



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE LOS RELÉS SEL 787, 700G Y SU APLICACIÓN COMO PROTECCIÓN EN PLANTA DE GENERACIÓN LEÓN.

Autor(es): FRANCISCO MATUS MUÑOZ
MIGUEL MOLINA ORTIZ

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE
AÑO 2015



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE LOS RELÉS SEL 787, 700G Y SU APLICACIÓN COMO PROTECCIÓN EN PLANTA DE GENERACIÓN LEÓN.

Autores: FRANCISCO MATUS MUÑOZ
MIGUEL MOLINA ORTIZ

Profesor Guía: FABRICIO SALGADO DÍAZ
Profesor Guía adjunto: LUIS MUÑOZ SÁEZ
Profesor Guía adjunto: JUAN DELGADO NAVARRO

ÍNDICE.

TÍTULO	1
OBJETIVO PRINCIPAL	1
OBJETIVOS SECUNDARIOS	1
RESUMEN.....	2
INTRODUCCIÓN	3
<i>CAPÍTULO I: Descripción de la planta de generación León</i>	4
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA	4
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN	5
1.3 DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.....	8
1.4 COMPONENTES DE LA RED ALIMENTADOR TOMÉ-COELEMU.	9
<i>CAPÍTULO II: Antecedentes</i>	10
2.1 PLANTEAMIENTO	10
<i>CAPÍTULO III: Criterios de ajuste de las protecciones de la planta</i>	12
3.1 RECONECTADOR PMGD COELEMU	12
3.2 RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD	14
3.3 RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.....	19
<i>CAPÍTULO IV: Cálculos de ajustes del relé SEL-787 y SEL-700G</i>	24
4.1 CÁLCULOS DE AJUSTES DEL RELÉ SEL 787.....	24
4.1.1 Ajuste de la Diferencial del Transformador (87).....	24
4.1.2 Ajuste de la función de Mínima Tensión (27).....	26
4.1.3 Ajuste de la función de Máxima Tensión (59).....	27
4.2 CÁLCULO DE AJUSTES DEL RELÉ SEL 700 G.	30
4.2.1 Ajuste de Función Diferencial del Generador (87).....	30
4.2.2 Ajuste de la Función de Potencia Direccional (32).....	32
4.2.3 Ajuste de la Función de Sincronismo (25).....	32
4.2.4 Ajuste de la Función de Pérdida de Campo (40)	33
4.2.5 Ajuste de la Función de Deslizamiento de Polo (78)	34
4.2.6 Esquema Conexiónado TT/CC y TT/PP	35
<i>CAPÍTULO V: Análisis de fallas mediante uso del software computacional ETAP 6.0.</i>	36
5.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA FALLAS TRIFÁSICAS.	36
5.1.1 Análisis de falla trifásica en barra 1	37
5.1.2 Análisis de falla trifásica en barra 2	40
5.1.3 Análisis de falla trifásica en barra 3	43
5.1.4 Análisis falla trifásica en transformador T1.	46
5.1.5 Parámetros de los Transformadores de Poder	49
5.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA FALLAS MONOFÁSICAS	50
5.2.1 Análisis falla monofásica en barra Nº1	51
5.2.2 Análisis falla monofásica en barra Nº2	54

5.2.3 Análisis falla monofásica en barra N°3	57
5.2.4 Análisis falla monofásica en transformador T1	58
<i>CAPÍTULO VI</i>	<i>61</i>
<i>COMENTARIOS Y CONCLUSIONES</i>	<i>61</i>
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	<i>62</i>
<i>ANEXOS</i>	<i>63</i>

TÍTULO.

ESTUDIO DE LOS RELÉS SEL 787, 700G Y SU APLICACIÓN COMO PROTECCIÓN EN PLANTA DE GENERACIÓN LEÓN.

OBJETIVO PRINCIPAL.

Se requiere evaluar los ajustes de las protecciones asociadas al generador y transformador de poder de la planta Energía León, considerando que los relés instalados son del tipo electrónico.

OBJETIVOS SECUNDARIOS.

- Evaluar los ajustes de las protecciones del transformador de poder relé SEL 787.
- Evaluar los ajustes de las protecciones del generador relé SEL 700G
- Realizar informe conclusiones y comentarios.
- Estudio y determinación de las corrientes de falla trifásicas y monofásicas, mediante uso de software ETAP 6.0.

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación, se presenta el estudio de los relés SEL-787, 700G y su aplicación como protección en la planta de generación León, ubicada en la comuna de Coelemu octava región.

Para llevar a cabo los estudios se realiza un levantamiento y recopilación de todos los datos de interés del sistema eléctrico, y se realiza un análisis de carga de la red eléctrica. Para apoyar el estudio, se utiliza el software de potencia ETAP, mediante el cual se analiza, la secuencia de operación y cartas de coordinación de las protecciones ante una falla trifásica y monofásica en cada caso.

Este trabajo se divide en 6 capítulos.

En el capítulo I, se presenta la descripción de la planta ENERGÍA LEÓN, así como también la descripción del proceso productivo, en el cual se mencionan los tipos de configuraciones para los procesos y terminando con una descripción de la red eléctrica de la planta.

En el capítulo II, se describen los antecedentes generales y normativas vigentes para la puesta en servicio, además del diagrama unilineal de la planta.

En el capítulo III, se analiza el sistema de protecciones actual de la planta, en el cual se describen las diferentes protecciones utilizadas, tanto para el generador como el transformador.

En el capítulo IV, se realizan los ajustes necesarios para el buen funcionamiento de la planta, a los relés SEL-787 y SEL-700G.

En el capítulo V, se realizan los ajustes por medio del software ETAP, se grafican las cartas de coordinación, junto a la secuencia de operación de las protecciones, presentes para una situación de fallas trifásicas y monofásicas.

En el capítulo VI, se presentan los comentarios y conclusiones más relevantes del presente Seminario de Titulación.

INTRODUCCIÓN

La planta generadora Energía León, es la única que existe en la comuna de Coelemu, la cual aporta 7,7 MVA de potencia al Sistema interconectado central, a través de la S/E Tomé.

El objeto de este estudio es verificar las condiciones y parámetros para que el turbogenerador de la central Energía León de Coelemu opere en condiciones estables y en régimen permanente.

Esta central cuenta con un turbogenerador de energía eléctrica el cual utiliza como combustible biomasa forestal, lo que se considera una energía renovable no convencional (ERNC).

El presente estudio se realiza conforme a lo estipulado por la normativa vigente sobre PMGD, de acuerdo a lo establecido en el decreto supremo N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción del año 2005 y la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida, en Instalaciones de Media Tensión de Marzo de 2007.

CAPÍTULO I: Descripción de la planta de generación León

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

La planta nace bajo la necesidad de cubrir la demanda de potencia, debido a la expansión de la población en las ciudades de Coelemu, Tomé y Quirihue.

La base de la generación es la quema de biomasa para producir el vapor que mueve el conjunto turbogenerador. La ceniza volante, producto de la quema de la biomasa, es retirada bajo procedimientos estrictamente supervisados para evitar que las partículas sean emitidas al medio.

El agua, necesaria para el proceso, es extraída desde un río cercano, llamado Tropezón, la que es filtrada para que la circulación sea efectiva. Las instalaciones fueron determinadas a partir de la potencia del generador, para lo cual se realizaron los cálculos, por lo que existe posibilidad de expansión o aumento en la potencia generada. Los elementos periféricos son alimentados con energía comprada a la empresa distribuidora, por lo que la planta generadora entrega al SIC el 100% de la potencia generada.

La planta es una inversión paralela de los dueños de la empresa “Forestal León”, por lo que el combustible principal que se quema en la caldera proviene de esta aprovechándose así todo el material sobrante de los procesos forestales, ya sean cortezas, aserrín, viruta y otros. Es un ciclo de recuperación de los desechos del proceso forestal y un ahorro económico importante para la planta generadora.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN

La planta tiene tres grandes componentes: el sistema de alimentación de biomasa (*Ver figura 1.1*), la caldera (*Ver figura 1.2*), la sala de turbinas y generador (*Ver figura 1.3*), y componentes periféricos (*Ver figura 1.4*).

La calderas un equipo donde se desarrollará la quema de combustibles y astillas, provenientes de la recolección posterior a una cosecha de bosques adultos (troncos, ramas, hojas, tocones, otros) y los que vienen de la operación de aserrío y elaboración de la misma madera (aserrín, viruta, corteza, otros).

Toda esta biomasa (desechos forestales), se quemará en el hogar de la caldera, de una superficie de 30 m², generando la combustión a 850° de temperatura.

Rodeando al hogar de la caldera, existen tubos por donde circula agua tratada y desmineralizada, que ingresa a la caldera y al evaporarse alcanza los 420°C, por lo que las partículas de vapor adquieren un caudal de 32Ton/h.

El vapor a la salida de la caldera se conduce por distintas tuberías hacia la turbina-generador, transformando este vapor sobrecalentado en energía eléctrica y vapor de baja presión para los procesos de secado de madera

Para finalizar, la energía eléctrica entregada por el generador, entregando a una subestación elevadora y reguladora de voltaje, que se conecta con una línea de transmisión, que posteriormente alimenta las comunas de Coelemu, Tomé y Quirihue, inyectando la energía al SIC.

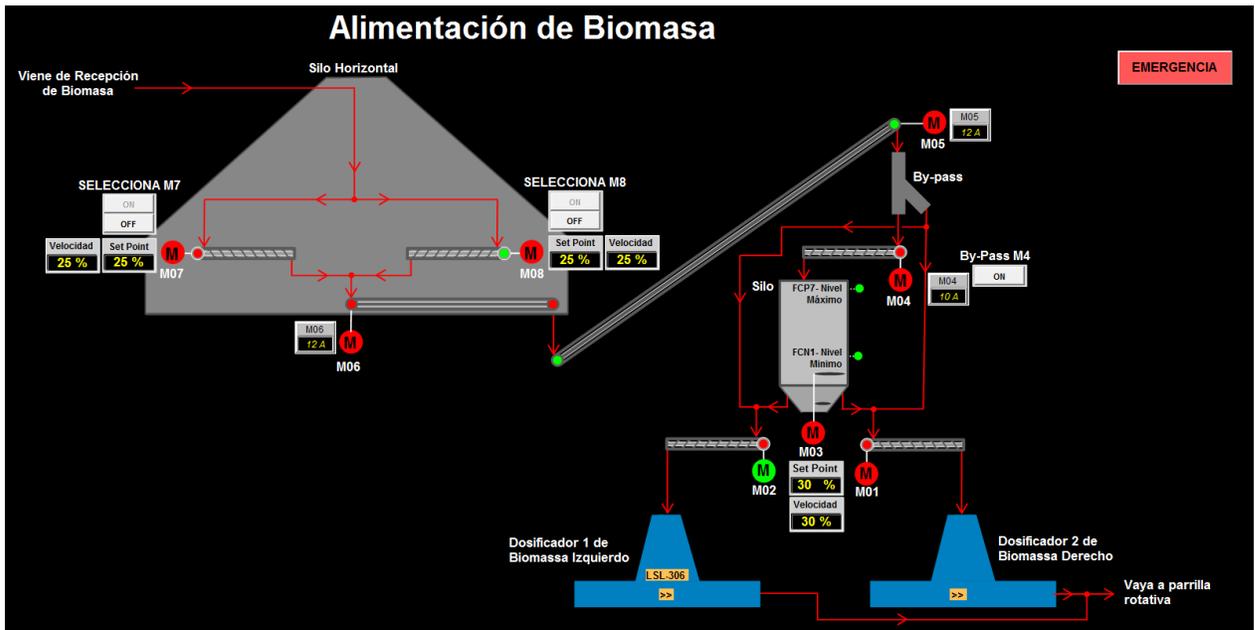


Figura 1.1 Alimentación de biomasa.

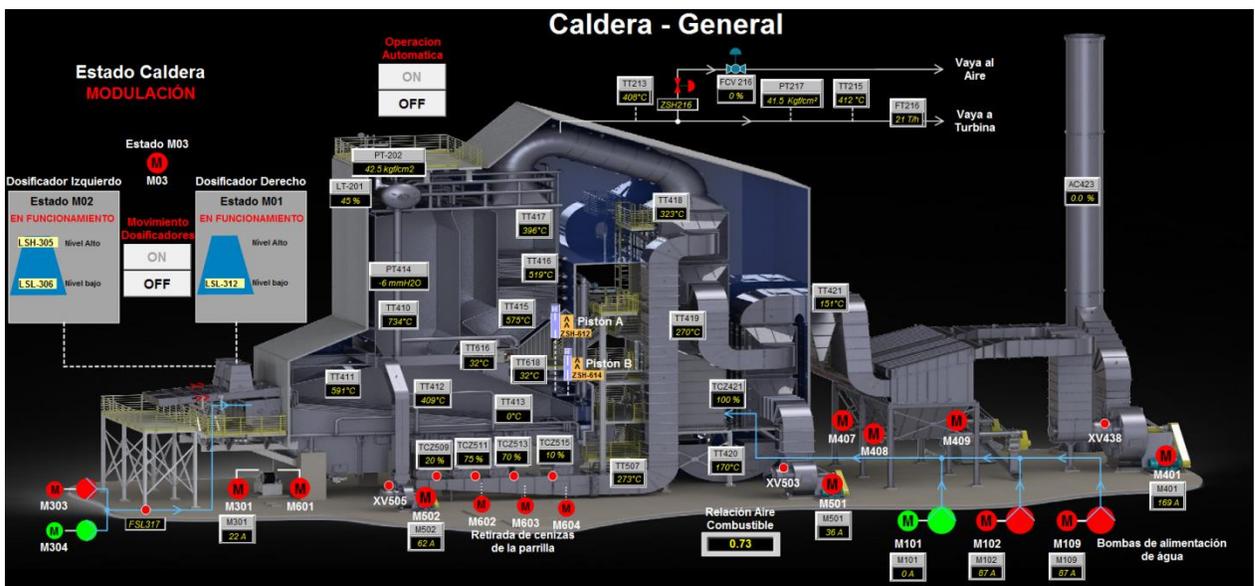


Figura 1.2 Caldera.

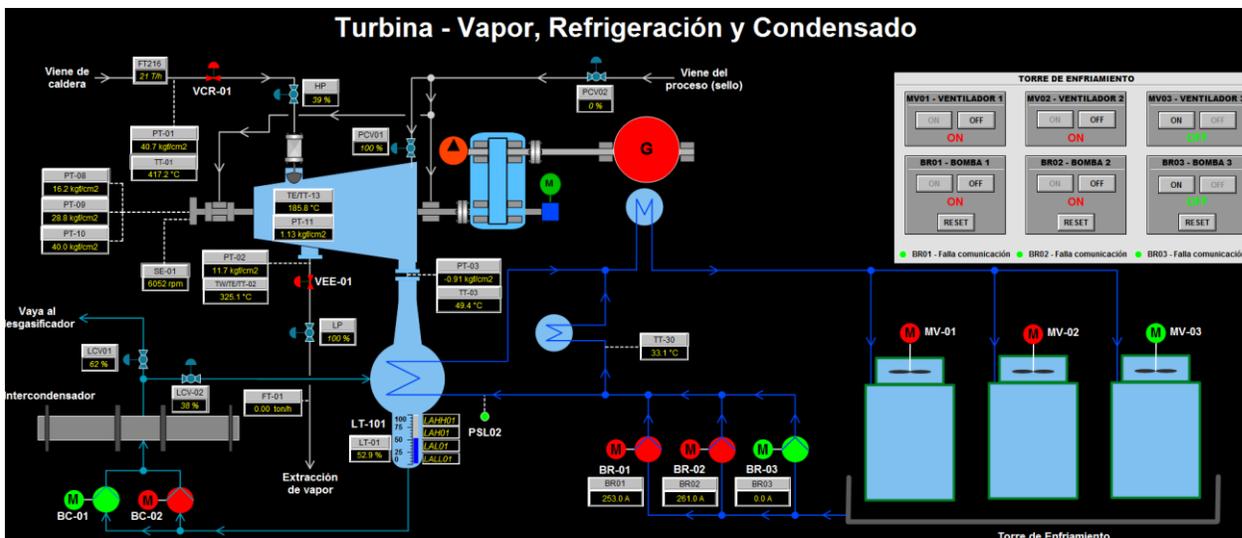


Figura 1.3 Turbina

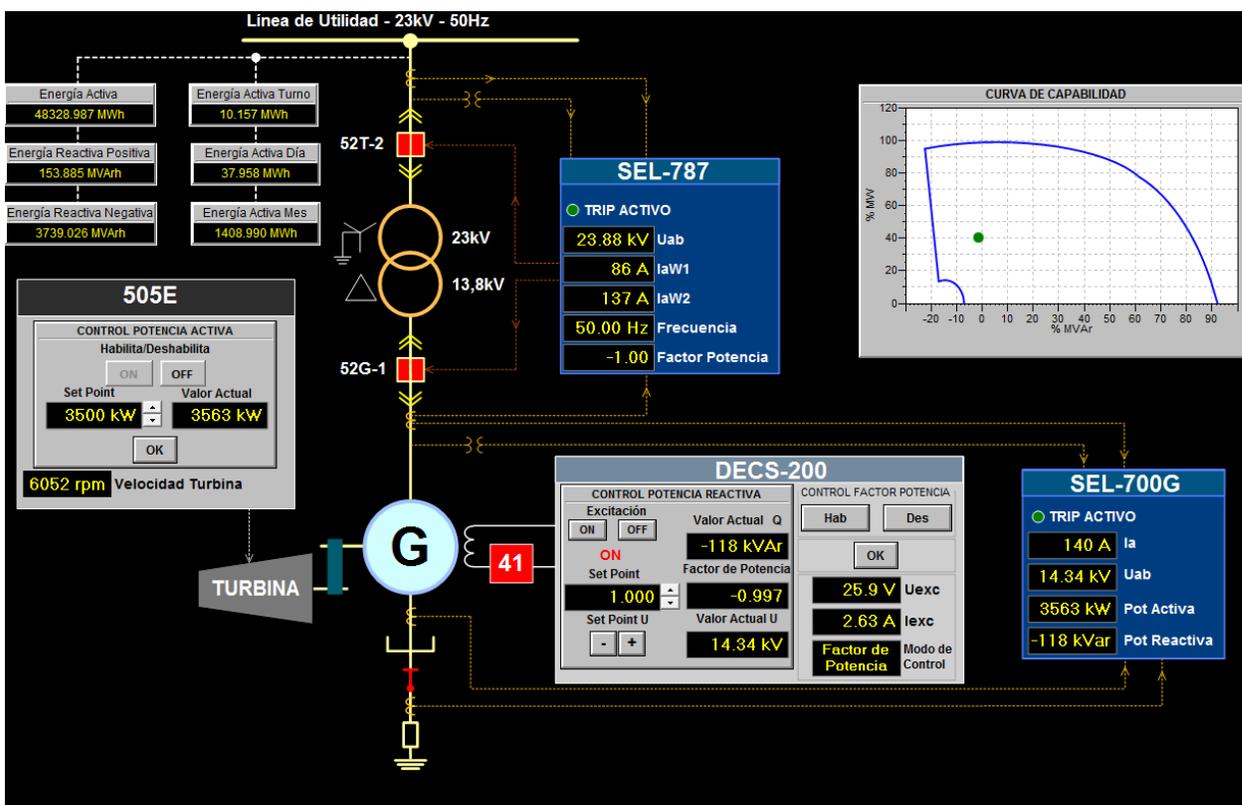


Figura 1.4 Sistema Eléctrico.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

La potencia de la planta generadora, es transmitida a través del alimentador Tomé-Coelemu, en el cual existen elementos de protección, los cuales seccionan por tramo el alimentador. Cada elemento de protección se describe a continuación, dando las características (se indican las coordinaciones que debe tener cada uno a modo de asegurar que la transmisión sea segura, en capítulo III) y en caso de fallas del alimentador Tome- Coelemu operen las protecciones más cercana a la falla, para su despeje oportuno. Se entiende que sólo se describen las funciones, ya que los cálculos de éstas no son parte del estudio, debido a que el alimentador pertenece a la empresa Emelectric.

Los criterios de ajustes de las protecciones actuales ubicadas en la S/E Tomé y en el alimentador Tomé-Coelemu, se describen a continuación como parte de la red que la planta alimenta.

1.4 COMPONENTES DE LA RED ALIMENTADOR TOME-COELEMU

(Ver anexo N°1)

Desconectador Fusible 66kV (89BT-F).

Deberá coordinar aguas abajo con las funciones de sobrecorriente de fase del relé 52ET, en interruptor general en 23kV de cada uno de los dos transformadores 66/23kV en S/E Tomé.

Interruptor 52-ET.

Relé de sobrecorriente de fase y residual, marca SEL, modelo 387, asociado al paño 52-ET correspondiente al interruptor general en 23kV asociado a cada uno de los dos transformadores 66/23Kv en S/E Tomé.

Reconectador RCE000.

Reconectador electrónico marca Cooper Power Systems, Control F4C, asociado al paño 52-E2 correspondiente a la cabecera del Alimentador Tomé-Coelemu en S/E Tomé.

Reconectador RCE081.

Un (1) Reconectador electrónico marca Cooper Power Systems, Control F5, asociado a poste placa 5-051151 en Alimentador Tomé-Coelemu.

Reconectador RCE001.

Un (1) Reconectador electrónico marca Cooper Power Systems, Control F4C, asociado a poste placa 5-051199 en Alimentador Tomé-Coelemu.

Reconectador Nu-Lec.

Un (1) Reconectador electrónico marca Nu-Lec, modelo U27, Control ADV2, asociado a poste placa 5-197721 en Alimentador Tomé-Coelemu.

Reconectador PMGD Coelemu.

Un (1) Reconectador electrónico marca NOJA, modelo OSM, Control RC10, asociado a Punto de Conexión PMGD en Poste Placa 5-05108.

CAPÍTULO II: Antecedentes

2.1 PLANTEAMIENTO

Según antecedentes luego de realizar pruebas de funcionamiento del turbo- generador este fue capaz de entregar una potencia de 7,3MVA $\pm 5\%$.(Ver figura 2.1)

Los ajustes de la protección SEL 787 por el lado de 23kV que protege al transformador, de 8MVA potencia nominal, fue limitada a la potencia de 7,3MVA asignándole un margen de holgura de 5% por lo que se ajustó a un valor de 7,7MVA.

La protección SEL 700G por el lado de 13,8 kV que protege al generador fue ajustada a una potencia de 7,3MVA asignándole un margen de holgura del 5% resultando 7,7MVA, siendo la potencia nominal de 8,875MVA del generador.

Por lo anterior y debido a que la máxima potencia generada se encuentra por debajo de los valores nominales, tanto del generador como del transformador, es que para los ajustes de protecciones se tomará la máxima potencia de 7,7MVA.

Nace así la necesidad de realizar el estudio del ajuste de las protecciones, para asegurar principalmente que el proceso sea seguro tanto para las personas que trabajan en la planta, como para las máquinas.

Por otro lado uno de los requerimientos especificados por la empresa, es de que ante cualquier falla en la red de generación, la protección asociada al generador (SEL-700G) debe operar primero para resguardar en todo momento al generador.

Es por ello que una errónea parametrización de los ajustes de los relés incitaría a que el proceso no fuese del todo efectivo y no cumpliría con lo requerido.

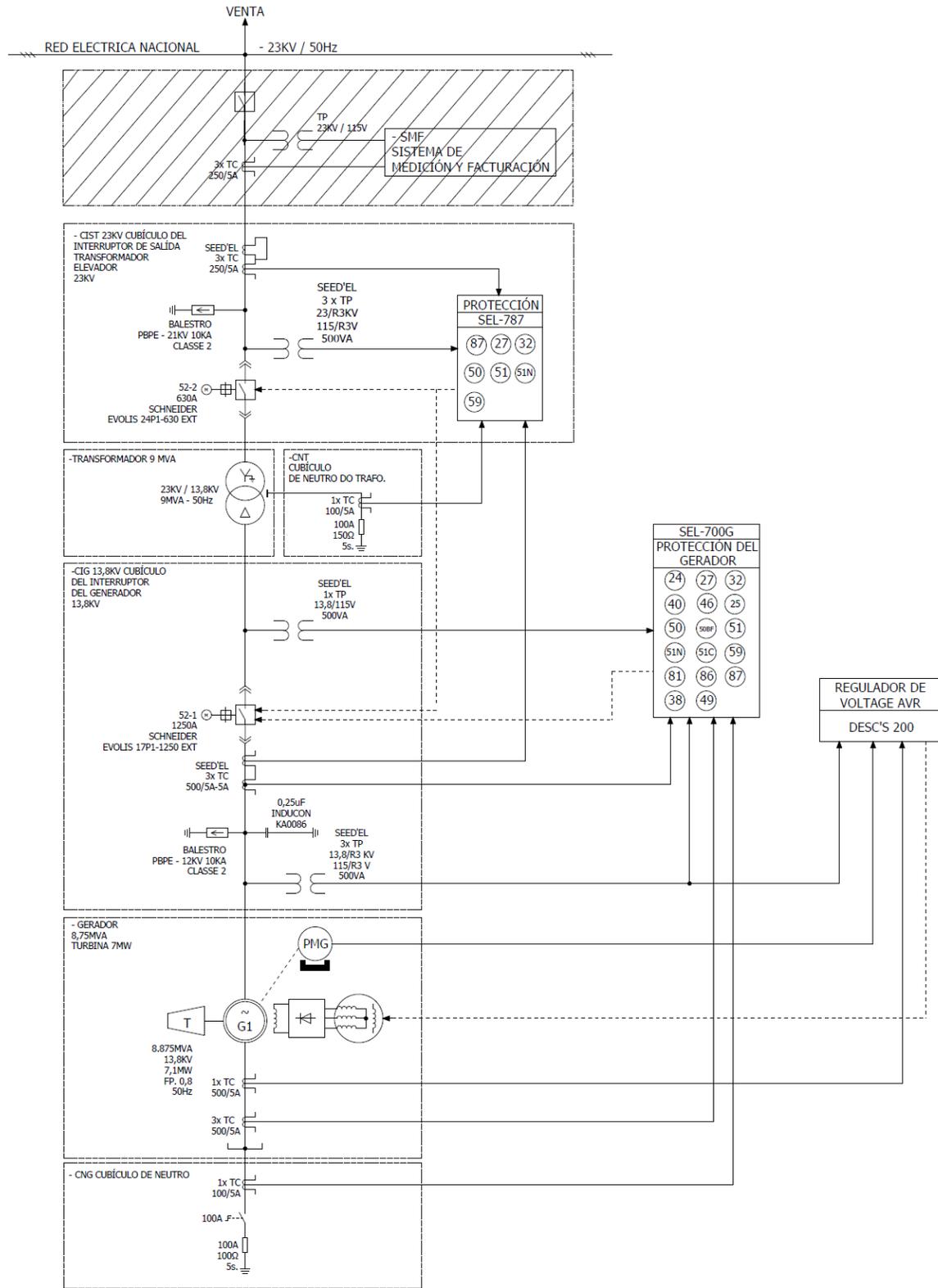


Figura 2.1 Diagrama unilínea de la planta. Fuente: Informe de planta.

CAPÍTULO III: Criterios de ajuste de las protecciones de la planta

A continuación se dan a conocer los criterios de cálculos de las funciones de los elementos de protección de la planta, del reconector (*tabla 3.1*) perteneciente a Emelectric y principalmente los relés SEL 787 y 700G objetos de este estudio.

3.1 RECONECTADOR PMGD COELEMU

Un (1) Reconector electrónico marca NOJA, modelo OSM, Control RC10, asociado a Punto de Conexión PMGD en Poste Placa 5-051088.

Tabla 3.1 Resumen de funciones del Reconector PMGD Coelemu. Elaboración propia

Reconector	Función	Descripción
RECONECTADOR PMGD COELEMU.	Sobrecorriente de Fase Direccional (67).	<p>Deberá coordinar aguas arriba con las funciones de protección de sobrecorriente de fase del reconector Nu-Lec. Además, deberá coordinar aguas abajo con las funciones de sobrecorriente de fase asociados al Relé SEL-787, zona 23kV.</p> <p>Su ajuste pick-up (67) deberá permitir la circulación de corriente correspondiente a la capacidad nominal del transformador asociado a la PMGD Central de Cogeneración Coelemu.</p> <p>Su direccionalidad será hacia el PMGD (hacia adelante).</p>
RECONECTADOR PMGD COELEMU.	Sobrecorriente Residual Direccional (67N).	<p>La función de sobrecorriente de fase direccional (67/51 – 67/50) se habilitará en forma permanente.</p> <p>El ajuste del valor pick-up (67N) debe ser igual o mayor a la magnitud del desbalance de corriente equivalente a un 10% de la magnitud de corriente nominal del Transformador PMGD.</p> <p>Su direccionalidad será hacia el PMGD (hacia adelante).</p>

Tabla resumen de funciones del Reconector. (continuación)

<p>RECONNECTADOR PMGD COELEMU.</p>	<p>Protección de Control de Reconexión del Voltaje (VRC).</p>	<p>Se incorpora esta función “anti isla”, de manera de asegurar que la planta no se conecte en el caso que exista tensión cero aguas arriba del punto de conexión.</p> <p>El control de reconexión del voltaje, inhibe una operación de auto reconexión, cuando el voltaje en el lado de la fuente cae bajo un umbral fijado. Previniendo situaciones de reposición del suministro, aislando la fuente al percibir la pérdida de fuente aguas arriba.</p> <p>El ajuste de umbral será de un 70% de la tensión nominal.</p>
--	---	--

3.2 RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD

Un (1) Relé SEL-787 Protección de Transformador con funciones (87, 50/51, 51N, 27, 59, 32, ver figura 3.1), asociado al Cubículo CIST en lado 23 kV del Transformador PMGD.

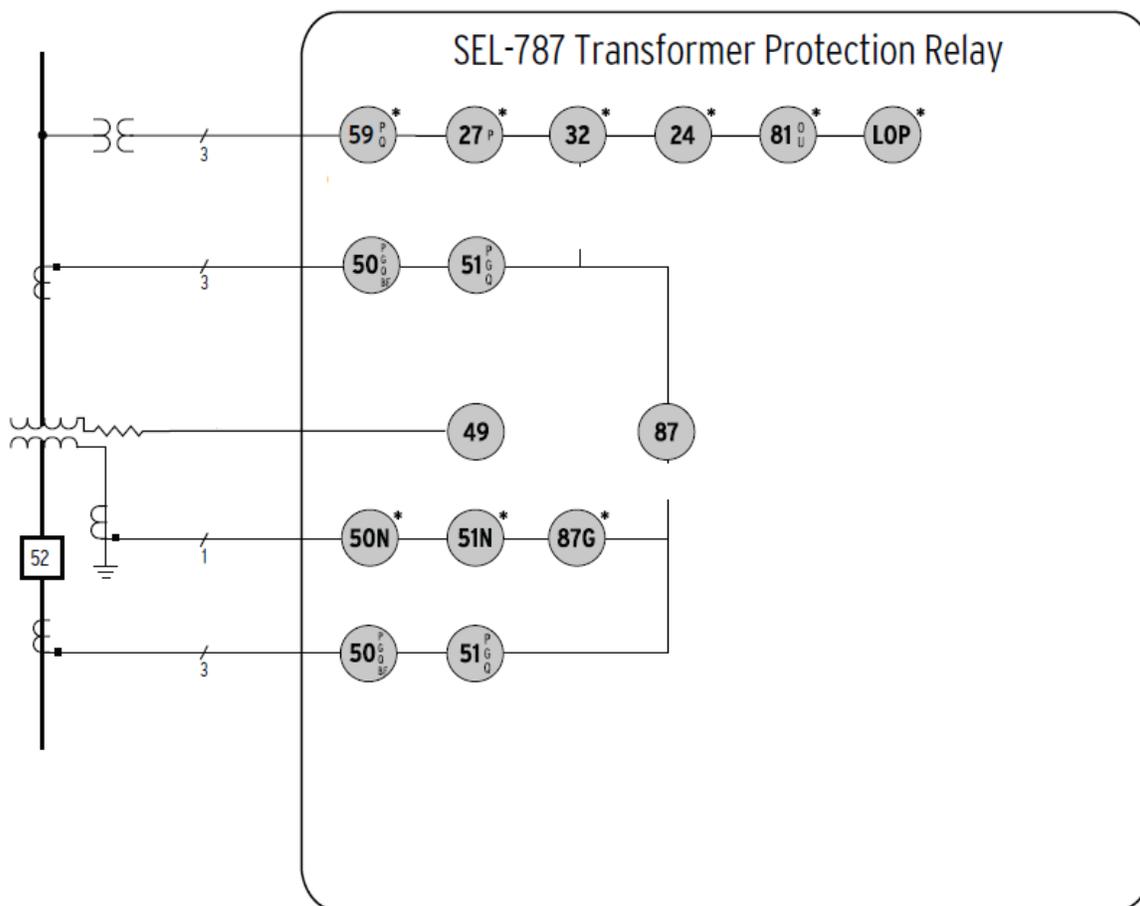


Figura 3.1 Diagrama de funcionamiento. Fuente: Manual Transformer Protection Relay SEL 787, Alemania, 2000.

Tabla 3.2 Resumen de funciones del Relé SEL-787. Fuente: Manual Transformer Protection Relay SEL 787, Alemania, 2000.

Relé	Función	Descripción
RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.	Diferencial de Transformador (87).	La función diferencial de transformador (87) se habilitará en forma permanente. Esta función es un esquema unitario que cubre el 100% del transformador en forma instantánea. Se dará orden de Trip a los interruptores 52T-2 y 52G-1.
RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.	Función de Sobrecorriente de Fase (50/51).	Las funciones de sobrecorriente de fase (50/51) componen un respaldo local de la función diferencial del transformador (87) y se ajusta considerando que la curva tiempo v/s corriente del relé, debe quedar por debajo de la curva de daño del transformador PMGD. Además debe permitir la energización del transformador asociado al enrollado primario.
RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.	Función de Sobrecorriente de Fase (50/51). Lado de 23 kV.	Se dará orden de Trip al interruptor 52T-2. Deberá coordinar aguas arriba con las funciones de sobrecorriente de fase del Reconectador Noja, y aguas abajo con las funciones de sobrecorriente de fase asociados al nivel de 13,8 kV del Transformador PMGD. Su ajuste pick-up (51) debe permitir la circulación de corriente correspondiente a la capacidad nominal del Transformador PMGD, pero no debe ser superior a la corriente nominal de los TT/CC considerando el factor de sobrecarga permanente de 120%.

Tabla resumen de funciones del relé SEL 787. (continuación)

<p>RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.</p>	<p>Función de Sobrecorriente de Fase (50/51). Lado de 13,8 kV.</p>	<p>La función de sobrecorriente (50) se habilitará en forma permanente, mientras que la función (51) no será habilitada. Se dará orden de Trip al interruptor 52G-1. Deberá coordinar aguas arriba con la función de protección de sobrecorriente de fase, asociado al lado de 23 kV del Transformador PMGD. Además, será un respaldo a las funciones de protección de sobrecorriente de fase, asociados al Generador PMGD en 13,8 kV.</p>
<p>RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.</p>	<p>Función de Sobrecorriente Residual (50N/51N). Lado 23 kV.</p>	<p>Se dará orden de Trip al interruptor 52G-1. Deberá coordinar aguas arriba con las funciones de sobrecorriente residual asociados al Reconectador PMGD Coelemu. El ajuste del valor pick-up (50N) debe ser igual a la magnitud mayor entre un desbalance de corriente equivalente a un 10% de la magnitud de potencia nominal del Transformador PMGD y el 10% de la corriente nominal primaria de los TT/CC.</p>
<p>RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.</p>	<p>Lado 13,8 kV.</p>	<p>La función de sobrecorriente (50N/51N) no será habilitada.</p>

Tabla resumen de funciones del relé SEL 787. (continuación)

<p>RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.</p>	<p>Función de Mínima Tensión (27).</p>	<p>El elemento de protección de mínima tensión (27), se habilitará de forma permanente. Tendrá dos umbrales (etapas) para protección ante bajas de tensión.</p> <p>Umbrales:</p> <table border="1" data-bbox="781 541 1276 705"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión [% de Vn]</th> <th>Tiempo de despeje [segundos]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>V < 50</td> <td>0,16</td> </tr> <tr> <td>50 ≤ V ≤ 90</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla de NTCO</p> <p>La primera etapa de funcionamiento ocurre al medirse una tensión de menor o igual valor al 90% de la tensión nominal fase-neutro vista por el relé y con ello el tiempo de operación será de 2 segundos.</p> <p>La segunda etapa y con una tensión nominal fase-neutro vista por el relé menor a un 50% tendrá una temporización de 0,16 segundos.</p>	Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]	V < 50	0,16	50 ≤ V ≤ 90	2
Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]							
V < 50	0,16							
50 ≤ V ≤ 90	2							
<p>RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.</p>	<p>Función de Máxima Tensión (59).</p>	<p>El elemento de protección de sobretensión (59) se habilitará de forma permanente. Tendrá dos umbrales (etapas) para protección ante subidas de tensión</p> <p>Umbrales:</p> <table border="1" data-bbox="781 1360 1276 1524"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión [% de Vn]</th> <th>Tiempo de despeje [segundos]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>110 < V 120</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>V ≥ 120</td> <td>0,16</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla de NTCO</p> <p>La primera etapa de funcionamiento ocurre al medirse una tensión mayor al 110% de la tensión nominal fase-neutro vista por el relé y con ello el tiempo de operación será de 1 segundo. La segunda etapa y con una tensión nominal fase-neutro vista por el relé mayor a un 120% tendrá una temporización de 0,16 segundos.</p>	Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]	110 < V 120	1	V ≥ 120	0,16
Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]							
110 < V 120	1							
V ≥ 120	0,16							

Tabla resumen de funciones del relé SEL 787. (continuación)

<p>RELÉ SEL-787 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PMGD.</p>	<p>Función de Potencia Direccional (32).</p>	<p>La función de Potencia Direccional (32) no será habilitada. Esta protección será activada y comandada en el Relé SEL-700G Protección del Generador.</p>
--	--	--

3.3 RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR

Un (1) Relé SEL-700G Protección de Generador con funciones (87, 50/51, 51N, 51C, 27, 59, 81O/U, 32, 25, 46, 40, 24, 50BF, 78, ver figura 3.2), asociado al Cubículo CIG Interruptor del Generador 13,8 kV.

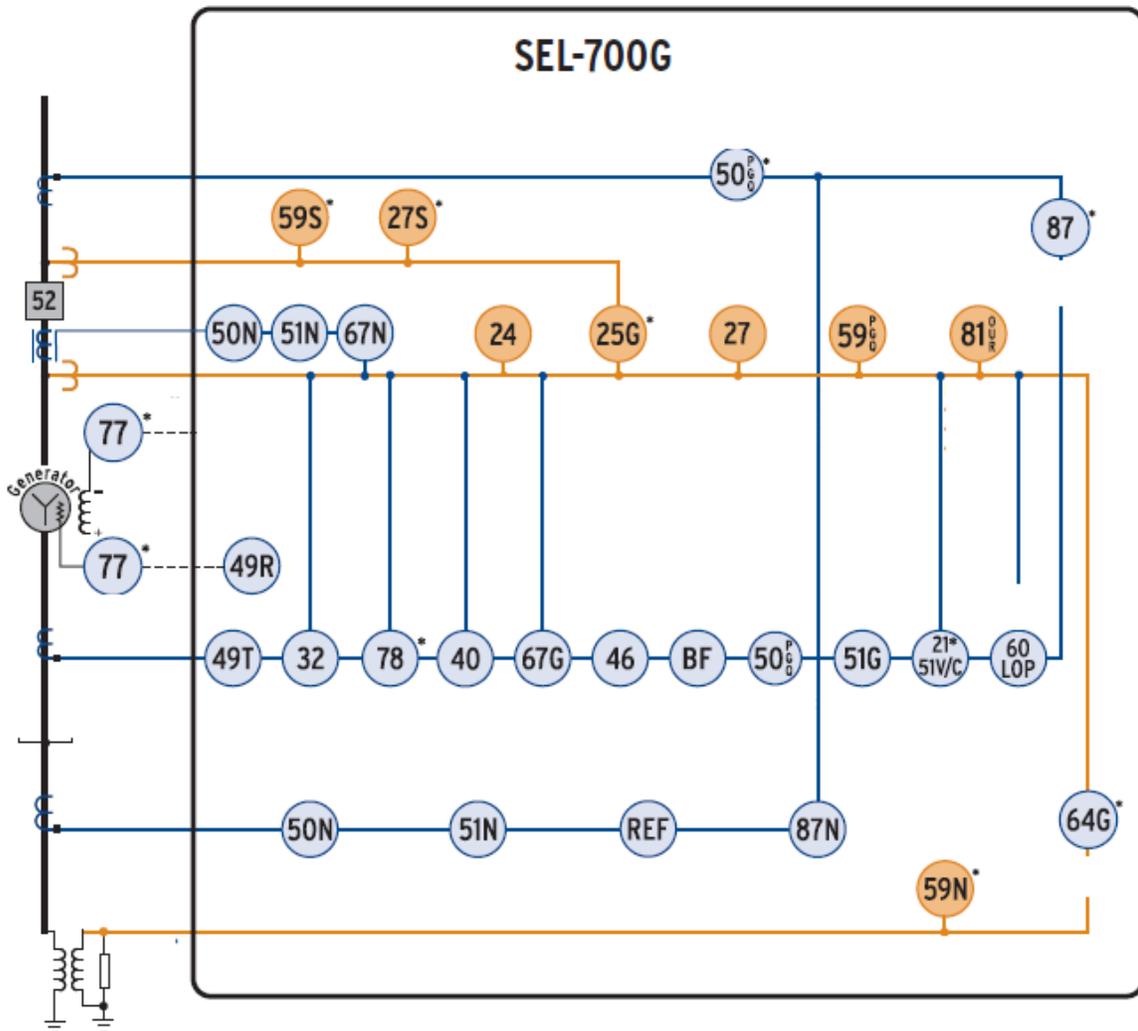


Figura 3.2 Diagrama de funcionamiento. Fuente: Manual Generator Protection Relay SEL 700G, Alemania, 2000.

Tabla 3.3 Resumen de funciones del Relé SEL-700G. Fuente: Manual Generator Protection Relay SEL 700G, Alemania, 2000.

Relé	Función	Descripción
RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.	Función Diferencial de Generador (87).	La función diferencial de Generador (87) se habilitará en forma permanente. Esta función es un esquema unitario que cubre el 100% del Generador, en forma instantánea. Se dará orden de Trip al interruptor 52G-1.
RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.	Función de Sobrecorriente de Fase (50/51)	La función de sobrecorriente 50, se habilitará en forma permanente, por requerimientos de la NTCO la cual exige que el generador se desprenda del sistema en forma oportuna para evitar operación en isla, además de dar protección al generador ante cualquier perturbación del sistema. La función de sobrecorriente 51, se deshabilitará en forma permanente. Se dará orden de Trip al interruptor 52G-1.
RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.	Función de Sobrecorriente Residual (50N/51N).	La función de sobrecorriente (50N) se habilitará en forma permanente, mientras que la función (51N) no será habilitada. Su ajuste (pick-up) deberá ser el mayor valor entre un 10% de la capacidad nominal del TC y un 10 % de la corriente nominal. De lo mencionado anteriormente, en este caso se considera el 10% del valor de carga aparente equivalente a la potencia máxima del Generador de 7,7 MVA.
RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.	Función 51(C)de Sobrecorriente con Control de Tensión	La función de sobrecorriente con Control de Tensión no será habilitada.

Tabla resumen de funciones del relé SEL 700G. (continuación)

<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Mínima Tensión (27).</p>	<p>El elemento de protección de mínima tensión (27) se habilitará de forma permanente. Tendrá dos umbrales (etapas) para protección ante bajas de tensión.</p> <p>Se dará orden de Trip al interruptor 52G-1. Umbrales:</p> <table border="1" data-bbox="756 541 1248 705"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión [% de Vn]</th> <th>Tiempo de despeje [segundos]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>V < 50</td> <td>0,16</td> </tr> <tr> <td>50 ≤ V ≤ 90</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla de NTCO</p> <p>La primera etapa de funcionamiento ocurre al medirse una tensión de menor o igual valor al 90% de la tensión nominal fase-neutro vista por el relé y con ello el tiempo de operación será de 2 segundos.</p> <p>La segunda etapa y con una tensión nominal fase-neutro vista por el relé menor a un 50% tendrá una temporización de 0,16 segundos.</p>	Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]	V < 50	0,16	50 ≤ V ≤ 90	2
Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]							
V < 50	0,16							
50 ≤ V ≤ 90	2							
<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Máxima Tensión (59).</p>	<p>El elemento de protección de sobretensión (59) se habilitará de forma permanente. Tendrá dos umbrales (etapas) para protección ante subidas de tensión.</p> <p>Se dará orden de Trip al interruptor 52G-1. Umbrales:</p> <table border="1" data-bbox="748 1413 1240 1577"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión [% de Vn]</th> <th>Tiempo de despeje [segundos]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>110 < V 120</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>V ≥ 120</td> <td>0,16</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla de NTCO</p> <p>La primera etapa de funcionamiento ocurre al medirse una tensión mayor al 110% de la tensión nominal fase-neutro vista por el relé y con ello el tiempo de operación será de 1 segundo. La segunda etapa y con una tensión nominal fase-neutro vista por el relé mayor a un 120% tendrá una temporización de 0,16 segundos.</p>	Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]	110 < V 120	1	V ≥ 120	0,16
Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]							
110 < V 120	1							
V ≥ 120	0,16							

Tabla resumen de funciones del relé SEL 700G. (continuación)

<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Sobre y Baja Frecuencia (81O/U).</p>	<p>La función de sobre y baja frecuencia (81O/U) se habilitará en forma permanente.</p> <p>Esta protección consiste en desconectar el Generador ante variaciones sostenidas de frecuencia del sistema, de acuerdo a lo dispuesto en la NTCO.</p> <p>La función de protección de baja frecuencia (81U), será de tiempo definido y se debe ajustar a dos umbrales de frecuencia (NTCO artículo 3-29), el primero corresponde a una frecuencia de 49,5 Hz con un tiempo de despeje de 16 segundos.</p> <p>La segunda etapa será cuando se mida un valor menor a 48 Hz y el tiempo de despeje para ello debe ser de 0,16 segundos.</p> <p>La función de protección de sobre frecuencia (81O) se ajustará a una medición de frecuencia (NTCO artículo 3-29) de valor mayor a 50,5 Hz y con ello el tiempo de despeje será de 0,16 segundos.</p>
<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Potencia Direccional (32).</p>	<p>La función de Potencia Direccional será habilitada en forma permanente, de manera de prevenir eventos de “motoreo” del generador producto de consumo de potencia activa, ó por debajo de un umbral mínimo.</p>
<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Sincronismo (25).</p>	<p>La función de sincronismo (25) será habilitada permanentemente.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto en la NTCO (artículo 3-19) se considera permisible una diferencia de frecuencia de $\pm 0,5$ Hz, un desfase angular de ± 10 grados y una diferencia de tensión de $\pm 10\%$.</p>

Tabla resumen de funciones del relé SEL 700G. (continuación)

<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Desbalance de Corriente (46).</p>	<p>Se considera habilitar en forma permanente la función de desbalance de corriente de manera de proteger al generador producto de circulación de corriente de secuencia negativa por sobre un umbral máximo.</p> <p>La protección de carga no balanceada, se efectúa detectando las corrientes de secuencia negativa, cuya presencia indica que se tiene asimetrías eléctricas que reflejan la existencia de una asimetría mecánica en el eje del generador.</p> <p>Un porcentaje admisible de ajuste para la corriente permanente de secuencia negativa, es un 15% de la corriente nominal, con un tiempo de operación de 10 segundos.</p>
<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Pérdida de Campo (40).</p>	<p>Se habilitará en forma permanente la función de pérdida de campo.</p>
<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Falla de Interruptor (50BF).</p>	<p>Se habilitará la función (50BF) de protección de falla de interruptor aplicado al interruptor 52G-1.</p> <p>Esta función será activada por la operación de las funciones (87 ó 81 ó 27/59 ó 50/51 ó 50N/51N), dando orden de disparo luego de 20 ms desde su habilitación. Si el interruptor luego de 200 ms no ha conseguido despejar la falla, se enviará una nueva orden de disparo al mismo interruptor 52G-1 y una orden de disparo al interruptor 52T-2.</p>
<p>RELÉ SEL-700G PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</p>	<p>Función de Deslizamiento de Polo (Out of Step) (78).</p>	<p>Se habilitará en forma permanente la función de deslizamiento de polo.</p>

CAPÍTULO IV: Cálculos de ajustes del relé SEL-787 y SEL-700G

4.1 CÁLCULOS DE AJUSTES DEL RELÉ SEL 787

Para los cálculos realizados a continuación, se utilizaron las formulas propias de las protección SEL 787(Figura 4.1) las cuales se encuentran en el manual. Dejando en claro que cada función posee nomenclatura propia del relé.

Se considera que tanto los TT/CC como los TT/PP están conectados en estrella (WYE) para los cálculos descritos a continuación. Se indica figura de referencia 4.2 y 4.3 de conexionado de transformadores de medida.



Figura 4.1 Relé SEL-787

4.1.1 Ajuste de la Diferencial del Transformador (87)

De acuerdo a la sugerencia del fabricante, se ajusta en 0.3 el umbral diferencial (O87P), (ver anexo N°3). Este ajuste debe cumplir la siguiente condición:

$$087P_{\min} \geq \frac{0,1 \times I_{\text{nom}}}{TAP_{\min}}$$

Dónde:

- 087P_{min}: Umbral mínimo de ajuste.
- I_{nom}: Corriente nominal de protección diferencial.
- TAP_{min}: TAP mínimo.

La ecuación para TAP_n es:

$$TAP_n = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times VWDG_n \times CTR_n}$$

De la ecuación anterior se describe:

- MVA: Potencia del Transformador en MVA.
- VWDG_n: Tensión línea-línea en kV.
- CTR_n: Relación de transformación de los TT/CC.

Calculando se obtiene:

- TAP1 = 3,86 (Lado 23 kV).
- TAP2 = 3,22 (Lado 13,8 kV).

Entonces, se verifica:

$$087P_{\min} \geq \frac{0,1 \times 5}{3,22} \geq 0,155$$

El ajuste del diferencial debe ser mayor a 0,155, para lo cual se elige 0,3 según recomienda el fabricante. (Ver anexo N°3)

El relé SEL-787 dispone de dos pendientes de restricción para discriminar entre fallas internas y externas, las cuales serán ajustadas de la siguiente manera:

Slope o pendiente 1 (SLP1), se ajusta a un valor similar al máximo error de los TT/CC, más un margen de seguridad.

Entonces el ajuste debe ser:

- SLP1 = 15%.

SLP2 (pendiente o slope 2) se ajustará con la finalidad de incrementar la seguridad cuando las corrientes de cortocircuito externas sean altas, por lo que el error de los TT/CC es alto:

- SLP2 = 50% Valor recomendado por el fabricante. (Ver anexo N°3)

Definidas las dos pendientes de restricción, se ajusta el punto de restricción de corriente que es el punto de quiebre donde termina la primera pendiente (SLP 1) y donde empieza la segunda pendiente (SLP 2).

El valor recomendado por el fabricante para este ajuste es: (Ver anexo N°3)

- IRS1 = 3.0 TAP.

El límite de corriente de no restricción (U87P) es el valor de corriente de restricción a partir de la cual la protección diferencial emitirá la orden de disparo.

Este valor (U87P) debe cumplir la siguiente condición:

$$U87P_{\min} \leq \frac{31 \times I_{\text{nom}}}{TAP_{\max}}$$

Con TAPMAX igual a 5,02 (calculado anteriormente) se verifica:

$$U87P_{\min} \leq \frac{31 \times 5}{3,86} = 40,15$$

Con ello el valor de ajuste para U87P recomendado es: 10 TAP

- U87P = 10 TAP Valor recomendado por el fabricante. (Ver anexo N°3)

4.1.2 Ajuste de la función de Mínima Tensión (27)

El elemento de protección de mínima tensión (27) se habilitará de forma permanente. Tendrá dos umbrales (etapas) para protección ante bajas de tensión.

Conforme a NTCO artículo 3-28, la característica de funcionamiento se configura en tiempo definido.

La primera etapa de funcionamiento, ocurre al medirse una tensión de menor o igual valor al 90% de la tensión nominal fase-neutro vista por el relé y con ello el tiempo de operación será de 2 segundos.

$$27PX1P = \frac{MIN_{Norma} * VAX}{100} = \frac{90 * \frac{115}{\sqrt{3}}}{100} = 59,76 \text{ volt.}$$

La segunda etapa y con una tensión nominal fase-neutro vista por el relé menor a un 50% tendrá una temporización de 0,16 segundos.

$$27PX2P = \frac{MIN_{Norma} * VAX}{100} = \frac{50 * \frac{115}{\sqrt{3}}}{100} = 33,19 \text{ volt}$$

4.1.3 Ajuste de la función de Máxima Tensión (59)

El elemento de protección de sobretensión (59) se habilitará de forma permanente.

Tendrá dos umbrales (etapas) para protección ante subidas de tensión.

Se dará orden de Trip al interruptor 52G-1.

Conforme a NTCO artículo 3-28 la característica de funcionamiento se configura en tiempo definido.

La primera etapa de funcionamiento ocurre al medirse una tensión mayor al 110% de la tensión nominal fase-neutro vista por el relé y con ello el tiempo de operación será de 1 segundo.

$$59PX1P = \frac{MIN_{Norma} * VAX}{100} = \frac{110 * \frac{115}{\sqrt{3}}}{100} = 73,03 \text{ volt.}$$

La segunda etapa y con una tensión nominal fase-neutro vista por el relé mayor a un 120% tendrá una temporización de 0,16 segundos.

$$59PX2P = \frac{MIN_{Norma} * VAX}{100} = \frac{120 * \frac{115}{\sqrt{3}}}{100} = 79,67 \text{ volt.}$$

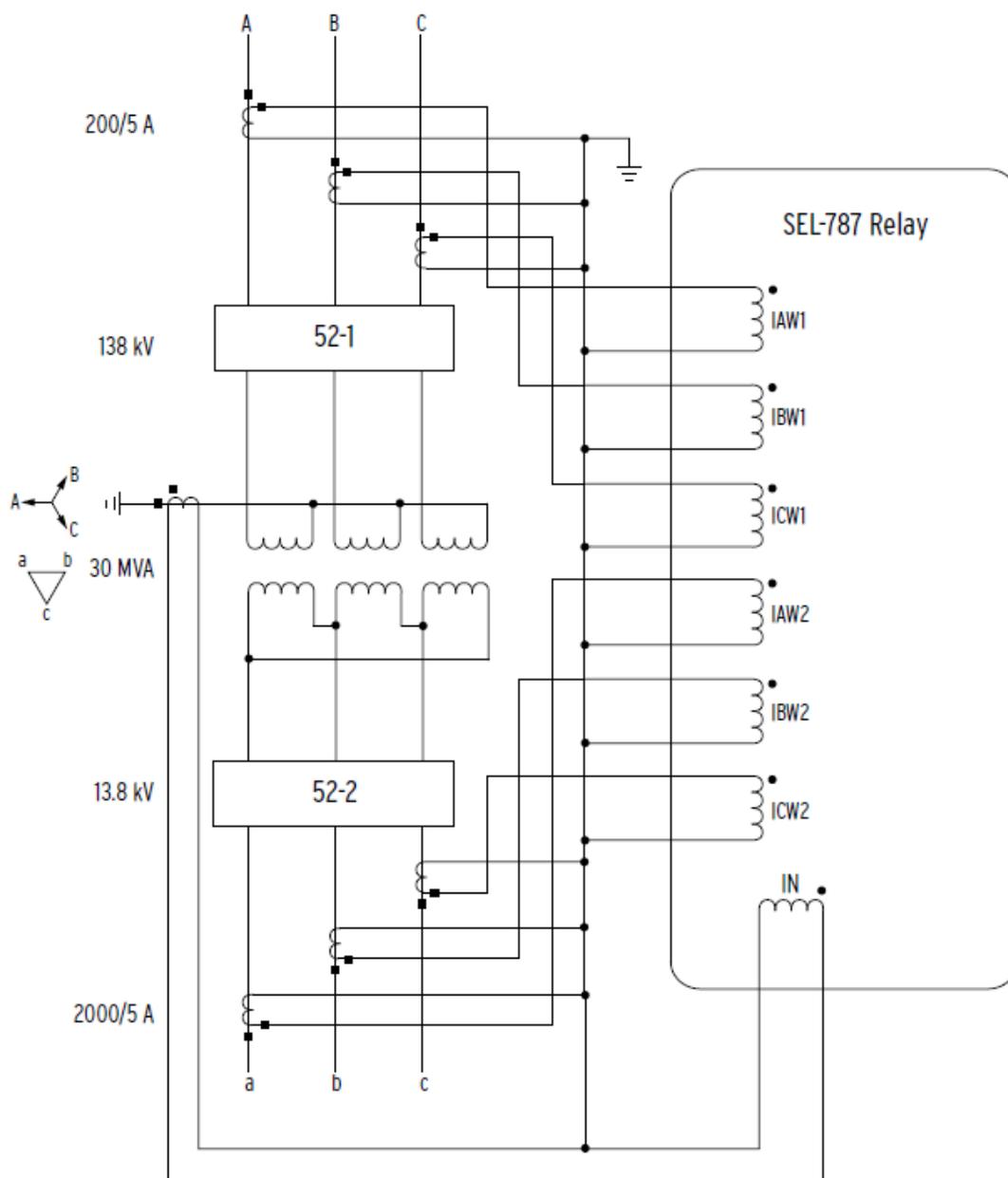


Figura 4.2 Referencia de conexionado de TT/CC para SEL-787 en Transformador. Fuente: *Transformer Protection Relay SEL 787, Alemania, 2000.*

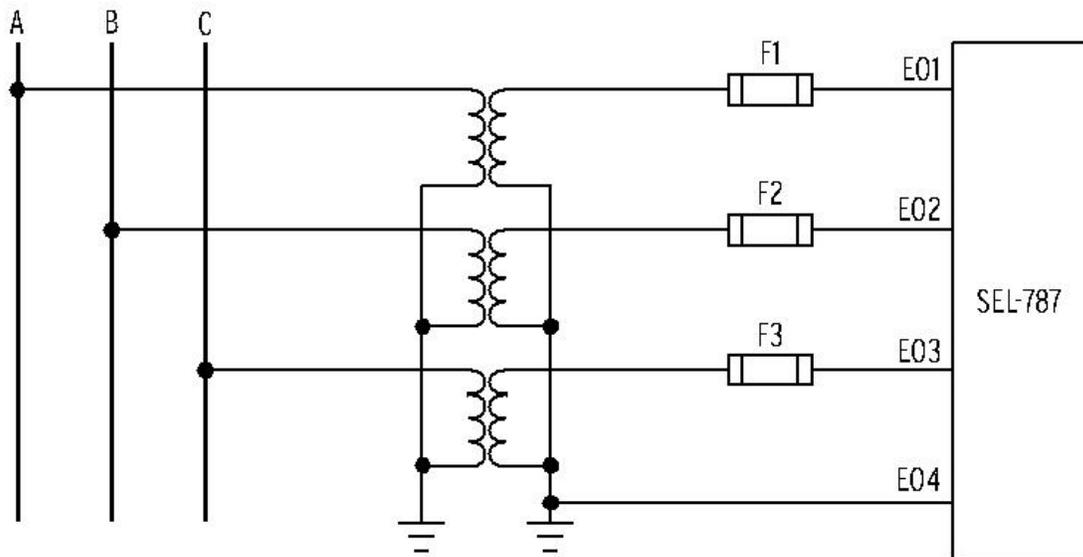


Figura 4.3 Referencia de conexionado de TT/PP para SEL-787 en Transformador. Fuente: Transformer Protection Relay SEL 787, Alemania, 2000.

4.2 CÁLCULO DE AJUSTES DEL RELÉ SEL 700 G

Para los cálculos que se realizan a continuación, al igual que para el transformador, se utilizan las fórmulas propias de las protecciones SEL 700 G (Figura 4.4) las cuales se encuentran en el manual. Es por ello que cada función posee nomenclatura propia del relé.

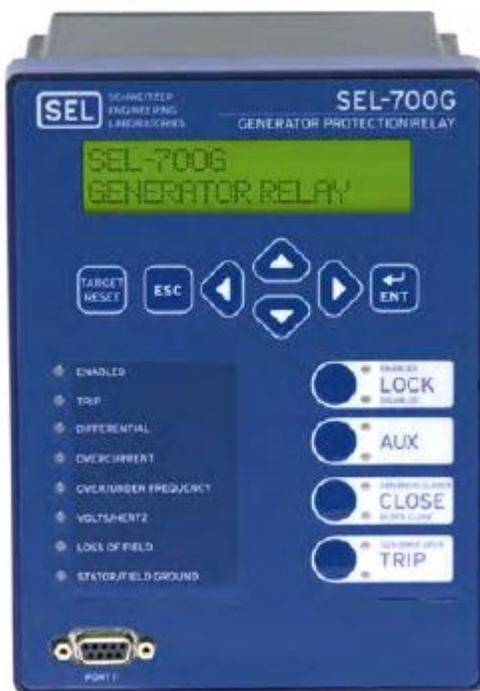


Figura 4.4 Relé SEL-700G

Se considera que tanto los TT/CC como los TT/PP están conectados en Estrella (WYE) para los cálculos descritos en este apartado, excepto la conexión del T/P de sincronización, el cual mide y corrobora una tensión fase-fase.

Se indica figura 4.5 de referencia de conexionado de transformadores de medida.

4.2.1 Ajuste de Función Diferencial del Generador (87)

Se indican los mismos criterios que en el cálculo del umbral diferencial (O87P) para el relé SEL-787. Por lo anterior este ajuste debe cumplir con la siguiente condición:

$$O87P_{min} \geq \frac{0,1 \times I_{nom}}{TAP}$$

La ecuación para TAP es:

$$TAP = TAP_x = TAP_y = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times VWDG \times CTR}$$

De la ecuación anterior se describe:

- MVA: Potencia del Generador en MVA.
- VWDG: Tensión nominal del Generador línea-línea en kV.
- CTR: Relación de transformación de los TT/CC.

Con ello se obtiene:

$$TAP = TAP_x = TAP_y = \frac{7,7 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13,8 \times \frac{500}{5}} = 3,22$$

Entonces, se verifica:

$$0,87P_{min} \geq \frac{0,1 \times 5}{3,22} \geq 0,155$$

El ajuste del diferencial debe ser mayor a 0,155, para lo cual se elige 0,3 según recomienda el fabricante. (*Ver anexo N°6*)

Slope o pendiente 1 (SLP1), se ajustará a un valor similar al error de los TT/CC:

- SLP1 = 10%.

SLP2 (pendiente o slope 2) se ajustará considerando el error debido a la saturación de los TT/CC:

- SLP2 = 80%.

Para IRS1 y U87P se indicaran valores recomendados por el fabricante: (*Ver anexo N°6*)

- IRS1 = 6,0 TAP.

- U87P = 10 TAP.

4.2.2 Ajuste de la Función de Potencia Direccional (32)

Esta función se ajustará como protección de baja potencia hacia adelante. El valor de configuración será un 5% del nivel de potencia aparente nominal del generador. Una temporización típica para este caso es de 2 segundos.

El cálculo para este ajuste viene dado por:

$$32PWRX1P = S_{\min - \text{sec}} = \frac{S_{\min - \text{prim}}}{\sqrt{3} \times V_{\text{nom} - \text{prim}}} \times \frac{1}{\text{CTR}} \times V_{\text{AX}} = V_{\text{A} - \text{sec}}$$

Por lo tanto:

$$3PWRX1P = \frac{7,7 \times 10^6 \times 0,05}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 10^3} \times \frac{5}{500} \times \frac{115}{\sqrt{3}} = 10.69V_{\text{A} - \text{sec}}$$

4.2.3 Ajuste de la Función de Sincronismo (25)

La configuración de la Función de Sincronismo (25) se realiza de acuerdo a lo dispuesto en la NTCO artículo 3-19 en la cual considera permisible una diferencia de frecuencia de $\pm 0,5$ Hz, un desfase angular de ± 10 grados y una diferencia de tensión de $\pm 10\%$.

Para los ajustes de tensión (25VLOX y 25VHIX) se utilizará la siguiente ecuación:

$$25VHIX = \frac{\text{MAXnorma} \times V_{\text{AX}}}{100} \qquad 25VLOX = \frac{\text{MINnorma} \times V_{\text{AX}}}{100}$$

Dónde:

- MAXNORMA: Ajuste en porcentaje de tensión máximo para sincronización permitido por norma.
- MINNORMA: Ajuste en porcentaje de tensión mínimo para sincronización permitido por norma.
- VAX: Tensión secundaria de TT/PP en Lado X o terminales del generador, en V.

Aplicando ecuaciones anteriores, se tiene:

$$25VHIX = \frac{110 \frac{115}{\sqrt{3}}}{100} = 73,03 \text{ V} - \text{sec} \qquad 25VLOX = \frac{90 \times \frac{115}{\sqrt{3}}}{100} = 59,76 \text{ V} - \text{sec}$$

El factor de corrección de relación de tensión (25RCFX), se ajusta para compensar las magnitudes nominales de tensión entre los TT/PP, ubicados en terminales del generador (Lado X, tensión VAX) y lado de sincronización (tensión VS).

Este factor cumple con lo siguiente:

$$25RCFX = \frac{VS}{VAX}$$

Siendo VS la tensión secundaria de T/P de sincronización y VAX la tensión secundaria de TT/PP en terminales del generador (Lado X).

Por lo tanto el factor de corrección de relación de tensión será:

$$25RCFX = \frac{115}{115/\sqrt{3}} = 1,732$$

Los ajustes de mínima y máxima frecuencia para sincronización se realizan restando y sumando, respectivamente 0,5 Hz al valor de frecuencia nominal del sistema (50 Hz) tal como lo indica la normativa.

4.2.4 Ajuste de la Función de Pérdida de Campo (40)

Se utiliza la característica de dos zonas tipo Mho-offset para detectar la pérdida de campo.

Los datos necesarios para el cálculo de ajustes son la reactancia sincrónica de eje directo (Xd) y la reactancia transitoria (X'd) del generador, valores en ohm secundarios.

Se calcula la impedancia base secundaria:

$$Z_{basesec} = \left(\frac{V^2_{nom - prim}}{S_{nom - gen}} \right) \times \frac{CTR}{PTR} = \left(\frac{13800^2}{8,875 \times 10^6} \right) \times \frac{\frac{500}{5}}{\frac{13800 \div \sqrt{3}}{115 \div \sqrt{3}}} = 17,8817 \Omega$$

Entonces:

$$X_{dsec} = X_d \times Z_{basesec} = 5 \times 17,8817 = 89,4085\Omega$$

$$X'_{dsec} = X'_d \times Z_{basesec} = 0,245 \times 17,8817 = 4,381\Omega$$

Impedancia base secundaria.

$$-40Z_{1P} = Z_{BASE-SEC} = 17,9 \Omega.$$

El Offset es igual a la mitad de la reactancia transitoria en ohms secundarios.

$$-40X_{D1} = (-X'_dSEC)/2 = -2,9 \Omega.$$

Reactancia sincrónica de eje directo (X_d) en ohms secundarios.

$$-40Z_{2P} = X_dSEC = 89,4 \Omega.$$

.

4.2.5 Ajuste de la Función de Deslizamiento de Polo (78)

Se utiliza la característica de zona tipo Mho para detectar el deslizamiento de polo.

Los datos necesarios para el cálculo de los ajustes son la reactancia transitoria (X'_d) del generador, la reactancia del transformador de poder, valores en ohm secundarios.

Se calcula la impedancia base secundaria (generador):

$$Z_{basesec} = \left(\frac{V^2_{nom - prim}}{S_{nom - gen}} \right) \times \frac{CTR}{PTR} = \left(\frac{13800^2}{8,875 \times 10^6} \right) \times \frac{\frac{500}{5}}{\frac{13800 \div \sqrt{3}}{115 \div \sqrt{3}}} = 17,8817\Omega$$

Entonces:

$$X'_{dsec} = X'_d \times Z_{basesec} = 0,245 \times 17,8817 = 4,381\Omega\text{-sec}$$

Se calcula la impedancia base secundaria (transformador):

$$Z_{basesec} = \left(\frac{V^2_{nom - prim}}{S_{nom - gen}} \right) \times \frac{CTR}{PTR} = \left(\frac{13800^2}{8 \times 10^6} \right) \times \frac{\frac{500}{5}}{\frac{13800 \div \sqrt{3}}{115 \div \sqrt{3}}} = 19,837\Omega$$

Entonces:

$$X'T_{sec} = X'T \times Z_{base_{sec}} = 0,0534 \times 17,633 = 0,9539\Omega - sec$$

4.2.6 Esquema Conexión TT/CC y TT/PP

A continuación se presenta el esquema de conexión de los TT/CC y TT/PP, para la medición de las corrientes y voltajes del relé SEL-700G.

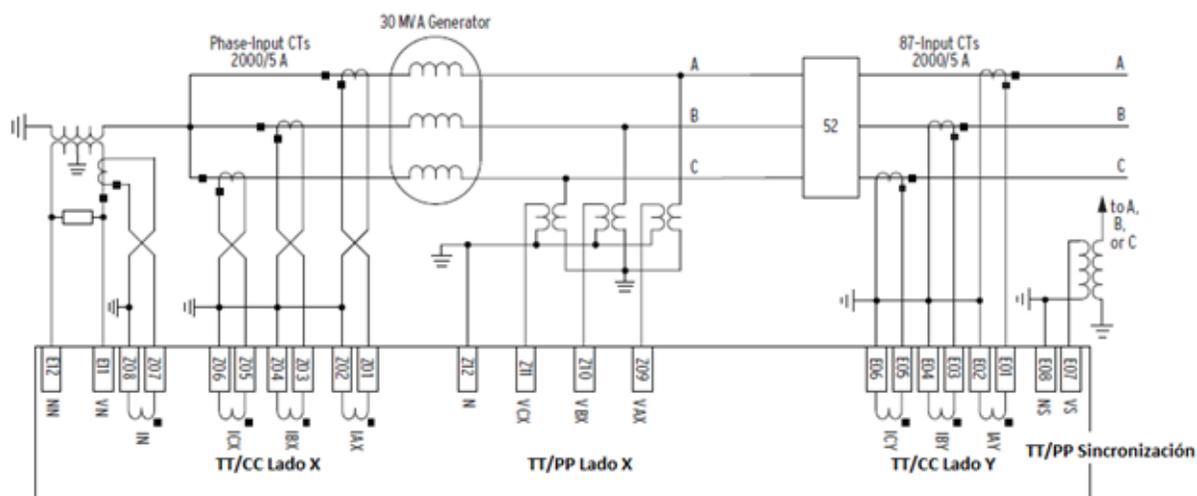


Figura 4.5 Referencia de conexión de TT/CC y TT/PP para SEL-700G en generador. Fuente: *Transformer Protection Relay SEL 787, Alemania, 2000.*

CAPÍTULO V: Análisis de fallas mediante uso del software computacional ETAP 6.0

5.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA FALLAS TRIFÁSICAS

Para todos los casos la corriente de cortocircuito de análisis del software ETAP fue de 30 ciclos bajo la norma IEC.

A continuación se analiza la coordinación de los relés de protección y el funcionamiento de éstos de acuerdo a la configuración establecida para cada uno de ellos, a través, del análisis de fallas realizado con el software ETAP 6.0.

Esta configuración se centra en las unidades 50 y 51 de sobrecorriente que se definen como instantáneas y con retardo de los Relé SEL- 700G y Relé SEL 787.

Los interruptores 52-T y 52-G asociados a los relés SEL 787 y SEL 700G, respectivamente, poseen un tiempo de apertura de 5 ciclos, el cuál fue ingresado como dato de análisis en el software ETAP, al igual que los datos de tiempo, obtenidos de la descarga de ajustes de los relés. *Anexo N°2 y N°5.*

Según requerimiento de la empresa, el generador debe salir de sincronismo ante cualquier falla por lo que la protección SEL 700G debe operar en un tiempo de 0 segundos sea trifásica ó monofásica. Además 20ms después debe operar el relé SEL 787.

Se debe tener presente que el sistema cuenta con un transformador de 8MVA y un generador de 8,845MVA por tanto el seteo de los relés que se encargan de la protección de estos equipos. La protección debe respaldar la corriente de INRUSH y la curva de daño del transformador.

Estos tipos de curvas definidas por la fórmula 5.1, son utilizadas para el ajuste de protecciones para fallas trifásicas. En tal sentido la familia de curvas I.E.C, utilizada para la coordinación de protecciones para fallas trifásica, se divide en extremadamente inversa, muy inversa, normalmente inversa, y moderadamente inversa. Curva U5 Moderadamente inversa:

$$t_p = TD \times \left(\frac{0.05}{M^{0.04}-1} \right)$$

Fórmula 5.1 Tiempo para curvas U5. (Ver anexo 4 y 7)

5.1.1 Análisis de falla trifásica en barra 1

Según resultados obtenidos del análisis realizado con el software ETAP, en la figura 5.1, se aprecia una corriente de corto circuito en la barra 1 de 1.4kA y sus aportes desde otras fuentes.

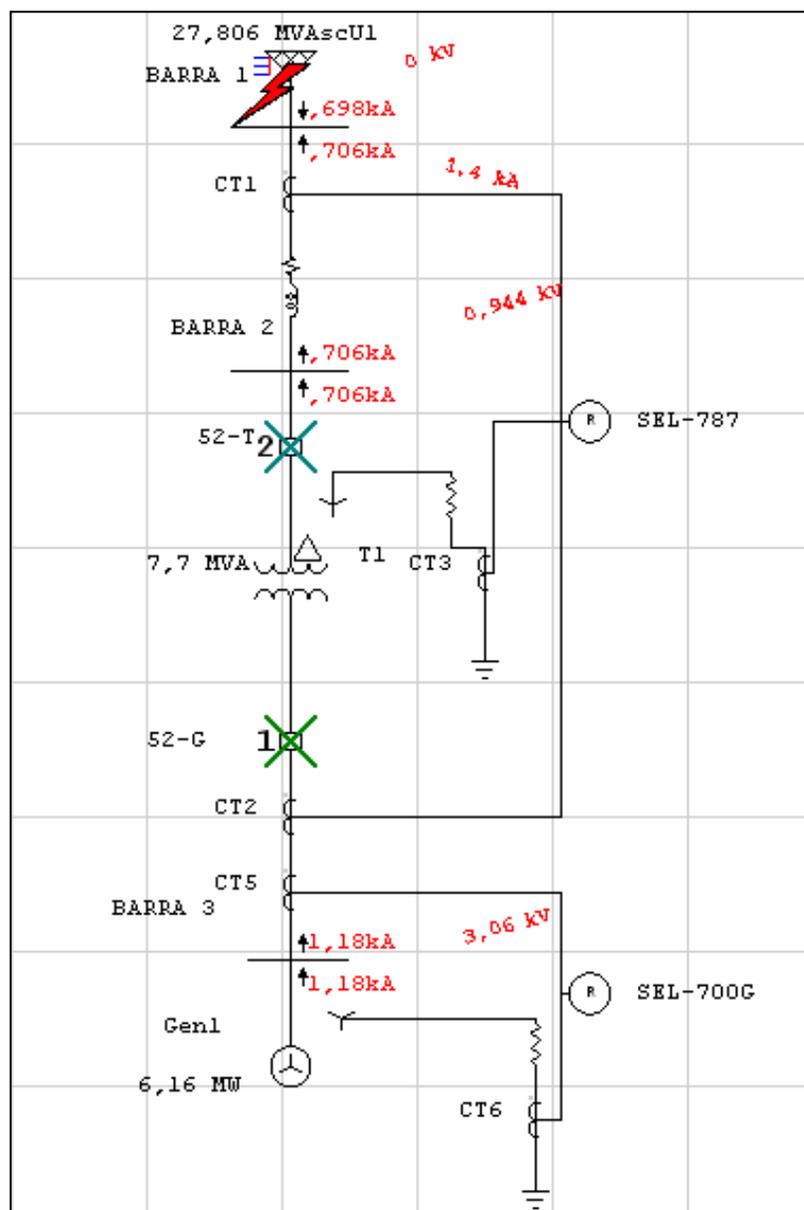


Figura 5.1 Falla trifásica en barra 1. Fuente: Elaboración en ETAP relacionado a datos de ajuste.

Tabla 5.1 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones. Fuente: Resultados obtenido en ETAP 6.0

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	SEL-700G	1,177	0,0		Phase - OC1 - 50
20,0	SEL-787	0,706	20,0		Phase - OC1 - 50
100	52-G		100		Tripped by SEL-700G Phase - OC1 - 50
120	52-T		100		Tripped by SEL-787 Phase - OC1 - 50

En relación a la información de la tabla 5.1 obtenida como resultado de los tiempos de operación de los relés para la falla trifásica en la barra 1:

El relé SEL-700G detecta la corriente de falla, mediante la función 50, en un tiempo de 0s. Dando orden de apertura al interruptor 52-G eliminando el aporte del generador.

El relé SEL 787 detecta la corriente de falla, mediante la función 50, 20ms después, dando orden de apertura al interruptor 52-T, eliminando el aporte del transformador. Es así, que en la figura 5.2 se presenta la carta de coordinación, estableciéndose los tiempos para los cuales operan las protecciones.

Los trip de ambos relés, activados por función 50, operan a un tiempo de 100ms (según tiempo de apertura de interruptores 52-T y 52-G).

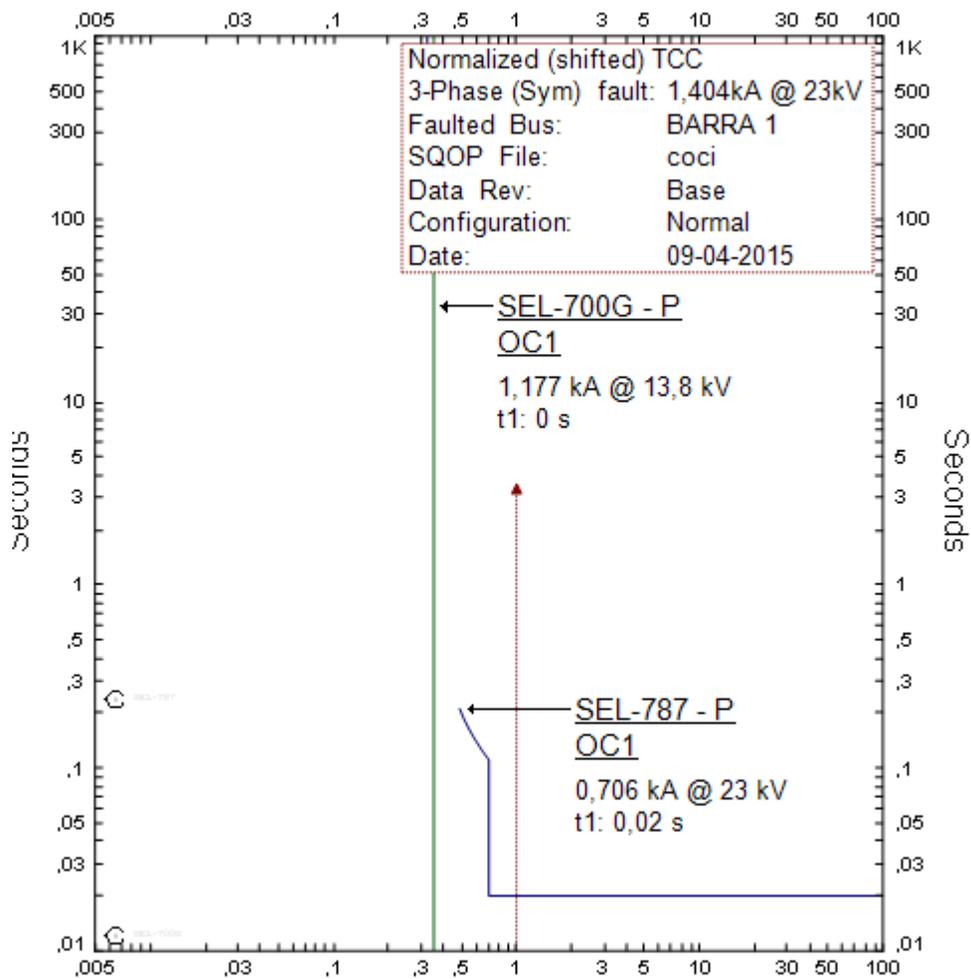


Figura 5.2 Carta de coordinación para falla en barra 1. Fuente: Resultados de ETAP relacionado a datos de ajuste

Considerando las corrientes de fallas que circulan en la red, ambos relés detectan la falla mediante la unidad instantánea figura 5.2, actuando en primer lugar la protección SEL 700G, como disposición principal del funcionamiento del sistema de protección.

5.1.2 Análisis de falla trifásica en barra 2

Según resultados obtenidos del análisis realizado mediante el software ETAP, en la figura 5.3, se aprecia la operación de las protecciones para una corriente de corto circuito en la barra 2 de 1.41kA y sus aportes desde otras fuentes.

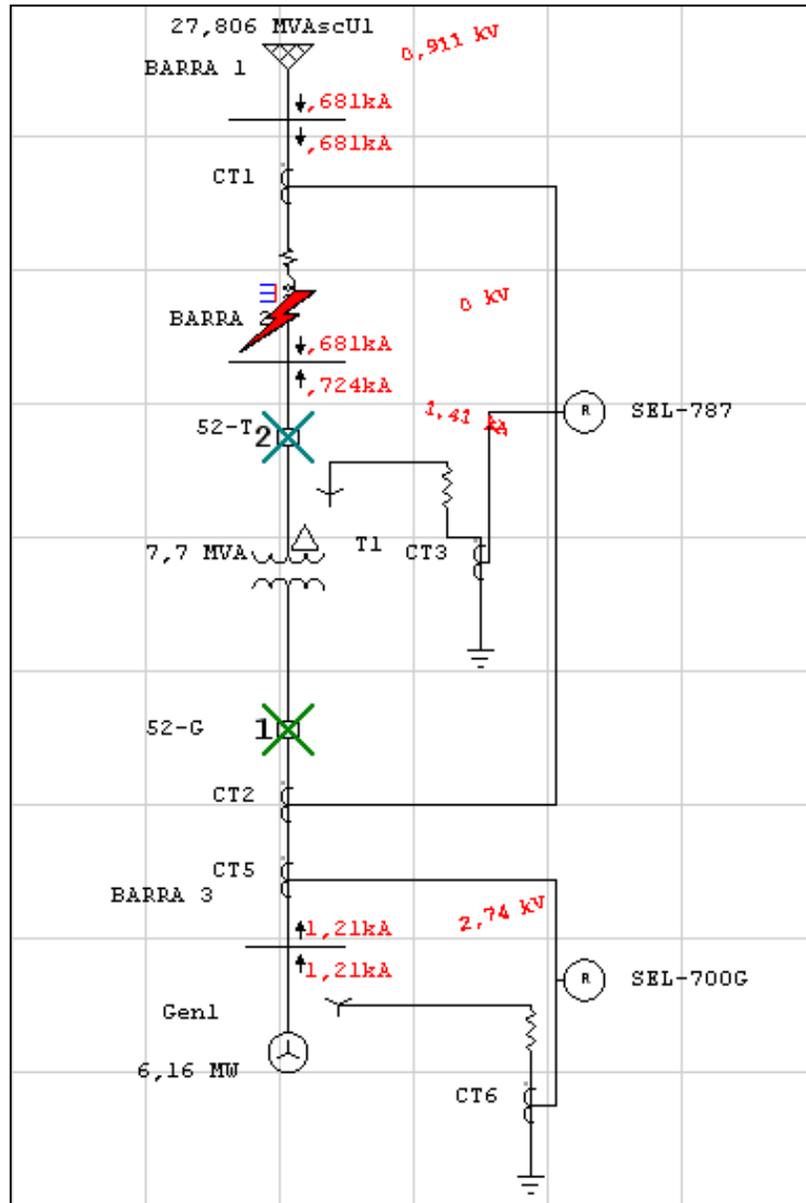


Figura 5.3 Falla trifásica en barra 2. Fuente: Elaboración en ETAP relacionado a datos de ajuste.

Tabla 5.2 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones. Fuente: Resultados obtenido en ETAP 6.0

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	SEL-700G	1,207	0,0		Phase - OC1 - 50
20,0	SEL-787	0,681	20,0		Phase - OC1 - 50
100	52-G		100		Tripped by SEL-700G Phase - OC1 - 50
120	52-T		100		Tripped by SEL-787 Phase - OC1 - 50

En relación a la información de la tabla 5.2 obtenida como resultado de los tiempos de operación de los relés para la falla trifásica en la barra 2:

El relé SEL-700G detecta la corriente de falla, mediante la función 50, en un tiempo de 0s. Dando orden de apertura al interruptor 52-G eliminando el aporte del generador.

El relé SEL 787 detecta la corriente de falla 20ms después, dando orden de apertura al interruptor 52-T, eliminando el aporte del transformador. Es así, que en la figura 5.4 se presenta la carta de coordinación, estableciéndose los tiempos para los cuales operan las protecciones.

Los trip de ambos relés, activados por función 50, operan a un tiempo de 100ms (según tiempo de apertura de interruptores 52-T y 52-G).

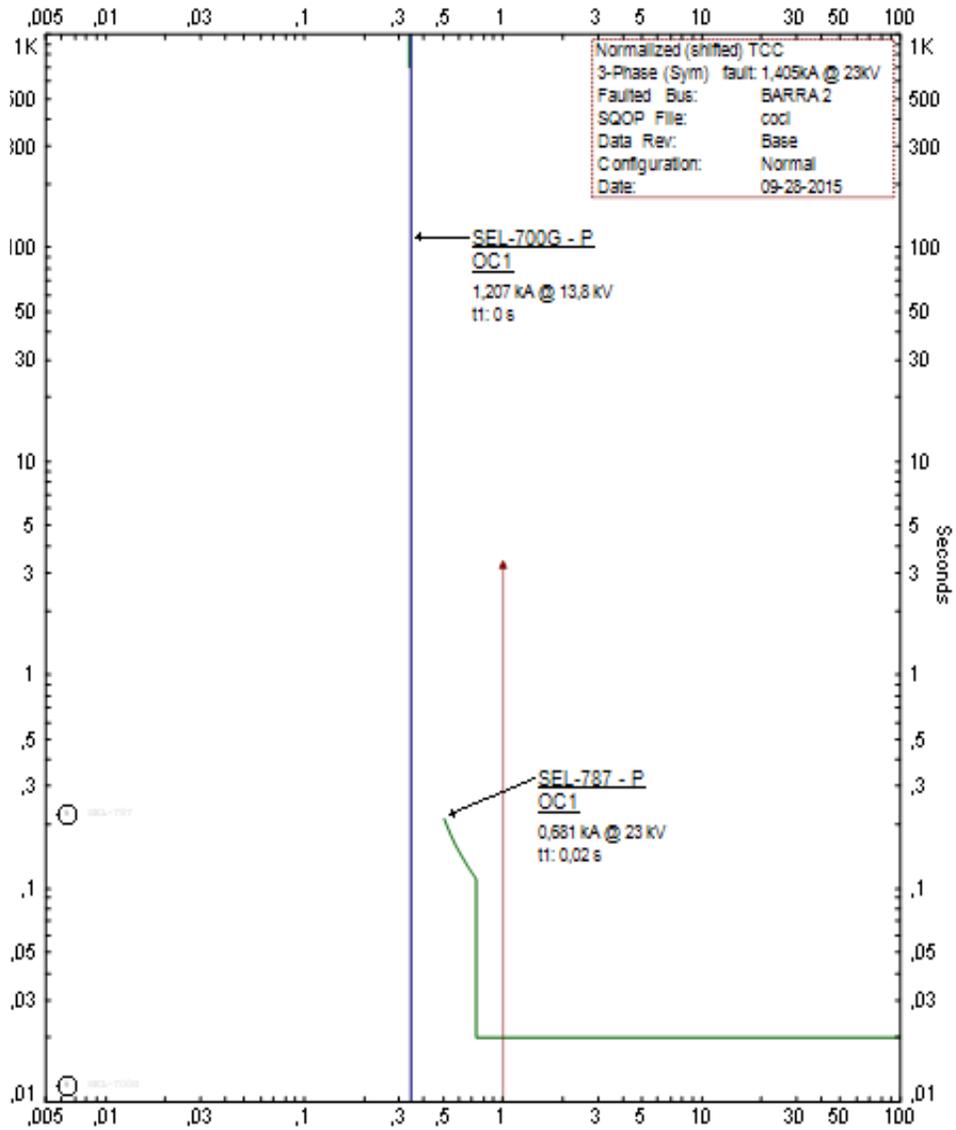


Figura 5.4 Carta de coordinación para falla en barra 2. Fuente: Resultados de ETAP relacionado a datos de ajuste.

Considerando las corrientes de fallas que circulan en la red, ambos relés detectan la falla mediante la unidad instantánea figura 5.4, actuando en primer lugar la protección SEL 700G, como disposición principal del funcionamiento del sistema de protección.

5.1.3 Análisis de falla trifásica en barra 3

Según resultados obtenidos del análisis realizado mediante el software ETAP, en la figura 5.5, se aprecia la operación de las protecciones para una corriente de corto circuito en la barra 3 de 2.46kA y sus aportes desde otras fuentes.

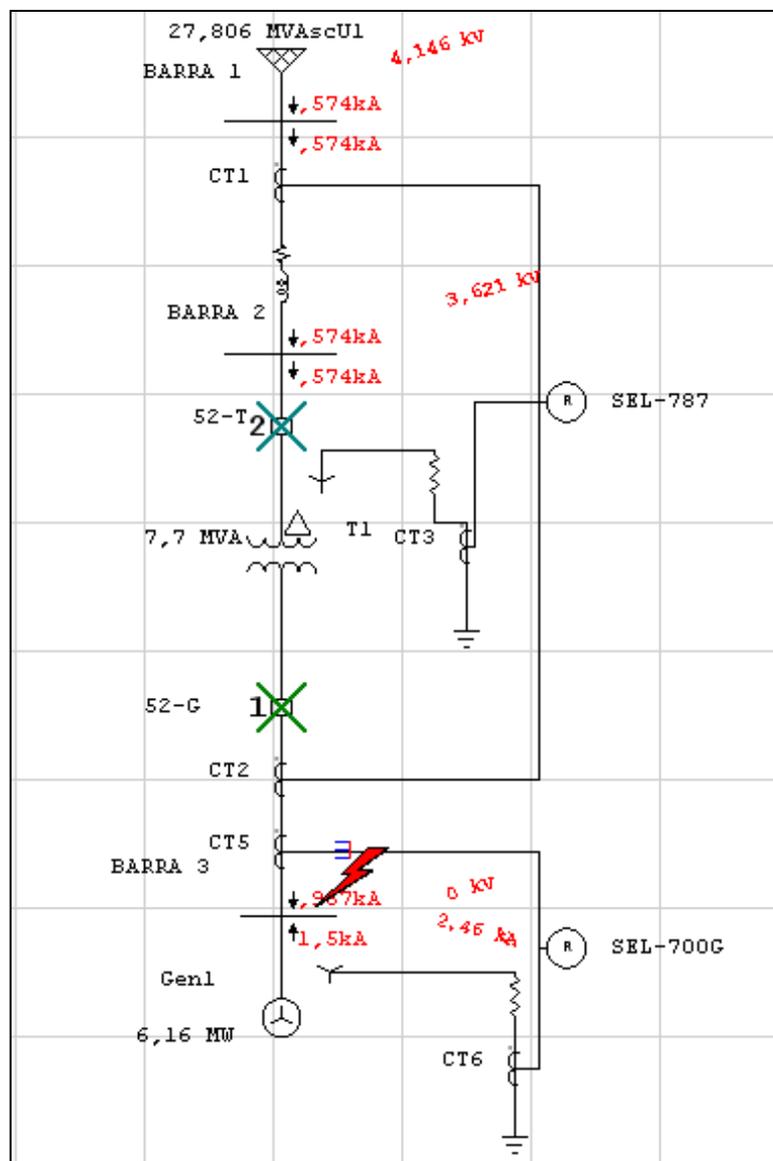


Figura 5.5 Falla trifásica en barra 3. Fuente: Elaboración en ETAP relacionado a datos de ajuste.

Tabla 5.3 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones. Fuente: Resultados obtenido en ETAP 6.0

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	SEL-700G	0,957	0,0		Phase - OC1 - 50
20,0	SEL-787	0,574	20,0		Phase - OC1 - 50
100	52-G		100		Tripped by SEL-700G Phase - OC1 - 50
120	52-T		100		Tripped by SEL-787 Phase - OC1 - 50

En relación a la información de la tabla 5.3 obtenida como resultado de los tiempos de operación de los relés para la falla trifásica en la barra 3:

El relé SEL-700G detecta la corriente de falla, mediante la función 50, en un tiempo de 0s. Dando orden de apertura al interruptor 52-G eliminando el aporte del generador.

El relé SEL 787 detecta la corriente de falla 20ms después, dando orden de apertura al interruptor 52-T, eliminando el aporte del transformador. Es así, que en la figura 5.6 se presenta la carta de coordinación, estableciéndose los tiempos para los cuales operan las protecciones.

Los trip de ambos relés, activados por función 50, operan a un tiempo de 100ms (según tiempo de apertura de interruptores 52-T y 52-G).

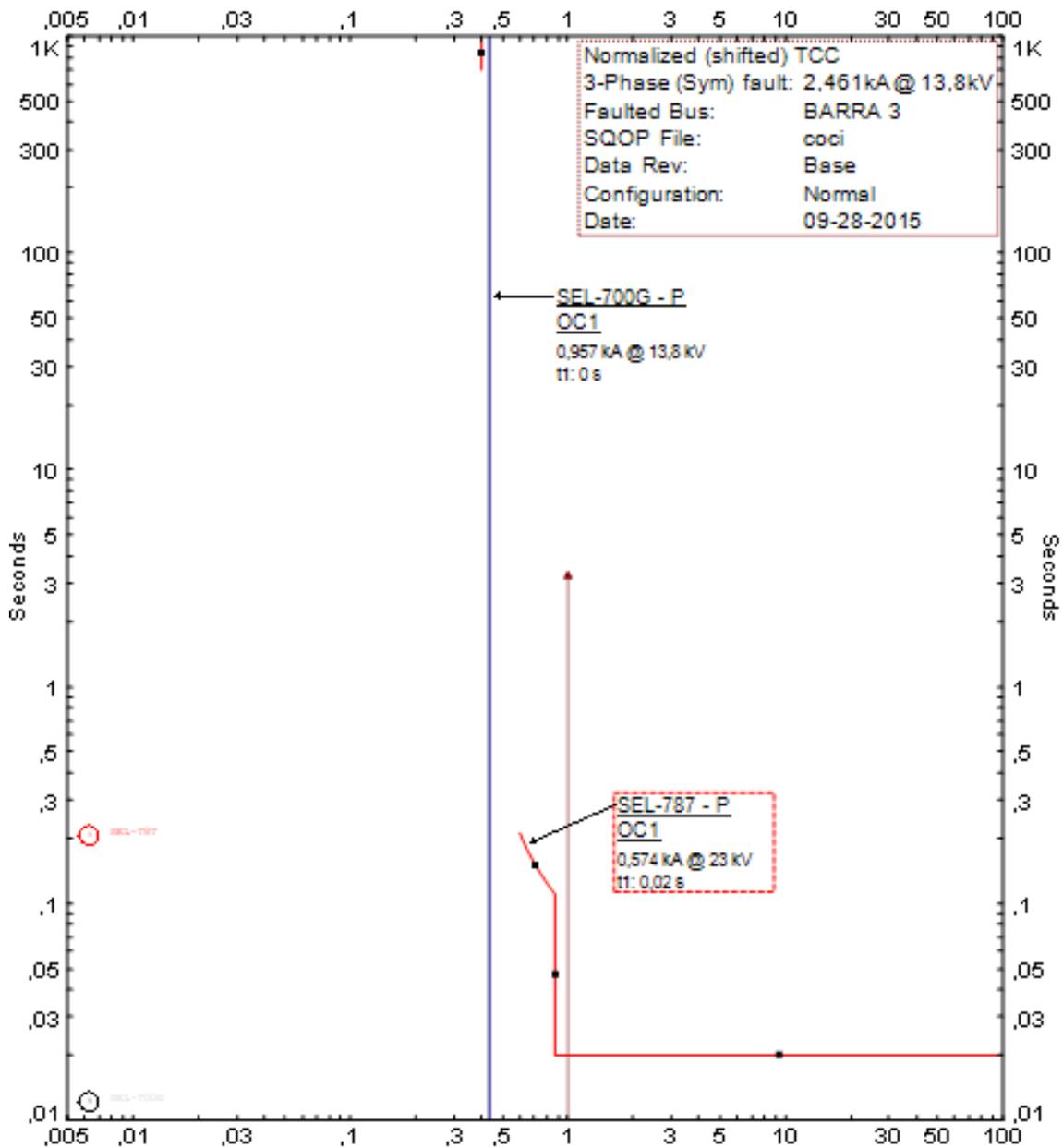


Figura 5.6 Carta de coordinación para falla en barra 3. Fuente: Resultados de ETAP relacionado a datos de ajuste

Considerando las corrientes de fallas que circulan en la red, ambos relés detectan la falla mediante la unidad instantánea figura 5.6, actuando en primer lugar la protección SEL 700G, como disposición principal del funcionamiento del sistema de protección.

5.1.4 Análisis falla trifásica en transformador T1.

Según resultados obtenidos del análisis realizado mediante el software ETAP, en la figura 5.7, se aprecia la operación de las protecciones para una corriente de corto circuito en el transformador de 0.957kA y sus aportes desde otras fuentes.

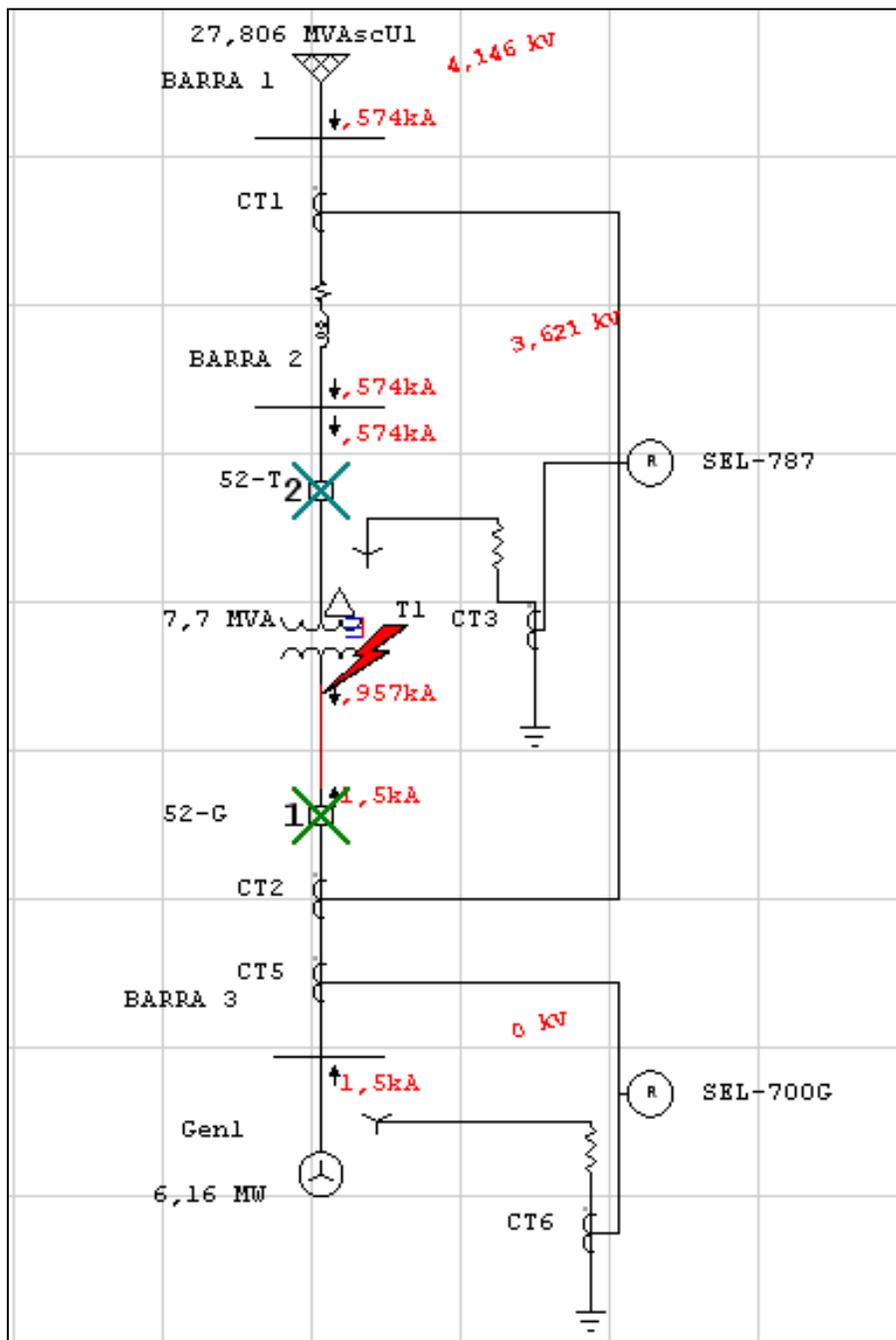


Figura 5.7 Falla trifásica en transformador T1. Fuente: Elaboración en ETAP relacionado a datos de ajuste.

Tabla 5.4 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones. Fuente: Resultados obtenido en ETAP 6.0

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	SEL-700G	1,505	0,0		Phase - OC1 - 50
20,0	SEL-787	0,574	20,0		Phase - OC1 - 50
100	52-G		100		Tripped by SEL-700G Phase - OC1 - 50
120	52-T		100		Tripped by SEL-787 Phase - OC1 - 50

En relación a la información de la tabla 5.4 obtenida como resultado de los tiempos de operación de los relés para la falla trifásica en el transformador:

El relé SEL-700G detecta la corriente de falla, mediante la función 50, en un tiempo de 0s. Dando orden de apertura al interruptor 52-G eliminando el aporte del generador.

El relé SEL 787 detecta la corriente de falla 20ms después, dando orden de apertura al interruptor 52-T, eliminando el aporte del transformador. Es así, que en la figura 5.8 se presenta la carta de coordinación, estableciéndose los tiempos para los cuales operan las protecciones.

Los trip de ambos relés, activados por función 50, operan a un tiempo de 100ms (según tiempo de apertura de interruptores 52-T y 52-G).

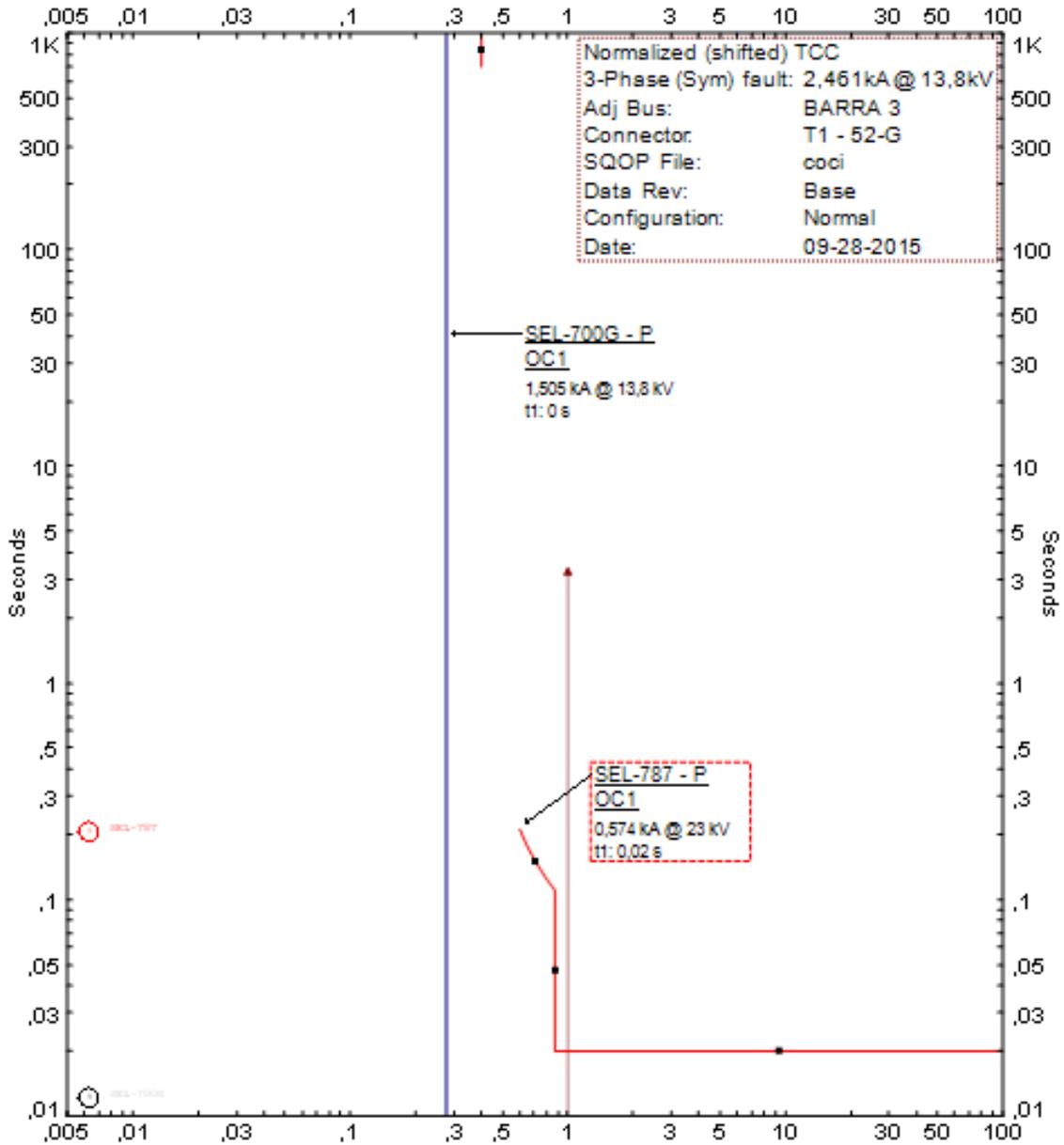


Figura 5.8 Carta de coordinación para falla en transformador T1. Fuente: Resultado de ETAP en relación a datos de ajuste.

Considerando las corrientes de fallas que circulan en la red, ambos relés detectan la falla mediante la unidad instantánea figura 5.8, actuando en primer lugar la protección SEL 700G, como disposición principal del funcionamiento del sistema de protección.

5.1.5 Parámetros de los Transformadores de Poder

Transformador T-1

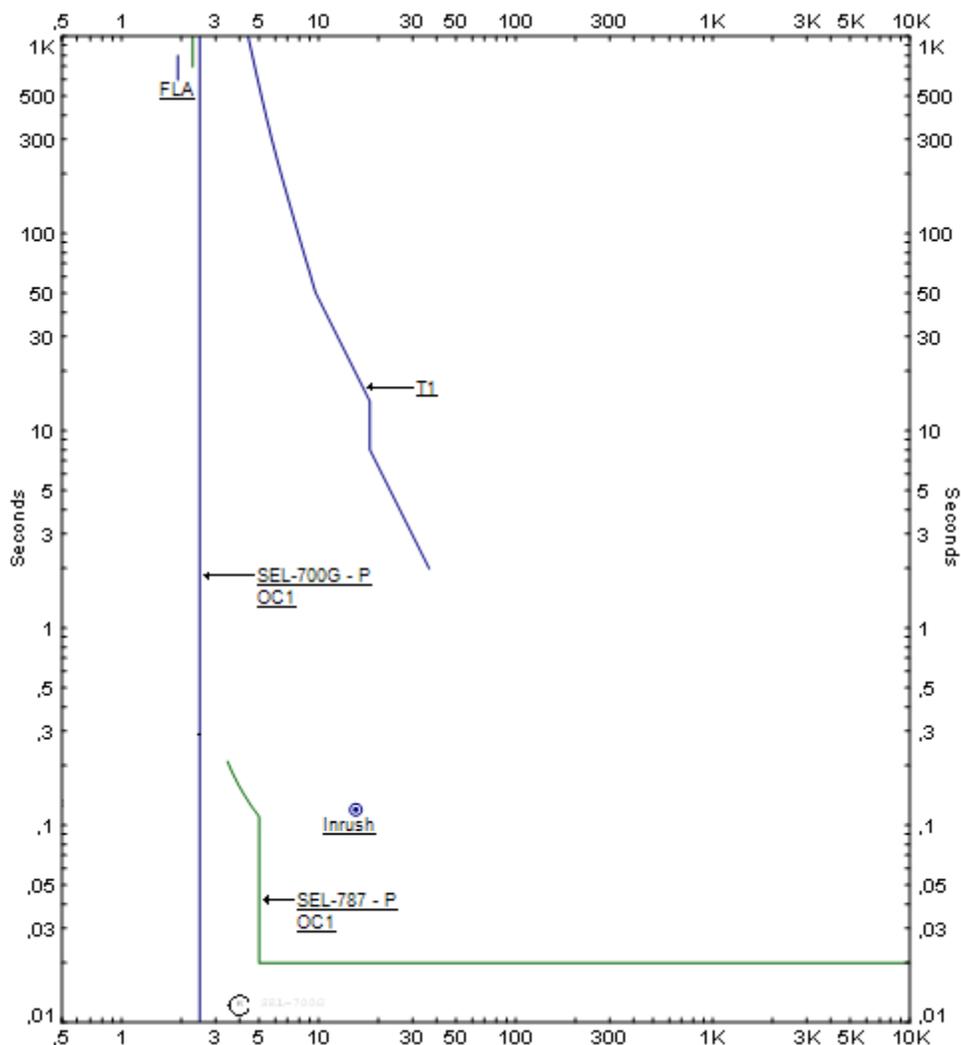


Figura 5.9 Curva de daño del transformador. Fuente: Resultado de ETAP en relación a datos de ajuste.

En la curva de daño del transformador (figura 5.9), se comprueba que el relé SEL-787 no opera con la corriente nominal (FLA), ni con la corriente Inrush. No obstante, la curva del relé se ubica debajo de la curva ANSI, la cual indica el valor máximo de cortocircuito que soporta el transformador sin que se produzca daños por esfuerzos mecánicos y térmicos.

5.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA FALLAS MONOFÁSICAS

A continuación se presenta el análisis de los relés de protección y el funcionamiento de estos de acuerdo a la configuración establecida para cada uno de ellos, a través, del análisis de fallas monofásicas realizado mediante el software ETAP 6.0.

Los interruptores 52-T y 52-G asociados a los relés SEL 787 y SEL 700G ,respectivamente, poseen un tiempo de apertura de 5 ciclos, el cuál fue ingresado como dato de análisis en el software ETAP, al igual que los datos de tiempo, obtenidos de la descarga de ajustes de los relés anexo N°2 y N°5.

Estos tipos de curvas definidas por la fórmula 5.2, son utilizadas para el ajuste de protecciones para fallas monofásicas. En tal sentido la familia de curvas U.S utilizada para la coordinación de protecciones para fallas monofásicas, se dividen en extremadamente inversa, muy inversa, normalmente inversa, y moderadamente inversa. Se utiliza curva C1 inversa.

Curva C1, inversa.

$$t_p = TD \times \left(\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right)$$

Fórmula 5.2 Tiempo curva C1. (Ver anexo 4 y 7)

5.2.1 Análisis falla monofásica en barra N°1

Según resultados obtenidos del análisis realizado mediante el software ETAP, en la figura 5.10, se aprecia la operación de las protecciones para una corriente de corto circuito en la barra 1 de 1.4kA y sus aportes desde otras fuentes. La corriente de falla en barra 1 corresponde a $3I_0$ según secuencia de fallas monofásicas.

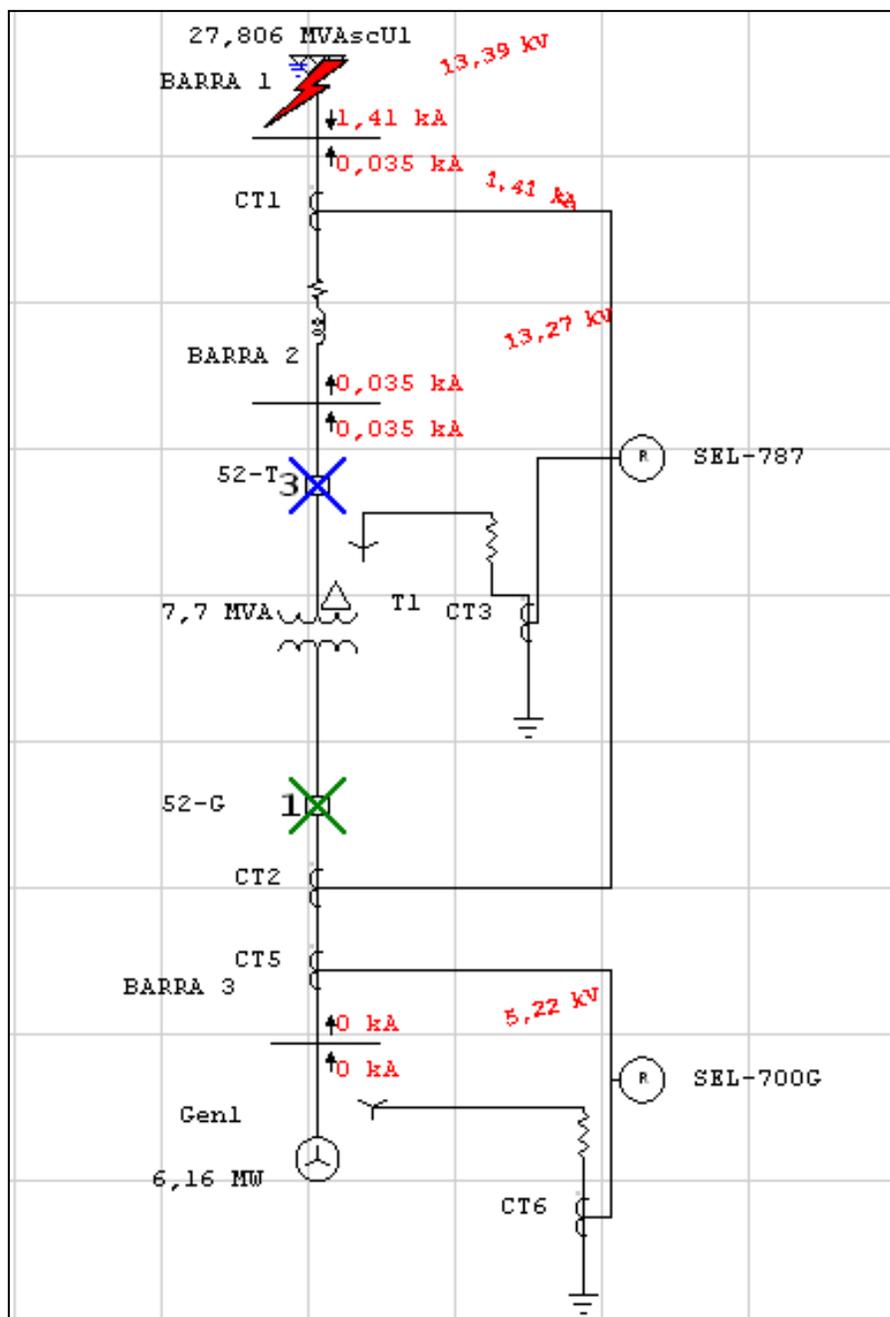


Figura 5.10 Falla monofásica en barra 1. Fuente: Elaboración en ETAP relacionado a datos de ajuste.

Tabla 5.5 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones. Fuente: Resultados obtenido en ETAP 6.0

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	SEL-700G	0,755	0,0		Phase - OC1 - 50
20,0	SEL-787	0,522	20,0		Phase - OC1 - 50
100	52-G		100		Tripped by SEL-700G Phase - OC1 - 50
120	52-T		100		Tripped by SEL-787 Phase - OC1 - 50
860	SEL-787	0,035	> 860		Neutral - OC1 - 51
960	52-T		100		Tripped by SEL-787 Neutral - OC1 - 51

En relación a la información de la tabla 5.5 obtenida como resultado de los tiempos de operación de los relés para la falla monofásica en barra 1:

El relé SEL-700G detecta la corriente de falla, mediante la función 50, en un tiempo de 0s. Dando orden de apertura al interruptor 52-G eliminando el aporte del generador.

El relé SEL 787 detecta la corriente de falla 20ms después, dando orden de apertura al interruptor 52-T, eliminando el aporte del transformador .En 860ms el Relé SEL-787 detecta la corriente por neutro (51N).

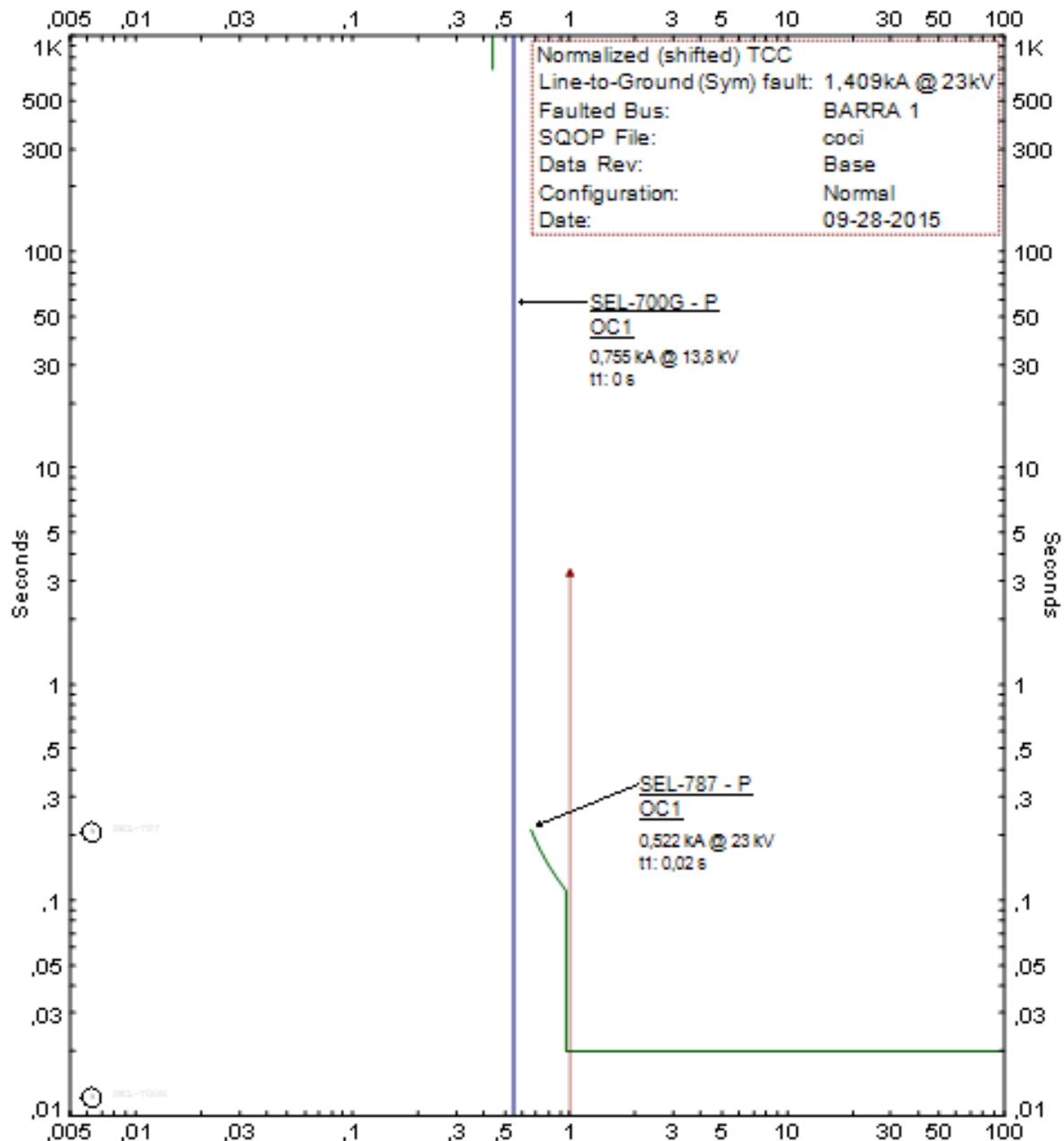


Figura 5.11 Carta de coordinación para falla en barra 1. Fuente: Resultados de ETAP en relación a datos de ajuste.

Considerando las corrientes de fallas que circulan en la red, ambos relés detectan la falla mediante la unidad instantánea figura 5.11, actuando en primer lugar la protección SEL 700G, como disposición principal del funcionamiento del sistema de protección. Luego de 860ms respalda la función con retardo de la protección SEL 787.

5.2.2 Análisis falla monofásica en barra N°2

Según resultados obtenidos del análisis realizado con el software ETAP, en la figura 5.12, se aprecia la operación de las protecciones para una corriente de corto circuito en la barra 2 de 1.28kA y sus aportes desde otras fuentes. La corriente de falla en barra 2 corresponde a 3I₀ según secuencia de fallas monofásicas.

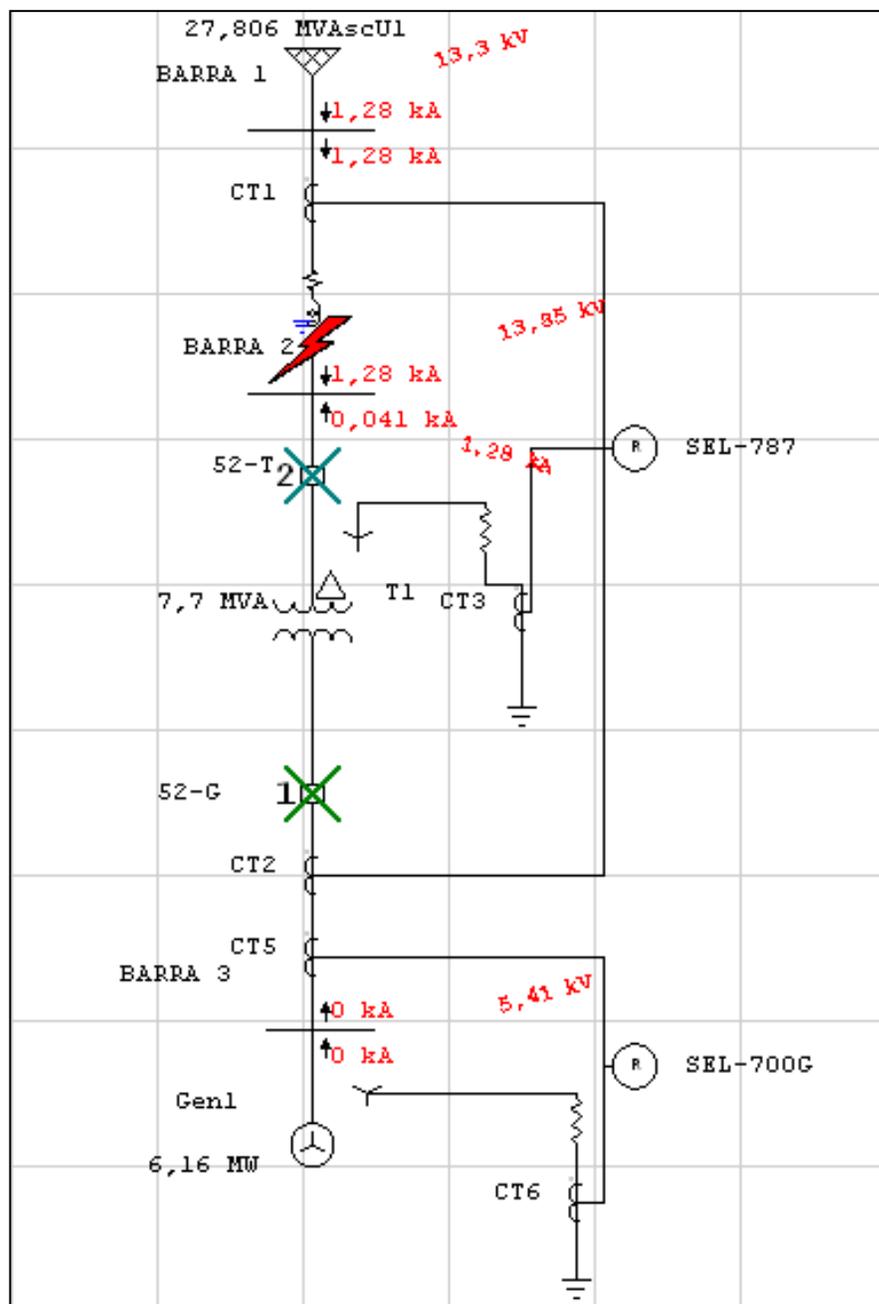


Figura 5.12 Falla monofásica en barra 2. Fuente: Elaboración en ETAP relacionado a datos de ajuste.

Tabla 5.6 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones. Fuente: Resultados obtenido en ETAP 6.0

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	SEL-700G	0,705	0,0		Phase - OC1 - 50
20,0	SEL-787	0,796	20,0		Phase - OC1 - 50
99,4	SEL-787	1,279	99,4		Neutral - OC1 - 51
100	52-G		100		Tripped by SEL-700G Phase - OC1 - 50
120	52-T		100		Tripped by SEL-787 Phase - OC1 - 50
199	52-T		100		Tripped by SEL-787 Neutral - OC1 - 51

En relación a la información de la tabla 5.6 obtenida como resultado de los tiempos de operación de los relés para la falla monofásica en barra 2:

El relé SEL-700G detecta la corriente de falla, mediante la función 50, en un tiempo de 0s. Dando orden de apertura al interruptor 52-G eliminando el aporte del generador.

El relé SEL 787 detecta la corriente de falla 20ms después, dando orden de apertura al interruptor 52-T, eliminando el aporte del transformador. En 99.4ms el Relé SEL-787 detecta la corriente por neutro (51N).

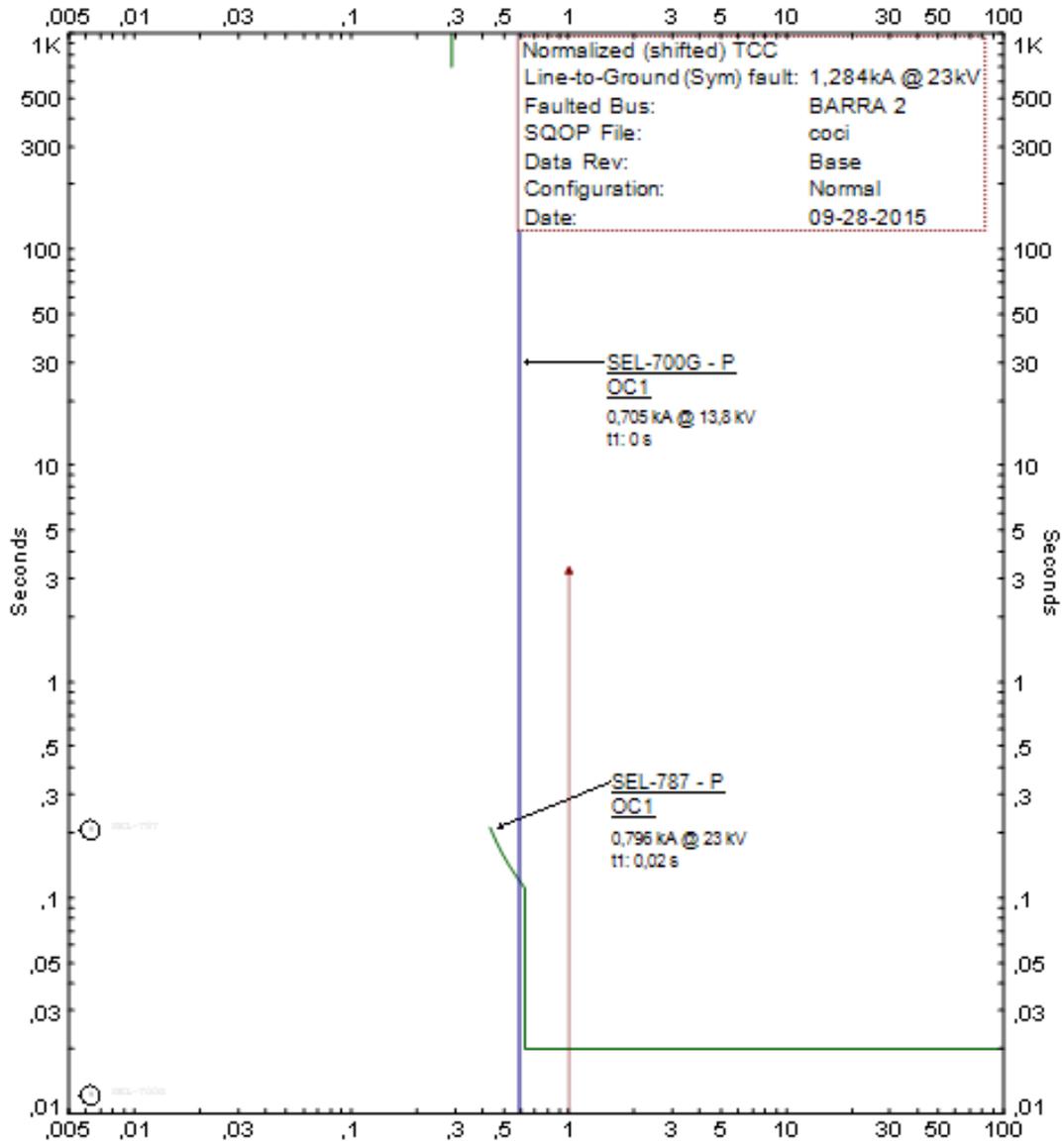


Figura 5.13 Carta de coordinación para barra 2. Fuente: Resultados de ETAP en relación a datos de ajuste.

Considerando las corrientes de fallas que circulan en la red, ambos relés detectan la falla mediante la unidad instantánea figura 5.13, actuando en primer lugar la protección SEL 700G, como disposición principal del funcionamiento del sistema de protección. Luego de 99.4ms respalda la función con retardo de la protección SEL 787.

5.2.3 Análisis falla monofásica en barra N°3

Según resultados obtenidos del análisis realizado mediante el software ETAP, en la figura 5.14, se aprecia la operación de las protecciones para una corriente de corto circuito en la barra 3 prácticamente de 0kA y sus aportes desde otras fuentes. La corriente de falla en barra 3 corresponde a $3I_0$ según secuencia de fallas monofásicas.

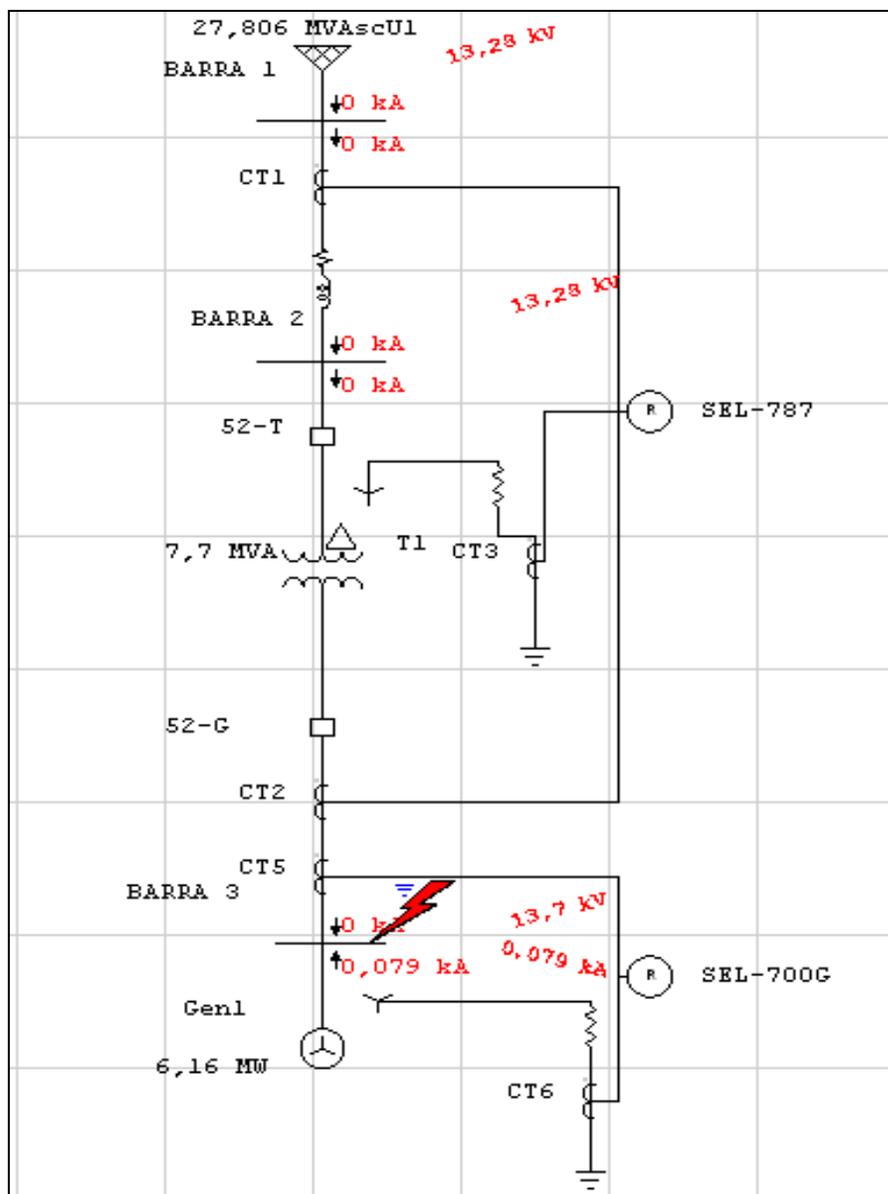


Figura 5.14 Falla monofásica en barra 3. Fuente: Elaboración en ETAP relacionado a datos de ajuste.

La ocurrencia de esta falla, en barra 3, es casi cero debido a que las líneas que salen del generador se encuentran canalizadas de manera independiente y en cámaras.

5.2.4 Análisis falla monofásica en transformador T1

Según resultados obtenidos del análisis realizado con el software ETAP, en la figura 5.15, se aprecia la operación de las protecciones para una corriente de corto circuito en el transformador T1 de 0kA y sus aportes desde otras fuentes. La corriente de falla en barra 2 corresponde a 3I₀ según secuencia de fallas monofásicas.

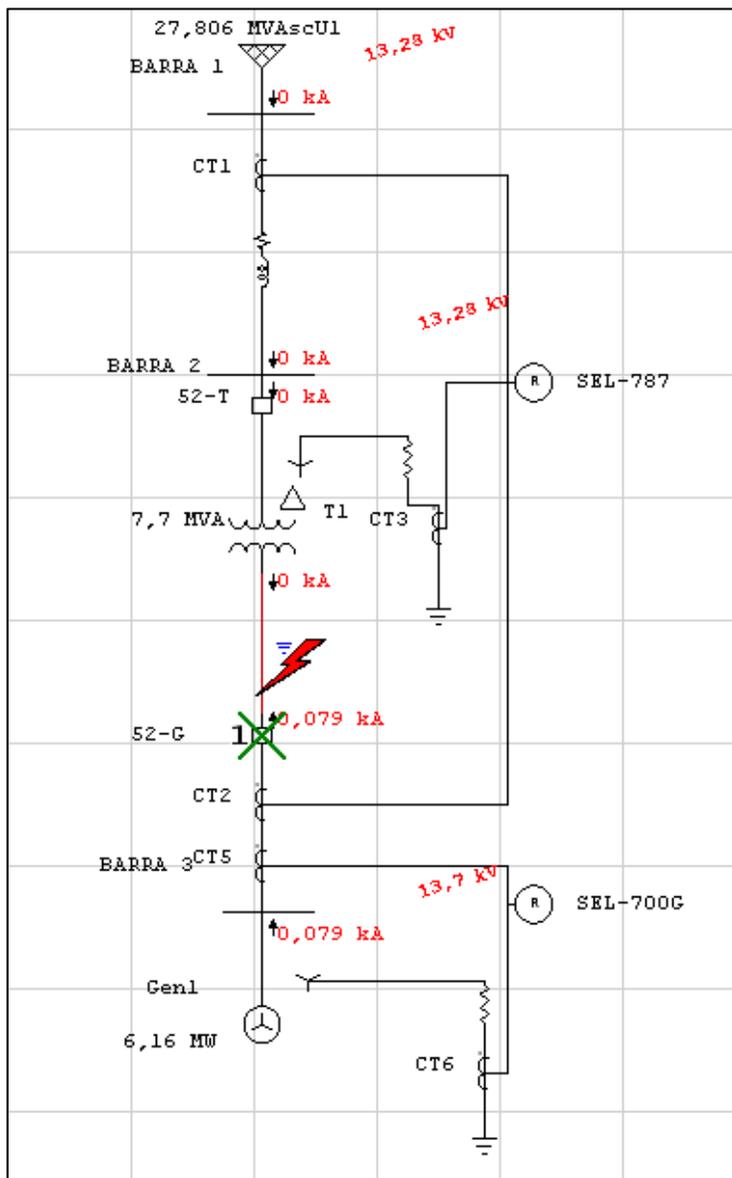


Figura 5.15 Falla monofásica en transformador T1. Fuente: Elaboración propia en relación a datos de ajuste.

Tabla 5.7 Secuencia y tiempo de operación de las protecciones. Fuente: Resultados obtenido en ETAP 6.0

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	SEL-700G	0,079	0,0		Neutral - OC1 - 50
100	52-G		100		Tripped by SEL-700G Neutral - OC1 - 50

En relación a la información de la tabla 5.7 obtenida como resultado de los tiempos de operación de los relés para la falla monofásica del transformador T1:

El relé SEL-700G detecta la corriente de falla, mediante la función 50, en un tiempo de 0s. Dando orden de apertura al interruptor 52-G eliminando el aporte del generador 100ms después.

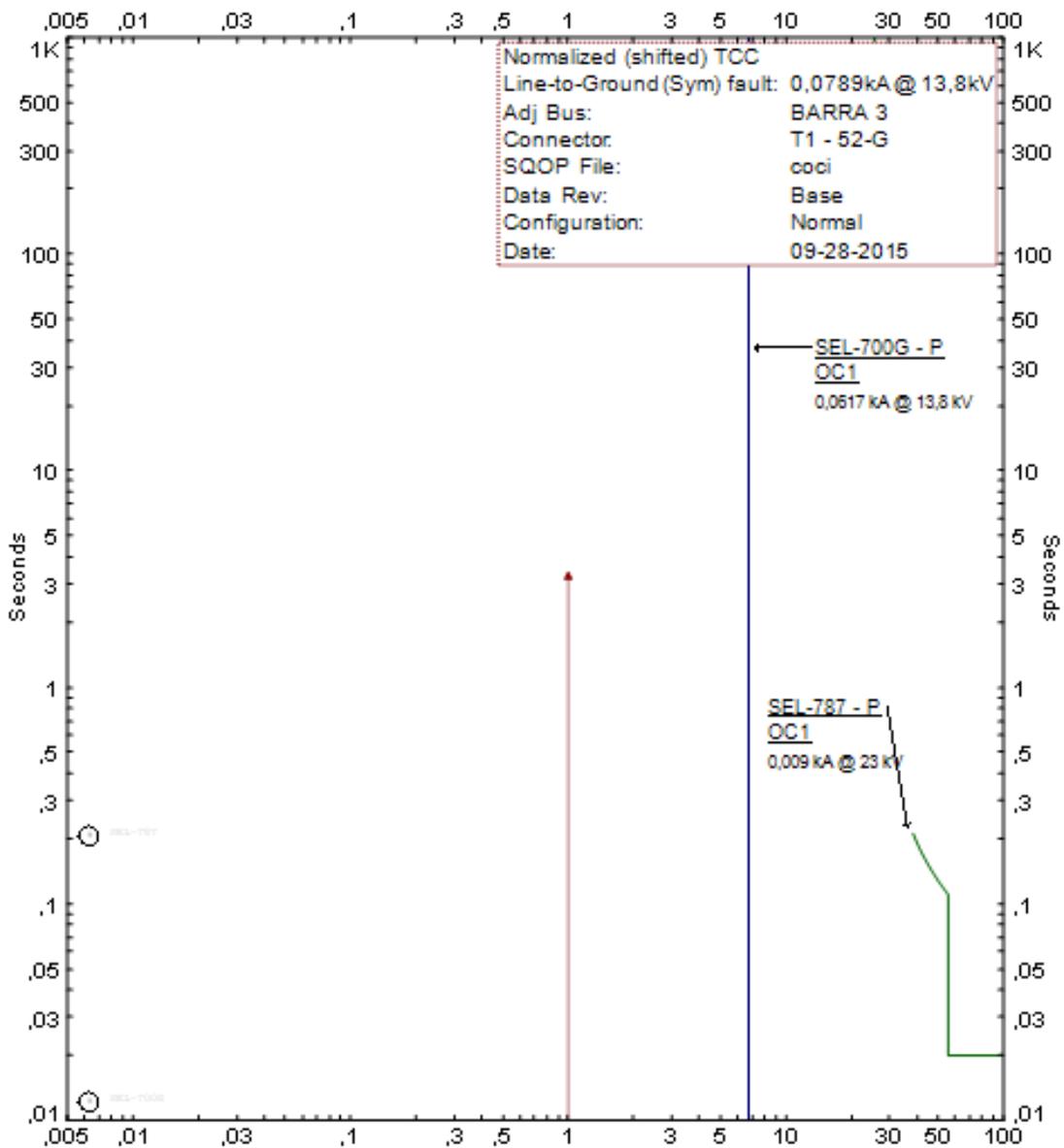


Figura 5.16 Carta de coordinación para falla en transformador T1. Fuente: Resultado de ETAP en relación a datos de ajuste.

Considerando las corrientes de fallas que circulan en la red el relé SEL 700G detecta la falla mediante la unidad instantánea figura 5.16, actuando en primer lugar como disposición principal del funcionamiento del sistema de protección.

La ocurrencia de esta falla es casi cero debido a que las líneas que salen del generador se encuentran canalizadas de manera independiente y en cámaras.

CAPÍTULO VI

COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

Los ajustes presentados en este documento cumplen el objetivo de realizar una adecuada operación entre las protecciones de sobrecorriente de la PMGD Central de Cogeneración Coelemu y el resto del sistema de distribución asociado al alimentador Tomé-Coelemu en 23 kV.

Todo esto para el escenario de demanda alta del SIC y generación máxima de la Central PMGD (peor condición), y por ende para cualquier otro escenario.

Las recomendaciones de ajustes de funciones de tensión, frecuencia y sincronización, se basan en los requerimientos indicados en la NTCO.

A su vez los ajustes de las funciones de protección adicionales de los relés SEL- 787 y SEL-700G protecciones de Transformador de Poder y Generador respectivamente, son calculados en base a los parámetros de estos equipos y recomendaciones del fabricante del relé.

Los ajustes y el comportamiento de la totalidad de los elementos de protección de sobrecorriente (relés, reconectores y fusibles) no sufren modificación producto del flujo inverso generado por la incorporación de la PMGD.

Se logra cumplir con los objetivos de evaluación del funcionamiento de los relés, ya que estos operan bajo circunstancias especificadas por la PMGD, cuyo resguardo principal es el Generador.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1].-Ministerio de Energía. (2007). Norma Técnica Sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida en Instalaciones de Media Tensión. Chile: Diario Oficial.
- [2].-SEL. (2000). Manual Transformer Protection Relay SEL 787.Alemania: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [3].-SEL. (2000). Manual Generator Protection Relay SEL 700G.Alemania: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [4].-SicutIgnis. (2012). Informe Técnico estudio Nivel de Cortocircuito. Coelemu: SicutIgnis.

ANEXOS

ANEXO N°1: Diagrama unilineal de componente de la red (alimentador Tomé-Coelemu).

ANEXO N°2: Datos de ajustes del relé SEL- 787. Donde se encuentran: Información del dispositivo, tabla de contenidos y grupo de ajuste.

ANEXO N°3: Tabla 4.4 ajuste diferencial de relé SEL-787.

ANEXO N°4: Curvas de ajuste predeterminadas de relé SEL-787.

ANEXO N°5: Datos de ajustes del relé SEL- 700G. Donde se encuentran, información del dispositivo, tabla de contenidos y grupo de ajuste.

ANEXO N°6: Tabla 4.4 ajuste diferencial de relé SEL-700G.

ANEXO N°7: Curvas de ajuste predeterminadas de relé SEL-700G.

