



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN

**“RELÉ DIGITAL DGP Y SU APLICACIÓN A LA PROTECCIÓN DE
LOS GENERADORES DE LA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA ULYSSEAS”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

Jhonny Renato Guim Naranjo

Ángel Rodrigo Blacio Toro

José Roberto Silva Guachilema

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios primeramente por la grandeza de sus bendiciones, y ésta es una más de ellas.

A nuestra correspondiente familia por todo el esfuerzo en apoyarnos para culminar con el estudio universitario.

A nuestro profesor de la materia de graduación Ing. Juan Saavedra por su disposición en ofrecer sus conocimientos para orientarnos en la finalización de éste proyecto.

Finalmente todas las enseñanzas académicas y no académicas compartidas por todos los profesores de la ESPOL, recibidas en todo el trayecto de nuestra vida universitaria.

DEDICATORIA

Jhonny.- Dedico éste logro a toda mi familia y en especial a mi hija, para transmitirle perseverancia, sacrificio y dedicación; que cuando Dios hace su voluntad y no nos resistimos, entonces, todo es posible; por lo cual es un triunfo más alcanzado en mi vida, en compañía de mi esposa.

Rodrigo.- Me gustaría dedicar el proyecto a toda mi familia y en especial a mis padres por siempre apoyar mi formación académica, cuyo esfuerzo se ve reflejado en el comienzo de una nueva etapa de mi vida al pasar a ser un profesional.

José.- El presente trabajo está dedicado a mi familia, en especial a mis padres que me dieron todo el apoyo para poder alcanzar éste logro que también es de ellos, a mi novia y gran amiga quien ha estado a mi lado en esta etapa dándome ánimo y aliento para llegar a esta primera meta.

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este proyecto de graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

Ángel Rodrigo Blacio Toro

Jhonny Renato Guim Naranjo

José Roberto Silva Guachilema

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Juan Saavedra
Profesor de la Materia de Graduación

Ing. Alberto Hanze
Delegado del Decano

RESUMEN

El presente informe de la materia de graduación (Estudio de la Coordinación de las Protecciones por Métodos Computarizados) trata sobre el “Relé digital DGP y su aplicación a la protección de los generadores de la central termoeléctrica Ulysseas”.

La central termoeléctrica Ulysseas consta de dos barcasas: Power Barge 1 y Power Barge 2, situadas geográficamente a 2.5 Km dirección Sur Oeste de la estación para la metrovía Guasmo Central en Guayaquil-Ecuador, como se indica en las siguientes Fig. a, Fig. b, y Fig. c

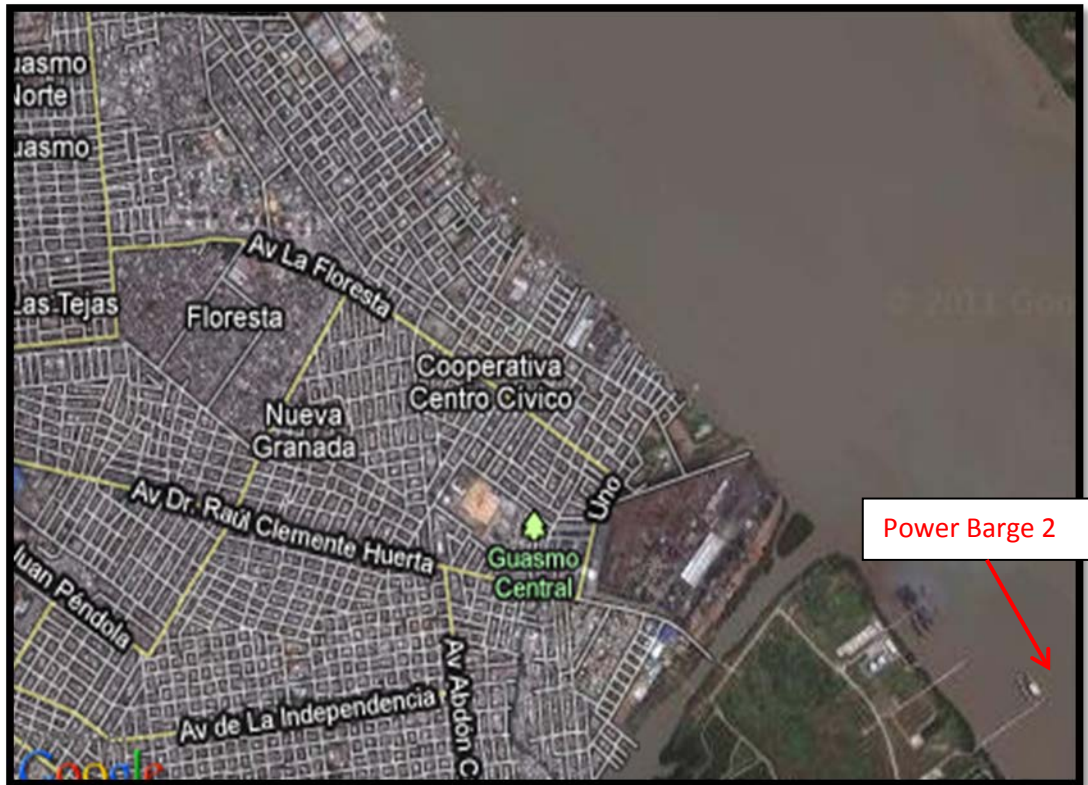


Fig. a: Localización de la central Termoeléctrica Ulyseas



Fig. b: Acercamiento de la situación geográfica de Power Barge 2



Fig. c: Vista Superior de la barcaza Power Barge 2

Cada una de éstas barcazas tienen el relé General Electric (GE) DGP (Digital Generator Protection) para la protección de sus generadores.

El primer capítulo, trata sobre el desarrollo histórico de los relés, la evolución de los relés digitales, los beneficios esperados usando la protección digital.

El capítulo 2, comprende las características relacionadas a la arquitectura del relé digital en el ambiente computacional en la que se introduce como nueva tendencia para la protección de sistemas.

El capítulo 3, es referente a la aplicación de relés digitales usados para la protección de los generadores en el sistema eléctrico Ulysseas, mostrándose las curvas de corriente vs tiempo para la coordinación de las unidades de sobrecorriente.

INDICE GENERAL

Pág.

CAPITULO 1.- PROTECCIÓN DIGITAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

1.1 Desarrollo histórico de los relés	1
1.2 Ventajas de los relés digitales	2

CAPITULO 2.- ARQUITECTURA DE LOS RELÉS DIGITALES

2.1 Módulo de interfaz y microprocesador	6
2.2 Conversión analógica – digital	7
2.3 Muestreo	9
2.4 Filtros antialiasing	13

CAPITULO 3.- APLICACIÓN DEL RELÉ DIGITAL GE DGP EN LA PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES DE LA CENTRAL ULYSSEAS

3.1 Sector del sistema eléctrico Ulysseas	17
3.2 Sistema de protecciones de la central Ulysseas	21
3.3 El relé digital GE DGP	
3.3.1 Descripción del DGP	24
3.3.2 Funciones de protección del DGP	25
3.3.3 Fundamentación teórica de unidades 87G, 46, 40 y	
32	26
3.3.4 Configuración del relé	30

3.3.5	Resumen de ajustes de configuración	37
3.3.6	Cálculo de calibraciones para unidades 87G, 46, 40 y 32	38
3.3.6.1	Protección contra defectos de aislamiento	41
3.3.6.2	Protección contra defectos operacionales	42
3.3.7	Resumen de calibraciones para la protección	47
3.4	Datos de corriente de cortocircuito	48
3.5	Coordinación de las protecciones del sistema Ulysseas	48
3.5.1	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 1 a nivel de 69 KV	51
3.5.2	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 1 a nivel de 13.8 KV	52
3.5.3	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 69 KV	54
3.5.4	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 13.8 KV	55
3.5.5	Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas – Power Barge 1 a nivel de 69 KV	56
3.5.6	Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 69 KV	58
3.6	Resumen de ajustes para las unidades de sobrecorriente	59

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones	60
Recomendaciones	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Capacidades de los generadores y transformadores en Ulysseas	19
Tabla 2	Corrientes de cortocircuito 3 ϕ y 1 ϕ en S/E Ulysseas	48
Tabla 3	Rangos de TAP y TD (Anexos 6, 7, 8 y 9)	50
Tabla a	Puntos de interés para la gráfica a	52
Tabla b	Puntos de interés para la gráfica b	54
Tabla c	Puntos de interés para la gráfica c	55
Tabla d	Puntos de interés para la gráfica d	56
Tabla e	Puntos de interés para la gráfica e	57
Tabla f	Puntos de interés para la gráfica f	58
Tabla 4	Ajustes de unidades de fase para Power Barge 1	59
Tabla 5	Ajustes de unidades de fase para Power Barge 2	59
Tabla 6	Ajustes de unidades de tierra para Power Barge 1	59
Tabla 7	Ajustes de unidades de tierra para Power Barge 2	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1	Desarrollo histórico de los relés	1
Fig. 2	Subsistemas de un relé digital	5
Fig. 2.1	Principio de operación de un multiplexor	7
Fig. 2.2	Respuesta en el computador de una señal digital	8
Fig. 2.3.a	Representación del proceso de una señal	10
Fig. 2.3.b	Representación de los errores de cuantificación y muestreo	11
Fig. 2.3.c	Representación del proceso digital-análogo	13
Fig. 2.4.a	Representación del fenómeno de sobreposición de espectros	14
Fig. 2.4.b	Respuesta de frecuencia de filtro de pasa bajo ideal	15
Fig. 2.4.c	Respuesta de frecuencia de filtros Butterworth y Chebyshev	16
Fig. 3.1.a	Fragmento izquierdo del anexo 1	18
Fig. 3.1.b	Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la central termoeléctrica Ulysseas	20
Fig. 3.2	Diagrama unifilar del sistema de protecciones de la central termoeléctrica Ulysseas	23
Fig. 3.3.1	Relé digital DGP	24
Fig. 3.3.2	Funciones del relé DGP	25
Fig. 3.3.6.a	Sistema del generador G	39
Fig. 3.3.6.b	Sistema del generador G1	40
Fig. 3.3.6.1	Características 87G-K1=2%, Captación=0.3A	41
Fig. 3.3.6.2	Características mho	44

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica a	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas - Power Barge 1 a nivel de 69 KV	51
Gráfica b	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas - Power Barge 1 a nivel de 13.8 KV	53
Gráfica c	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas - Power Barge 2 a nivel de 69 KV	54
Gráfica d	Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas - Power Barge 2 a nivel de 13.8 KV	55
Gráfica e	Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas - Power Barge 1 a nivel de 69 KV	57
Gráfica f	Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas - Power Barge 2 a nivel de 69 KV	58

CAPÍTULO 1

PROTECCIÓN DIGITAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

1.1 Desarrollo histórico de los relés

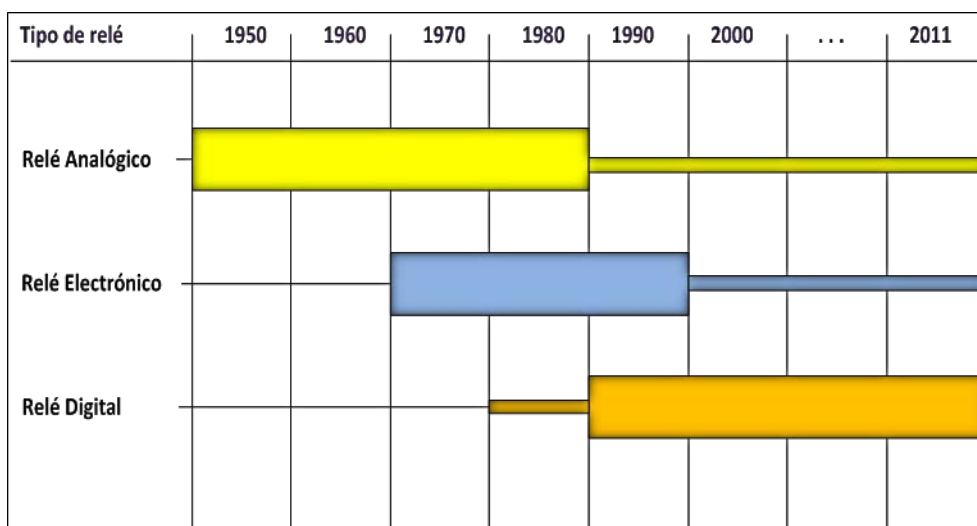


Fig. 1: Desarrollo histórico de los relés

En la Fig. 1, el grosor de la banda indica la cantidad relativa existente de relés, mayor y menor grosor significa en mayor y menor cantidad respectivamente.

Los relés analógicos (o llamado también relés convencionales ó

relés electromecánicos) aparecieron en el año de 1950, luego con la expansión de sistemas de potencia, surgió la necesidad de sistemas de protección más confiables y con alto desempeño, transformándose a dispositivos semiconductores, generalmente referidos como relés electrónicos (o relés de estado sólido o estático) por el año de 1970, caracterizados esencialmente por la ausencia de elementos mecánicos y contruidos con dispositivos electrónicos.

Finalmente éste evoluciona al relé digital (o también llamado relé numérico) a inicios de la década del 80, cuando comenzó a reemplazar al computador por ser lento y con alto consumo de energía en muchas herramientas de análisis, así como para los cálculos de cortocircuitos y estabilidad del flujo de carga, inicialmente realizados en programas computacionales al ser implementados en el área de Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.2 Ventajas de los relés digitales

Costo: En un principio el costo de los relés digitales era equivalente a 10 o 20 veces el costo de los relés analógicos. El costo de relés digitales fue drásticamente reducido a lo largo de los años y su velocidad de procesamiento aumentando sustancialmente.

Confiabilidad y Autodiagnóstico: El relé digital puede ser

programado para vigilar constantemente sus sistemas de hardware y software, detectando así cualquier defecto interno que pueda existir. Al ocurrir un daño, el relé puede ponerse fuera de servicio y/o generar una alarma al sistema central. Esta característica es uno de los más importantes argumentos técnicos a favor de estos relés.

Integración digital: Los microcomputadores de la tecnología digital han sido empleados en la mayoría de subestaciones.

Flexibilidad funcional: Los relés digitales pueden ser programados para ejecutar diversas funciones. De esta forma también pueden ejecutar muchas otras tareas en subestaciones tales como: medición, vigilancia, control y localización de fallas.

Posibilidad e implementación de técnicas inteligentes: La tecnología digital también abre las puertas para la implementación de técnicas de inteligencia artificial en la detección de averías tales como: la lógica difusa y las redes neuronales artificiales, que modifican el rendimiento de varias funciones, para tomar las más adecuadas soluciones a las condiciones de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

CAPÍTULO 2

ARQUITECTURA DEL RELÉ DIGITAL

Los relés digitales consisten de subsistemas con funciones bien definidas. El diagrama de bloques de la Fig. 2, muestra los principales subsistemas de un relé digital.

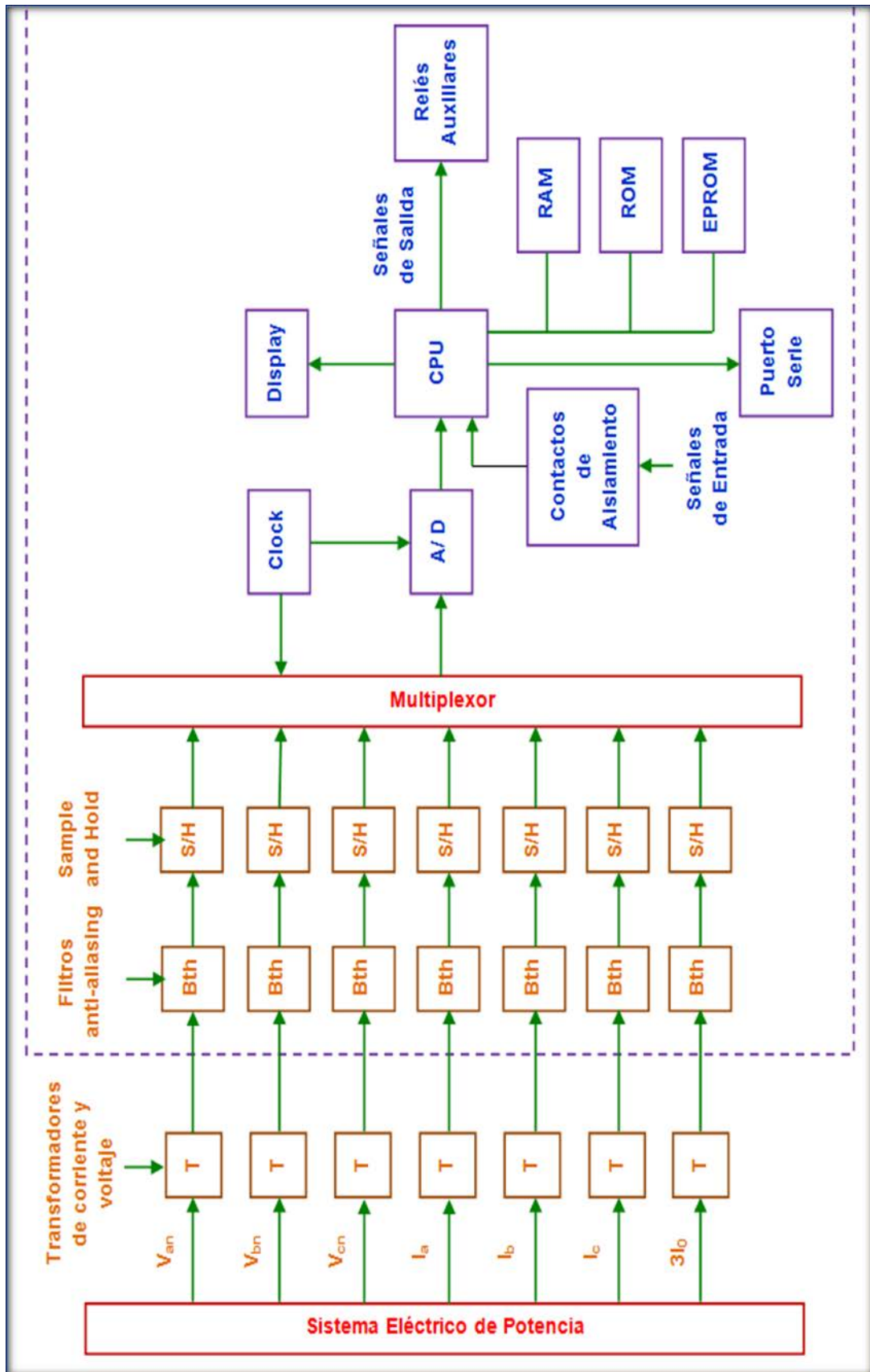


Fig. 2: Subsistemas de un relé digital

2.1 Módulo de Interfaz y microprocesador

- Los transformadores de entrada al módulo de interfaz atenúan las tensiones y corrientes de entrada a niveles de tensión adecuados para los microprocesadores (± 10 V). Permiten también el aislamiento galvánico entre los relés de protección y las señales provenientes de los transformadores de corriente (TCs) y transformadores de voltaje o potencial (TPs).
- En el módulo de interfaz los filtros antialiasing son filtros analógicos pasivos pasa bajo usados para evitar errores de procesamiento digital de señales.
- Dispositivos de muestra y retención (Sample and Hold: S/H) muestran las señales de entradas analógicas al multiplexor (MPX) en un mismo instante. Este dispositivo retiene las señales y las compara, luego minimiza la deformación provocada por la señal de muestra para la operación en la protección.
- El MPX permite usar apenas un convertidor analógico - digital (A/D) para varias entradas analógicas. Las entradas analógicas son conectadas una a una por el MPX al convertidor A/D. El principio de operación del MPX es ilustrado en la Fig. 2.1

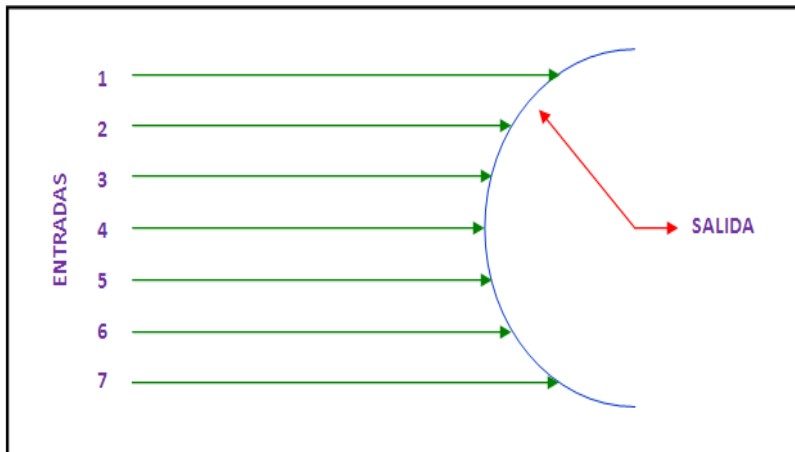


Fig. 2.1: Principio de operación de un multiplexor

2.2 Conversión analógica – digital

En el convertidor A/D las señales analógicas son convertidas a señales digitales en intervalos definidos para la muestra.

El módulo de entrada lógica informa al procesador sobre el estado de relés, disyuntores, seccionadores y sobre la actuación de otras protecciones.

El procesador controla el funcionamiento del relé, hace un filtro digital de señales para extraer la componente fundamental, también ejecuta los cálculos y decide las actuaciones. El software lógico del relé es almacenado en la memoria ROM, en cuanto a la memoria RAM es utilizada para almacenar cantidades de operaciones intermedias en los algoritmos del relé. Los ajustes del relé serán almacenados en EPROM.

El módulo de salida lógica es responsable por las actuaciones de disyuntores y alarmas decididas por el procesador.

El suministro de energía a relés auxiliares es generalmente provisto por baterías.

El extraordinario crecimiento de las aplicaciones digitales en diferentes áreas de ingeniería, inclusive en protección de sistemas eléctricos de potencia, tiene un impacto crucial en las manipulaciones numéricas de amplitudes de señales y datos diferentes en un número finito de su forma mostrada, llamado el procesamiento digital de señales.

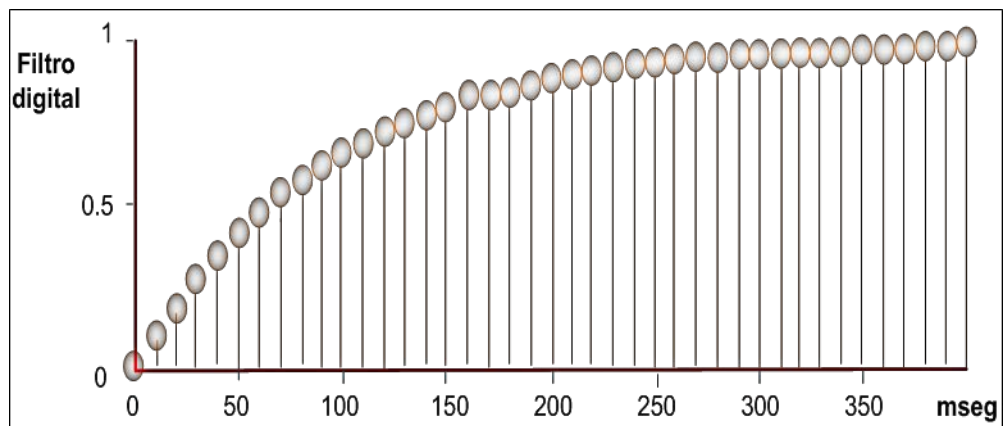


Fig. 2.2 Respuesta en el computador de una señal digital

En la Fig. 2.2 existe discretización en el tiempo y en la amplitud.

La **discretización en el tiempo** modifica las fórmulas de las transformadas, convolución, correlación, etc., e introduce un posible problema que no existe en el mundo análogo, denominado aliasing, el cual se origina cuando la tasa de muestreo es insuficiente, generando una pérdida irrecuperable de la información contenida en la señal.

La **discretización en la amplitud** puede ser casi imperceptible, como cuando se efectúan los cálculos en punto flotante con doble

precisión (alrededor de 15 decimales) en un lenguaje de programación de alto nivel, o notoria, si se cuantiza la señal con pocos *bit*. La discretización en la amplitud puede provocar algunos efectos indeseados, tales como:

- Si proviene de la conversión A/D de la señal, es equivalente a sumarle un cierto tipo de ruido, el cual se denomina “ruido de cuantización”.
- Si afecta a los cálculos, y es significativa, puede producir errores importantes, e incluso inestabilidad en algunos sistemas.

2.3 Muestreo

Un primer análisis nos informa como una señal cualquiera debería ser mostrada frecuentemente. Una respuesta intuitiva y sugerida en la Fig. 2.3.a muestra a su izquierda una señal de muestreo a una velocidad que es claramente muy baja para representar las fluctuaciones más rápidas. En la parte derecha se observa una señal de muestreo a una velocidad más adecuada a ser utilizada para representar un determinado proceso.

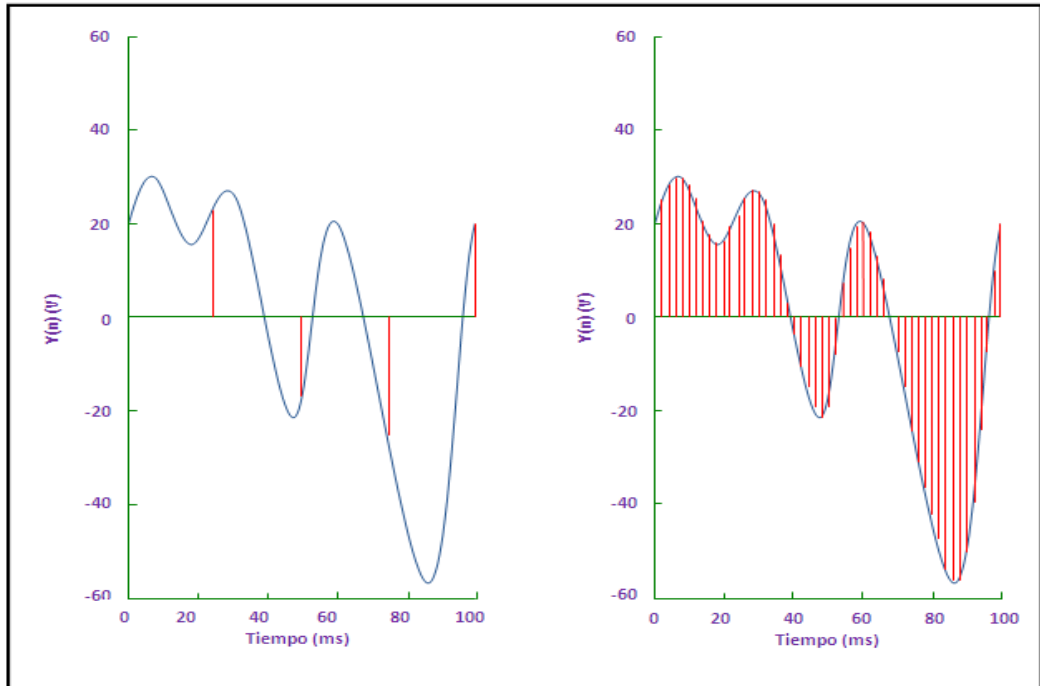


Fig. 2.3.a: Representación del proceso de una señal.

La mayor parte de las aplicaciones de procesamiento digital de señales, es el muestreo realizado por el convertidor A/D de tipo presentado anteriormente, el cual transforma una secuencia de muestras en su código binario. Un código binario de longitud de N bits permite que 2^N valores numéricos sean representados. Así, si $N=16$, $2^{16} = 65.356$ valores podrán ser codificados, señales analógicas normalmente se desenvuelven en una banda continua de amplitudes. Así, cuando las mismas son mostradas en código binario, pequeños errores de amplitudes son esperados.

En la Fig. 2.3.b, se asume un convertidor de 3 bits que puede representar solamente $2^3 = 8$ valores de muestra. Por lo tanto la

banda de amplitud total es dividida en 8 niveles de cuantificación para cada valor mostrado y colocado en código binario apropiado. El máximo error introducido en cada valor de muestra por este proceso es la mitad de un nivel de cuantificación. La secuencia de valores codificados ahora representa una señal original para poder ser procesados digitalmente.

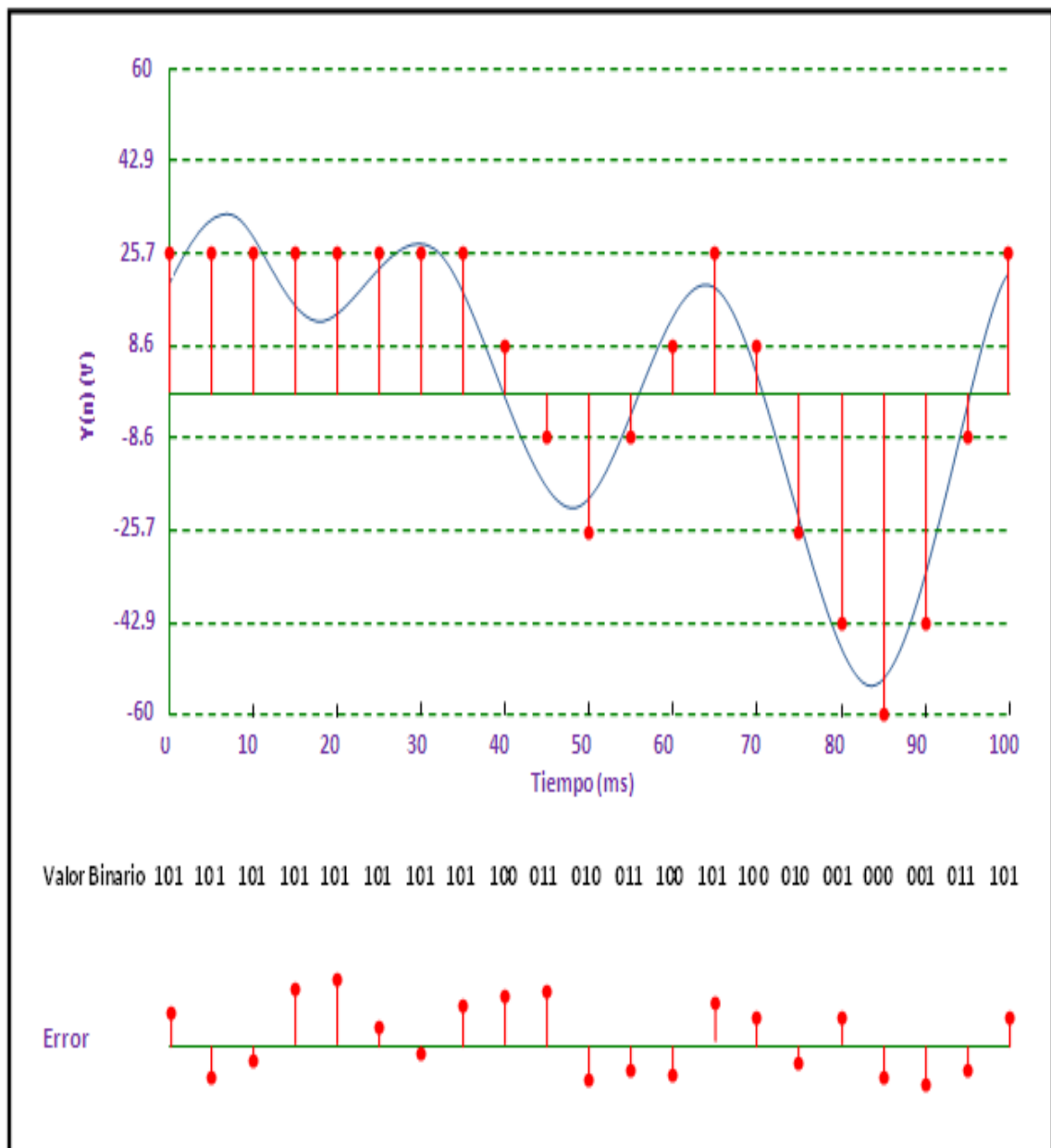


Fig. 2.3.b: Representación de los errores de cuantificación y muest

Se puede entonces concluir que la conversión A/D puede ser responsable por la degradación de la señal analógica a cierto punto. No en tanto, debemos recordar que los errores de cuantificación fueron muy grandes, entonces el número de bits de un determinado convertidor debe ser aumentado. Adicionalmente, una señal analógica siempre trae un cierto grado de ruido e incertidumbre asociado a él. Así, una pequeña cantidad de ruido relativo al proceso de cuantificación ciertamente no provocará una degradación significativa, principalmente considerando que son convertidores más modernos.

Después de que una señal ha sido procesada, puede ser apropiado convertirla de nuevo a una forma analógica usando un convertidor digital – analógico, como se ilustra en la Fig. 2.3.c

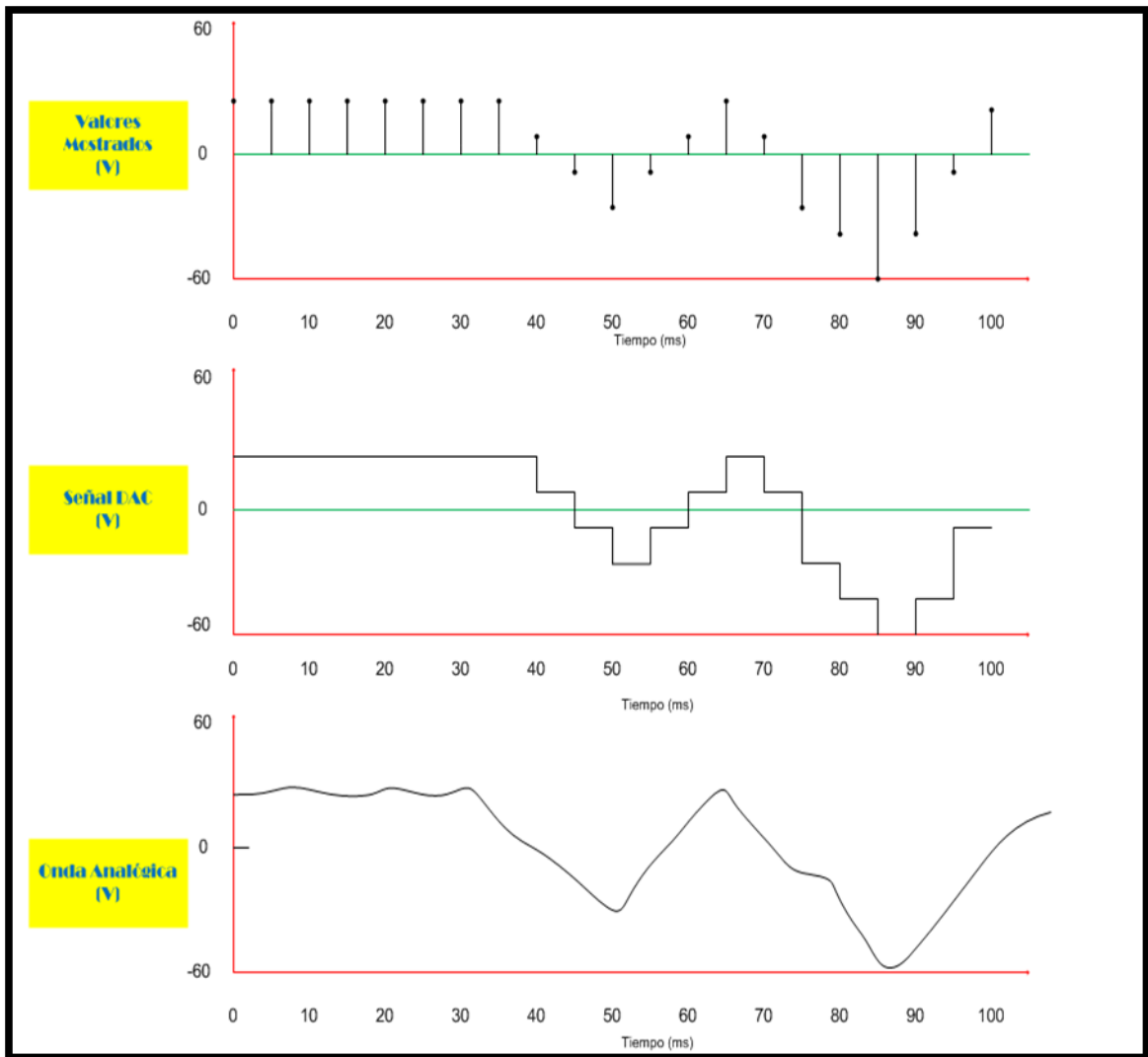


Fig. 2.3.c: Representación del proceso digital - analógico

2.4 Filtros antialiasing

Primeramente se definirá el teorema del muestreo, que dice:

“Para que una determinada frecuencia f_1 de señal analógica pueda ser completamente reconstruida, la velocidad de muestreo en el proceso de digitalización debe ser como mínimo igual a $2 \times f_1$, donde f_1 es conocida como Frecuencia de Nyquist”.

El teorema del muestreo define una mínima velocidad de

muestreo para que la superposición de espectros, o aliasing, sea evitada. La Fig. 2.4.a, ilustra el fenómeno en sí, donde las ondas son representadas a través de la misma velocidad de muestreo. Considerando una frecuencia de muestreo adoptada como f_m , la forma de onda representada en el literal (a) tiene una frecuencia de $9f_m/8$, en cuanto la frecuencia de la forma de onda representada en (b) es de $f_m/4$. Se puede observar que la forma de onda referente al literal (a) no cumple con el teorema del muestreo y por lo tanto, una mala representación de la señal se evidencia.

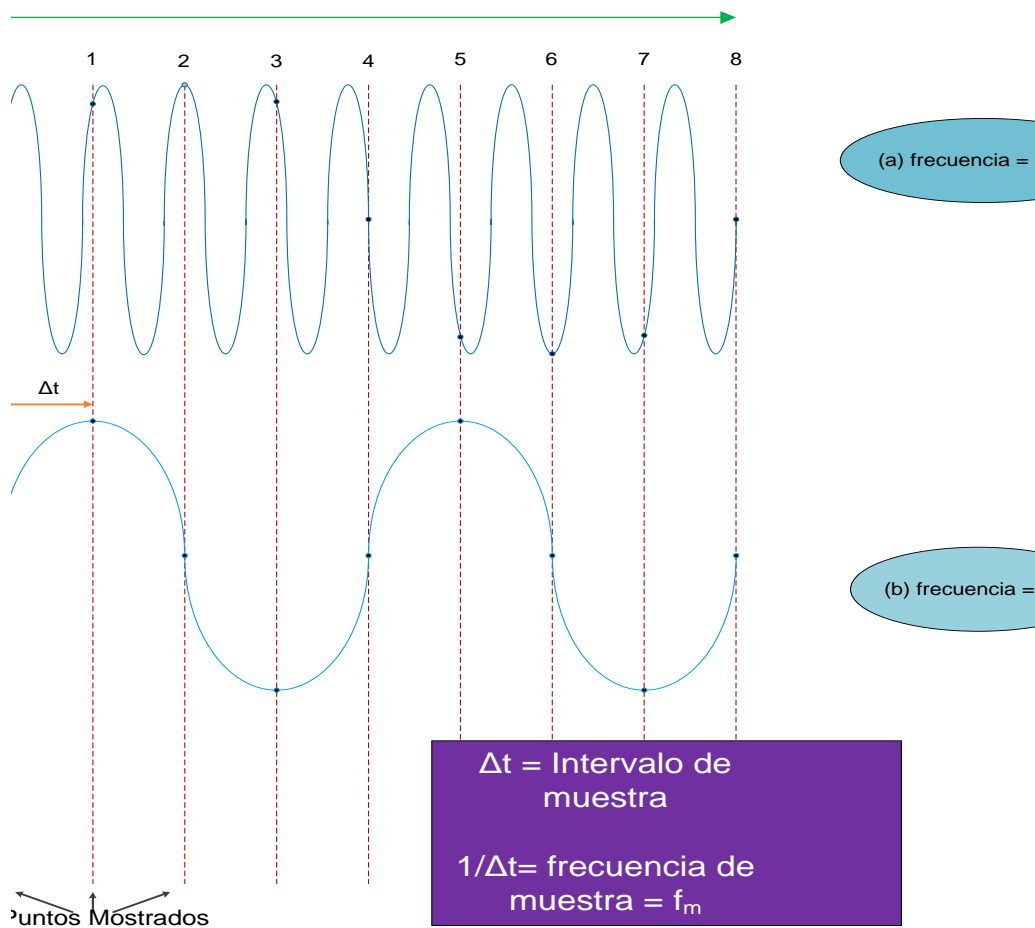


Fig. 2.4.a: Representación del fenómeno de superposición de espectros

Así, para que no ocurra tal fenómeno, filtros antialiasing deben

ser usados en procesos de digitalización de señal, es decir, filtros pasa bajo con frecuencia de corte igual a la mitad de la velocidad de muestreo utilizada por los conversores analógicos digitales. La respuesta del filtro antialiasing ideal con frecuencia de corte f_c es mostrada en la Fig. 2.4.b

Fig. 2.4.b: Respuesta de frecuencia de filtro de paso bajo ideal

En general un filtro con tal característica no puede ser encontrado en la práctica. Filtros con una frecuencia de corte muy abrupta producirán grandes retrasos en tiempos diferentes a su respuesta en función paso.

En aplicaciones prácticas, los filtros Butterworth e Chebyshev, de segundo orden, satisfacen los requisitos de los relés digitales y sus respuestas de frecuencia son ilustradas en la Fig. 2.4.c

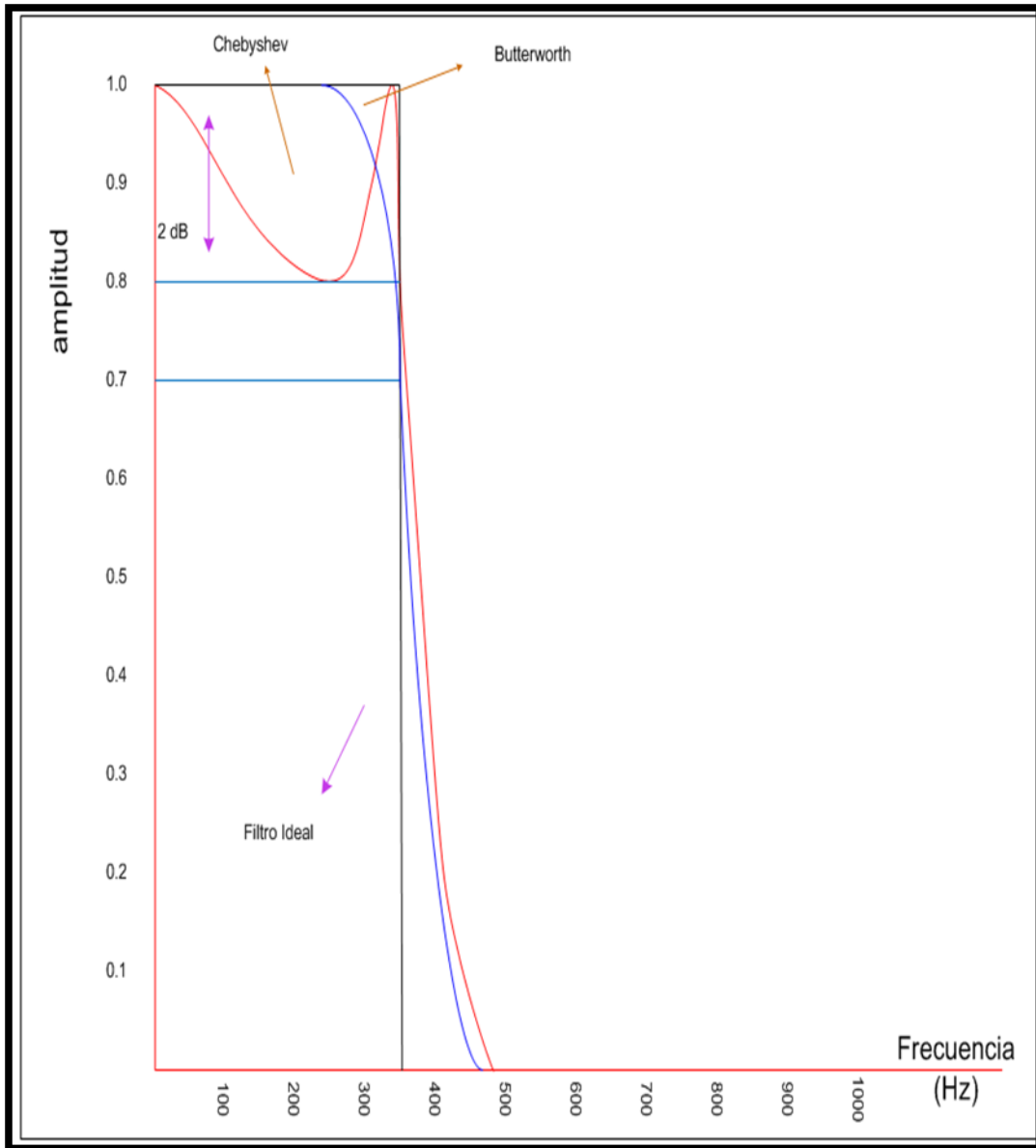


Fig. 2.4.c: Respuesta de frecuencia de filtros Butterworth y Chebyshev

CAPITULO 3

APLICACIÓN DEL RELE DIGITAL EN LA PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES

3.1 Sector del sistema eléctrico Ulysseas

En el anexo 1 se visualiza el diagrama unifilar del sistema Guayaquil 69 KV siendo la distancia del conductor de la línea de subtransmisión La Universal ≈ 5.04 Km

En la Fig. 3.1.a se muestra el sector de la línea que va a la S/E Pascuales 230 KV, que sale de la Planta Trinitaria y con un nivel de 230 KV; luego pasa por un transformador de potencia 230/138 KV, luego por otro de 138/69 KV, y después llega a la barra de la S/E Trinitaria a nivel de 69 KV; viniendo previamente de la línea de subtransmisión La Universal que se originó desde la barra de la S/E Ulysseas 69 KV, pasando por un poste que contiene a la línea de subtransmisión Pradera.

La línea La Universal no está interconectada con ninguna otra subestación más que las dos antes mencionadas. Ésta línea tiene un recorrido rectilíneo vertical total de 5 Km y un recorrido rectilíneo horizontal total de 2 Km.

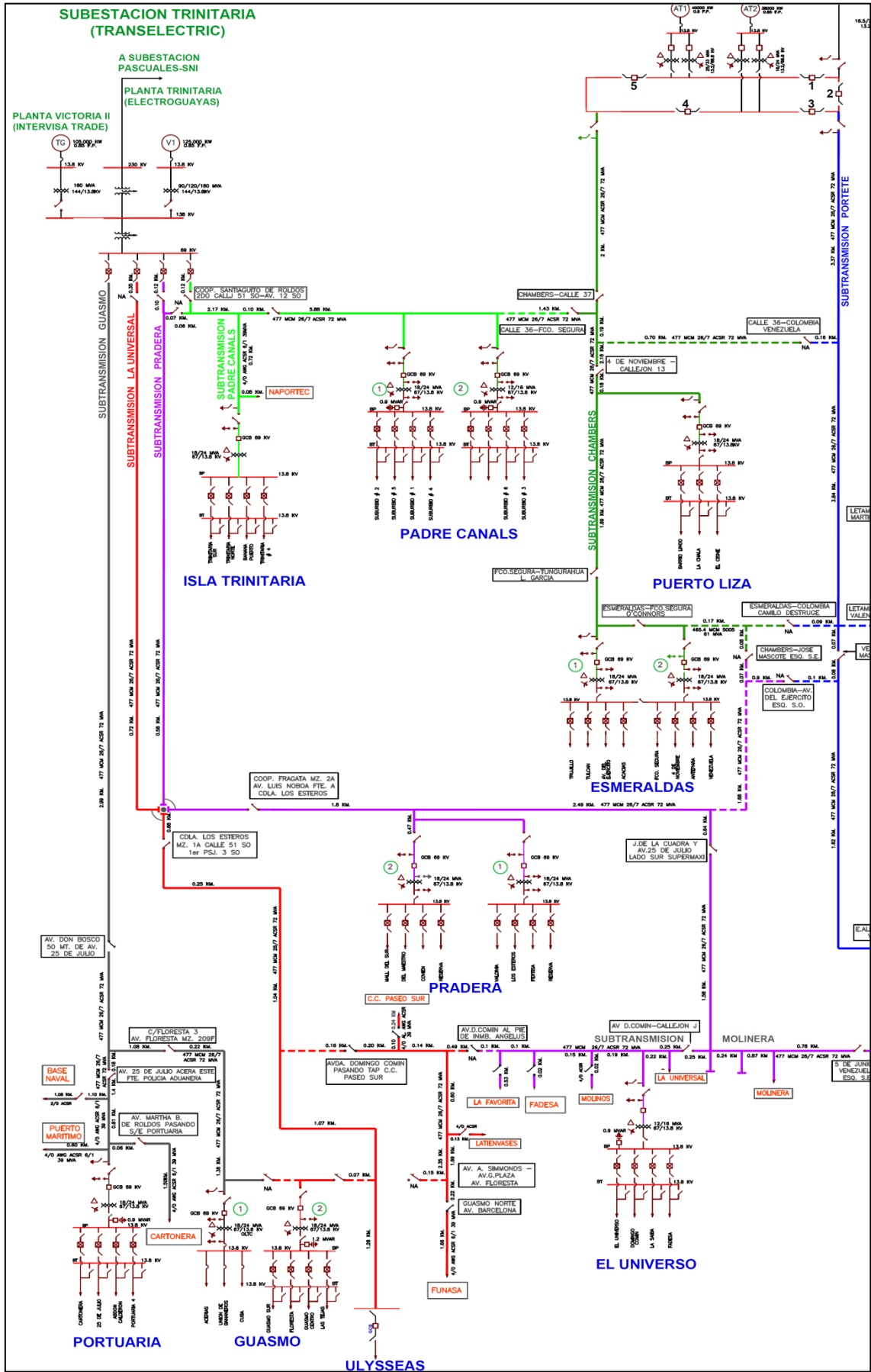


Fig. 3.1.a: Fragmento izquierdo del anexo 1

En la Fig.3.1.b se muestra el diagrama unifilar del sistema Ulysseas, el cual cuenta con 2 barcasas; Power Barge 1 donde se produce energía mediante el generador G que luego pasa por un transformador de potencia, y Power Barge 2 donde la energía se produce mediante los generadores G1, G2, G3, G4 que luego pasa por 2 transformadores de potencia; cuyas capacidades nominales se muestran en la Tabla 1.

El nivel de voltaje para los generadores es de 13.8 kV y la relación de transformación de los transformadores de potencia es 13.8/69 kV.

	Power Barge 1	Power Barge 2			
Generadores	G	G1	G2	G3	G4
Potencia activa (MW)	22	12,25	12,25	12,25	12,25
Factor de potencia (pf)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Transformadores	Trafo	Trafo 1		Trafo 2	
Potencia aparente (MVA)	15	20/27		20/27	

Tabla 1: Capacidades de los generadores y transformadores en Ulysseas

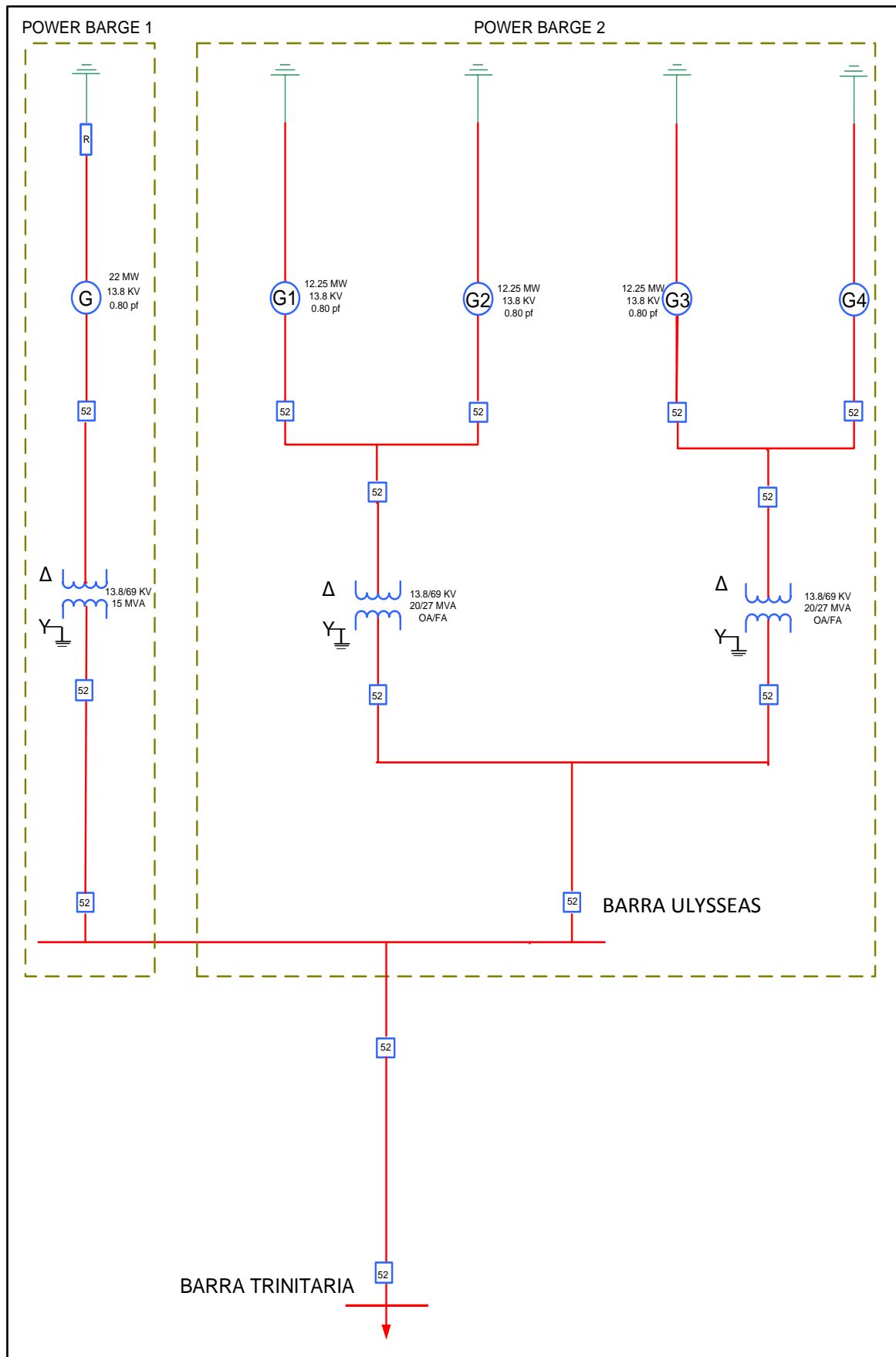


Fig. 3.1.b: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la central termoeléctrica Ulyseas

3.2 Sistema de protecciones de la central Ulysseas

Para la protección de los transformadores de potencia se utiliza el relé digital GE 745, la protección de la barra Ulysseas 69 kV se la realiza mediante relés digitales SEL 487B, mientras que la protección de la línea que va desde la barra Ulysseas 69 kV hasta la barra Trinitaria 69 kV se la realiza a través de la unidad de sobrecorriente direccional (67) del relé SEL 311C.

La protección de la Interconexión a 69 kV incluye las siguientes funciones:

- Unidad direccional 67 del relé 311C, ubicado en la entrada de la barra Trinitaria.
- Unidades de sobrecorriente 51, 51-1 y 51-2 del relé diferencial SEL 487B ubicado en la barra Ulysseas.
- Unidad de sobrecorriente del relé diferencial GE 745 ubicado en los transformadores de potencia.

La unidad direccional 67 del relé SEL 311C está ubicado en la entrada de la barra Trinitaria.

Las unidades de sobrecorriente del relé SEL 487B para protección diferencial de barra, están ajustadas de tal forma que cumplan la protección de respaldo del relé de protección de línea SEL 311C con la misma curva operacional. Los relés GE 745 ubicados dentro de la subestación Ulysseas son para dar protección de respaldo a la protección de la barra Ulysseas, tal

como se muestra en la Fig. 3.2

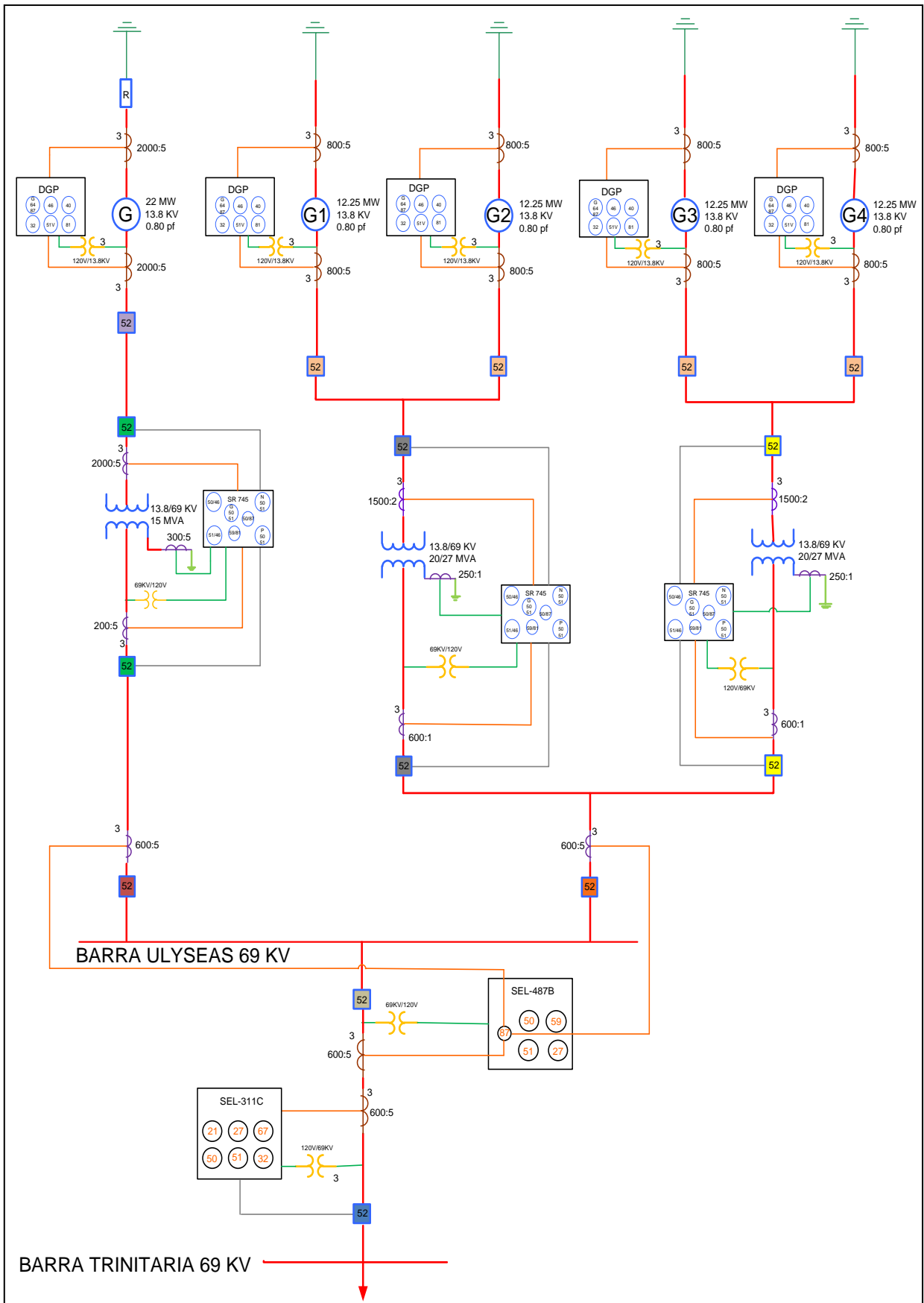


Fig. 3.2: Diagrama del sistema de protecciones de la central termoeléctrica Ulysseas

3.3 El relé digital GE DGP

3.3.1 Descripción

El Sistema DGP Digital Generator Protection (Protección del Generador Digital) es un sistema de relé digital basado en un microprocesador que utiliza el muestreo de la forma de onda de las entradas de corriente y de tensión para brindar protección, control y monitoreo de los generadores. Estas muestras se utilizan para computar los fasores de corriente y tensión utilizados para los algoritmos de la función de protección. El sistema DGP utiliza una interfaz hombre-máquina (MMI: Man Machine Interface) y un software para la comunicación local y remota respectivamente.

El sistema DGP está diseñado para ser utilizado en unidades generadoras hidroeléctricas, a gas o vapor. Este sistema digital puede proteger cualquier tamaño de generador.

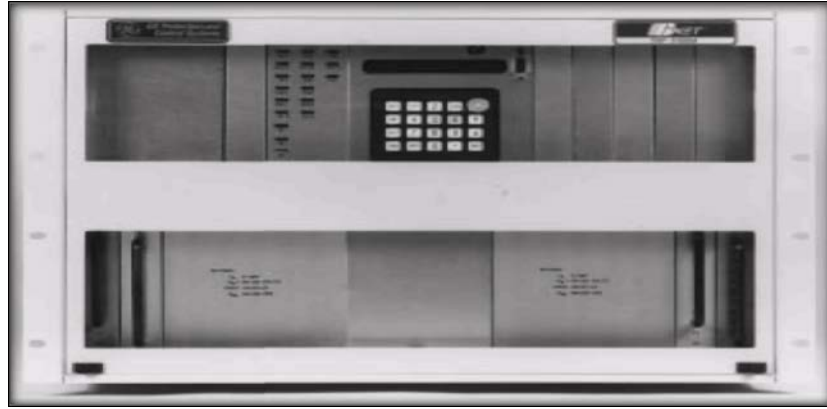


Fig. 3.3.1: Relé digital DGP

3.3.2 Funciones de protección del DGP

- ✓ Diferencial del estator: 87G
- ✓ Desequilibrio de corriente: 46
- ✓ Pérdida de excitación: 40
- ✓ Fuerza inversa: 32
- ✓ Sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión:
51V
- ✓ Puesta a tierra del estator: 64G1, 64G2, 27TN
- ✓ Sobrecorriente a tierra: 51GN
- ✓ Sobreexcitación: 24
- ✓ Sobretensión: 59
- ✓ Baja tensión: 27
- ✓ Sobre y baja frecuencia: 81
- ✓ Falla fusible del transformador de tensión: VTFF

✓ Energización accidental: AE

La Fig. 3.3.2 muestra un diagrama unifilar para el DGP.

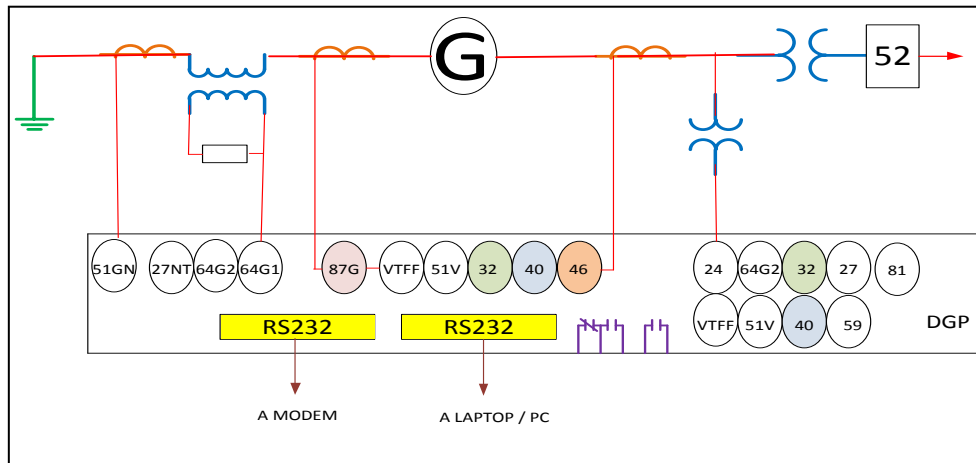


Fig. 3.3.2: Funciones del relé DGP

3.3.3. Fundamentación teórica de unidades 87G, 46, 40 y 32

Diferencial del Estator (87G)

La función diferencial del estator (87G) ofrece protección de alta velocidad para el estator del generador durante las fallas internas fase a fase y trifásicas. Utiliza un algoritmo de restricción de producto con doble pendiente descrito a continuación:

La función 87G opera cuando se alcanza la siguiente desigualdad:

$$|\bar{I}_1 - \bar{I}_2|^2 > K(\bar{I}_1 * \bar{I}_2)$$

Donde:

I_1 = Corriente de fase del lado de retorno del generador.

I_2 = Corriente de fase del lado del sistema del generador.

$$K = \text{Variable adaptable} = K_1/100 \quad \text{si } |\bar{I}_1 * \bar{I}_2| \leq 81$$

$$= 15 * K_1/100 \quad \text{si } |\bar{I}_1 * \bar{I}_2| > 81$$

En donde K_1 = ajuste 87G K1 en porcentaje (Calibración 203)

El algoritmo se procesa solo si

$$|\bar{I}_1 - \bar{I}_2| > 87G \text{ PICKUP}$$

La pendiente característica inicial puede calcularse utilizando la fórmula:

$$\%m = 100 \sqrt{\frac{K_1}{100}}$$

Las fallas de una fase a tierra no son normalmente detectadas por los relés diferenciales de máquinas, a menos que su neutro esté puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia.

Una pequeña porción del devanado próxima al neutro no estará protegida, la cantidad está determinada por la tensión necesaria para hacer que la corriente de captación mínima fluya a través de la impedancia del neutro a tierra. Los dispositivos de limitación de corriente en el circuito neutro-tierra aumentan esta impedancia y disminuirán la cobertura de la protección de falla a tierra de esta función.

Desequilibrio de Corriente (46 T)

Las causas para un desequilibrio de un generador

pueden ser: las cargas desequilibradas, las fallas desequilibradas del sistema y los circuitos abiertos.

La componente de secuencia negativa (I_2) de la corriente del estator está directamente relacionada con este desequilibrio y establece un campo de flujo electrónico contra-rotativo en la máquina, lo que provoca el calentamiento del hierro del rotor.

La capacidad de las máquinas de soportar el calentamiento provocado por estas corrientes se expresa por lo general en términos de una constante $(I_2)^2 t$

Con el fin de aproximar el enfriamiento de la máquina después de una condición de desequilibrio de corriente intermitente, se incorpora una reinicialización lineal. Además del 46T, se incluye una función de alarma por desequilibrio de corriente 46A, que opera por el componente de secuencia negativa (I_2) con una captación y retardo ajustable.

Pérdida de Excitación (40)

Esta función se utiliza para detectar la pérdida de excitación en máquinas sincrónicas. Incluye dos características mho, cada una con alcance, desplazamiento y retardo ajustables.

La excitación puede perderse debido a un disparo

inadvertido del interruptor de campo, a un circuito abierto o a un corto circuito en el devanado en el campo, a una falla en el regulador o a la pérdida de la fuente del devanado en el campo. La pérdida de excitación puede causar un deterioro en la operación del sistema. Cuando un generador sincrónico pierde excitación, tenderá a actuar como un generador de inducción: funcionará por encima de la velocidad normal, operará a una potencia reducida y recibirá su excitación del sistema. La impedancia de un relé considerando un generador dependerá de las características de la máquina, el flujo de carga previo a la pérdida de excitación y el tipo de falla en la excitación.

Los estudios indican que la función mho de la primera zona puede fijarse para detectar los casos graves de falla en la excitación con un retardo menor, mientras que en la segunda zona, pueden fijarse para detectar todos los casos de falla en la excitación. Para la función de la segunda zona se requiere un retardo mayor, por cuestiones de seguridad durante las condiciones de oscilación del sistema estable de alimentación.

Fuerza inversa (32)

Ante una pérdida total o parcial del motor primario, si la potencia generada es menor que las pérdidas en vacío de

la máquina, la potencia real comenzará a fluir hacia el generador. La fuerza motriz típica de los diferentes tipos de motores primarios se muestra en el anexo3.

3.3.4. Configuración del relé

101: UNITID – Número de identificación de la unidad

El **ID** de la **UNIDAD** es un número decimal entre 0 y 9999 para las unidades con protocolo GE Modem y de 1 a 127 para las unidades con Protocolo Modbus, el cual es almacenado en una memoria no volátil que únicamente identifica a un sistema de relé DGP. El **ID** de la **UNIDAD** es necesario para establecer una comunicación cuando se accede al DGP. Este solo puede cambiarse vía la MMI local y no mediante el software de comunicación GE-Link.

UNITID es fijado según se requiera.

102: SYSFREQ - Frecuencia del sistema

SYSFREQ es fijado en 60 Hz.

103: SEL TVM – Seleccionar monitoreo de tensión del disparo

Un contacto de cada uno de los cuatro relés de salida de disparo puede monitorearse para verificar la tensión CC. El

monitoreo se habilita o deshabilita fijando **SEL TVM** en 1 o 0, respectivamente. El código de cuatro dígitos de la calibración se aplica a 94G, 94G1, 94G2, y 94G3, en ese orden.

El monitoreo de todos los contactos sin usar deberá deshabilitarse para evitar alarmas que pudieran interferir.

SEL TVM es fijado según se requiera.

104: SEL TCM – Seleccionar monitoreo de corriente del disparo

Los cuatro contactos del disparo descritos anteriormente para el **SEL TVM** también se pueden monitorear para controlar la corriente CC cuando se emite una señal de disparo. Este monitoreo se habilita o deshabilita fijando **SEL TCM** en 1 o 0, respectivamente. El código de cuatro dígitos de la calibración se aplica a 94G, 94G1, 94G2, y 94G3, en ese orden.

Si la corriente de disparo a través de cualquiera de los contactos monitoreados no se espera que sea superior a 150mA, o si cualquiera de los circuitos de disparo no se interrumpe externamente, debe deshabilitarse para evitar los puntos de secuencia de eventos que pudieran interferir o el sellado del relé de salida.

SEL TCM es fijado según se requiera.

105: SELPRIM – Seleccionar unidades primarias o secundarias

SELPRIM puede fijarse en 0 para el primario o 1 para el secundario. Este ajuste determina si los valores presentes (corrientes, tensiones, vatios y vars) se muestran y almacenan como valores primarios o secundarios.

SELPRIM es fijado según se requiera.

106: CT RATIO – Relación del transformador de corriente

CT RATIO puede fijarse desde 1 a 50000. Este ajuste se aplica a todas las entradas de corriente con la excepción de la corriente I_{NR} .

CT RATIO para el generador G es fijado en:

$$CT\ RATIO = \frac{2000}{5} = 400$$

CT RATIO para los generadores G1, G2, G3 y G4 es fijado en:

$$CT\ RATIO = \frac{800}{5} = 160$$

107: VT RATIO – Relación del transformador de tensión

VT RATIO puede fijarse desde 1,0 a 240,0.

VT RATIO para los generadores G, G1, G2, G3 y G4 es fijado en:

$$VT \text{ RATIO} = \frac{13800}{120} = 115$$

108: COMMPORT- Puerto de comunicaciones

COMMPORT fija un índice de baudios, paridad y bits de parada del puerto en serie RS232, el cual solo puede ser cambiado con el teclado del DGP. El formato del ajuste es un número de cuatro dígitos *xxyz*, en el cual:

Índice de baudios = *xx* = 03, 12, 24, 48, 96 (x 100)

Paridad = *y* = 0 (Ninguno), 1 (Impar), 2 (Par)

Bits de parada = *z* = 1, 2

El ajuste del índice de baudios de 300, 1200, 2400, 4800, o 9600 debe coincidir con el índice de baudios del módem o dispositivo en serie conectado a los puertos en serie RS232. La paridad y los bits de parada deben coincidir con aquellos seleccionados para el puerto en serie de la PC remota.

COMMPORT es fijado según se requiere.

109: PHASE - Designación de fase

PHASE puede fijarse ya sea como A-B-C o A-C-B para coincidir con la rotación de fase de secuencia positiva del sistema del generador en el que el DGP está instalado. Las entradas de CT y VT en el relé, rotuladas como A, B, y C, deben estar

conectadas a fases del sistema A, B, y C para una correcta operación. Este ajuste permite al DGP computar correctamente e informar las cantidades que dependen de la secuencia.

PHASE es fijado como A-B-C.

110: TIMESYNC – Fuente de sincronización de tiempo

TIMESYNC determina el método de sincronización del reloj interno del sistema DGP. Puede fijarse en 0, el cual deja que el reloj funcione independientemente del oscilador interno; en 1, el cual sincroniza el reloj utilizando una señal IRIG-B conectada directamente al DGP mediante el puerto PL-3; o en 2, el cual sincroniza el reloj utilizando una señal en el pin 25 del RS232 puerto PL-1 cuando está conectado a una computadora anfitriona G-NET.

TIMESYNC es fijado según se requiera.

111: NUM FLTS – Cantidad de eventos de falla

NUM FLTS selecciona el número máximo de informes de falla y datos oscilográficos opcionales que pueden almacenarse en una memoria sin que se sobrescriban, y puede fijarse en 1, 2, o 3. Cuando se almacena un número máximo en la memoria, el informe de fallas y los datos oscilográficos asociados a un evento de almacenaje sobrescribirán los datos del evento más antiguo.

La siguiente tabulación muestra la cantidad total de ciclos oscilográficos permitidos por evento de almacenamiento como función de **NUM FLTS**.

NUM FLTS	CICLOS ALMACENAMIENTO
1	120
2	60
3	40

NUM FLTS es fijado según se requiera.

112: PREFLT- Ciclos previos a la falla

PREFLT selecciona la cantidad de ciclos previos al disparo (o previos a la falla) en cada grupo de datos oscilográficos. Puede fijarse de 1 a 20. La Calibración 111: **NUM FLTS** determina la cantidad total de ciclos por evento de almacenamiento, y **PREFLT** determina cuántos de éstos son ciclos previos al disparo.

PREFLT es fijado según se requiera.

113: OSC TRIG – Activador de oscilografía externo

Un disparo del sistema DGP siempre ocasiona el almacenamiento de la oscilografía. **OSC TRIG** habilita o deshabilita una activación oscilográfica adicional realizada por una entrada digital externa (DI5). Puede fijarse en 0 para

habilitarlo o en 1 para deshabilitarlo

OSC TRIG es fijado según se requiera.

114: NOM VOLT- Tensión nominal

NOM VOLT puede fijarse desde 100,0 hasta 140,0 V (fase a fase).

NOM VOLT para los generadores G, G1, G2, G3 y G4 es fijado en:

$$NOM\ VOLT = \frac{13800}{120} = 115$$

115: RATEDCUR – Corriente nominal

RATEDCUR puede fijarse de 0,10 a 9,99 A (0,02 a 1,99 A para modelos con característica nominal 1 A).

Para el sistema del generador G,

$$RATEDCUR = \frac{22000}{(13.8 \times \sqrt{3}) \times 0.8 \times (2000/5)} = 2.88\ A$$

Para el sistema del generador G1,

$$RATEDCUR = \frac{12250}{(13.8 \times \sqrt{3}) \times 0.8 \times (800/5)} = 4.00\ A$$

116: VT CONN – Conexión del transformador de tensión

VT CONN puede fijarse en 0 (ESTRELLA) o 1 (TRIÁNGULO).

VT CONN debe fijarse para identificar las conexiones VT que suministran tensión de CA al DGP.

117: NCTRATIO– Relación del transformador de corriente neutra

El ajuste **NCTRATIO** está disponible en todos los modelos de DGP salvo en el DGP***AAA. Puede fijarse de 1 a 50000. Este ajuste solamente se aplica a la corriente I_{NR} ; ver Relación de Transformador de Corriente (Calibración 106: CT **RATIO**) para el ajuste de la relación del CT de otras entradas de corriente.

Para el sistema de generador G, se tiene:

$$NCTRATIO = \frac{2000}{5} = 400$$

Para el sistema de generador G1, se tiene:

$$NCTRATIO = \frac{800}{5} = 160$$

3.3.5. Resumen de ajustes de configuración

Ajustes de configuración para el sistema del generador G y G1:

- **UNITID = 1**
- **PHASE = A-B-C (0)**
- **SYSFREQ = 60**
- **TIMESYNC = INTRNL (0)**
- **SEL TVM = según se requiera**
- **NUM FLTS = 3**

- **SEL TCM** = según se requiera
- **NOM VOLT** = 115 voltios
- **COMMPORT** = 2401
- **SELPRIM** = PRIMARIA (0)
- **RATEDCUR** = 2.88 A (G) y 4 A (G1)
- **CT RATIO** = 400
- **VT CONN** = ESTRELLA (0)
- **VT RATIO** = 115
- **NCTRATIO** = 400 (G) y 160 (G1)

3.3.6. Cálculo de calibraciones para unidades 87, 46, 40 y 32

Existe protección para defectos de aislamiento a través de la unidad diferencial (87) que pertenece a la función estator diferencial (87G). La protección contra defectos operacionales, se la realiza a través de: la unidad de inversión de fase (46), unidad de campo (40), unidad direccional (32).

A continuación se muestra la Fig. 3.3.6.a con los datos respectivos del generador G y así mismo en la Fig.3.3.6.b los datos correspondientes al generador G1 (G1=G2=G3=G4).

Considerando que son generadores impulsados por turbinas a gas se tomaron los valores mostrados en los anexos 2, 3 y 4.

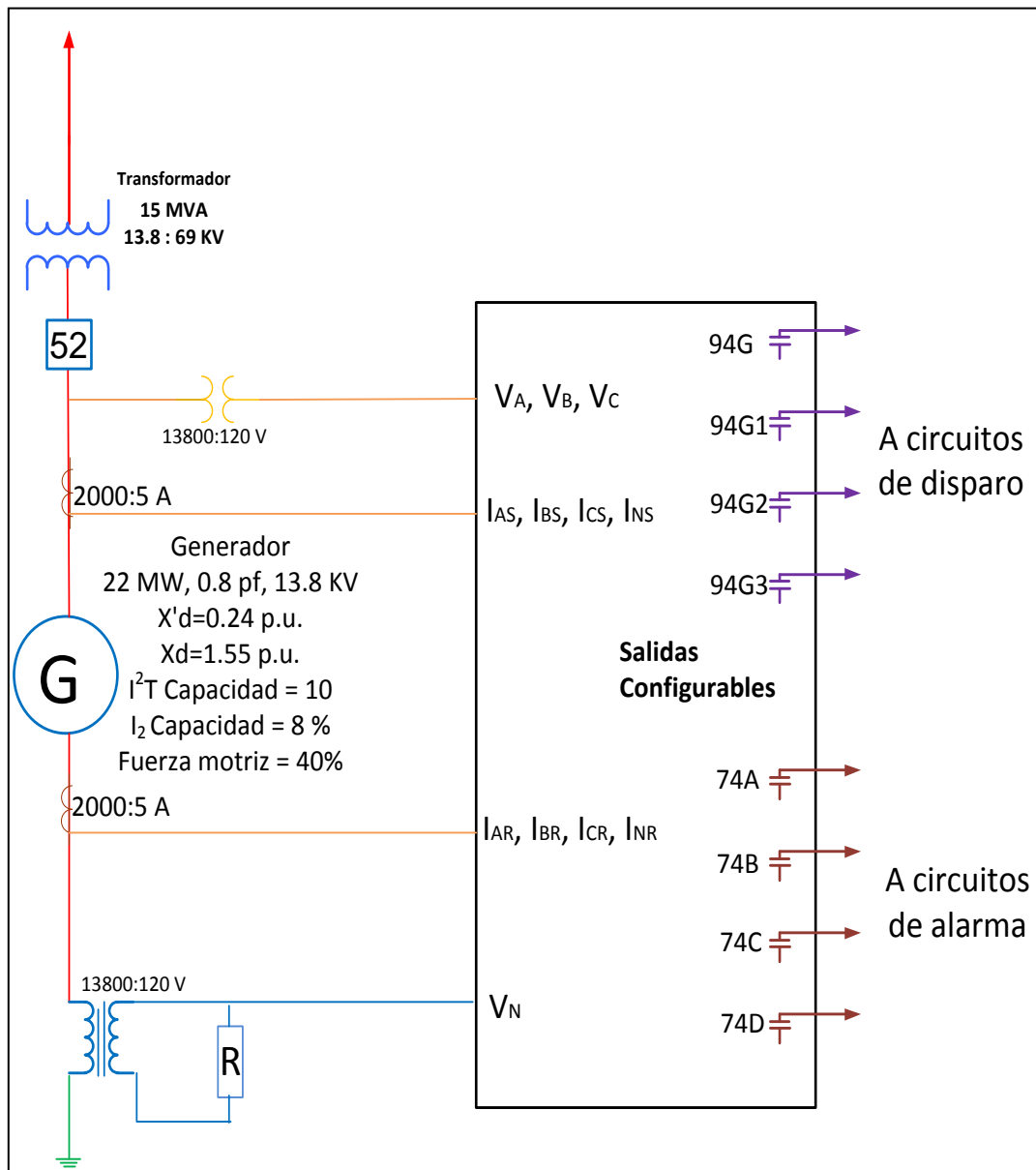


Fig. 3.3.6.a: Sistema del generador G

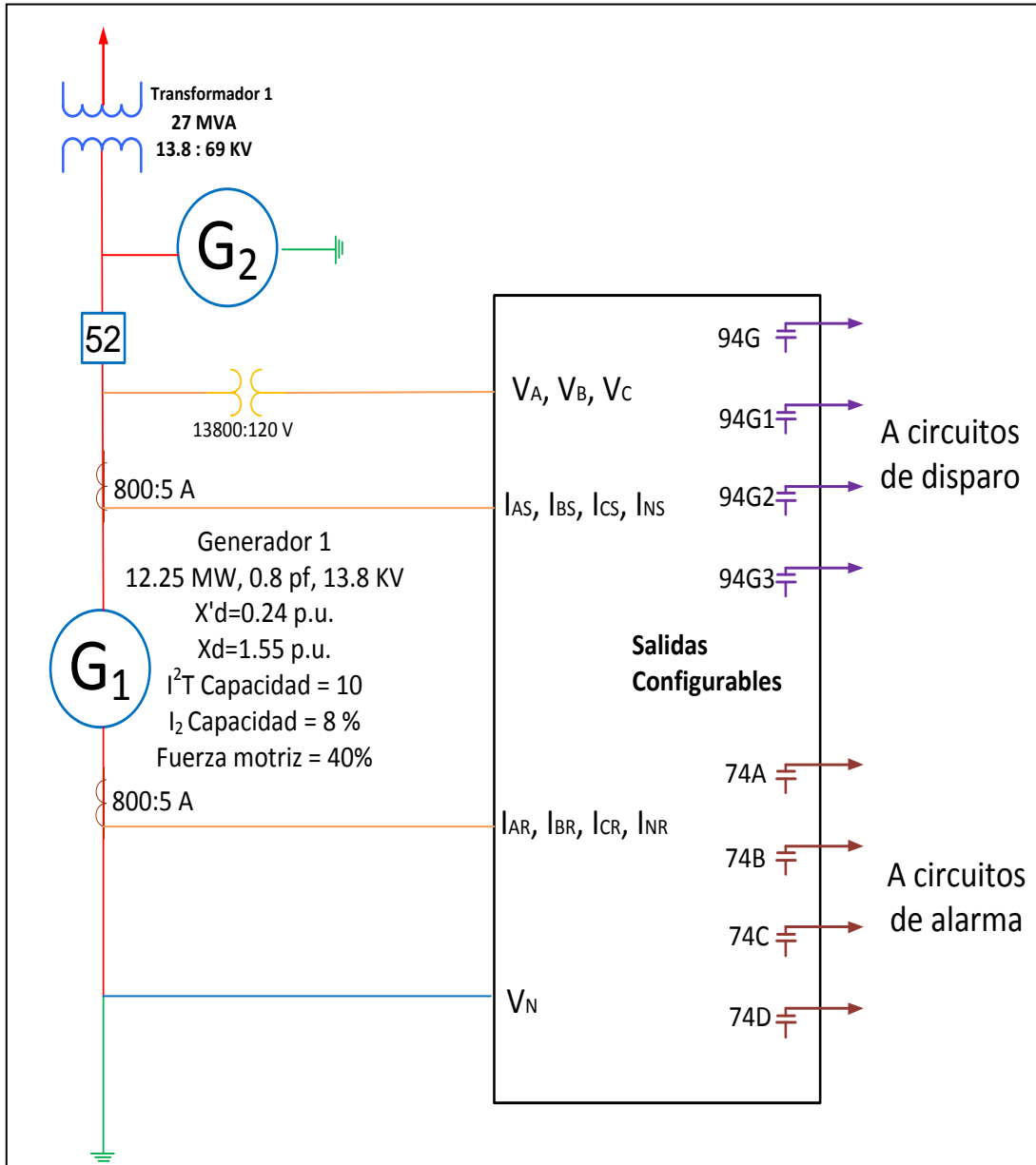


Fig. 3.3.6.b: Sistema del generador G1

3.3.6.1 PROTECCIÓN CONTRA EL DEFECTO DE AISLAMIENTO

DIFERENCIAL DEL ESTATOR (87G)

Las calibraciones **K1** y **PICKUP** de 2% y 0,3 A, respectivamente, se recomiendan para la mayoría de las aplicaciones en las que los CTs del lado del sistema y del lado neutro son de idéntico diseño Fig.3.3.6.1. Si los CTs no son de idéntico diseño entonces se debe considerar calibraciones superiores, o un margen de error del CT mayor.

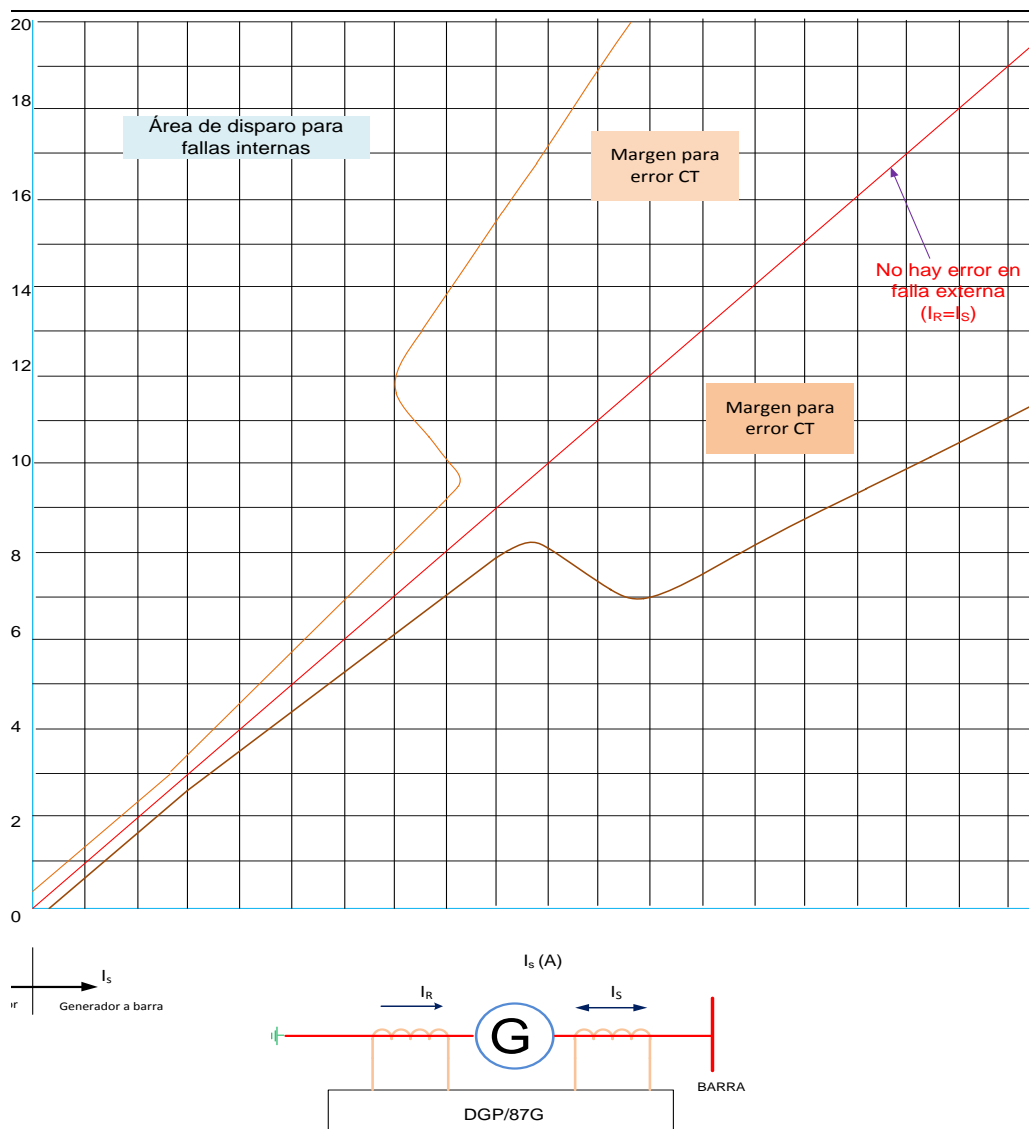


Fig. 3.3.6.1: Características 87G – K1=2%, Captación=0.3A

3.3.6.2. PROTECCIÓN CONTRA DEFECTOS OPERACIONALES

DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE (46A, 46T)

Función 46A

Tiene el propósito de dar la alarma antes de un disparo 46T para permitir al operador ejecutar una acción correctiva. La calibración 302: PICKUP debe estar dentro de un margen seguro por debajo de la corriente de secuencia negativa continua permitida del generador.

Para el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.a se tiene:

fijar 302: PICKUP = 70% de la capacidad I_2 de la máquina

$$PICKUP = \frac{0.7 * 0.08 * 22000}{\sqrt{3} * 0.8 * 13.8} = 64.43 A$$
$$= \frac{64.43}{2000/5} = 0.16 A$$

Para el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.b se tiene:

fijar 302: PICKUP = 70% de la capacidad I_2 de la máquina

$$PICKUP = \frac{0.7 * 0.08 * 12250}{\sqrt{3} * 0.8 * 13.8} = 35.87 A$$
$$= \frac{35.87}{800/5} = 0.22 A$$

Y la calibración 303: T114=2 segundos para ambos valores.

Función 46T

En el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.a se tiene que:

fijar 403: PICKUP = capacidad I_2 de la máquina

$$PICKUP = \frac{0.08 * 22000}{\sqrt{3} * 0.8 * 13.8} = 92.04 A$$

$$= \frac{92.04}{2000/5} = 0.23 A$$

En el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.b se tiene que:

fijar 403: PICKUP = 70% de la capacidad I_2 de la máquina

$$PICKUP = \frac{0.08 * 12250}{\sqrt{3} * 0.8 * 13.8} = 51.25 A$$

$$= \frac{51.25}{800/5} = 0.32 A$$

Y la calibración 404: $k_2=10$ para ambos valores (ver anexo 4).

PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40)

Asumiendo que no se utilice una VTFF (Fusible de falla del transformador de tensión), se recomienda fijar la calibración 501: SELV2SUP=1 (HABILITAR) y ajustar los siguientes parámetros (ver Fig. 3.6.2):

$$Z_{b(secundaria)} = \frac{kV_{base}^2}{MVA_{base}} * \frac{Relación CT}{Relación VT}$$

$$Xd'_{secundaria} = Z_{b(secundaria)} * Xd'_{pu}$$

$$Xd_{secundaria} = Z_{b(secundaria)} * Xd_{pu}$$

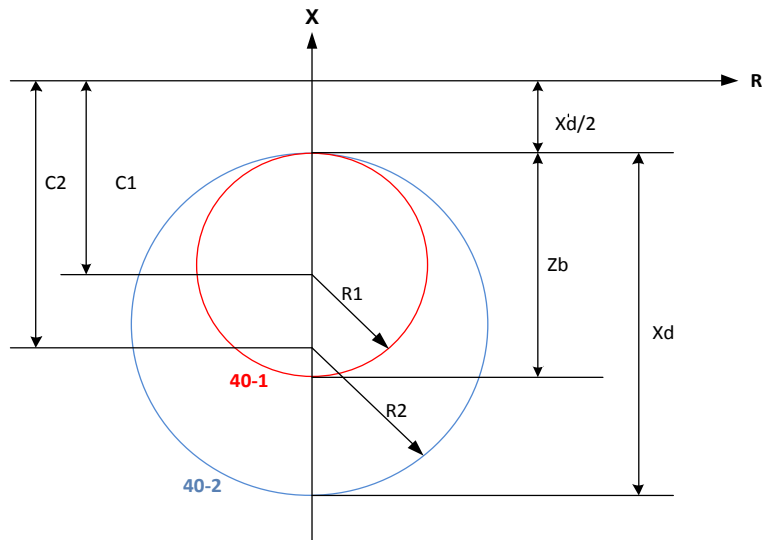


Fig. 3.3.6.2: Características mho

$$C1 = \text{Centro de 40-1 (Primera Zona)} = (Z_b + X'd)/2$$

$$R1 = \text{Radio de 40-1 (Primera Zona)} = Z_b/2$$

$$C2 = \text{Centro de 40-2 (Segunda Zona)} = (X_d + X'd)/2$$

$$R2 = \text{Radio de 40-2 (Segunda Zona)} = X_d/2$$

Z_b = Impedancia base de la máquina

$X'd$ = Reactancia transitoria de la máquina

X_d = Reactancia sincrónica de la máquina

Para la primera zona con un tiempo de retardo de 0.06 seg. se tiene:

$$\text{Centro} = \frac{Z_{b(\text{secundaria})} + X_{d'(\text{secundaria})}}{2}$$

$$\text{Radio} = \frac{Z_{b(\text{secundaria})}}{2}$$

Para la segunda zona con un tiempo de retardo de 0.5 seg. se tiene:

$$Centro = \frac{Xd_{(secundaria)} + Xd'_{(secundaria)}}{2}$$

$$Radio = \frac{Xd_{(secundaria)}}{2}$$

En el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.a se tiene:

$$Z_{b(secundaria)} = \frac{13.8^2}{100} * \frac{400}{115} = 6.62 \Omega$$

$$Xd'_{(secundaria)} = 6.62 * 0.24 = 1.59 \Omega$$

$$Xd_{(secundaria)} = 6.62 * 1.55 = 10.27 \Omega$$

Para la primera zona:

$$Centro = \frac{6.624 + 1.59}{2} = 4.11 \Omega$$

$$Radio = \frac{6.624}{2} = 3.31 \Omega$$

Para la segunda zona:

$$Centro = \frac{10.27 + 1.59}{2} = 5.93 \Omega$$

$$Radio = \frac{10.27}{2} = 5.14 \Omega$$

En el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.b se tiene:

$$Z_{b(secundaria)} = \frac{13.8^2_{base}}{100} * \frac{160}{115} = 2.65 \Omega$$

$$Xd'_{(secundaria)} = 2.65 * 0.22 = 0.58 \Omega$$

$$Xd_{(secundaria)} = 2.65 * 1.35 = 3.58 \Omega$$

Para la primera zona:

$$Centro = \frac{2.65 + 0.58}{2} = 1.62 \Omega$$

$$Radio = \frac{2.65}{2} = 1.33 \Omega$$

Para la segunda zona:

$$Centro = \frac{3.58 + 0.58}{2} = 2.08 \Omega$$

$$Radio = \frac{3.58}{2} = 1.79 \Omega$$

FUERZA INVERSA (32)

$$Fuerza Motriz = \frac{KVA nominal * \% Fuerza Motriz}{Relación CT * Relacion VT}$$

En el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.a se tiene:

$$Fuerza Motriz = \frac{22000 * 0.2 * 1000}{400 * 115} = 95.7 W$$

Fijar REVPWR a:

$$REVPWR = 0.5 * 95.7 = 47.8 W$$

En el sistema de generador de la Fig. 3.3.6.b se tiene:

$$Fuerza Motriz = \frac{12250 * 0.2 * 1000}{160 * 115} = 133.15 W$$

Fijar REVPWR a:

$$REVPWR = 0.5 * 133.15 = 66.6$$

3.3.7. Resumen de calibraciones para la protección

<u>PROTECCIÓN CONTRA DEFECTO DE AISLAMIENTO CON: 87</u>				
NÚMERO DE CALIBRACIÓN	MNEMÓNICO	CALIBRACIÓN POR OMISIÓN	CALIBRACIÓN CALCULADA	UNIDADES
ESTATOR DIFERENCIAL: 87G				
203	K1	5	2	%
204	PICKUP	0,3	0,3	A
<u>PROTECCIÓN CONTRA DEFECTOS OPERACIONALES: 46, 40, 32</u>				
NÚMERO DE CALIBRACIÓN	MNEMÓNICO	CALIBRACIÓN POR OMISIÓN	CALIBRACIÓN CALCULADA	UNIDADES
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE-ALARMA: 46 A				
302	PICKUP	0.05	0.16; 0.22	A
303	TL14	1	2	s
DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE-DISPARO: 46 T				
403	PICKUP	2	0.23; 0.32	A
404	K2	1	10	s
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - SUPERVISIÓN: 40				
501	SELV2SUP	1	1	---
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 1: 40-1				
603	CENTER	11	4.11 ; 1.62	Ω
604	RADIUS	8.5	3.31 ; 1.33	Ω
605	TL12	0.01	0,06	s
PÉRDIDA DE EXCITACIÓN - ZONA 2: 40-2				
703	CENTER	11	5.93 ; 2.08	Ω
704	RADIUS	8.5	5.14 ; 1.79	Ω
705	TL13	0.01	0.5	s
FUERZA INVERSA #1 : 32-1				
803	SQ TR EN	SÍ	SÍ	---
804	REV PWR	1.5	47.8; 66.6	W
805	TL1	5	3	s
FUERZA INVERSA #1 : 32-2				
903	REV PWR	1.5	47.8; 66.6	W
904	TL2	1	3	s

3.4 Datos de corrientes de cortocircuito

S/E ULYSSEAS 69 KV	Corrientes de cortocircuito: I _{cc} (A)	
	Trifásico (3 ϕ)	Monofásico (1 ϕ)
Corriente en el punto de falla	10320	8810
Contribución Trinitaria	6480	5010
Contribución PB 1	1240	2300
Contribución PB 2 (trafo1)	1300	750
Contribución PB 2 (trafo2)	1300	750

Tabla 2: Corrientes de cortocircuito 3 ϕ y 1 ϕ en S/E Ulysseas

3.5 Coordinación de las protecciones del sistema Ulysseas

El objetivo de la coordinación es determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

La aplicación de los datos de cortocircuito tomados de la tabla 2 permitirá el cálculo oportuno y selectivo de la coordinación de las protecciones del sistema.

Para la protección de las acometidas del Sistema de Distribución se han utilizados unidades de sobrecorriente que cumplen los siguientes criterios:

- Selectividad: Cada relé o elemento de protección debe operar únicamente en el límite correspondiente a proteger.
- Respaldo: Los relés dan protección primaria en la zona protegida y dan protección de respaldo a la zona adyacente.

- Tiempo de operación: El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.
- Simplicidad: La protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.

De acuerdo al estándar IEEE 242-2001, el tiempo mínimo de coordinación para relés digitales es 0.20 segundos (ver anexo 6), por ello se ha considerado un tiempo de coordinación igual a 0.25 segundos en el punto correspondiente a la falla, es decir, en la ubicación del relé tomando como asunción que la misma corriente de falla que pasa en la línea pasa por PB1 y PB2; así se considera una corriente de falla mayor a la que realmente pasaría, y con esto opera la unidad cuando los otros generadores están o no fuera de servicio.

Debido a que se requiere un rápido despeje de falla se utilizan las curvas IEC clase B (muy inversa) para todas las unidades de sobrecorriente.

La ecuación de la curva IEC tiempo-corriente clase B: (Anexo 5).

$$t_{op} = 13.5 \frac{TD}{M - 1}$$

Donde:

t_{op} (s): Tiempo de operación de la unidad de sobrecorriente (51)

TD (s): Dial de tiempo para el ajuste.

M: Múltiplo del TAP; donde el TAP es la corriente de ajuste de la unidad de sobrecorriente en el lado secundario del transformador de corriente, entonces:

$$TAP = \frac{I_{PU}}{RCT}$$

Donde:

I_{PU} (A): Corriente de puesta en trabajo del 51

RCT: Relación de transformación del transformador de corriente respectivo para la señal del 51

TIPO	TD			TAP		
	de:	a:	PASOS	de:	a:	PASOS
SEL 311C	0,05	1	0,01	0,25	16	0,01
SE L 487B	0,05	1	0,01	0,25	16	0,01
GE 745	0,05	1	0,01	0,05	20	0,01
GE DGP	0,1	99,99	0,01	0,1	5	0,01

Tabla 3: Rangos de TAP y TD (Anexos 7, 8, 9 y 10).

La unidad instantánea 50 tiene que darle oportunidad que opere primeramente el 51, por ello se lo ajustó a 4000 A ya que la corriente máxima de falla en la barra más cercana al relé es la suma de las contribuciones dadas por PB1 y PB2 (trafo1 y trafo2), esto es 3840 A (ver tabla 2).

3.5.1 Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 1 a nivel de 69 kV

La Fig. 3.2 muestra los elementos a coordinar en la red de distribución del sistema Ulysseas.

La gráfica a, muestra las curvas de operación y coordinación de las protecciones; con su respectiva tabla a, en la que están los puntos de interés para su coordinación.

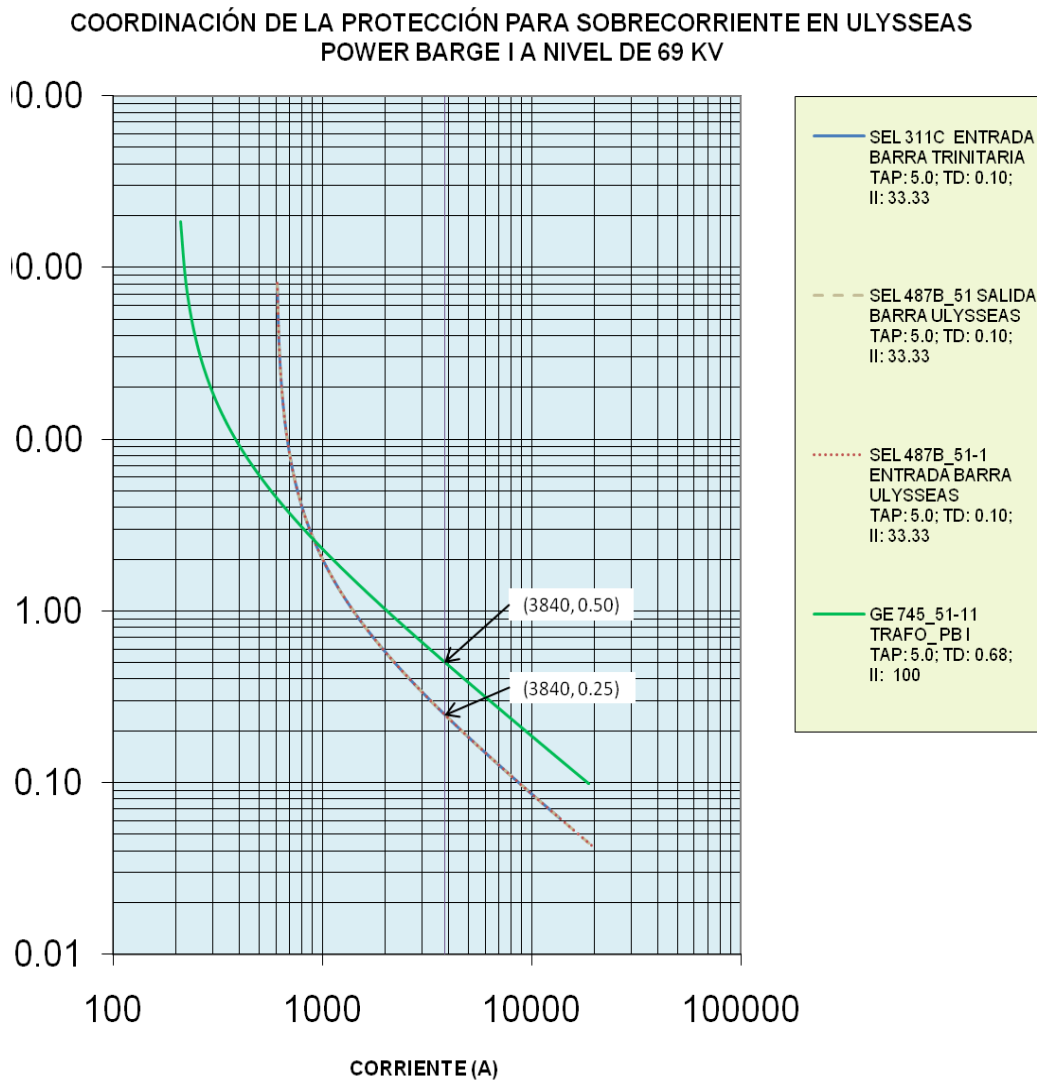


Figura a: Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas Power Barge 1 a nivel de 69 KV

SEL 311-C		SEL 487-B		SEL 487-B		GE 745	
IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)	
Entrada barra Trinitaria		Salida barra Ulysseas		Entrada barra Ulysseas		Transformador (15 MVA)	
67		51		51-1		51-11	
TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}
0.10	600	0.10	600	0.10	600	0.68	200
Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente
0.25	3840	0.25	3840	0.25	3840	0.50	3840

Tabla a: Puntos de interés para la gráfica a

3.5.2 Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 1 a nivel de 13.8KV

Para ésta coordinación de protecciones a nivel de 13.8 KV, se ha reflejado el valor de corriente de cortocircuito del lado primario (69 KV) hacia el lado del secundario del transformador (13.8 KV).

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{V_2}{V_1}$$

Donde:

I₁ (A): Corriente en el lado primario del transformador de potencia

I₂(A): Corriente en el lado secundario del transformador de potencia

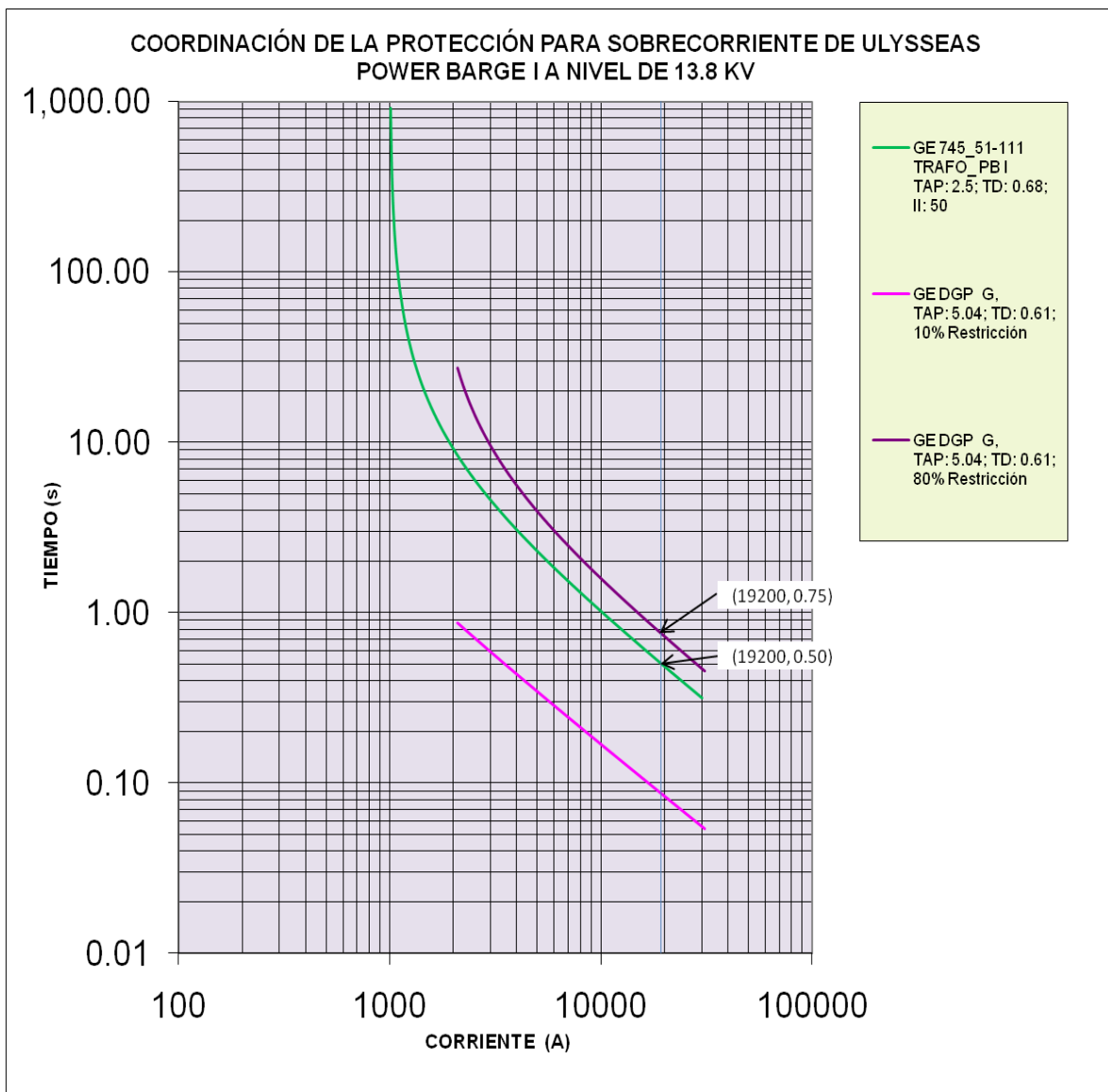
V₁ (V): Voltaje en el lado primario del transformador de potencia

V_2 (V): Voltaje en el lado secundario del transformador de potencia

Entonces;

$$I_2 = I_1 \frac{V_1}{V_2} = 3840 \left(\frac{69}{13.8} \right) = 19200 \text{ A}$$

Pero el tiempo de operación del relé GE 745 (51-111), debe ser el mismo en el lado del primario o secundario.

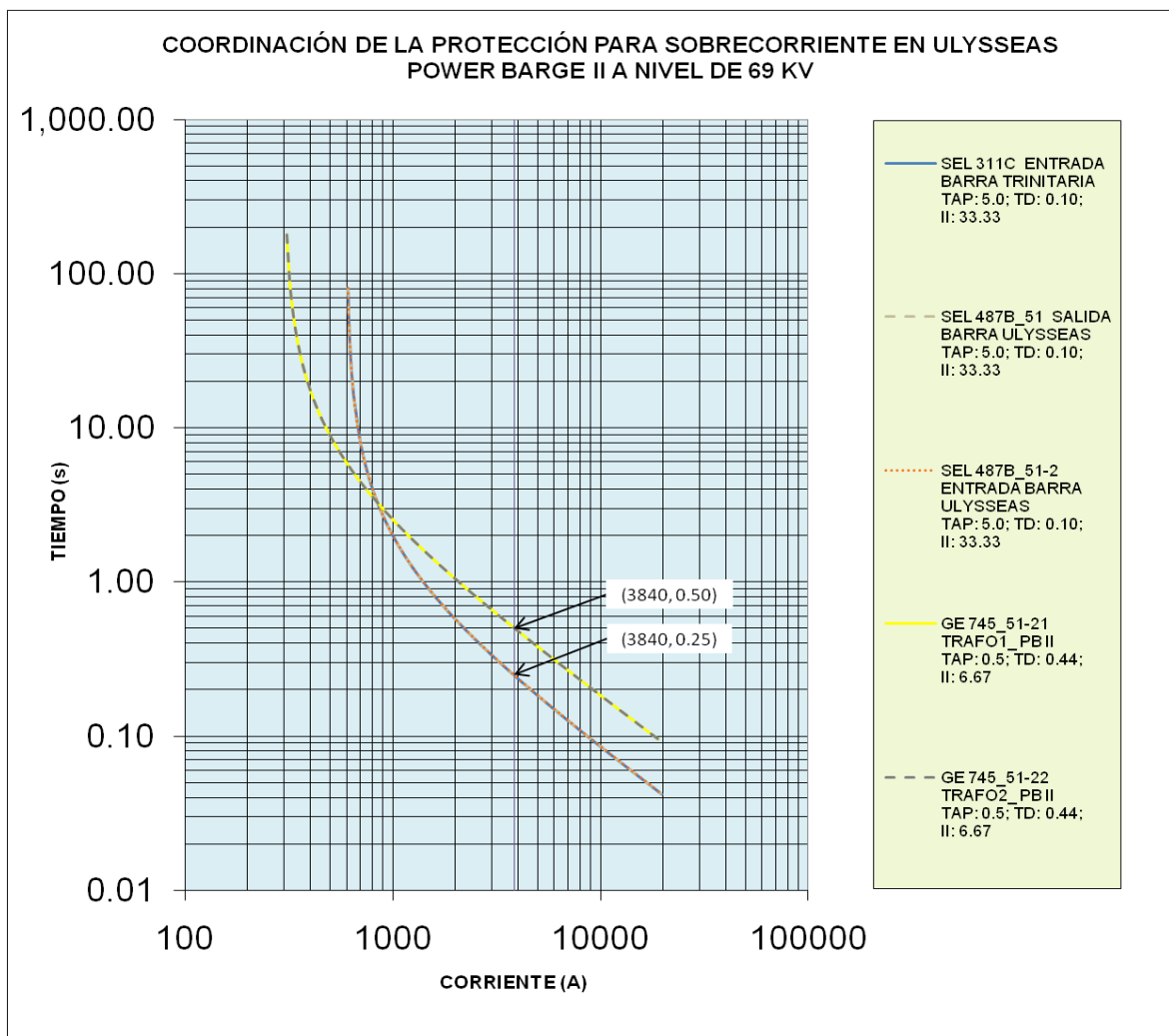


áfica b: Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulyss Power Barge 1 a nivel de 13.8KV

GE 745		GE-DGP		
IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		
Transformador (15MVA)		Protección de respaldo generador		
51-111		0.1	% Restricción	0.80
TD	I _{PU}	TD	Factor I _{PU}	I _{PU}
0.68	1000	0.61	1.75	2016
Tiempo	Corriente	Tiempo L	Corriente	Tiempo H
0.50	19200	0.09	19200	0.76

Tabla b: Puntos de interés para la gráfica b

3.5.3 Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 69 KV

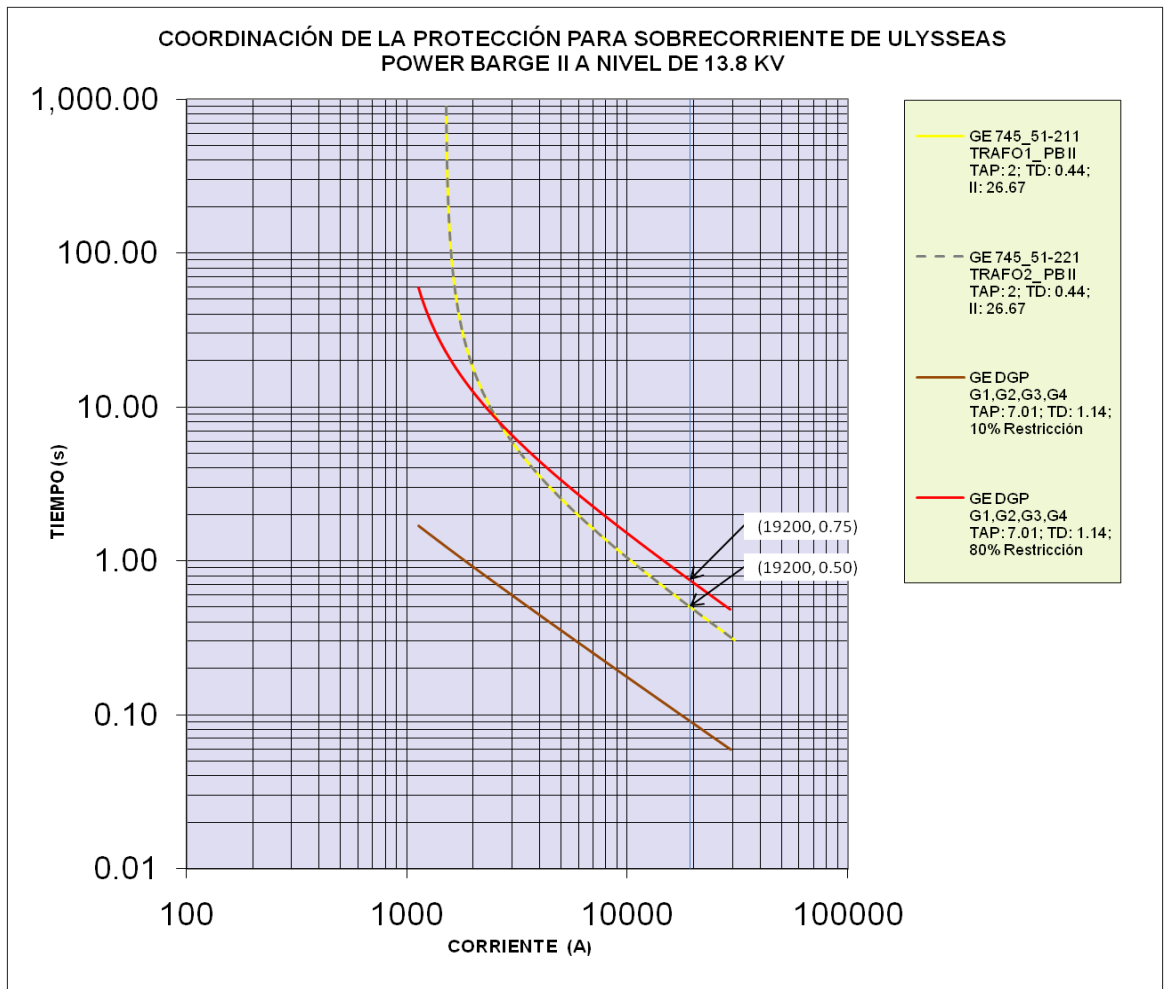


Gráfica c: Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 69KV

SEL 311-C		SEL 487-B		SEL 487-B		GE 745		GE 745	
IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)	
Entrada barra Trinitaria		Salida Barra Ulysseas		Entrada Barra Ulysseas		Transformador 1 (27 MVA)		Transformador 2 (27 MVA)	
67		51		51-2		51-21		51-22	
TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}
0.10	600	0.10	600	0.10	600	0.44	300	0.44	300
Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente
0.25	3840	0.25	3840	0.25	3840	0.50	3840	0.50	3840

Tabla c: Puntos de interés para la gráfica c

3.5.4 Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 13.8 KV



Gráfica d: Coordinación de la protección para sobrecorriente en Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 13.8KV

GE 745		GE 745		GE-DGP		
IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		
Transformador 1 (27 MVA)		Transformador 2 (27 MVA)		Protección de respaldo G1,G2,G3,G4		
51-211		51-221		0.1	% Restricción	0.80
TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	Factor I _{PU}	I _{PU}
0.44	1500	0.44	1500	1.14	1.75	1122
Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo o L	Corriente	Tiempo H
0.50	19200	0.50	19200	0.09	19200	0.75

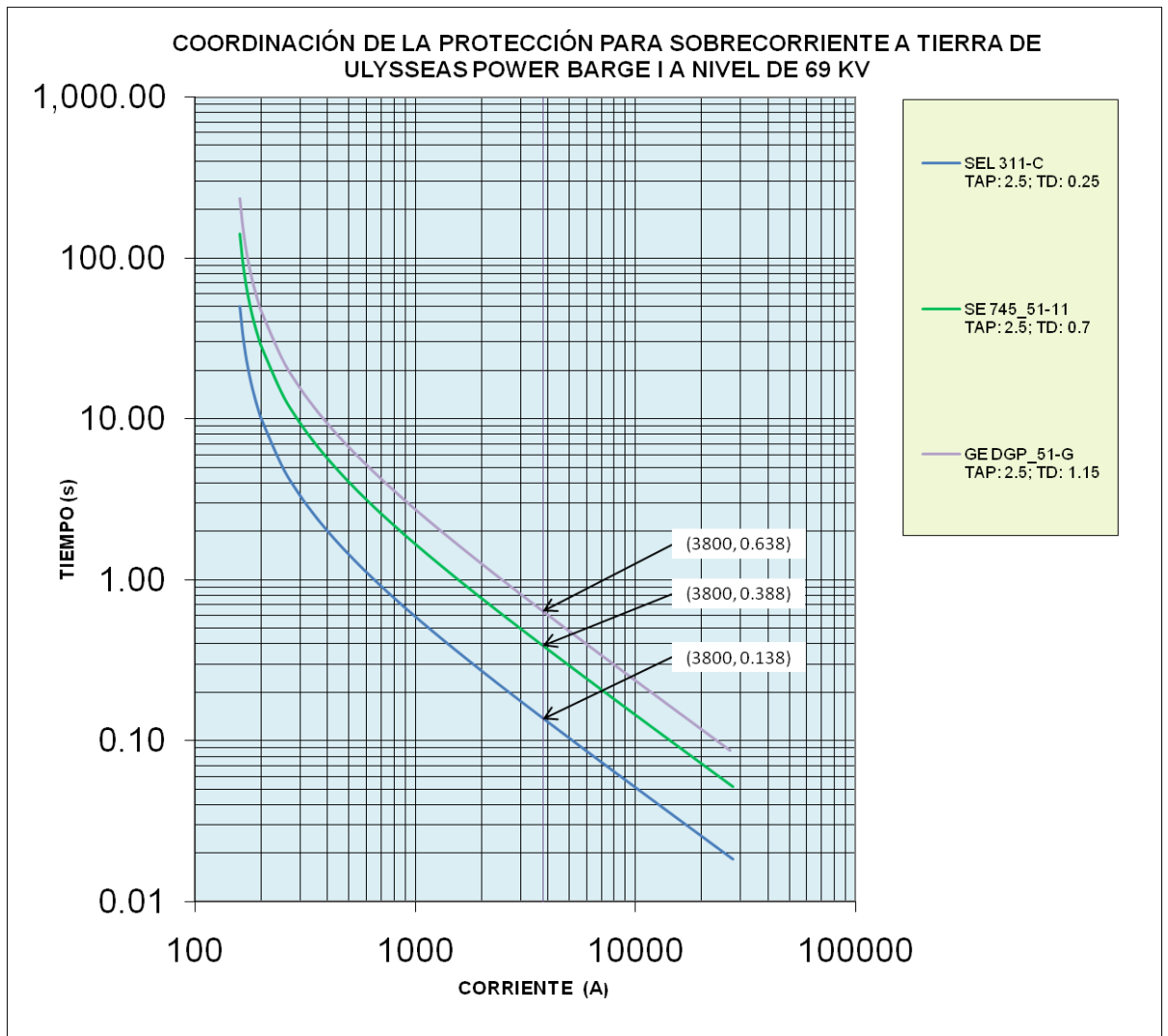
Tabla d: Puntos de interés para la gráfica d

3.5.5 Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas – Power Barge 1 a nivel de 69 KV

Considerando que en condiciones normales de operación la corriente que pasa por tierra en un sistema equilibrado es cero; entonces se asume un valor cercano a una corriente mínima de operación para establecer un valor del ajuste de las unidades de sobrecorriente a tierra, aclarando que el SEL 487B no posee ésta función.

Las gráficas e y f muestran las curvas de las unidades de protección para sobrecorriente a tierra en el lado de 69 KV.

El valor de 3800 A es la corriente de falla monofásica a tierra en 69 KV (ver tabla 2).

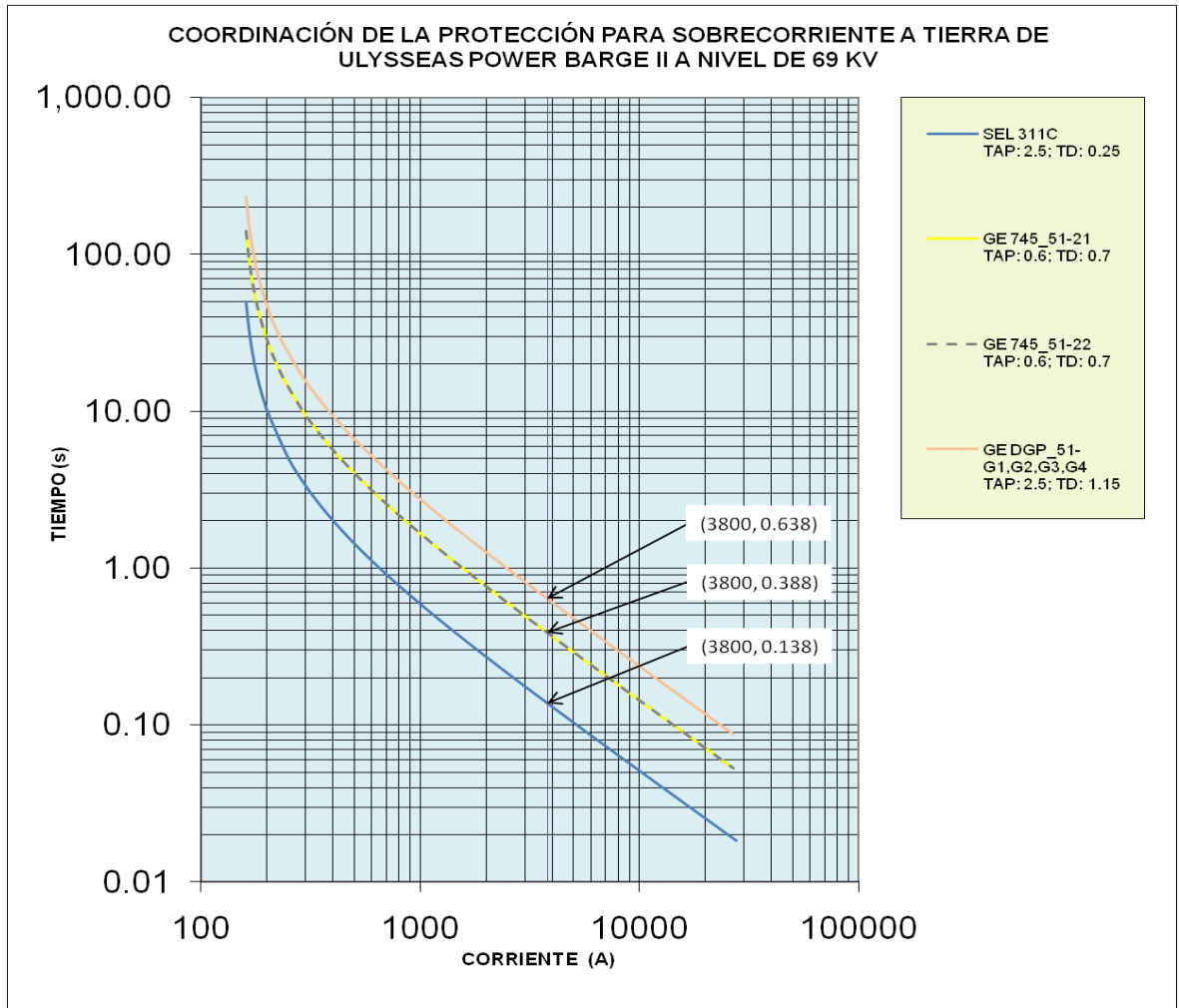


Gráfica e: Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas – Power Barge 1 a nivel de 69KV

SEL 311-C		GE 745		GE DGP	
IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)	
Entrada barra Trinitaria		Transformador (15 MVA)		Generador	
67		51-11		51-G	
TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}
0.25	150	0.70	150	1.15	150
Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente
0.138	3800	0.388	3800	0.638	3800

Tabla e: Puntos de interés para la gráfica e

3.5.6 Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 69 KV



Gráfica f: Coordinación de la protección para sobrecorriente a tierra de Ulysseas – Power Barge 2 a nivel de 69KV

SEL 311-C		GE 745		GE 745		GE DGP	
IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)		IEC Clase B (Muy inversa)	
Entrada barra Trinitaria		Transformador 1 (27 MVA)		Transformador 2 (27 MVA)		Generador G1,G2,G3,G4	
67		51-21		51-22		TODOS LOS DE PB II	
TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}	TD	I _{PU}
0.25	150	0.70	150	0.70	150	1.15	150
Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente	Tiempo	Corriente
0.138	3800	0.388	3800	0.388	3800	0.638	3800

Tabla f: Puntos de interés para la gráfica f

3.6 Resumen de ajustes para las unidades de sobrecorriente

PB 1	69 KV				13.8 KV		
	SEL 311C	SEL 487B	SEL 487B	GE 745	GE 745	GE DGP	
UNIDAD	67	51	51-1	51-11	51-111	10%	80%
TAP (A)	5	5	5	5	2,5	5,04	5,04
TD (s)	0,1	0,1	0,1	0,68	0,68	0,61	0,61
II (A)	33,33	33,33	33,33	100	50

Tabla4: Ajustes de unidades de fase para Power Barge 1

3 2	69 KV				13.8 KV			
	SEL 311C	SEL 487B	SEL 487B	GE 745	GE 745	GE 745	GE 745	GE D
DAD	67	51	51-2	51-21	51-22	51-211	51-221	10%
(A)	5	5	5	0,5	0,5	2	2	7,01
(s)	0,1	0,1	0,1	0,44	0,44	0,44	0,44	1,14
(A)	33,33	33,33	33,33	6,67	6,67	26,67	26,67	...

Tabla 5: Ajustes de unidades de fase para Power Barge 2

PB 1	69 KV		
	SEL 311C	GE 745	GE DGP
UNIDAD	67	51-11	51-G
TAP (A)	2,5	2,5	2,5
TD (s)	0,25	0,7	1,15

Tabla 6: Ajustes de unidades de tierra para Power Barge 1

PB 2	69 KV			
	SEL 311C	GE 745	GE 745	GE DGP
UNIDAD	67	51-21	51-22	51-G
TAP (A)	2,5	0,6	0,6	2,5
TD (s)	0,25	0,7	0,7	1,15

Tabla 7: Ajustes de unidades de tierra para Power Barge 2

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ❖ Como primer punto se puede concluir que previo a la utilización de los relés digitales en la coordinación de protecciones de un sistema eléctrico se debe tener un conocimiento básico sobre el funcionamiento de éstos, para aprovechar todas sus ventajas y así emplearlo en cualquier sistema eléctrico.
- ❖ Se concluye que existe una protección adecuada para este sistema Ulysseas, los ajustes de los parámetros y calibraciones de las unidades se han logrado bajo el estudio de cortocircuito que es indispensable, sin embargo se han obtenido únicamente los valores necesarios para el cálculo.
- ❖ Se utilizó la curva IEC muy inversa en todos los relés porque si era factible al momento de realizar la coordinación, esto cumple con el criterio de simplicidad para la protección de un sistema.

- ❖ Las protecciones planteadas para el sistema eléctrico Ulyseas, proporcionan selectividad, velocidad y respaldo en el despeje de las fallas eléctricas que puedan ocurrir.

- ❖ La tarea de seleccionar la acción de disparo adecuada para los relés de protección es un aspecto muy importante; por lo tanto requiere de un amplio entendimiento de la protección del generador, la capacidad del sistema y las prácticas de operación de la unidad.

RECOMENDACIONES

- ❖ Recomendamos que todo estudio de coordinación de protecciones eléctricas se efectúe en un medio computacional, tal que se logre visualizar las respectivas curvas operacionales (tiempo vs corriente de cortocircuito) de los equipos a proteger y así dar soluciones inmediatas.

- ❖ Para prevenir o minimizar daños y preparar el rápido regreso del funcionamiento de un equipo a proteger se recomienda la apropiada selección de modo de disparo.

ANEXOS

Anexo 1

Diagrama unifilar del sistema eléctrico Gye 69 KV

Anexo 2

Reactancias de tipos de generadores

Tipo de Generador o Compensador		Reactancia por unidad				
	Polos	Potencia MVA	X_d	X'_d	X''_d	Neg Sec X_2
convencional	2	hasta 12,5	1.35	0.22	0.10	0.10
	2	12,5 a 147	1.55	0.24	0.12	0.12
refrigeración interior	2	160 a 512	1.67	0.29	0.21	0.21
convencional	4	70 a 162	1.60	0.37	0.22	0.22
refrigeración interior	4	170 a 512	1.64	0.39	0.25	0.25
polos salientes - con jaula amortiguadora			1.15	0.37	0.24	0.24
sin jaula amortiguadora			1.15	0.35	0.32	0.55
Compensadores sincrónicos			1.80	0.40	0.25	0.24

Fuente: Westinghouse Electric Corporation

Anexo 3

Fuerza motriz típica

TIPO DE MOTOR PRIMARIO	FUERZA MOTRIZ EN % CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE LA UNIDAD
Turbina de gas	10 a 100
Diesel	15 a 25
Turbina hidráulica	2 a 100
Turbina de vapor	0,5 a 4

Fuente: Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos

Turbinas de gas. La potencia requerida para motorizar una turbina de gas varía del 10% al 50% de la capacidad de plena carga, dependiendo del diseño de la turbina y de si es un tipo que tiene una turbina de carga separada de la utilizada para manejar el compresor. El suministro de la protección por relevadores deberá hacerse en base a la inconveniencia de imponer la carga de la motorización al sistema. Usualmente, las turbinas no precisan de protección contra la motorización.

Fuente: El arte y la ciencia de protección de relés (C. R. Mason)

Anexo 4

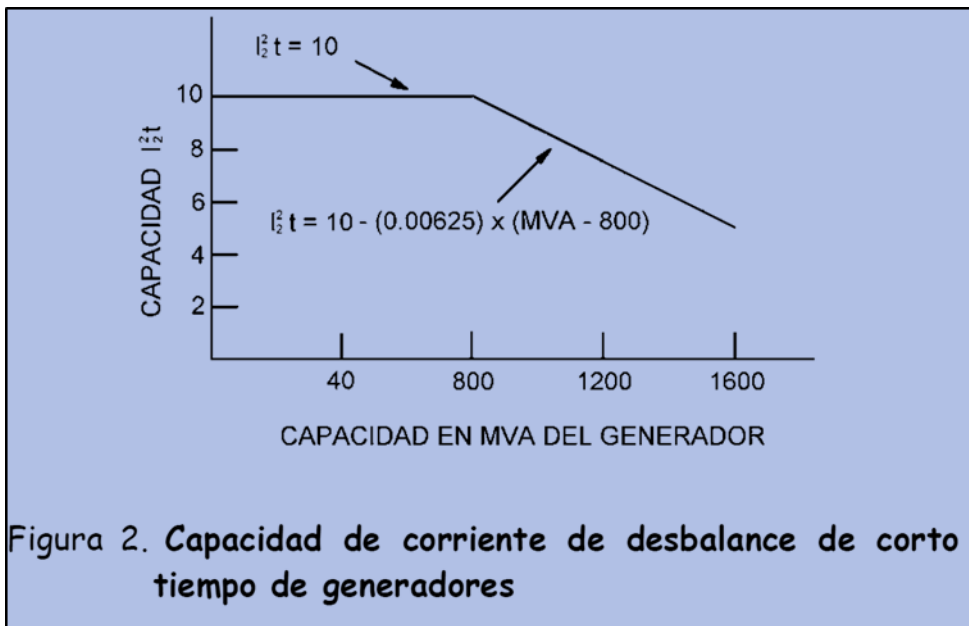
Porcentaje de la capacidad permisible del estator

TIPO DEL GENERADOR	I_2 PERMISIBLE (Porcentaje de la capacidad del estator)
Polos Salientes	
• Con devanados de amortiguamiento Conectado	10
• Con devanado de amortiguamiento No Conectado	5
Rotor Cilíndrico	
• Enfriado indirectamente	10
• Enfriado directamente a 960 MVA	8
• a 1200 MVA	6
• 1201 a 1500 MVA	5

Constante dependiente del diseño y capacidad del generador

TIPO DE GENERADOR	K I_2^{2+} permisible
Generador de Polo Saliente	40
Condensador Sincrónico	30
Tiempo del generador de rotor cilíndrico	
• Enfriado indirectamente	20
• Enfriado directamente (0-800 MVA)	10
• Enfriado directamente (801-1600 MVA)	Ver curva de la figura 2

uente: Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos



Fuente: Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos

Anexo 5

Curvas IEC

5.9.4 CURVAS IEC

Para las aplicaciones europeas, el relé ofrece las cuatro curvas estándar definidas en IEC 255-4 y la norma Británica BS142. Éstos se definen como la curva A IEC, la curva B IEC, la curva C IEC, y el inverso Corto. La fórmula para estas curvas es:

$$T = \begin{cases} M \times \left[\frac{K}{(1,03)^E - 1} \right], 1 \leq \frac{I}{I_{pkp}} < 1,03 \\ M \times \left[\frac{K}{(I/I_{pkp})^E - 1} \right], 1,03 \leq \frac{I}{I_{pkp}} < 20,0 \\ M \times \left[\frac{K}{(20,0)^E - 1} \right], \frac{I}{I_{pkp}} \geq 20,0 \end{cases}$$

donde: T =Tiempo de Operación (seg.)
M =Punto de Ajuste del Multiplicador
I =Corriente de Entrada
 I_{pkp} = Punto de Ajuste de la Corriente de Captación
K, E = Constantes

Tabla 5 -12: CONSTANTES DE LA CURVA IEC

FORMA DE LA CURVA IEC (BS)	CONSTANTES	
	K	E
IEC CURVA A (BS142)	0,140	0,020
IEC CURVA B (BS142)	13,500	1,000
IEC CURVA C (BS142)	80,000	2,000
IEC INVERSO CORTO	0,050	0,040

Anexo 6

Mínimo tiempo de coordinación de equipos de protección

IEEE
Std 242-2001

OVERCURRENT COORDINATION

Table 15-3 – Minimum CTIs^a

Downstream	Upstream			
	Fuse	Low-voltage breaker	Electro-mechanical relay	Static relay
Fuse	CS ^{b,c}	CS	0.22 s	0.12 s
Low-voltage circuit breaker	CS ^c	CS	0.22 s	0.12 s
Electromechanical relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Static relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

^aRelay settings assumed to be field-tested and -calibrated.
^bCS = Clear space between curves with upstream minimum-melting curve adjusted for pre-load.
^cSome manufacturers may also recommend a safety factor. Consult manufacturers' time-current curves.

Fuente: IEEE Std 242-2001

Anexo 7

Rango de calibración para el SEL 311C



Time Overcurrent Elements

Pickup Range:

OFF, 0.25–16.00 A, 0.01 A steps
(5 A nominal)

OFF, 0.05–3.20 A, 0.01 A steps
(1 A nominal)

Steady-State Pickup
Accuracy:

± 0.05 A and $\pm 3\%$ of setting
(5 A nominal)

± 0.01 A and $\pm 3\%$ of setting
(1 A nominal)

Time Dial Range:

0.50–15.00, 0.01 steps (US)

0.05–1.00, 0.01 steps (IEC)

Fuente: Manual SEL 311C

Anexo 8

Rango de calibración para el SEL 487B



Time-Overcurrent Elements

Pickup Range

5 A Model: 0.50–16.00 A secondary, 0.01 A steps

1 A Model: 0.10–3.20 A secondary, 0.01 A steps

Accuracy (Steady State)

5 A Model: ± 0.05 A, $\pm 3\%$ of setting

1 A Model: ± 0.01 A, $\pm 3\%$ of setting

Time Dial Range

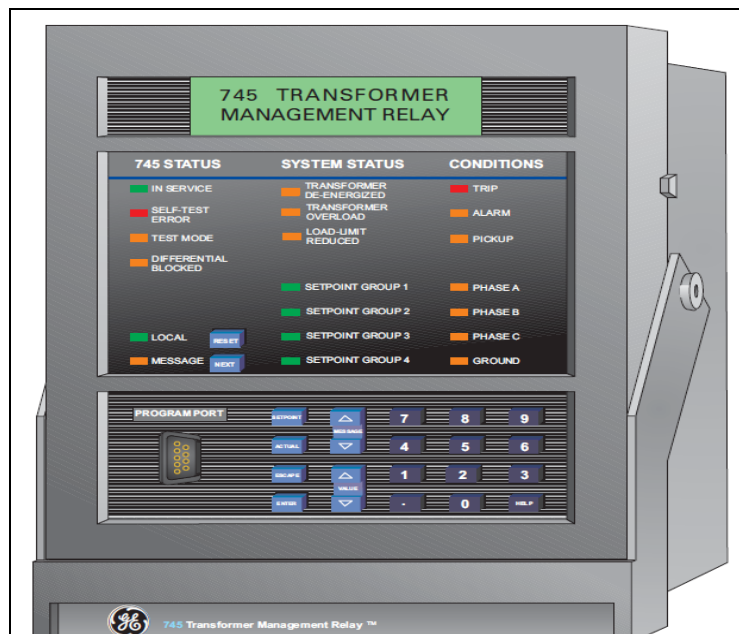
US: 0.50–15.00, 0.01 steps

IEC: 0.05–1.00, 0.01 steps

Fuente: Manual SEL 487B

Anexo 9

Rango de calibración para el GE 745



SOBREINTENSIDAD TEMPORIZADA DE FASE/NEUTRO (3I₀) /TIERRA/ SECUENCIA INVERSA

Nivel de arranque:	De 0,05 a 20 en pasos de 0,01x TI
Nivel de caída:	97-98% del arranque
Forma de curva:	(ver formas de curva)
Multiplicador de curva (Dial de tiempos):	0,5 a 30 para ANSI, IAC y FlexCurve en pasos de 0,1 0,05 a 1,00 para curvas IEC en pasos de 0,01

Fuente: Manual GE 745

Anexo 10

Rango de calibración para el GE DGP

7.1.2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN Y RANGOS DE CALIBRACIÓN				
FUNCIÓN	CALIBRACIÓN	RANGO		PASO
		5A	1 A	
Diferencial (87G)	Captación de corriente diferencial	0,20 a 1,00 A	0,04 a 0,20 A	0,01
Desequilibrio de corriente (46)	Corriente de secuencia negativa	0,05 a 2,99 A	0,01 a 0,60 A	0,01
	Constante de la máquina - K2		1,0 a 45,0	0,1
Pérdida de Excitación (40) (Dos zonas independientes)	Zona 1 y Zona 2 Centro	2,5 a 60 Ω	12,5 a 300 Ω	0,01
	Zona 1 y Zona 2 Radio	2,5 a 60 Ω	12,5 a 300 Ω	0,01
	Zona 1 y Zona 2 Cronomedidor		0,01 a 9,99 seg.	0,01
Fuerza inversa (32) (Dos pasos independientes) ⁽¹⁾	Potencia inversa	0,5 a 99,9 W	0,1 a 19,9 W	0,1
	Retardo (paso 1)		1 a 120 seg.	1
	Retardo (paso 2) (1)		1 a 60 seg.	1
Puesta a tierra estator (64G1) (Frecuencia fundamental)	Zona 1 Captación OV neutra		4,0 a 40,0 V	0,1
	Zona 1 Cronomedidor		0,1 a 9,9 seg.	0,1
Puesta a tierra estator (64G2) (Comparador 3er armónico) ⁽¹⁾	Zona 2 Cronomedidor		0,1 a 9,9 seg.	0,1
Puesta a tierra estator (27TN) (Tercer armónico UV)	Captación de tensión		0,1 a 9,9V	0,1
	Retardo		0,5 a 99,9 seg	0,1
	Límite Suministro - Bajo	0 a 999 W	0 a 200 W	1
Sobreexcitación (24)	Límite Suministro - Alto	0 a 999 W	0 a 200 W	1
	V/Hz Captación (Inversa)		1,00 a 1,99 por unidad	0,01
	Factor de tiempo (Inversa)		0,10 a 99,99 seg.	0,01
Sobretensión (59)	V/Hz Captación (Instantánea)		1,00 a 1,99 por unidad	0,01
	Cronomedidor (Instantánea)		0 a 9,9 seg.	0,1
	Reinicialización del cronomedidor		0 a 999 seg.	1
Sobre/baja frecuencia (81) (2 o 4 pasos independiente) ⁽¹⁾	Captación de tensión (Inversa)		100 a 200 V ⁽³⁾	1
	Factor de tiempo		0,10 a 99,99 seg.	0,01
	Captación de tensión (Instantánea) ⁽¹⁾		100 a 300 V ⁽³⁾	1
Soporte sistema (51V)	Punto de calibración (Baja)		40,00 a 65,00 Hz	0,1
	Punto de calibración (Sobre)		45,00 a 79,99 Hz	0,1
	Cronomedidor (Cada paso)		0,05 a 99,99 seg. ⁽²⁾	0,01
Sobrecorriente puesta tierra(51GN) ⁽¹⁾	Tiempo de fase OC Captación	0,5 a 16 A	0,1 a 3,2 A	0,1
	Factor de tiempo		0,10 a 99,99 seg.	0,01
Baja tensión (27) ⁽¹⁾	Captación OC tiempo puesta a tierra	0,10 a 5,00 A	0,02 a 1,00 A	0,01
	Factor de tiempo		0,1 a 99,99 seg.	0,01
Baja tensión (27) ⁽¹⁾	Captación de tensión		40 a 120 voltios ⁽³⁾	1
	Factor de tiempo		0,10 a 99,99 seg.	0,01

^① Indica una función opcional. Consulte la guía de selección para las funciones disponibles en un modelo específico.
^② Rango del cronomedidor para Paso 1 de baja frecuencia es de 0,1 a 999,9 seg.
^③ Se tiene un rango más amplio para los modelos DGP***ACA; consulte la Tabla 2-1 para los detalles.

Fuente: Manual GE DGP

BIBLIOGRAFÍA:

- [1] TRANSELECTRIC, Estudios de las protecciones eléctricas del proyecto termoeléctrico Ulysseas Power Barge, CELEC EP, Diciembre 2007
- [2] Peralta, D. – Mendoza, J. – Paredes, F., Estudios de coordinación de las protecciones por métodos computarizados aplicados a la interconexión de las barcasas Power Barge I y II, ESPOL, 2009
- [3] Coury, Denis – Oleskovicz, Mario–Giovanini, Renan, Proteção Digital de Sistemas Eléctricos de Potência: Dos reles electromecánicos aos microprocesados inteligentes, Universidade de São Paulo, 2007
- [4] The Power Engineering Education Committee - Power System Relaying Committee, Tutorial de protección de generadores sincrónicos, IEEE, 1995
- [5] Mason, Russell, El arte y la ciencia de la protección de relevadores, CECSA, 1979
- [6] Phadke, Arun – Thorp, James, Computer Relaying for Power Systems, John Wiley & Sons Ltd. Second Edition, 2009
- [7] Schweitzer Engineering Laboratories, Manual del usuario SEL 311C, <http://www.selinc.com/sel-311c/>, fecha de consulta agosto 2011
- [8] Schweitzer Engineering Laboratories, Manual del usuario SEL 487B, <http://www.selinc.com/sel-487b/>, fecha de consulta agosto 2011

- [9] GE Industrial Systems, Manual del usuario GE 745,
<http://www.gedigitalenergy.com/multilin/catalog/745.htm>, fecha
de consulta agosto 2011
- [10] GE Industrial Systems, Manual del usuario GE DGP,
<http://www.gedigitalenergy.com/multilin/catalog/DGP.htm>,
fecha de consulta agosto 2011
- [11] *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*,
Norma IEEE 242-2001,
<http://standards.ieee.org/findstds/standard/242-2001.html>,
fecha de consulta septiembre 2011