after T1	Settings group 1: parallel start T2, T1
201.4381.102	Threshold phase current	Settings group 1: 25 A
201.4381.101	Threshold sensitive	Settings group 1: 20 A
201.4381.109	Delay T1 for 3-pole retrip	Settings group 1: 0.1 s
201.4381.110	Delay T2 for 3-pole trip	Settings group 1: 0.2 s
201.4381.112	Minimum operate time	Settings group 1: 0.1 s
201.4381.120	3I0 criterion	All: Plausibility check
201.4381.121	I2 criterion	All: Plausibility check
201.4381.122	Threshold 3I0 dir. release	Settings group 1: 25 A
201.4381.123	Threshold I2 dir. release	Settings group 1: 25 A
201.4381.124	Monit. time for BI ">Start"	Settings group 1: 15 s
201.4381.125	Monit.tm. f.BI ">Release"	Settings group 1: 15 s

Circuit breaker 1 \25 Synchronization**General**

Number	Settings	Value
201.1151.2311.127	Angle adjust. (transform.)	Settings group 1: 0 °

Synchrocheck 1 \General

Number	Settings	Value
201.1151.5071.1	Mode	Settings group 1: off
201.1151.5071.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 391.30 kV
201.1151.5071.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 478.26 kV
201.1151.5071.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
201.1151.5071.108	Direct close command	Settings group 1: no
201.1151.5071.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Synchrocheck 1 \De-en.gized switch.

Number	Settings	Value
201.1151.5071.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: no
201.1151.5071.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: no
201.1151.5071.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
201.1151.5071.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5071.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 347.83 kV
201.1151.5071.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Synchrocheck 1 \Synchr. conditions

Number	Settings	Value
201.1151.5071.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5071.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5071.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.1 Hz

Totally Integrated Automation Portal	7UT85 - REACTOR DE LÍNEA AYOLAS	
--------------------------------------	---------------------------------	--

Number	Settings	Value
201.1151.5071.118	Max. frequency diff. $f_2 < f_1$	Settings group 1: 0.1 Hz
201.1151.5071.124	Max. angle diff. $\alpha_2 > \alpha_1$	Settings group 1: 10 °
201.1151.5071.125	Max. angle diff. $\alpha_2 < \alpha_1$	Settings group 1: 10 °

Sychr./Asycr.1 \General		
Number	Settings	Value
201.1151.5041.1	Mode	Settings group 1: off
201.1151.5041.101	Min. operating limit V_{min}	Settings group 1: 391.30 kV
201.1151.5041.102	Max. operat. limit V_{max}	Settings group 1: 478.26 kV
201.1151.5041.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
201.1151.5041.108	Direct close command	Settings group 1: no
201.1151.5041.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Sychr./Asycr.1 \De-en.gized switch.		
Number	Settings	Value
201.1151.5041.105	Close cmd. at $V_1 < V_2 >$	Settings group 1: no
201.1151.5041.106	Close cmd. at $V_1 > V_2 <$	Settings group 1: no
201.1151.5041.107	Close cmd. at $V_1 < V_2 <$	Settings group 1: no
201.1151.5041.103	V_1, V_2 without voltage	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5041.104	V_1, V_2 with voltage	Settings group 1: 347.83 kV
201.1151.5041.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Sychr./Asycr.1 \Asynchr. op.mode		
Number	Settings	Value
201.1151.5041.114	Async. operating mode	Settings group 1: on
201.1151.5041.113	CB make time	Settings group 1: 0.06 s
201.1151.5041.115	Max. voltage diff. $V_2 > V_1$	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5041.116	Max. voltage diff. $V_2 < V_1$	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5041.117	Max. frequency diff. $f_2 > f_1$	Settings group 1: 0.1 Hz
201.1151.5041.118	Max. frequency diff. $f_2 < f_1$	Settings group 1: 0.1 Hz

Sychr./Asycr.1 \Synchr. op.mode		
Number	Settings	Value
201.1151.5041.119	Sync. operating mode	Settings group 1: on
201.1151.5041.120	f-threshold $ASYN \leftrightarrow SYN$	Settings group 1: 0.01 Hz
201.1151.5041.122	Max. voltage diff. $V_2 > V_1$	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5041.123	Max. voltage diff. $V_2 < V_1$	Settings group 1: 21.74 kV
201.1151.5041.124	Max. angle diff. $\alpha_2 > \alpha_1$	Settings group 1: 10 °
201.1151.5041.125	Max. angle diff. $\alpha_2 < \alpha_1$	Settings group 1: 10 °
201.1151.5041.121	Delay close command	Settings group 1: 0 s

Analog units IMT module 1

MT in 1		
Number	Settings	Value
826.1832.5491.101	Meas. transduc. I/O type	All: Current input
826.1832.5491.103	Unit	All: m
826.1832.5491.108	Resolution	All: 0.1
826.1832.5491.107	Range active	All: false
826.1832.5491.104	Conversion factor	All: 100

		14 of 15
--	--	----------

MT in 2

Number	Settings	Value
826.1832.5492.101	Meas. transduc. I/O type	All: Current input
826.1832.5492.103	Unit	All: m
826.1832.5492.108	Resolution	All: 0.1
826.1832.5492.107	Range active	All: false
826.1832.5492.104	Conversion factor	All: 100

MT in 3

Number	Settings	Value
826.1832.5493.101	Meas. transduc. I/O type	All: Current input
826.1832.5493.103	Unit	All: m
826.1832.5493.108	Resolution	All: 0.1
826.1832.5493.107	Range active	All: false
826.1832.5493.104	Conversion factor	All: 100

MT in 4

Number	Settings	Value
826.1832.5494.101	Meas. transduc. I/O type	All: Current input
826.1832.5494.103	Unit	All: m
826.1832.5494.108	Resolution	All: 0.1
826.1832.5494.107	Range active	All: false
826.1832.5494.104	Conversion factor	All: 100

AYOLAS / 500/220kV / 87B 500kV / B00_R00_F006

MLFB: 7SS5220**B921!A0
Parameter-set version: V04.72.01
Device path: C:\PRESEL\AYOLAS DIGSI 4 V4.88
\AYOLAS ECP 87B 500KV\P7DI\GV\SD\00000009
Author: A. Cangrejo
Creation date: 02.05.13 09:26:28
Last modified: 28.04.18 15:05:06
Operating mode: Offline
Comment:
Setting values in: Secondary value description

PRINT - CONTENTS

1	Substation Data	3
1.1	Group Power System Data 1; Group Power System	3
2	Settings groups	4
2.1	Group Protection general; Group Power System	4
2.2	Group Bus Bar Protection; Group Bus Zone	4
2.3	Group Bus Bar Protection; Group Check Zone	4
2.4	Group Breaker Failure Protection; Group Breaker Failure	4
2.5	Group Monitoring; Group General	5
2.6	Group Monitoring; Group Idiff Superv	5
2.7	Group Monitoring; Group 0-Cross Superv	5
2.8	Group Monitoring; Group CB/DCO Superv	5
2.9	Group Monitoring; Group CB Test	6
3	Bay unit allocation	7
3.1	Bay unit allocation	7
4	Bay units	8
4.1	Function blocks	8
4.1.1	Group Bay Unit @01; Group General	8
4.1.2	Group Bay Unit @01; Group Breaker Failure	8
4.1.3	Group Bay Unit @01; Group End fault stage	9
4.1.4	Group Bay Unit @01; Group Breaker	9
4.2	Function blocks	9
4.2.1	Group Bay Unit @02; Group General	9
4.2.2	Group Bay Unit @02; Group Breaker Failure	9
4.2.3	Group Bay Unit @02; Group End fault stage	10
4.2.4	Group Bay Unit @02; Group Breaker	10
4.3	Function blocks	10
4.3.1	Group Bay Unit @03; Group General	10
4.3.2	Group Bay Unit @03; Group Breaker Failure	11
4.3.3	Group Bay Unit @03; Group End fault stage	11
4.3.4	Group Bay Unit @03; Group Breaker	11
4.4	Function blocks	12
4.4.1	Group Bay Unit @04; Group General	12
4.4.2	Group Bay Unit @04; Group Breaker Failure	12
4.4.3	Group Bay Unit @04; Group End fault stage	13
4.4.4	Group Bay Unit @04; Group Breaker	13
4.5	Function blocks	13
4.5.1	Group Bay Unit @05; Group General	13

4.5.2 Group Bay Unit @05; Group Breaker Failure 13

4.5.3 Group Bay Unit @05; Group End fault stage 14

4.5.4 Group Bay Unit @05; Group Breaker 14

4.6 Function blocks 14

4.6.1 Group Bay Unit @06; Group General 14

4.6.2 Group Bay Unit @06; Group Breaker Failure 15

4.6.3 Group Bay Unit @06; Group End fault stage 15

4.6.4 Group Bay Unit @06; Group Breaker 15

1 Substation Data

1.1 Group Power System Data 1; Group Power System

Group Power System Data 1; Group Power System

No.	Settings	Value	Group
5104	Nominal frequency	50 Hz	All

2 Settings groups

2.1 Group Protection general; Group Power System

Group Protection general; Group Power System

No.	Settings	Value	Group
6106	Minimum duration of TRIP command	0.15 sec	All
6320A	Sensitive characteristic switchover	blocked	All
6318	Control release for bay units	released	All
5401	Selective protection for transfer busbar	YES	All
5112A	Bay unit output enable during test mode	NO	All
5108A	Test mode for module SK	OFF	All
5111	Language of bay units	English	All
6120A	Additional criterion for tripping	nonexistent	All

2.2 Group Bus Bar Protection; Group Bus Zone

Group Bus Bar Protection; Group Bus Zone

No.	Settings	Value	Group
6101	Stabilizing factor - BZ	0.65	All
6102	Diff-current threshold - BZ	1.00 I / I _{no}	All

2.3 Group Bus Bar Protection; Group Check Zone

Group Bus Bar Protection; Group Check Zone

No.	Settings	Value	Group
6103	Stabilizing factor - CZ	0.50	All
6104	Diff-current threshold - CZ	1.00 I / I _{no}	All

2.4 Group Breaker Failure Protection; Group Breaker Failure

Group Breaker Failure Protection; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
6201	Stabilizing factor BF protection	0.25	All

2.5 Group Monitoring; Group General

Group Monitoring; Group General

No.	Settings	Value	Group
6317	Supervision bin. input TRIP-Release	0.06 sec	All

2.6 Group Monitoring; Group Idiff Superv

Group Monitoring; Group Idiff Superv

No.	Settings	Value	Group
6306	Differential current supervision	OFF	All
6307	Time delay for diff-current supervision	2.00 sec	All
6308	Limit value diff-current supervision -BZ	0.25 I / Ino	All
6309	Limit value diff-current supervision -CZ	0.20 I / Ino	All
6310	Diff-current supervision mode -BZ	blocking during the fault	All
6311	Diff-current supervision mode -CZ	alarm without blocking	All

2.7 Group Monitoring; Group 0-Cross Superv

Group Monitoring; Group 0-Cross Superv

No.	Settings	Value	Group
6312A	Zero crossing supervision	ON	All
6313A	Threshold for zero crossing supervision	0.50 I / Ino	All

2.8 Group Monitoring; Group CB/DCO Superv

Group Monitoring; Group CB/DCO Superv

No.	Settings	Value	Group
6315	CB supervision time	7.00 sec	All
6301	Limit value disconnector time	15.00 sec	All
6302	Reaction on disconnector malfunction	alarm without blocking	All
6303	Treatment disconnector status on DC fail	old disconnector status	All
6304	Treatment disconn. status not plausible	old disconnector status	All

2.9 Group Monitoring; Group CB Test

Group Monitoring; Group CB Test

No.	Settings	Value	Group
6316	Limit value for circuit breaker test	0.05 I / In	All

3 Bay unit allocation

3.1 Bay unit allocation

Bay unit allocation

No.	bay unit	SIPROTEC device
1	BU@ 1	B01_R11_F016
2	BU@ 2	B02_R12_F016
3	BU@ 3	B01_R21_F016
4	BU@ 4	B02_R22_F016
5	BU@ 5	B03_R13_F016
6	BU@ 6	B03_R23_F016

4 Bay units

4.1 Function blocks

4.1.1 Group Bay Unit @01; Group General

Group Bay Unit @01; Group General

No.	Settings	Value	Group
0112	Bay status	in service	All
0106A	Combi-Coupler	NO	All
0151A	Maintenance for disconnector 1	YES	All
0152A	Maintenance for disconnector 2	YES	All
0153A	Maintenance for disconnector 3	YES	All
0154A	Maintenance for disconnector 4	YES	All
0155A	Maintenance for disconnector 5	YES	All
0156A	Maintenance for CB	YES	All

4.1.2 Group Bay Unit @01; Group Breaker Failure

Group Bay Unit @01; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
0114	Binary input mode / supervision BF	Initiation and release with supervision	All
0115	Operation mode BF	TRIP repetition with current query	All
0116	Low-current mode BF	OFF	All
0117	TRIP repeat mode	3pole	All
0118	Current threshold for BF	0.25 I / In	All
0119A	Current threshold for BF - EF	0.20 I / In	All
0120	Time delay for BF with 1-pole faults	0.13 sec	All
0121	Time delay for BF with multi-pole faults	0.20 sec	All
0122	Time delay for BF low current mode	0.20 sec	All
0123A	Time delay for BF pulse mode	0.20 sec	All
0124	Time delay BF after CB fault	0.10 sec	All
0125	Time delay for TRIP repeat	0.10 sec	All
0126	Time delay for CB open	0.05 sec	All
0127	Supervision bin. input BF-release	15.00 sec	All
0128	Supervision time BF start / release	0.06 sec	All

4.1.3 Group Bay Unit @01; Group End fault stage

Group Bay Unit @01; Group End fault stage

No.	Settings	Value	Group
0129	End fault protection	ON	All

4.1.4 Group Bay Unit @01; Group Breaker

Group Bay Unit @01; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0113	Current threshold for TRIP release	0.05 I / In	All

4.2 Function blocks

4.2.1 Group Bay Unit @02; Group General

Group Bay Unit @02; Group General

No.	Settings	Value	Group
0212	Bay status	in service	All
0206A	Combi-Coupler	NO	All
0251A	Maintenance for disconnector 1	YES	All
0252A	Maintenance for disconnector 2	YES	All
0253A	Maintenance for disconnector 3	YES	All
0254A	Maintenance for disconnector 4	YES	All
0255A	Maintenance for disconnector 5	YES	All
0256A	Maintenance for CB	YES	All

4.2.2 Group Bay Unit @02; Group Breaker Failure

Group Bay Unit @02; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
0214	Binary input mode / supervision BF	Initiation and release with supervision	All
0215	Operation mode BF	TRIP repetition with current query	All
0216	Low-current mode BF	OFF	All
0217	TRIP repeat mode	3pole	All
0218	Current threshold for BF	0.25 I / In	All
0219A	Current threshold for BF - EF	0.20 I / In	All
0220	Time delay for BF with 1-pole faults	0.20 sec	All

Group Bay Unit @02; Group Breaker Failure(2)

No.	Settings	Value	Group
0221	Time delay for BF with multi-pole faults	0.20 sec	All
0222	Time delay for BF low current mode	0.20 sec	All
0223A	Time delay for BF pulse mode	0.20 sec	All
0224	Time delay BF after CB fault	0.10 sec	All
0225	Time delay for TRIP repeat	0.10 sec	All
0226	Time delay for CB open	0.05 sec	All
0227	Supervision bin. input BF-release	15.00 sec	All
0228	Supervision time BF start / release	0.06 sec	All

4.2.3 Group Bay Unit @02; Group End fault stage

Group Bay Unit @02; Group End fault stage

No.	Settings	Value	Group
0229	End fault protection	ON	All

4.2.4 Group Bay Unit @02; Group Breaker

Group Bay Unit @02; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0213	Current threshold for TRIP release	0.05 I / In	All

4.3 Function blocks

4.3.1 Group Bay Unit @03; Group General

Group Bay Unit @03; Group General

No.	Settings	Value	Group
0312	Bay status	in service	All
0306A	Combi-Coupler	NO	All
0351A	Maintenance for disconnectors 1	YES	All
0352A	Maintenance for disconnectors 2	YES	All
0353A	Maintenance for disconnectors 3	YES	All
0354A	Maintenance for disconnectors 4	YES	All
0355A	Maintenance for disconnectors 5	YES	All
0356A	Maintenance for CB	YES	All

4.3.2 Group Bay Unit @03; Group Breaker Failure

Group Bay Unit @03; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
0314	Binary input mode / supervision BF	Initiation and release with supervision	All
0315	Operation mode BF	TRIP repetition with current query	All
0316	Low-current mode BF	OFF	All
0317	TRIP repeat mode	3pole	All
0318	Current threshold for BF	0.25 I / In	All
0319A	Current threshold for BF - EF	0.20 I / In	All
0320	Time delay for BF with 1-pole faults	0.20 sec	All
0321	Time delay for BF with multi-pole faults	0.20 sec	All
0322	Time delay for BF low current mode	0.20 sec	All
0323A	Time delay for BF pulse mode	0.20 sec	All
0324	Time delay BF after CB fault	0.10 sec	All
0325	Time delay for TRIP repeat	0.10 sec	All
0326	Time delay for CB open	0.05 sec	All
0327	Supervision bin. input BF-release	15.00 sec	All
0328	Supervision time BF start / release	0.06 sec	All

4.3.3 Group Bay Unit @03; Group End fault stage

Group Bay Unit @03; Group End fault stage

No.	Settings	Value	Group
0329	End fault protection	ON	All

4.3.4 Group Bay Unit @03; Group Breaker

Group Bay Unit @03; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0313	Current threshold for TRIP release	0.05 I / In	All

4.4 Function blocks

4.4.1 Group Bay Unit @04; Group General

Group Bay Unit @04; Group General

No.	Settings	Value	Group
0412	Bay status	in service	All
0406A	Combi-Coupler	NO	All
0451A	Maintenance for disconnector 1	YES	All
0452A	Maintenance for disconnector 2	YES	All
0453A	Maintenance for disconnector 3	YES	All
0454A	Maintenance for disconnector 4	YES	All
0455A	Maintenance for disconnector 5	YES	All
0456A	Maintenance for CB	YES	All

4.4.2 Group Bay Unit @04; Group Breaker Failure

Group Bay Unit @04; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
0414	Binary input mode / supervision BF	Initiation and release with supervision	All
0415	Operation mode BF	TRIP repetition with current query	All
0416	Low-current mode BF	OFF	All
0417	TRIP repeat mode	3pole	All
0418	Current threshold for BF	0.25 I / In	All
0419A	Current threshold for BF - EF	0.20 I / In	All
0420	Time delay for BF with 1-pole faults	0.20 sec	All
0421	Time delay for BF with multi-pole faults	0.20 sec	All
0422	Time delay for BF low current mode	0.20 sec	All
0423A	Time delay for BF pulse mode	0.20 sec	All
0424	Time delay BF after CB fault	0.10 sec	All
0425	Time delay for TRIP repeat	0.10 sec	All
0426	Time delay for CB open	0.05 sec	All
0427	Supervision bin. input BF-release	15.00 sec	All
0428	Supervision time BF start / release	0.06 sec	All

4.4.3 Group Bay Unit @04; Group End fault stage

Group Bay Unit @04; Group End fault stage

No.	Settings	Value	Group
0429	End fault protection	ON	All

4.4.4 Group Bay Unit @04; Group Breaker

Group Bay Unit @04; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0413	Current threshold for TRIP release	0.05 I / In	All

4.5 Function blocks

4.5.1 Group Bay Unit @05; Group General

Group Bay Unit @05; Group General

No.	Settings	Value	Group
0512	Bay status	in service	All
0506A	Combi-Coupler	NO	All
0551A	Maintenance for disconnector 1	YES	All
0552A	Maintenance for disconnector 2	YES	All
0553A	Maintenance for disconnector 3	YES	All
0554A	Maintenance for disconnector 4	YES	All
0555A	Maintenance for disconnector 5	YES	All
0556A	Maintenance for CB	YES	All

4.5.2 Group Bay Unit @05; Group Breaker Failure

Group Bay Unit @05; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
0514	Binary input mode / supervision BF	Initiation and release with supervision	All
0515	Operation mode BF	TRIP repetition with current query	All
0516	Low-current mode BF	OFF	All
0517	TRIP repeat mode	3pole	All
0518	Current threshold for BF	0.25 I / In	All
0519A	Current threshold for BF - EF	0.20 I / In	All
0520	Time delay for BF with 1-pole faults	0.20 sec	All

Group Bay Unit @05; Group Breaker Failure(2)

No.	Settings	Value	Group
0521	Time delay for BF with multi-pole faults	0.20 sec	All
0522	Time delay for BF low current mode	0.20 sec	All
0523A	Time delay for BF pulse mode	0.20 sec	All
0524	Time delay BF after CB fault	0.10 sec	All
0525	Time delay for TRIP repeat	0.10 sec	All
0526	Time delay for CB open	0.05 sec	All
0527	Supervision bin. input BF-release	15.00 sec	All
0528	Supervision time BF start / release	0.06 sec	All

4.5.3 Group Bay Unit @05; Group End fault stage

Group Bay Unit @05; Group End fault stage

No.	Settings	Value	Group
0529	End fault protection	ON	All

4.5.4 Group Bay Unit @05; Group Breaker

Group Bay Unit @05; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0513	Current threshold for TRIP release	0.00 I / In	All

4.6 Function blocks

4.6.1 Group Bay Unit @06; Group General

Group Bay Unit @06; Group General

No.	Settings	Value	Group
0612	Bay status	in service	All
0606A	Combi-Coupler	NO	All
0651A	Maintenance for disconnectors 1	YES	All
0652A	Maintenance for disconnectors 2	YES	All
0653A	Maintenance for disconnectors 3	YES	All
0654A	Maintenance for disconnectors 4	YES	All
0655A	Maintenance for disconnectors 5	YES	All
0656A	Maintenance for CB	YES	All

4.6.2 Group Bay Unit @06; Group Breaker Failure

Group Bay Unit @06; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
0614	Binary input mode / supervision BF	Initiation and release with supervision	All
0615	Operation mode BF	TRIP repetition with current query	All
0616	Low-current mode BF	OFF	All
0617	TRIP repeat mode	3pole	All
0618	Current threshold for BF	0.25 I / In	All
0619A	Current threshold for BF - EF	0.20 I / In	All
0620	Time delay for BF with 1-pole faults	0.20 sec	All
0621	Time delay for BF with multi-pole faults	0.20 sec	All
0622	Time delay for BF low current mode	0.20 sec	All
0623A	Time delay for BF pulse mode	0.20 sec	All
0624	Time delay BF after CB fault	0.10 sec	All
0625	Time delay for TRIP repeat	0.10 sec	All
0626	Time delay for CB open	0.05 sec	All
0627	Supervision bin. input BF-release	15.00 sec	All
0628	Supervision time BF start / release	0.06 sec	All

4.6.3 Group Bay Unit @06; Group End fault stage

Group Bay Unit @06; Group End fault stage

No.	Settings	Value	Group
0629	End fault protection	ON	All

4.6.4 Group Bay Unit @06; Group Breaker

Group Bay Unit @06; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0613	Current threshold for TRIP release	0.00 I / In	All

Settings

Device settings

Settings	Value
Edit mode	primary
Number settings groups	1
Activat. of settings group	settings group 1
DIGSI 5 uses following IP address	10.200.4.34 (Port E)
Operation-panel language	English (United States)
Binary input channel threshold	Low: 44 V, High: 88 V
Used time stamp in GOOSE subscriptions	On message reception
Hide settings in IEC 61850 structure	Show all settings
Hide SIPROTEC extensions in IEC 61850 structure	Show all SIPROTEC extensions
Use dynamic reporting	True
Block IEC 61850 settings changes	False
Access point used in Edition1	No access point is specified for the SCD import.

General \Device

Number	Settings	Value
91.101	Rated frequency	All: 50 Hz
91.102	Minimum operate time	All: 0 s
91.115	Set. format residu. comp.	All: Kr, Kx
91.138	Block monitoring dir.	All: off

General \Chatter blocking

Number	Settings	Value
91.123	No. permis.state changes	All: 0
91.127	Initial test time	All: 1 s
91.124	No. of chatter tests	All: 0
91.125	Chatter idle time	All: 1 min
91.137	Subsequent test time	All: 2 s

General \Measurements

Number	Settings	Value
91.162	Blk setting change	All: false
91.111	Energy restore interval	Settings group 1: 10 min
91.112	Energy restore time	Settings group 1: none
91.120	Energy restore	Settings group 1: latest value

General \Control

Number	Settings	Value
91.121	Energy restore by A.time	All: false
91.118	Enable sw.auth. station	All: false
91.119	Multiple sw.auth. levels	All: false

General \Spontan.indic.

Number	Settings	Value
91.152	Specific sw. authorities	All: false

Totally Integrated Automation Portal	7VK87 - 50BF CORTE B AYOLAS	
General \CFC		
Number	Settings	Value
91.139	Fault-display	All: with pickup
General \Test support		
Number	Settings	Value
91.161	CFC chart quality handling	All: automatic
91.150	Activate device test mode	All: false
Localization		
Number	Settings	Value
6211.139	Unit system	All: SI
Time settings		
General		
Settings	Value	
Date format	All: DD.MM.YYYY	
Time source		
Settings	Value	
Fault indication after	All: 600 s	
Time source 1	Ch1:port E:SNTP	
Time source 2	none	
Time zone time source 1	All: UTC	
Time zone time source 2	All: local	
Sync. latency time src.1	All: 0.10 µs	
Sync. latency time src.2	All: 0 µs	
Time zone and daylight saving time		
Settings	Value	
Time zone offset to UTC	All: -240 min	
Offset daylight sav. time	All: 60 min	
Switch daylight sav. time	true	
Start of daylight sav. time	First Sunday in October at 12:00 AM	
End of daylight sav. time	Third Sunday in March at 12:00 AM	
Power system \General		
General		
Number	Settings	Value
11.2311.101	Phase sequence	All: ABC
		2 of 8

Power system \Corriente Corte**CT 3-phase \General**

Number	Settings	Value
11.931.8881.115	CT connection	All: 3-phase + IN
11.931.8881.127	Tracking	All: active
11.931.8881.130	Measuring-point ID	All: 1

CT 3-phase \CT phases

Number	Settings	Value
11.931.8881.101	Rated primary current	All: 1200 A
11.931.8881.102	Rated secondary current	All: 1 A
11.931.8881.117	Current range	All: 100 x IR
11.931.8881.118	Internal CT type	All: CT protection
11.931.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj	All: yes
11.931.8881.114	Inverted phases	All: none
11.931.8881.107	CT error changeover	All: 1
11.931.8881.108	CT error A	All: 5 %
11.931.8881.109	CT error B	All: 15 %

CT 1

Number	Settings	Value
11.931.3841.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3841.117	Phase	All: I A

CT 2

Number	Settings	Value
11.931.3842.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3842.117	Phase	All: I B

CT 3

Number	Settings	Value
11.931.3843.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3843.117	Phase	All: I C

CT 4

Number	Settings	Value
11.931.3844.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3844.117	Phase	All: IN

Brk.wire det.

Number	Settings	Value
11.931.5581.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.5581.101	Mode of blocking	Settings group 1: not blocking
11.931.5581.102	Delta value for autoblock	Settings group 1: 1

Totally Integrated Automation Portal	7VK87 - 50BF CORTE B AYOLAS	
Supv. balan. I		
Number	Settings	Value
11.931.2491.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2491.101	Release threshold	Settings group 1: 600 A
11.931.2491.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.5
11.931.2491.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 100 s
Supv. ph.seq.I		
Number	Settings	Value
11.931.2551.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2551.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 100 s
Supv. sum I		
Number	Settings	Value
11.931.2431.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2431.102	Threshold	Settings group 1: 120 A
11.931.2431.101	Slope factor	Settings group 1: 0.1
11.931.2431.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv.ADC sum I		
Number	Settings	Value
11.931.2401.1	Mode	Settings group 1: on
Power system \Tension		
VT 3-phase		
Number	Settings	Value
11.941.8911.101	Rated primary voltage	All: 500.00 kV
11.941.8911.102	Rated secondary voltage	All: 111 V
11.941.8911.103	Matching ratio Vph / VN	All: 1.73
11.941.8911.104	VT connection	All: 3 ph-to-gnd volt. + VN
11.941.8911.106	Inverted phases	All: none
11.941.8911.111	Tracking	All: active
11.941.8911.130	Measuring-point ID	All: 3
VT 1		
Number	Settings	Value
11.941.3811.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3811.108	Phase	All: V A
VT 2		
Number	Settings	Value
11.941.3812.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3812.108	Phase	All: V B
VT 3		
Number	Settings	Value
11.941.3813.103	Magnitude correction	All: 1
		4 of 8

Totally Integrated Automation Portal	7VK87 - 50BF CORTE B AYOLAS	
Number	Settings	Value
11.941.3813.108	Phase	All: V C
VT 4		
Number	Settings	Value
11.941.3814.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3814.108	Phase	All: VN
Supv. balan. V		
Number	Settings	Value
11.941.2521.1	Mode	Settings group 1: on
11.941.2521.101	Release threshold	Settings group 1: 250 kV
11.941.2521.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.75
11.941.2521.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. ph.seq.V		
Number	Settings	Value
11.941.2581.1	Mode	Settings group 1: on
11.941.2581.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. sum V		
Number	Settings	Value
11.941.2461.1	Mode	Settings group 1: off
11.941.2461.3	Threshold	Settings group 1: 125 kV
11.941.2461.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
VT miniatureCB		
Number	Settings	Value
11.941.2641.101	Response time	Settings group 1: 0 s
Recording \Fault recorder		
Control		
Number	Settings	Value
51.791.2761.130	Fault recording	All: with pickup
51.791.2761.131	Storage	All: with trip
51.791.2761.111	Maximum record time	All: 5 s
51.791.2761.112	Pre-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.113	Post-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.116	Manual record time	All: 0.5 s
51.791.2761.140	Sampling frequency	All: 2 kHz
Line 1 \General		
General \Rated values		
Number	Settings	Value
21.9001.101	Rated current	All: 1200 A
21.9001.102	Rated voltage	All: 500 kV
		5 of 8

Totally Integrated Automation Portal	7VK87 - 50BF CORTE B AYOLAS	
--------------------------------------	-----------------------------	--

Number	Settings	Value
21.9001.103	Rated apparent power	All: 1039.2 MVA

General \Line data		
Number	Settings	Value
21.9001.149	Neutral point	Settings group 1: grounded
21.9001.112	C1 per length unit	Settings group 1: 0.014 µF/km
21.9001.148	C0 per length unit	Settings group 1: 0.009 µF/km
21.9001.113	X per length unit	Settings group 1: 0.2793 Ω/km
21.9001.114	Line length	Settings group 1: 16 km
21.9001.108	Line angle	Settings group 1: 86.8 °
21.9001.104	Kr	Settings group 1: 1.41
21.9001.105	Kx	Settings group 1: 0.36
21.9001.119	CT saturation detection	All: yes
21.9001.120	CT saturation threshold	Settings group 1: 12000 A
21.9001.111	Series compensation	All: no

General \Measurements		
Number	Settings	Value
21.9001.158	P, Q sign	Settings group 1: not reversed

Line 1 \Process monitor

Closure detec.		
Number	Settings	Value
21.1131.4681.101	Operating mode	Settings group 1: Manual close only
21.1131.4681.102	Action time after closure	Settings group 1: 0.05 s
21.1131.4681.103	Min. time feeder open	Settings group 1: 0.25 s

1pol.open det.		
Number	Settings	Value
21.1131.4711.101	Operating mode	Settings group 1: with measurement

Volt.criterion		
Number	Settings	Value
21.1131.4801.101	Threshold U open	Settings group 1: 135.14 kV

Line 1 \50BF E0

Standard 1		
Number	Settings	Value
21.971.3901.1	Mode	Settings group 1: on
21.971.3901.101	Activation	Settings group 1: always active
21.971.3901.3	Threshold	Settings group 1: 300 A
21.971.3901.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.9

		6 of 8
--	--	--------

Circuit breaker 1 \General**General \Ref. for %-values**

Number	Settings	Value
301.2311.101	Rated normal current	All: 1200 A

General \Breaker settings

Number	Settings	Value
301.2311.112	Current thresh. CB open	All: 60 A
301.2311.113	1-pole operate allowed	All: no

Circuit breaker 1 \Trip logic**Trip logic**

Number	Settings	Value
301.5341.101	Trip at 2ph short circuit	All: 3-pole
301.5341.102	3-pole coupling	All: with trip
301.5341.103	Reset of trip command	All: with dropout

Circuit breaker 1 \Circuit break.**Circuit break.**

Number	Settings	Value
301.4261.101	Output time	All: 0.1 s

Circuit breaker 1 \Manual close**Manual close**

Number	Settings	Value
301.6541.101	Action time	Settings group 1: 0.3 s

Circuit breaker 1 \Control**Control**

Number	Settings	Value
301.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
301.4201.102	SBO time-out	All: 30 s
301.4201.103	Feedback monitoring time	All: 1 s
301.4201.104	Check switching authority	All: yes
301.4201.105	Check if pos. is reached	All: yes
301.4201.106	Check double activat. blk.	All: yes
301.4201.107	Check blk. by protection	All: yes

Circuit breaker 1 \CB test**CB test**

Number	Settings	Value
301.6151.101	Dead time	All: 0.1 s

Circuit breaker 1 \50BF CB fail.1**50BF CB fail.1**

Number	Settings	Value
301.4381.1	Mode	Settings group 1: on
301.4381.105	Holding int. start signal	Settings group 1: yes
301.4381.107	Start via binary input	All: 2 channel
301.4381.106	Holding ext. start signal	Settings group 1: no
301.4381.108	Sup.time for release signl	Settings group 1: 0.06 s
301.4381.103	CB aux.cont. crit. allowed	Settings group 1: no
301.4381.104	Dropout	Settings group 1: with effective criterion
301.4381.110	Retrip after T1	All: parallel start T2, T1
301.4381.102	Threshold phase current	Settings group 1: 300 A
301.4381.101	Threshold sensitive	Settings group 1: 240 A
301.4381.111	Delay T1 for 3-pole retrip	Settings group 1: 0.1 s
301.4381.112	Delay T2 for 3-pole trip	Settings group 1: 0.2 s
301.4381.115	Minimum operate time	Settings group 1: 0.1 s
301.4381.120	3I0 criterion	All: Plausibility check
301.4381.121	I2 criterion	All: Plausibility check
301.4381.122	Threshold 3I0 dir. release	Settings group 1: 250 A
301.4381.123	Threshold I2 dir. release	Settings group 1: 250 A
301.4381.124	Monit. time for BI ">Start"	Settings group 1: 15 s
301.4381.125	Monit.tm. f.BI ">Release"	Settings group 1: 15 s

ANEXO III

Planillas De Ajustes De Los Relés De Villa Hayes (24 hojas)

Settings

Device settings

Settings	Value
Edit mode	primary
Number settings groups	1
Activat. of settings group	settings group 1
DIGSI 5 uses following IP address	172.16.60.60 (Integrated Ethernet interface)
Operation-panel language	English (United States)
Binary input channel threshold	Low: 44 V, High: 88 V
Used time stamp in GOOSE subscriptions	On message reception
Hide settings in IEC 61850 structure	Hide all settings
Hide SIPROTEC extensions in IEC 61850 structure	Hide all SIPROTEC extensions
Use dynamic reporting	True
Block IEC 61850 settings changes	False
Access point used in Edition1	No access point is specified for the SCD import.

General \Device

Number	Settings	Value
91.101	Rated frequency	All: 50 Hz
91.102	Minimum operate time	All: 0 s
91.115	Set. format residu. comp.	All: Kr, Kx
91.138	Block monitoring dir.	All: off

General \Setting change

Number	Settings	Value
91.163	Reserv.time for com.prot.	All: 120 s

General \Chatter blocking

Number	Settings	Value
91.123	No. permis.state changes	All: 0
91.127	Initial test time	All: 1 s
91.124	No. of chatter tests	All: 0
91.125	Chatter idle time	All: 1 min
91.137	Subsequent test time	All: 2 s

General \Measurements

Number	Settings	Value
91.162	Blk setting change	All: false
91.163	Reserv.time for com.prot.	All: 120 s
91.111	Energy restore interval	Settings group 1: 10 min
91.112	Energy restore time	Settings group 1: none

General \Control

Number	Settings	Value
91.120	Energy restore	Settings group 1: latest value
91.121	Energy restore by A.time	All: false
91.118	Enable sw.auth. station	All: false

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

General \Spontan.indic.

Number	Settings	Value
91.119	Multiple sw.auth. levels	All: false

General \CFC

Number	Settings	Value
91.152	Specific sw. authorities	All: false

General \Test support

Number	Settings	Value
91.139	Fault-display	All: with pickup
91.161	CFC chart quality handling	All: automatic

Localization

Number	Settings	Value
6211.139	Unit system	All: SI

Time settings

General

Settings	Value
Date format	All: DD.MM.YYYY

Time source

Settings	Value
Fault indication after	All: 600 s
Time source 1	none
Time source 2	none
Time zone time source 1	All: local
Time zone time source 2	All: local
Sync. latency time src.1	All: 0 μs
Sync. latency time src.2	All: 0 μs

Time zone and daylight saving time

Settings	Value
Time zone offset to UTC	All: 60 min
Offset daylight sav. time	All: 60 min
Switch daylight sav. time	true
Start of daylight sav. time	Last Sunday in March at 2:00 AM
End of daylight sav. time	Last Sunday in October at 3:00 AM

Power system \General

General

Number	Settings	Value
11.2311.101	Phase sequence	All: ABC

2 of 23

Power system \Tensión deriv.AB

VT 3-phase

Number	Settings	Value
11.941.8911.101	Rated primary voltage	All: 500.000 kV
11.941.8911.102	Rated secondary voltage	All: 110 V
11.941.8911.104	VT connection	All: 3 ph-to-gnd voltages
11.941.8911.106	Inverted phases	All: none
11.941.8911.111	Tracking	All: active
11.941.8911.130	Measuring-point ID	All: 1

VT 1

Number	Settings	Value
11.941.3811.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3811.108	Phase	All: V A

VT 2

Number	Settings	Value
11.941.3812.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3812.108	Phase	All: V B

VT 3

Number	Settings	Value
11.941.3813.103	Magnitude correction	All: 1
11.941.3813.108	Phase	All: V C

Supv. balan. V

Number	Settings	Value
11.941.2521.1	Mode	Settings group 1: on
11.941.2521.101	Release threshold	Settings group 1: 250 kV
11.941.2521.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.75
11.941.2521.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Supv. ph.seq.V

Number	Settings	Value
11.941.2581.1	Mode	Settings group 1: on
11.941.2581.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Supv. sum V

Number	Settings	Value
11.941.2461.1	Mode	Settings group 1: off
11.941.2461.3	Threshold	Settings group 1: 125 kV
11.941.2461.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
VT miniatureCB		
Number	Settings	Value
11.941.2641.101	Response time	Settings group 1: 0 s
Power system \Barra		
General		
Number	Settings	Value
11.961.2311.101	Rated primary voltage	All: 499.53 kV
11.961.2311.102	Rated secondary voltage	All: 111 V
11.961.2311.103	Tracking	All: inactive
11.961.2311.130	Measuring-point ID	All: 2
VT 1		
Number	Settings	Value
11.961.3811.103	Magnitude correction	All: 1
11.961.3811.108	Phase	All: V B
VT miniatureCB		
Number	Settings	Value
11.961.2641.101	Response time	Settings group 1: 0 s
Power system \Meas.point I-3ph 1		
CT 3-phase \General		
Number	Settings	Value
11.931.8881.115	CT connection	All: 3-phase + IN
11.931.8881.127	Tracking	All: active
11.931.8881.130	Measuring-point ID	All: 4
CT 3-phase \CT phases		
Number	Settings	Value
11.931.8881.101	Rated primary current	All: 2000 A
11.931.8881.102	Rated secondary current	All: 1 A
11.931.8881.117	Current range	All: 100 x IR
11.931.8881.118	Internal CT type	All: CT protection
11.931.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj	All: yes
11.931.8881.114	Inverted phases	All: none
11.931.8881.107	CT error changeover	All: 1.5
11.931.8881.108	CT error A	All: 3 %
11.931.8881.109	CT error B	All: 10 %
CT 1		
Number	Settings	Value
11.931.3841.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3841.117	Phase	All: I A
		4 of 23

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
CT 2		
Number	Settings	Value
11.931.3842.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3842.117	Phase	All: I B
CT 3		
Number	Settings	Value
11.931.3843.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3843.117	Phase	All: I C
CT 4		
Number	Settings	Value
11.931.3844.103	Magnitude correction	All: 1
11.931.3844.117	Phase	All: IN
Brk.wire det.		
Number	Settings	Value
11.931.5581.1	Mode	Settings group 1: off
11.931.5581.101	Mode of blocking	Settings group 1: blocking
11.931.5581.102	Delta value for autoblock	Settings group 1: 1
Supv. balan. I		
Number	Settings	Value
11.931.2491.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2491.101	Release threshold	Settings group 1: 1000 A
11.931.2491.102	Threshold min/max	Settings group 1: 0.5
11.931.2491.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. ph.seq.I		
Number	Settings	Value
11.931.2551.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2551.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv. sum I		
Number	Settings	Value
11.931.2431.1	Mode	Settings group 1: on
11.931.2431.102	Threshold	Settings group 1: 200 A
11.931.2431.101	Slope factor	Settings group 1: 0.1
11.931.2431.6	Delay supervision alarm	Settings group 1: 5 s
Supv.ADC sum I		
Number	Settings	Value
11.931.2401.1	Mode	Settings group 1: on
		5 of 23

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
Saturat. det.		
Number	Settings	Value
11.931.17731.101	CT saturation threshold	Settings group 1: 16000 A
Recording \Fault recorder		
Control		
Number	Settings	Value
51.791.2761.130	Fault recording	All: with pickup & AR cyc.
51.791.2761.131	Storage	All: always
51.791.2761.111	Maximum record time	All: 5 s
51.791.2761.112	Pre-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.113	Post-trigger time	All: 0.5 s
51.791.2761.116	Manual record time	All: 0.5 s
51.791.2761.140	Sampling frequency	All: 2 kHz
51.791.2761.141	Sampl. freq. IEC61850 rec.	All: 1 kHz
51.791.2761.128	Scaling COMTRADE	All: Secondary values
Line 1 \General		
General \Rated values		
Number	Settings	Value
21.9001.101	Rated current	All: 1923 A
21.9001.102	Rated voltage	All: 500 kV
21.9001.103	Rated apparent power	All: 1665.4 MVA
General \Line data		
Number	Settings	Value
21.9001.149	Neutral point	Settings group 1: grounded
21.9001.112	C1 per length unit	Settings group 1: 0.014 µF/km
21.9001.148	C0 per length unit	Settings group 1: 0.008 µF/km
21.9001.113	X per length unit	Settings group 1: 0.267 Ω/km
21.9001.114	Line length	Settings group 1: 333 km
21.9001.108	Line angle	Settings group 1: 84.43 °
21.9001.104	Kr	Settings group 1: 3.45
21.9001.105	Kx	Settings group 1: 0.74
21.9001.119	CT saturation detection	All: no
21.9001.111	Series compensation	Settings group 1: no
21.9001.110	Series capacit. reactance	Settings group 1: 0 Ω
General \Measurements		
Number	Settings	Value
21.9001.158	P, Q sign	Settings group 1: not reversed
Line 1 \Process monitor		
Closure detec.		
Number	Settings	Value
21.1131.4681.101	Operating mode	Settings group 1: Manual close only
21.1131.4681.102	Action time after closure	Settings group 1: 0.05 s
21.1131.4681.103	Min. time feeder open	Settings group 1: 0.25 s
		6 of 23

1 pol.open det.

Number	Settings	Value
21.1131.4711.101	Operating mode	Settings group 1: with measurement

Volt.criterion

Number	Settings	Value
21.1131.4801.101	Threshold U open	Settings group 1: 120.00 kV

Line 1 \68 P.swing blk**68 P.swing blk**

Number	Settings	Value
21.5311.1	Mode	Settings group 1: on
21.5311.103	Max. blocking time	Settings group 1: oo s

68 P.swing blk \Zones to be blocked

Number	Settings	Value
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 1	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 2	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 3	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 4	true
21.5311.102	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

Line 1 \Fault locator**Fault locator**

Number	Settings	Value
21.8671.1	Mode	Settings group 1: on
21.8671.101	Start	Settings group 1: with going pickup
21.8671.103	Load compensation	Settings group 1: no

Line 1 \Mes.v.fail.det**Mes.v.fail.det**

Number	Settings	Value
21.2671.1	Mode	Settings group 1: on
21.2671.115	Asym.fail.-DO on netw.flt.	Settings group 1: no
21.2671.113	Asym.fail. - time delay	Settings group 1: 10 s
21.2671.102	3ph.fail. - phs.curr.release	Settings group 1: 100 A
21.2671.103	3ph.fail. - phs.curr. jump	Settings group 1: 100 A
21.2671.101	3ph.fail. - VA,VB,VC <	Settings group 1: 20 kV
21.2671.107	Switch-on 3ph. failure	All: on
21.2671.106	SO 3ph.fail. - time delay	Settings group 1: 3 s

Line 1 \85-21Perm.overr.**85-21Perm.over**

Number	Settings	Value
21.1291.5701.1	Mode	Settings group 1: on

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

Number	Settings	Value
21.1291.5701.101	Send prolongation	Settings group 1: 0.05 s
21.1291.5701.102	Send delay	Settings group 1: 0 s
21.1291.5701.105	Trans. blk. pickup delay	Settings group 1: 0.03 s
21.1291.5701.106	Trans. blk. dropout delay	Settings group 1: 0.07 s
21.1291.5701.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.1291.5701.103	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0 s
21.1291.5701.104	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 0 s

85-21Perm.over \Send with		
Number	Settings	Value
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.pickup forward	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1291.5701.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

85-21Perm.over \Operate with		
Number	Settings	Value
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.pickup forward	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1291.5701.141	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

85-21Perm.over \Trans. block. with		
Number	Settings	Value
21.1291.5701.142	85-67N Dir. comp..85-67N Dir.com	true

Line 1 \85-67N Dir. comp.

85-67N Dir.com		
Number	Settings	Value
21.1301.5761.1	Mode	Settings group 1: on
21.1301.5761.101	Send prolongation	Settings group 1: 0.05 s
21.1301.5761.102	Send delay	Settings group 1: 0 s
21.1301.5761.105	Trans. blk. pickup delay	Settings group 1: 0.03 s
21.1301.5761.106	Trans. blk. dropout delay	Settings group 1: 0.07 s
21.1301.5761.104	3I0 threshold rev./forw.	Settings group 1: 75 %
21.1301.5761.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.1301.5761.103	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0 s

85-67N Dir.com \Send with		
Number	Settings	Value
21.1301.5761.140	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 1	false
21.1301.5761.140	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 2	false
21.1301.5761.140	67N GFP gnd.sys.1.Inverse-T 1	true

85-67N Dir.com \Operate with

Number	Settings	Value
21.1301.5761.141	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 1	false
21.1301.5761.141	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 2	false
21.1301.5761.141	67N GFP gnd.sys.1.Inverse-T 1	true

85-67N Dir.com \Trans. block. with

Number	Settings	Value
21.1301.5761.142	85-21Perm.overrr..85-21Perm.over	true

Line 1 \Switch onto fault 1**Stage 1**

Number	Settings	Value
21.1341.5941.1	Mode	Settings group 1: on
21.1341.5941.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1341.5941.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s

Stage 1 \Configuration

Number	Settings	Value
21.1341.5941.102	50/51 OC-3ph 1p 1.Definite-T 1	false
21.1341.5941.102	50N/51N OC-gnd-A1.Definite-T 1	false
21.1341.5941.102	50 high-speed 1pol 1.Standard 1	true
21.1341.5941.102	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 1	false
21.1341.5941.102	67N GFP gnd.sys.1.Definite-T 2	false
21.1341.5941.102	67N GFP gnd.sys.1.Inverse-T 1	true
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1341.5941.102	21 Distance prot. 1.Z 1B	true

Line 1 \50/51 OC-3ph 1p 1**General**

Number	Settings	Value
21.221.2311.101	Emergency mode	Settings group 1: no

Definite-T 1 \General

Number	Settings	Value
21.221.841.1	Mode	Settings group 1: on
21.221.841.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.221.841.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.221.841.26	Dynamic settings	All: no
21.221.841.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.221.841.3	Threshold	Settings group 1: 2400 A
21.221.841.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.221.841.102	Pickup delay	Settings group 1: 0 s
21.221.841.101	Dropout delay	Settings group 1: 0 s
21.221.841.6	Operate delay	Settings group 1: 60 s

Line 1 \50N/51N OC-gnd-A1**General**

Number	Settings	Value
21.211.2311.101	Emergency mode	Settings group 1: no
21.211.2311.9	Measured value	Settings group 1: IN measured

Definite-T 1 \General

Number	Settings	Value
21.211.751.1	Mode	Settings group 1: off
21.211.751.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.211.751.26	Dynamic settings	All: no
21.211.751.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.211.751.3	Threshold	Settings group 1: 1200 A
21.211.751.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.211.751.101	Dropout delay	Settings group 1: 0 s
21.211.751.6	Operate delay	Settings group 1: 0.3 s

Line 1 \50 high-speed 1pol 1**Standard 1**

Number	Settings	Value
21.981.3961.1	Mode	Settings group 1: on
21.981.3961.102	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.981.3961.101	Activation	Settings group 1: on CB closure
21.981.3961.3	Threshold	Settings group 1: 1507 A
21.981.3961.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.9

Line 1 \67N GFP gnd.sys.1**General**

Number	Settings	Value
21.1111.2311.114	Polarization with	All: V0 + IY or V2 + I2
21.1111.2311.101	Angle forward α	Settings group 1: 338 °
21.1111.2311.102	Angle forward β	Settings group 1: 122 °
21.1111.2311.103	Min. zero-seq. voltage V0	Settings group 1: 2.61 kV
21.1111.2311.115	Dir.reslt=forw.at V0<min	Settings group 1: no
21.1111.2311.104	Min.3I0 f.increas.dir.sens.	Settings group 1: 100 A
21.1111.2311.107	Min. neg.-seq. voltage V2	Settings group 1: 2.61 kV
21.1111.2311.106	Min. neg.-seq. current I2	Settings group 1: 100 A
21.1111.2311.116	Dir.corr.at ser.comp.lines	Settings group 1: no

Definite-T 1 \General

Number	Settings	Value
21.1111.4861.1	Mode	Settings group 1: on
21.1111.4861.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1111.4861.114	Directional mode	Settings group 1: forward
21.1111.4861.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.1111.4861.8	Method of measurement	Settings group 1: 1-cycle filter
21.1111.4861.130	Blocking by prot. pickup	Settings group 1: every pickup
21.1111.4861.129	Op.mode at 1p dead time	Settings group 1: blocked

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

Number	Settings	Value
21.1111.4861.112	Hold mode 1p dead time	Settings group 1: 0.04 s
21.1111.4861.115	Dynamic settings	All: no
21.1111.4861.111	Stabiliz. w. phase current	Settings group 1: 10 %
21.1111.4861.3	Threshold	Settings group 1: 3288 A
21.1111.4861.6	Operate delay	Settings group 1: 0.25 s

Definite-T 1 \Blocking by		
Number	Settings	Value
21.1111.4861.140	87 Line diff. prot..Group indicat.	true
21.1111.4861.140	87 Stub diff. prot. 1.Group indicat.	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1111.4861.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	false

Definite-T 2 \General		
Number	Settings	Value
21.1111.4862.1	Mode	Settings group 1: off
21.1111.4862.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1111.4862.114	Directional mode	Settings group 1: non-directional
21.1111.4862.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.1111.4862.8	Method of measurement	Settings group 1: 1-cycle filter
21.1111.4862.129	Op.mode at 1p dead time	Settings group 1: blocked
21.1111.4862.112	Hold mode 1p dead time	Settings group 1: 0.04 s
21.1111.4862.115	Dynamic settings	All: no
21.1111.4862.111	Stabiliz. w. phase current	Settings group 1: 10 %
21.1111.4862.3	Threshold	Settings group 1: 3288 A
21.1111.4862.6	Operate delay	Settings group 1: 0.25 s

Definite-T 2 \Blocking by		
Number	Settings	Value
21.1111.4862.140	87 Line diff. prot..Group indicat.	false
21.1111.4862.140	87 Stub diff. prot. 1.Group indicat.	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1111.4862.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	false

Inverse-T 1 \General		
Number	Settings	Value
21.1111.4891.1	Mode	Settings group 1: on
21.1111.4891.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1111.4891.115	Directional mode	Settings group 1: forward
21.1111.4891.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.1111.4891.8	Method of measurement	Settings group 1: 1-cycle filter
21.1111.4891.131	Blocking by prot. pickup	Settings group 1: every pickup
21.1111.4891.130	Op.mode at 1p dead time	Settings group 1: blocked
21.1111.4891.113	Hold mode 1p dead time	Settings group 1: 0.04 s
21.1111.4891.116	Dynamic settings	All: no

		11 of 23
--	--	----------

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

Number	Settings	Value
21.1111.4891.112	Stabiliz. w. phase current	Settings group 1: 10 %
21.1111.4891.3	Threshold	Settings group 1: 300 A
21.1111.4891.133	Type of character. curve	Settings group 1: IEC normal inverse
21.1111.4891.106	Time dial	Settings group 1: 0.12
21.1111.4891.132	Additional time delay	Settings group 1: 0 s
21.1111.4891.134	Reset	Settings group 1: instantaneous

Inverse-T 1 \Blocking by		
Number	Settings	Value
21.1111.4891.140	87 Line diff. prot..Group indicat.	true
21.1111.4891.140	87 Stub diff. prot. 1.Group indicat.	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 1	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 2	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 3	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 4	false
21.1111.4891.140	21 Distance prot. 1.Z 1B	false

Line 1 \59 Overvolt.-3ph 1

Definite-T 1		
Number	Settings	Value
21.51.181.1	Mode	Settings group 1: on
21.51.181.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.51.181.9	Measured value	Settings group 1: phase-to-phase
21.51.181.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.51.181.101	Pickup mode	Settings group 1: 3 out of 3
21.51.181.3	Threshold	Settings group 1: 575 kV
21.51.181.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.51.181.6	Operate delay	Settings group 1: 5 s

Definite-T 2		
Number	Settings	Value
21.51.182.1	Mode	Settings group 1: on
21.51.182.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.51.182.9	Measured value	Settings group 1: phase-to-phase
21.51.182.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.51.182.101	Pickup mode	Settings group 1: 1 out of 3
21.51.182.3	Threshold	Settings group 1: 600 kV
21.51.182.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.51.182.6	Operate delay	Settings group 1: 1 s

Line 1 \21 Distance prot. 1

General		
Number	Settings	Value
21.901.2311.110	Zone timer start	Settings group 1: on dist. pickup
21.901.2311.107	Dist. characteristic angle	Settings group 1: 72 °
21.901.2311.105	Ground-fault detection	Settings group 1: 3I0 or V0
21.901.2311.103	3I0> threshold value	Settings group 1: 200 A
21.901.2311.102	V0> threshold value	Settings group 1: 21.74 kV
21.901.2311.104	3I0 pickup stabilization	Settings group 1: 0.1
21.901.2311.108	Loop select. with ph-ph-g	Settings group 1: block leading phase

		12 of 23
--	--	----------

Pickup Z<

Number	Settings	Value
21.901.3661.101	Min. phase-current thresh	Settings group 1: 200 A
21.901.3661.102	Use ph-g load cutout	All: no
21.901.3661.105	Use ph-ph load cutout	All: no

Z 1

Number	Settings	Value
21.901.3571.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3571.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3571.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: yes
21.901.3571.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.901.3571.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3571.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3571.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3571.102	X reach	Settings group 1: 75.57 Ω
21.901.3571.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3571.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3571.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 10 °
21.901.3571.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0 s
21.901.3571.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 0 s

Z 2

Number	Settings	Value
21.901.3572.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3572.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3572.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3572.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.901.3572.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3572.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3572.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3572.102	X reach	Settings group 1: 106.69 Ω
21.901.3572.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3572.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3572.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3572.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 0.5 s
21.901.3572.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 0.5 s

Z 3

Number	Settings	Value
21.901.3573.1	Mode	Settings group 1: off
21.901.3573.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3573.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3573.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.901.3573.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3573.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3573.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3573.102	X reach	Settings group 1: 209.17 Ω
21.901.3573.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3573.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3573.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3573.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 1.3 s

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

Number	Settings	Value
21.901.3573.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 1.3 s

Z 4		
Number	Settings	Value
21.901.3574.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3574.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3574.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3574.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
21.901.3574.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3574.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3574.109	Directional mode	Settings group 1: reverse
21.901.3574.102	X reach	Settings group 1: 21.34 Ω
21.901.3574.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3574.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3574.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3574.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: 1.5 s
21.901.3574.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: 1.5 s

Z 1B		
Number	Settings	Value
21.901.3575.1	Mode	Settings group 1: on
21.901.3575.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.901.3575.121	Blocked if diff.prot.active	Settings group 1: no
21.901.3575.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.901.3575.101	Function mode	Settings group 1: ph-gnd and ph-ph
21.901.3575.114	Zone-spec. residu. comp.	Settings group 1: no
21.901.3575.109	Directional mode	Settings group 1: forward
21.901.3575.102	X reach	Settings group 1: 106.69 Ω
21.901.3575.103	R (ph-g)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3575.104	R (ph-ph)	Settings group 1: 42 Ω
21.901.3575.113	Zone-inclination angle	Settings group 1: 0 °
21.901.3575.110	Operate delay (1-phase)	Settings group 1: oo s
21.901.3575.112	Operate delay (multi-ph.)	Settings group 1: oo s

Line 1 \78 Out-of-step 1

General		
Number	Settings	Value
21.911.2311.101	I1<threshold blocks zone	Settings group 1: 20 %
21.911.2311.100	I2>threshold blocks zone	Settings group 1: 20 %

Zone 1		
Number	Settings	Value
21.911.3691.1	Mode	Settings group 1: on
21.911.3691.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.911.3691.103	Zone limit R	Settings group 1: 51.477 Ω
21.911.3691.104	Zone limit X top	Settings group 1: 47.091 Ω
21.911.3691.105	Zone limit X bottom	Settings group 1: -54.886 Ω
21.911.3691.102	Rotation angle	Settings group 1: 85 °
21.911.3691.108	Count at	Settings group 1: entry
21.911.3691.107	Number of power swings	Settings group 1: 1

		14 of 23
--	--	----------

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

Number	Settings	Value
21.911.3691.101	Re-entry time	Settings group 1: 20 s
21.911.3691.100	Signal time	Settings group 1: 0.05 s

Line 1 \Weak infeed

Weak infeed		
Number	Settings	Value
21.1331.5821.101	Echo block time after Tx	Settings group 1: 0.05 s
21.1331.5821.102	Echo and operate delay	Settings group 1: 0.04 s
21.1331.5821.103	Echo pulse	Settings group 1: 0.05 s
21.1331.5821.104	Weak infeed action	Settings group 1: only echo
21.1331.5821.105	85-21/67N common chan.	Settings group 1: no
21.1331.5821.106	Undervoltage threshold	Settings group 1: 108.70 kV

Line 1 \87 Line diff. prot.

General		
Number	Settings	Value
21.831.2311.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.2311.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: yes
21.831.2311.102	Min. current for release	Settings group 1: 0 A
21.831.2311.104	Supervision Idiff	All: yes: block diff. prot.

I-DIFF		
Number	Settings	Value
21.831.3451.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.3451.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.831.3451.3	Threshold	Settings group 1: 416 A
21.831.3451.101	Thresh. switch onto fault	Settings group 1: 416 A
21.831.3451.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s

I-DIFF fast 2		
Number	Settings	Value
21.831.18211.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.18211.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.831.18211.3	Threshold	Settings group 1: 2000 A
21.831.18211.101	Thresh. switch onto fault	Settings group 1: 2000 A

Ic-compensat.		
Number	Settings	Value
21.831.3511.1	Mode	Settings group 1: on
21.831.3511.101	Ic-stabilization/Ic-rated	Settings group 1: 1.5
21.831.3511.102	Total line length	Settings group 1: 333 km
21.831.3511.110	Rated charging current	Settings group 1: 415 A

		15 of 23
--	--	----------

Line 1 \87 Stub diff. prot. 1**General**

Number	Settings	Value
21.1431.2311.1	Mode	Settings group 1: on

S-DIFF

Number	Settings	Value
21.1431.8401.1	Mode	Settings group 1: on
21.1431.8401.2	Operate & f.t.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1431.8401.3	Threshold	Settings group 1: 400 A
21.1431.8401.6	Operate delay	Settings group 1: 0 s

S-DIFF fast 2

Number	Settings	Value
21.1431.18241.1	Mode	Settings group 1: on
21.1431.18241.2	Operate & f.t.rec. blocked	Settings group 1: no
21.1431.18241.3	Threshold	Settings group 1: 2000 A

Line 1 \Circuit-breaker interaction

Protection group	Circuit-breaker group(s)
Line 1 \ 85-21 Perm. overr. \ 85-21 Perm. over	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 85-67N Dir. comp. \ 85-67N Dir. com	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ Switch onto fault 1 \ Stage 1	Circuit breaker 1: Blk. auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Blk. auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 50/51 OC-3ph 1p 1 \ Definite-T 1	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 50N/51N OC-gnd-A1 \ Definite-T 1	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 67N GFP gnd.sys.1 \ Definite-T 1	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 67N GFP gnd.sys.1 \ Definite-T 2	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 67N GFP gnd.sys.1 \ Inverse-T 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 59 Overvolt.-3ph 1 \ Definite-T 2	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 87 Line diff. prot. \ General	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 87 Stub diff. prot. 1 \ General	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 21 Distance prot. 1 \ Z 1	Circuit breaker 1: Start auto.recl., Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Start auto.recl., Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 21 Distance prot. 1 \ Z 2	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 21 Distance prot. 1 \ Z 3	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 21 Distance prot. 1 \ Z 4	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Trip
Line 1 \ 78 Out-of-step 1 \ Zone 1	Circuit breaker 1: Trip, Circuit breaker 2: Trip

Circuit breaker 1 \General**General \Ref. for %-values**

Number	Settings	Value
301.2311.101	Rated normal current	All: 2000.00 A
301.2311.102	Rated voltage	All: 500.00 kV

General \Breaker settings

Number	Settings	Value
301.2311.112	Current thresh. CB open	All: 100 A
301.2311.113	1-pole operate allowed	All: yes

Circuit breaker 1 \Trip logic**Trip logic**

Number	Settings	Value
301.5341.101	Trip at 2ph short circuit	All: 3-pole
301.5341.102	3-pole coupling	All: with trip
301.5341.103	Reset of trip command	All: with I<

Circuit breaker 1 \Circuit break.**Circuit break.**

Number	Settings	Value
301.4261.101	Output time	All: 0.1 s
301.4261.105	Indicat. of breaking values	All: always

Circuit breaker 1 \Manual close**Manual close**

Number	Settings	Value
301.6541.101	Action time	Settings group 1: 0.3 s
301.6541.102	CB open dropout delay	Settings group 1: 0 s

Circuit breaker 1 \Control**Control**

Number	Settings	Value
301.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
301.4201.102	SBO time-out	All: 30 s
301.4201.103	Feedback monitoring time	All: 1 s
301.4201.104	Check switching authority	All: yes
301.4201.105	Check if pos. is reached	All: yes
301.4201.106	Check double activat. blk.	All: yes
301.4201.107	Check blk. by protection	All: yes

Circuit breaker 1 \CB test**CB test**

Number	Settings	Value
301.6151.101	Dead time	All: 0.1 s
301.6151.102	Trip only	All: false
301.6151.103	Consider current criterion	All: false

Circuit breaker 1 \79 Auto. reclosing**General**

Number	Settings	Value
301.1361.6601.1	Mode	Settings group 1: off
301.1361.6601.101	79 operating mode	All: with op., with act. time
301.1361.6601.102	CB ready check bef. start	Settings group 1: no
301.1361.6601.103	Reclai. time aft.succ.cyc.	Settings group 1: 3 s
301.1361.6601.104	Block. time aft. man.close	Settings group 1: 1 s
301.1361.6601.105	Start signal supervis.time	Settings group 1: 0.13 s
301.1361.6601.106	CB ready superv. time	Settings group 1: 3 s
301.1361.6601.107	3-pole operate by 79	Settings group 1: yes
301.1361.6601.108	Evolving-fault detection	Settings group 1: with trip
301.1361.6601.109	Response to evol. faults	Settings group 1: blocks 79
301.1361.6601.110	Max. dead-time delay	Settings group 1: 0.5 s
301.1361.6601.111	Max. dead-time extension	Settings group 1: 1.2 s
301.1361.6601.112	Send delay f. remot. close	Settings group 1: 0.05 s

General \DLC, RDT

Number	Settings	Value
301.1361.6601.113	Dead-line check/reduc.d.t	All: without

Cycle 1

Number	Settings	Value
301.1361.6571.102	Start from idle state allow.	Settings group 1: yes
301.1361.6571.103	Action time	Settings group 1: 0.2 s
301.1361.6571.108	Dead time aft. 3-pole trip	Settings group 1: 0.5 s
301.1361.6571.107	Dead time aft. 1-pole trip	Settings group 1: 1.2 s
301.1361.6571.109	Dead time aft. evol. fault	Settings group 1: 1.2 s
301.1361.6571.111	CB ready check bef.close	Settings group 1: no
301.1361.6571.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.	Settings group 1: none

Cycle 1 \Intern. synchrocheck with

Number	Settings	Value
301.1361.6571.112	Intern. synchrocheck with	

Circuit breaker 1 \25 Synchronization**General**

Number	Settings	Value
301.1151.2311.127	Angle adjust. (transform.)	Settings group 1: 0 °

Synchrocheck 1 \General

Number	Settings	Value
301.1151.5071.1	Mode	Settings group 1: off
301.1151.5071.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 360 kV
301.1151.5071.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 440 kV
301.1151.5071.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
301.1151.5071.108	Direct close command	Settings group 1: no
301.1151.5071.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Synchrocheck 1 \De-en.gized switch.

Number	Settings	Value
301.1151.5071.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: no
301.1151.5071.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: no
301.1151.5071.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
301.1151.5071.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5071.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 320 kV
301.1151.5071.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Synchrocheck 1 \Synchr. conditions

Number	Settings	Value
301.1151.5071.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5071.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5071.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.1 Hz
301.1151.5071.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.1 Hz
301.1151.5071.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
301.1151.5071.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °

Sychr./Asychr.1 \General

Number	Settings	Value
301.1151.5041.1	Mode	Settings group 1: on
301.1151.5041.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 450 kV
301.1151.5041.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 550 kV
301.1151.5041.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
301.1151.5041.108	Direct close command	Settings group 1: no
301.1151.5041.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Sychr./Asychr.1 \De-en.gized switch.

Number	Settings	Value
301.1151.5041.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: yes
301.1151.5041.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: yes
301.1151.5041.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
301.1151.5041.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 50 kV
301.1151.5041.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 400 kV
301.1151.5041.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Sychr./Asychr.1 \Asynchr. op.mode

Number	Settings	Value
301.1151.5041.114	Async. operating mode	Settings group 1: on
301.1151.5041.113	CB make time	Settings group 1: 0.06 s
301.1151.5041.115	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 50 kV
301.1151.5041.116	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 50 kV
301.1151.5041.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.08 Hz
301.1151.5041.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.08 Hz

Sychr./Asychr.1 \Synchr. op.mode

Number	Settings	Value
301.1151.5041.119	Sync. operating mode	Settings group 1: off
301.1151.5041.120	f-threshold ASYN<->SYN	Settings group 1: 0.01 Hz

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

Number	Settings	Value
301.1151.5041.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5041.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
301.1151.5041.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
301.1151.5041.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °
301.1151.5041.121	Delay close command	Settings group 1: 0 s

Circuit breaker 2 \General

General \Ref. for %-values		
Number	Settings	Value
302.2311.101	Rated normal current	All: 2000.00 A
302.2311.102	Rated voltage	All: 500.00 kV

General \Breaker settings		
Number	Settings	Value
302.2311.112	Current thresh. CB open	All: 100 A
302.2311.113	1-pole operate allowed	All: yes

Circuit breaker 2 \Trip logic

Trip logic		
Number	Settings	Value
302.5341.101	Trip at 2ph short circuit	All: 3-pole
302.5341.102	3-pole coupling	All: with trip
302.5341.103	Reset of trip command	All: with I<

Circuit breaker 2 \Circuit break.

Circuit break.		
Number	Settings	Value
302.4261.101	Output time	All: 0.1 s
302.4261.105	Indicat. of breaking values	All: always

Circuit breaker 2 \Manual close

Manual close		
Number	Settings	Value
302.6541.101	Action time	Settings group 1: 0.3 s
302.6541.102	CB open dropout delay	Settings group 1: 0 s

Circuit breaker 2 \Control

Control		
Number	Settings	Value
302.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
302.4201.102	SBO time-out	All: 30 s
302.4201.103	Feedback monitoring time	All: 1 s
302.4201.104	Check switching authority	All: yes
302.4201.105	Check if pos. is reached	All: yes

		20 of 23
--	--	----------

Totally Integrated Automation Portal	7SL87 - LÍNEA A AYOLAS	
--------------------------------------	------------------------	--

Number	Settings	Value
302.4201.106	Check double activat. blk.	All: yes
302.4201.107	Check blk. by protection	All: yes

Circuit breaker 2 \CB test

Number	Settings	Value
302.6151.101	Dead time	All: 0.1 s
302.6151.102	Trip only	All: false
302.6151.103	Consider current criterion	All: false

Circuit breaker 2 \79 Auto. reclosing

Number	Settings	Value
302.1361.6601.1	Mode	Settings group 1: off
302.1361.6601.101	79 operating mode	All: with op., with act. time
302.1361.6601.102	CB ready check bef. start	Settings group 1: no
302.1361.6601.103	Reclai. time aft.succ.cyc.	Settings group 1: 3 s
302.1361.6601.104	Block. time aft. man.close	Settings group 1: 1 s
302.1361.6601.105	Start signal supervis.time	Settings group 1: 0.13 s
302.1361.6601.106	CB ready superv. time	Settings group 1: 3 s
302.1361.6601.107	3-pole operate by 79	Settings group 1: yes
302.1361.6601.108	Evolving-fault detection	Settings group 1: with trip
302.1361.6601.109	Response to evol. faults	Settings group 1: blocks 79
302.1361.6601.110	Max. dead-time delay	Settings group 1: 0.5 s
302.1361.6601.111	Max. dead-time extension	Settings group 1: 1.2 s
302.1361.6601.112	Send delay f. remot. close	Settings group 1: 0.05 s

Number	Settings	Value
302.1361.6601.113	Dead-line check/reduc.d.t	All: without

Cycle 1

Number	Settings	Value
302.1361.6571.102	Start from idle state allow.	Settings group 1: yes
302.1361.6571.103	Action time	Settings group 1: 0.2 s
302.1361.6571.108	Dead time aft. 3-pole trip	Settings group 1: 0.5 s
302.1361.6571.107	Dead time aft. 1-pole trip	Settings group 1: 1.2 s
302.1361.6571.109	Dead time aft. evol. fault	Settings group 1: 1.2 s
302.1361.6571.111	CB ready check bef.close	Settings group 1: no
302.1361.6571.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.	Settings group 1: none

Cycle 1 \Intern. synchrocheck with

Number	Settings	Value
302.1361.6571.112	Intern. synchrocheck with	

Circuit breaker 2 \25 Synchronization**General**

Number	Settings	Value
302.1151.2311.127	Angle adjust. (transform.)	Settings group 1: 0 °

Synchrocheck 1 \General

Number	Settings	Value
302.1151.5071.1	Mode	Settings group 1: on
302.1151.5071.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 360 kV
302.1151.5071.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 440 kV
302.1151.5071.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
302.1151.5071.108	Direct close command	Settings group 1: no
302.1151.5071.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Synchrocheck 1 \De-en.gized switch.

Number	Settings	Value
302.1151.5071.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: no
302.1151.5071.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5071.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5071.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5071.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 320 kV
302.1151.5071.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Synchrocheck 1 \Synchr. conditions

Number	Settings	Value
302.1151.5071.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5071.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5071.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.1 Hz
302.1151.5071.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.1 Hz
302.1151.5071.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
302.1151.5071.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °

Sychr./Asychr.1 \General

Number	Settings	Value
302.1151.5041.1	Mode	Settings group 1: off
302.1151.5041.101	Min. operating limit Vmin	Settings group 1: 360 kV
302.1151.5041.102	Max. operat. limit Vmax	Settings group 1: 440 kV
302.1151.5041.110	Max.durat. sync.process	Settings group 1: 30 s
302.1151.5041.108	Direct close command	Settings group 1: no
302.1151.5041.126	Voltage adjustment	Settings group 1: 1

Sychr./Asychr.1 \De-en.gized switch.

Number	Settings	Value
302.1151.5041.105	Close cmd. at V1< & V2>	Settings group 1: no
302.1151.5041.106	Close cmd. at V1> & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5041.107	Close cmd. at V1< & V2<	Settings group 1: no
302.1151.5041.103	V1, V2 without voltage	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.104	V1, V2 with voltage	Settings group 1: 320 kV
302.1151.5041.109	Supervision time	Settings group 1: 0.1 s

Sychr./Asycr.1 \Asynchr. op.mode

Number	Settings	Value
302.1151.5041.114	Async. operating mode	Settings group 1: on
302.1151.5041.113	CB make time	Settings group 1: 0.06 s
302.1151.5041.115	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.116	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.117	Max. frequency diff. f2>f1	Settings group 1: 0.1 Hz
302.1151.5041.118	Max. frequency diff. f2<f1	Settings group 1: 0.1 Hz

Sychr./Asycr.1 \Synchr. op.mode

Number	Settings	Value
302.1151.5041.119	Sync. operating mode	Settings group 1: on
302.1151.5041.120	f-threshold ASYN<->SYN	Settings group 1: 0.01 Hz
302.1151.5041.122	Max. voltage diff. V2>V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.123	Max. voltage diff. V2<V1	Settings group 1: 20 kV
302.1151.5041.124	Max. angle diff. α2>α1	Settings group 1: 10 °
302.1151.5041.125	Max. angle diff. α2<α1	Settings group 1: 10 °
302.1151.5041.121	Delay close command	Settings group 1: 0 s

Disconnecter 1 \Control**Control**

Number	Settings	Value
601.4201.101	Control model	All: SBO w. enh. security
601.4201.102	SBO time-out	All: 30 s
601.4201.103	Feedback monitoring time	All: 10 s
601.4201.104	Check switching authority	All: yes
601.4201.105	Check if pos. is reached	All: yes
601.4201.106	Check double activat. blk.	All: yes

Disconnecter 1 \Disconnecter**Disconnecter**

Number	Settings	Value
601.5401.101	Maximum output time	All: 10 s
601.5401.102	Seal-in time	All: 0 s
601.5401.103	Switching-device type	All: disconnector

PLANILLA RELÉ ABB REB500

S.E. VILLA HAYES 500 KV

Marca: ABB

Modelo: REB500

Transformadores de corriente asociados:

Barra 1:

Sector A: 3000/1 A (línea a MD)

Sector B: 2000/1 A (línea a AYO)

Sector C: 1000/1 A (nuevo diámetro para el transformador 2AT-3)

Barra 2:

Sector A: 3000/1 A (transformador 2AT-1)

Sector B: 3000/1 A (transformador 2AT-2)

Sector C: 1000/1 A (nuevo diámetro para el transformador 2AT-3)

Función Diferencial De Barra 87B

Ikmin =	1663 A
k =	0.8
Differential current alarm =	10 %
Delay =	5 s

Función Falla Interruptor 50BF-1-2

BFP =	active
Setting (TC) =	0,1 IN
Timer 1 =	active
Timer 2 =	active
Timer 1 =	100 ms
Timer 2 =	200 ms
Intertripping pulse duration =	150 ms
Logic Type =	1

Función Falla Zona Muerta 50BF-0 (End Fault Protection)

EFP =	active
Pick-up delay =	0.4 s
Pick-up setting =	0.1 In