

CAPÍTULO 3 CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES DE UN GENERADOR DE 109.7MVA

Históricamente, han sucedido eventos en el SEP que han conducido a la salida de las unidades generadoras. Estas salidas de unidades ocurrieron por operación de los dispositivos de protección debido a condiciones anormales, las cuales tuvieron su origen fuera de la central generadora. Recordando un evento en el que se tuvo salidas de una cantidad considerable de generadores se puede hacer mención del mayor Blackout (apagón) de la historia, el ocurrido el 9 de Noviembre de 1965, en la “Sir Adam Beck Station fo the Hydro-Electric Power Commssion of Ontario” (Estación Sir Adam Beck de la Comisión de Energía Hidroeléctrica de Ontario, Canada), en la que debido a un mal ajuste de un relevador de protección de una línea que operaba en condiciones normales, provocó la salida de la línea de 230 kV, a lo cual el flujo de potencia se distribuyó en las líneas contiguas provocando sobrecarga y la desconexión de las mismas. “El resultado instantáneo del disparo de las líneas fue la aceleración de los generadores de la planta hidroeléctrica con una disminución instantánea en sus terminales de salida...La disminución instantánea de la generación en la planta, seguida por un rápido incremento en la potencia de salida, provocaron que los generadores salieran de sincronismo con la mayoría de los demás generadores conectados al sistema de transmisión interconectado...”¹.

A pesar de que se tuvo fuera del sistema a un número considerable de generadores, en ninguno de ellos se reporto algún daño que los dejara fuera del sistema por un tiempo considerable o definitivo, esto debido a que los ajuste de los relevadores de protección del generador brindaron la desconexión del mismo antes de que se encontrara en condiciones de operación severas.

Situaciones como la sucedida en 1965, definen la necesidad de contar con las protecciones propias y de respaldo de generador, más aún el cálculo correcto del valor de los ajustes bajo los cuales los relevadores operarán, es el punto medular bajo cual se rige la integridad de un generador eléctrico ante la ocurrencia de alguna contingencia en el sistema al que se conecta.

Teniendo presente la premisa anterior, a lo largo de este capítulo se presentará la manera como se determina los ajustes de las protecciones eléctricas con las que debe de contar, en primera instancia, una unidad, previo a su conexión con el sistema. Se debe tener en cuenta que las compañías suministradoras de energía eléctrica comprueban estos ajustes, así como la coordinación con las demás protecciones, realizando estudios de factibilidad bajo diferentes esquemas de demanda de carga y bajo diferentes contingencias que pudieran presentarse en el sistema y verificar de este forma el comportamiento de la nueva unidad ante dichos eventos. Este trabajo no contempla realizar dicho estudio debido a que no se cuenta con el software correspondiente. De forma paralela es de suma importancia establecer que este trabajo se basa en un Generador de Turbina de Vapor que se integro al sistema noroeste en 2009.

¹ Christiansen, D.,1976, *The Great Blackout of '65*, What went wrong, Vol. 8, página.85

Como punto de partida a continuación se presenta el diagrama unifilar de protecciones propio de la unidad. En él se presentan las características de la unidad generadora, transformador principal, transformador de sistemas auxiliares propios de la unidad y transformador de aterrizamiento del neutro del generador. Esta unidad cuenta con un sistema de excitación estático.

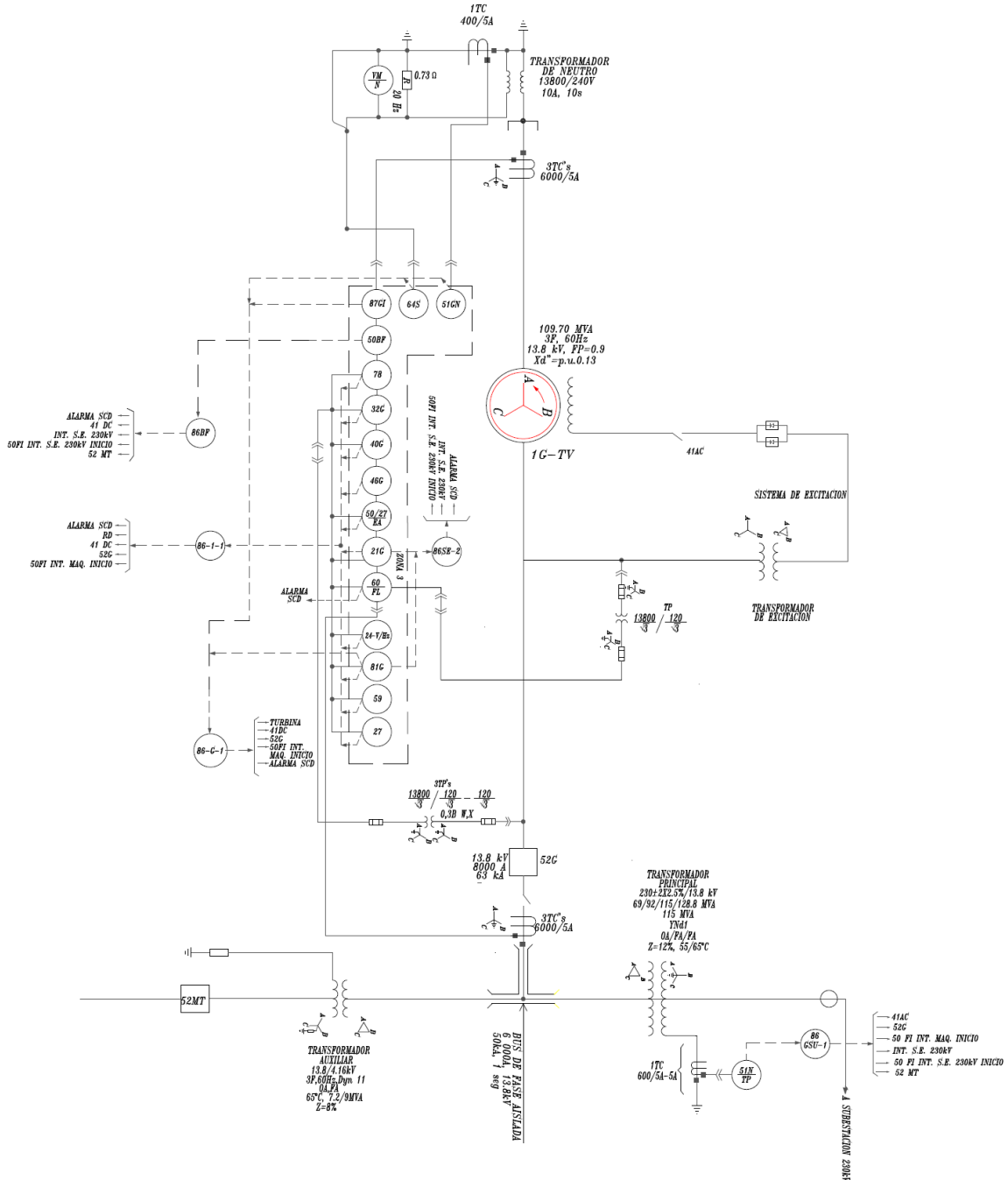


Figura 3.1 Esquema de Protecciones eléctricas de Generador con lógica de disparos.

Analizando la figura, se presentan los datos correspondientes al sistema, así como los datos del generador y transformador de potencia

Generador

Potencia	109.7 MVA
Voltaje	13.8 kV
Fases	3
Desviación de voltaje	+5%, -10%
Corriente de armadura	4590 kA
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	3600 rpm
Factor de Potencia	0.9
Relación de corto circuito	0.59
Reactancias	
X''d	13,3%
X'd	22%
Xd	170%
X2	14%
Max. Desbalance de carga	
Continua	8%
$I^2t = K$	10

Transformador

Potencia	115 MVA
Relación	230/13.8kV
Impedancia	11.875 %
Relación X/R	29.45

Sistema (230kV, 100 MVA)

Impedancia	6.25 %
------------	--------

$$RTC \text{ (relación de TC)} = 6000:5A \rightarrow 1200:1$$

$$RTP \text{ (relación de TP)} = 13800/\sqrt{3}:120/\sqrt{3} \text{ V} \rightarrow 115:1$$

$$RTP_{\text{neutro}} = 13800:240 \text{ V} \rightarrow 57.5:1$$

$$RTC_{\text{neutro}} = 400:5A \rightarrow 80:1$$

Se hace la conversión a valores secundarios, que son las magnitudes a nivel del relevador

$$I_{\text{prim}} = 4590A$$

$$I_{\text{sec}} = I_{\text{prim}}/RTC = 3.825 \text{ A}$$

$$V_{\text{prim}} = 13800/\sqrt{3} \text{ V}$$

$$V_{\text{sec}} = V_{\text{prim}}/RTP = 69.282 \text{ V}$$

Debido a que los valores deben estar en una potencia y voltaje base, se toman como base la potencia y voltaje del generador.

Transformador

$$Z_t' = \frac{MVA_g}{MVA_t} \left(\frac{kV_t^2}{kV_g^2} \right) Z_t \quad \underline{Z_t' = 0.11327 pu}$$

Sistema

$$Z_s' = \frac{MVA_t}{MVA_s} \left(\frac{kV_s^2}{kV_t^2} \right) Z_s \quad Z_s' = 0.071 pu$$

$$Z_s'' = \frac{MVA_g}{MVA_t} \left(\frac{MVA_t^2}{MVA_g^2} \right) Z_s' \quad \underline{Z_s'' = 0.067 pu}$$

Donde

MVA_g = Potencia base del generador

MVA_t = Potencia base del transformador

kV_g = Voltaje base del generador

kV_t = Voltaje base del transformador

Z_t' = impedancia del transformador en base al generador

Z_s' = impedancia del sistema en base del transformador

Z_s'' = impedancia del sistema en base del generador

Una vez que se tienen los datos correspondientes, el cálculo de los ajustes de las protecciones que presenta la figura 3.1 se harán tomando como punto de partida las recomendaciones de los estándares internacionales c37.102/D7 2006 del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en ingles) y el estándar 242-2001 del Instituto Americano Nacional de Estándares (ANSI, por sus siglas en ingles). A continuación se trata de seguir el orden de las protecciones conforme fueron presentadas en capítulo 2, tomando en cuenta los dispositivos del esquema presentado para este capítulo.

3.1 Ajuste de protección Diferencial porcentual (87G)

Debido a que la protección diferencial de pendiente es el esquema que la mayoría de las unidades contemplan, es recomendable proporcionar un ajuste de pick up y de pendiente tan sensible como sea posible para detectar fallas internas en los devanados.

Los ajustes típicos recomendables son

Pick up = 0.3 A

Pendiente = 10%

Los ajustes anteriores deben ser complementados con un estudio de saturación de TCs, esto con el fin de evitar operación en falso del relevador debido a altas corrientes de fallas externas.

3.2 Ajuste de Protección de falla a tierra en el estator (59GN)

Tomando en consideración que se tiene la puesta a tierra del generador por medio de un transformador de distribución (alta impedancia), la detección de falla a tierra es a través del relevador sobre voltaje en el neutro.

El transformador del neutro tiene una relación igual a 57.5:1

Se calcula el voltaje de línea a neutro en el secundario por medio de las siguientes fórmulas

$$V_{lnprim} = V_{nom} / \sqrt{3} \quad V_{lnprim} = 13800 / \sqrt{3} = 7967.4 \text{ V}$$

$$V_{lnsec} = V_{lnprim} / RTPN \quad V_{lnsec} = 138.56 \text{ V}$$

Donde

V_{lnprim} = voltaje de línea a neutro nominal en las terminales del generador

V_{nom} = voltaje nominal

V_{lnsec} = voltaje de línea a neutro reflejado en el secundario

$RTPN$ = relación de transformación del transformador del neutro

El ajuste típico recomendado es

$$\text{Pick up} = 5 \text{ V}$$

Por lo tanto, el porcentaje de protección del devanado del estator esta dado por

$$\frac{5}{138.56} = 0.036 * 100 = 3.6$$

El relevador 59GN es capaz de proteger **96.4%** del devanado.

Para lograr el 100% de protección del estator contra fallas a tierra, se recomienda establecer el esquema de protección por mediciones de tensión de tercera armónica en las terminales del generador, así como en el neutro, bajo diferentes niveles de carga, esto con el fin de determinar las magnitudes inherentes del voltaje de tercera armónica y consecuentemente aplicar la protección por diferencial de tensión de tercera armónica.

3.3 Ajuste de protección contra frecuencia anormal (81U, 81O)

Como se tiene conocimiento, el generador y la turbina tienen limitaciones de operación por frecuencias anormales. Sin embargo, la turbina de vapor se considera como el factor más restrictivo para soportar bajas frecuencias que el generador mismo debido a las posibles resonancias mecánicas naturales en las diferentes etapas de los álabes de la turbina. Si la velocidad del generador es cercana a la frecuencia natural de cualquiera de los álabes, estos incrementarán su vibración. El daño acumulativo de los álabes debido a estas vibraciones puede conducir a la fractura de la estructura de los álabes.

De acuerdo con IEEE. C37. 106 los límites típicos por los fabricantes de turbinas de vapor esta expresado en la siguiente gráfica:

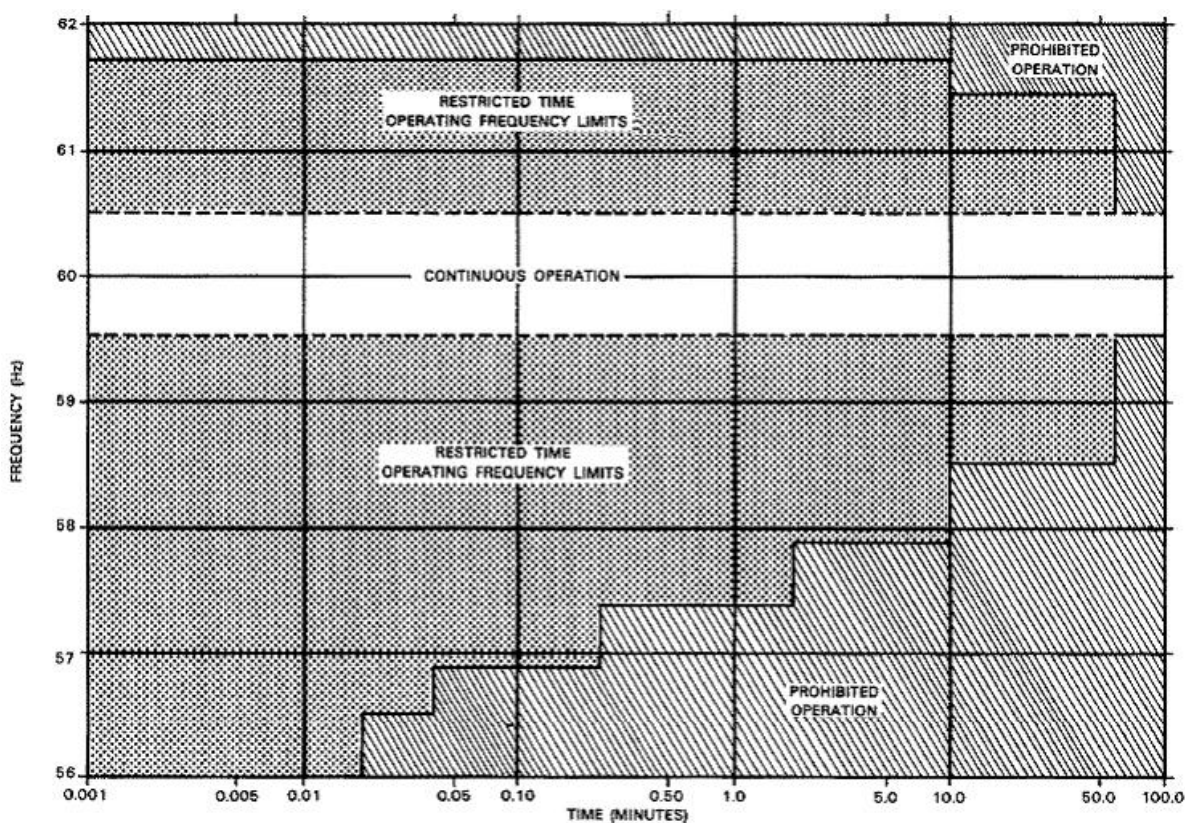


Figura 3.2 Límites de operación típicos para turbinas de vapor

Considerando los límites mostrados en la figura anterior se pueden establecer los siguientes ajustes

Pick up 81U#1 = 57 Hz
Time delay = 6 ciclos

Pick up 81U#2 = 58 Hz
Time delay = 1800 ciclos

Pick up 81O#1 = 61.5 Hz

Time delay = 1800 ciclos

Pick up 81O#2 = 62 Hz

Time delay = 6 ciclos

3.4 Ajuste de protección contra sobreexcitación (24)

La sobreexcitación de un generador debido a una pérdida súbita de carga tiene consecuencias si el generador trabaja bajo estas condiciones durante un tiempo determinado.

El ajuste para la protección contra sobre excitación se basa en la curva de límite V/Hz que proporciona el fabricante, la cual se muestra en la figura 3.4

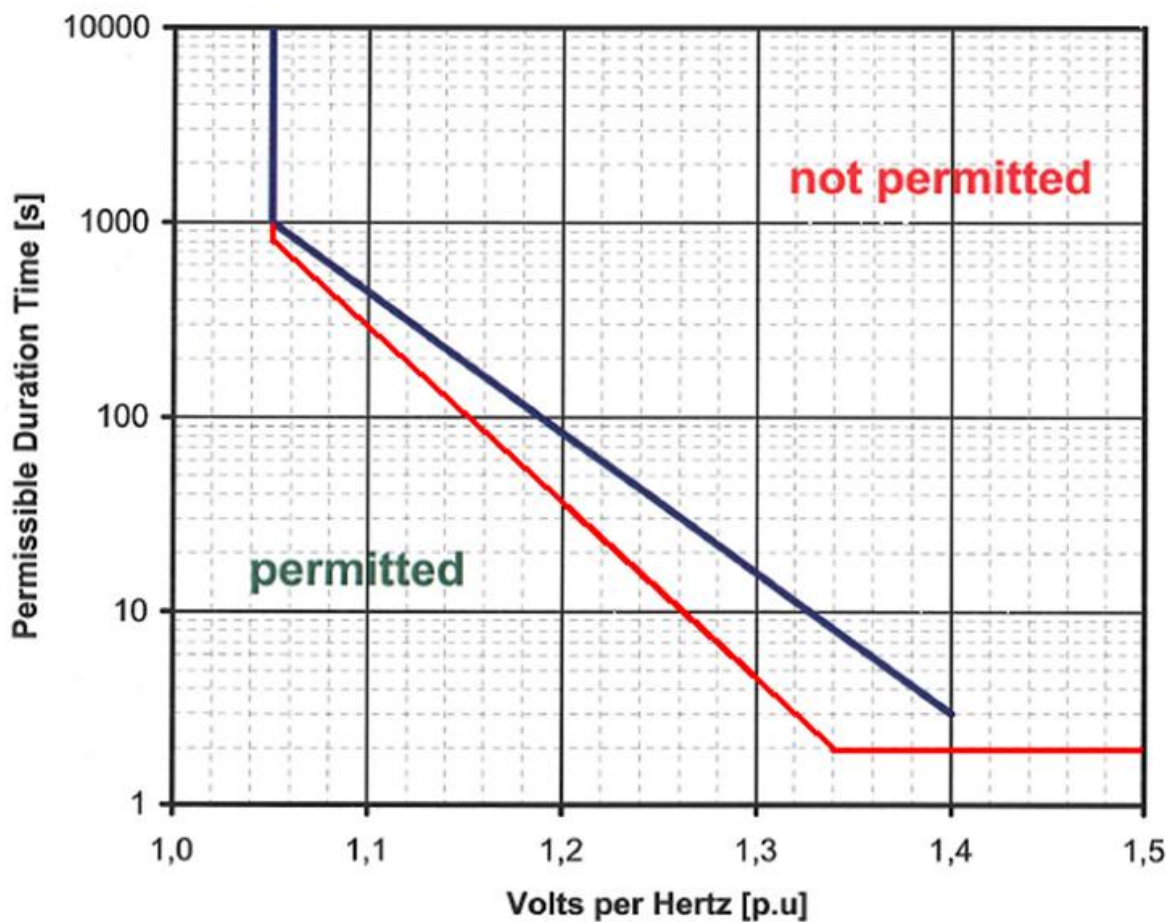


Figura 3.3 Curva límite de sobreexcitación del generador (azul) y ajuste del relevador de protección (rojo)

Considerando los límites de operación bajo condición de sobreexcitación del generador se pueden establecer una curva de protección con los siguientes valores de pick up, por medio de la combinación de un ajuste de tiempo inverso y uno de tiempo definido

Elemento de tiempo definido

Pick up = 134%

Time delay = 2 segundos

Elemento de tiempo inverso

Pick up = 105%

Los ajustes anteriores se pueden verificar bajo los siguientes valores de tensión

$$V/_{Hz}^{base} = 69.28/60 = 1.1546 = 1pu$$

El ajuste de pick up es 134% ó 1.34 pu, esto es

$$\frac{V/_{Hz}}{V/_{Hz}^{base}} = 1.34$$

$$\frac{V/60}{1.1546} = 1.34$$

$$V = 92.8352 V$$

Análogamente para el ajuste de tiempo inverso con ajuste de 105%

$$V = 72.74 V$$

Una consideración en la determinación del ajuste de operación del relevador por sobrecitación debe de ser el ajuste de operador del limitador de V/Hz del AVR, ya que el limitador debe de ajustarse por debajo de la operación del relevador de protección, siendo éste el último que opere.

3.5 Ajuste de protección por sobre tensión y baja tensión (59 y 27)

a) 59

Complementario al ajuste de la protección de sobrecitación se establece el ajuste de protección por sobre voltaje. Este ajuste de protección, muchas veces debido a un rechazo de carga, se proporciona con el fin de preservar el aislamiento de los devanados del estator.

Generalmente los generadores están diseñados para trabajar de forma continua hasta un valor de 105% de su voltaje nominal.

Especificaciones del fabricante establecen los límites de operación continua en

Voltaje máximo = 105% del voltaje nominal

Voltaje mínimo = 95% del voltaje mínimo

Los relevadores multifunciones ofrecen dos estados de pick up por sobre voltaje. El primer elemento es de tiempo inverso y el segundo es un elemento instantáneo. Tomando en cuenta las opciones del relevador y las recomendaciones de los estándares, se pueden establecer los siguientes ajustes, sin olvidar las limitaciones del generador.

Tomando en consideración que el voltaje que se reciba en el relevador de fase a neutro. El voltaje nominal es

$$V_{nom} = 69.28 \text{ V}$$

Ajuste de elemento instantáneo (130%-150% V_n)

Pick up = 130% Pick up = $1.3(69.28) = 90.06 \text{ V}$

Ajuste de element de tiempo inverso (110%)

Pick up = $1.1 (69.28) = 76.2 \text{ V}$

Se recomienda selecciona una curva de tiempo inverso dentro de una familia de curvas típicas, cuente con un tiempo de operación de 2.5 s cuando el ajuste de pick up sea 140% V_n

b) 27

Considerando que se tenga el mismo relevador que proporcione los dos elementos de protección, tiempo inverso e instantáneo, los ajustes pueden usarse para alarma y disparo.

Elemento Instantaneo (disparo)

Pick up = 70% v_n pick up = $0.7(69.28) = 48.49 \text{ V}$

Elemento de tiempo inverso (alarma)

Pick up = 90% V_n Pick up = $0.9(69.28) = 62.35 \text{ V}$

Generalmente el elemento de tiempo inverso proporciona al operar el tiempo suficiente, en el cual realice maniobras para restablecer el voltaje lo más cercano a su valor nominal.

3.6 Ajuste de protección por pérdida de potencial (60)

Observando el diagrama unifilar de protecciones que se presenta al inicio del capítulo, se observa que las conexiones de los potenciales en la protección 60, permiten una protección por comparación de potenciales.

Los estándares han recomendado por prácticas comunes ajustar la operación de la función cuando se presenta un **desbalance mayor o igual al 15%**.

De igual importancia es la práctica de deshabilitar la operación de las protecciones **21, 40 y 51V**, cuando se cuenta con protección de respaldo por medio de esta protección.

3.7 Ajuste de protección por pérdida de campo (40)

El esquema de protección empleado en este generador por pérdida de campo es a través de dos relevadores de distancia con característica mho. Para mayor certeza en el ajuste proporcionado se debe tomar en consideración el límite de la curva de capacidad del generador. La protección primaria por operación en la zona de sub excitación es el límite de excitación mínimas, MEL, el cual se obtuvo de las pruebas al Regulador Automático de Voltaje (AVR, por sus siglas en ingles) y se muestrea en la figura 3.4.

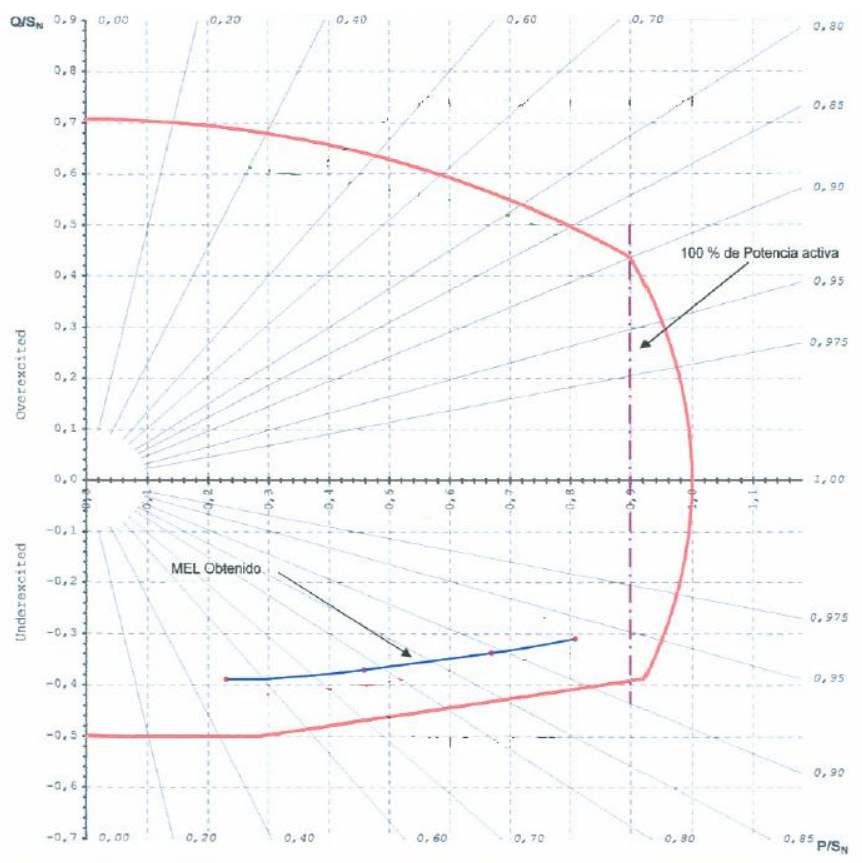


Figura 3.4 Limite de mínima excitación (MEL)

Los ajustes de los relevadores de distancia tipo Mho están basados en las cantidades secundarias de los TCs y TPs.

Los ajustes de la zona 1 se muestran a continuación

Diámetro del círculo es ajustado a 1 pu = (69.28/3.825)= 18.311 Ω

$$\text{Offset} = \frac{X'_s}{2} = \frac{0.22}{2} = 0.11 \text{ pu ó } 1.99 \cong 2 \Omega$$

Con el ajuste de la zona 1 se detecta pérdida de campo desde plena carga hasta 30% de carga. Para completar el porcentaje faltante se establece los ajustes de la zona 2.

ZONA 2

Diámetro = Xd = 1.88 pu o 34.0524 Ω

Offset = 2 Ω

Los ajustes anteriores se verifican una vez que la curva de capacidad del generador, así como el límite de mínima excitación (MEL) se grafican en el plano RX, tal como se muestra en la figura 3.5. La fórmula bajo la que se presentaron la conversión de plano PQ a RX se muestra a continuación.

$$Z_{rele} = \left(\frac{kV^2}{MVA} \right) \left(\frac{RTC}{RTP} \right)$$

Zrele= Impedancia en valores del relevador

kV= voltaje en las terminales del generador entre fases

MVA = potencia aparente del generador

RTC= relación del TC

RTP= relación del TP

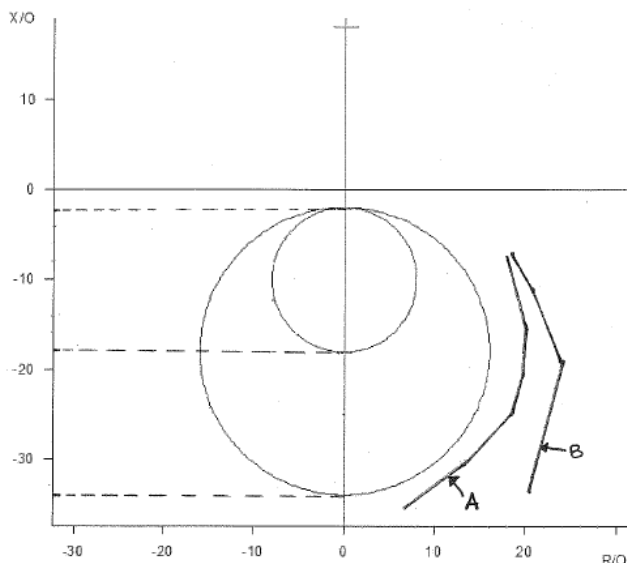


Figura 3.5 Ajustes de protección por pérdida de campo con curva de capacidad (A) y MEL (B)

3.8 Ajuste de protección por desbalance de corrientes (46)

En condiciones normales la carga que presenta el generador está balanceada, sin embargo puede presentar variaciones insensibles en las magnitudes de corrientes entre sus fases. Cuando una falla en las fases se presenta. La variación de corrientes se incrementa de tal forma que corrientes de secuencia negativa se presentan debido al desbalance de carga. Las consecuencias de este fenómeno se han presentado en el capítulo anterior.

El ajuste de la protección por corrientes de secuencia negativa se basa en el dato de desbalance de carga máxima, proporcionado por el fabricante del generador. Para el generador en cuestión se tienen los siguientes valores

Max. unbalanced load	Continuous	%	8
	Short time $i_2^2 * t$	s	10

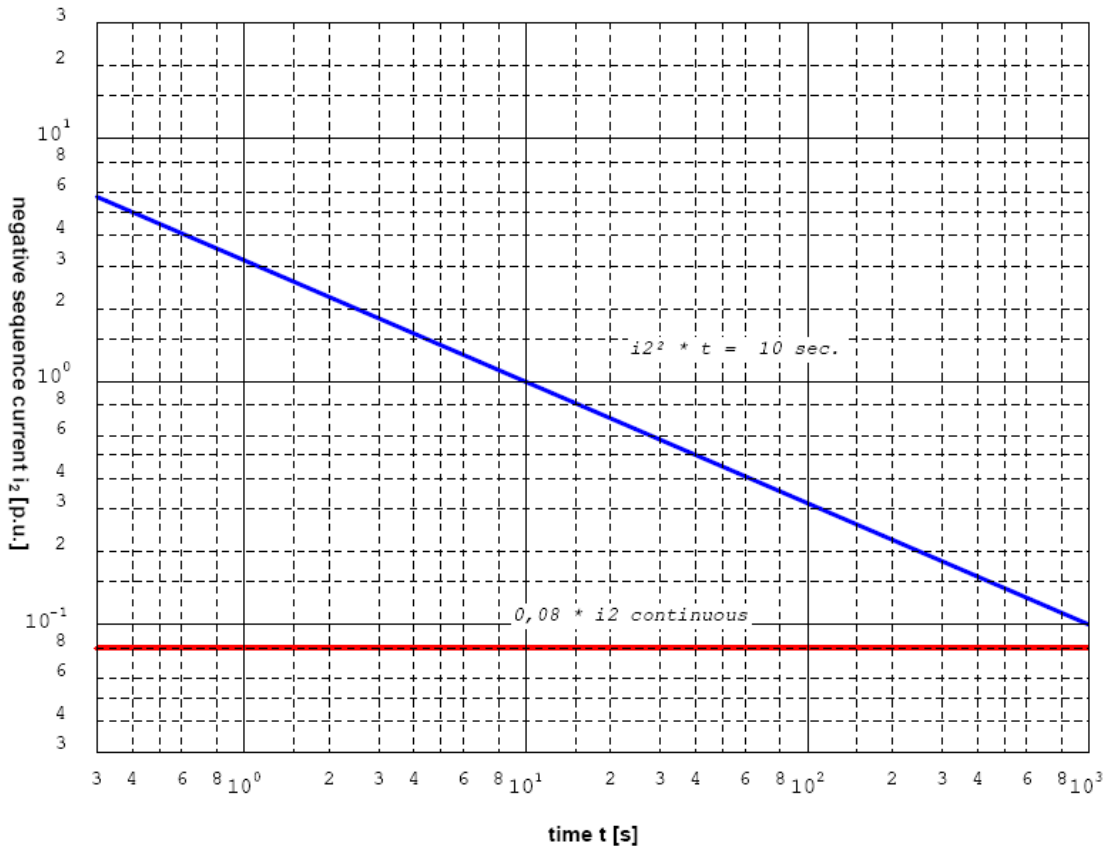


Figura 3.6 Capacidad del generador ante corrientes de secuencia negativa

Considerando el la figura se establece lo siguiente

- Corrientes de secuencia negativa de forma continua = 8%

Figura 3.7 Elementos de ajuste de protección por pérdida de sincronismo

El relé debe ser capaz de detectar las variaciones posibles lo más rápido posible. En ausencia del estudio de estabilidad, un ajuste del tiempo de 40 a 100 ms como tiempo mínimo entre la unidad mho y el blinder es apropiado.

3.10 Ajuste de protección contra potencia inversa

Un solo relevador es usado para protección contra potencia inversa, sin embargo se debe de contar con otra unidad de detección de potencia inversa contemplado en un esquema secuencial, esto para unidades en las cuales se permite potencia inversa por tiempo definido. Lo anterior con el fin de asegurar que la turbina ha perdido potencia suficiente para evitar una sobre velocidad después de la señal de disparo. Generalmente se usa un esquema de disparo secuencial como el mostrado en la figura 3.8

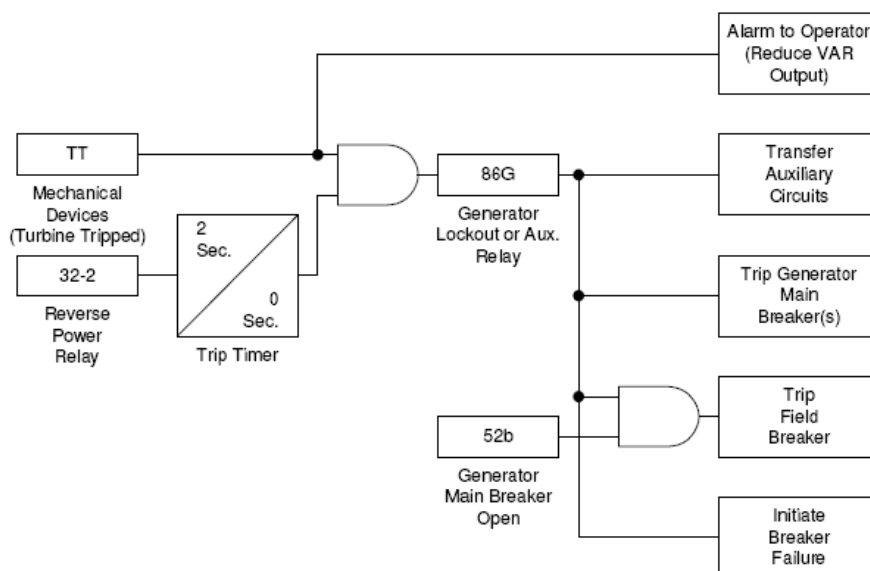


Figura 3.8 Esquema de disparo secuencial por detección de potencia inversa

Para propósitos del ajuste de esta función el fabricante de la turbina fija el ajuste en 0.5% de la salida nominal de grupo turbina-generador. En este rango se incluye todos y cualquier error y tolerancia de todos los componentes de medición en la carcasa y bajo ninguna circunstancia, el valor actual de la protección debe caer fuera de este ajuste específico.

Considerando lo establecido por el fabricante se tiene $(0.005)(109.7)(0.9)=0.49365$ MW. El ajuste típico de retardo de tiempo es 30 s.

3.11 Ajuste de protección de respaldo (21)

En la presentación de la protección de respaldo de generador, se especifica que su principal propósito es proteger al generador del suministro prolongado de corriente a una falla. La detección de fallas en el sistema se emplea a través de un relé con característica mho, con un disparo después de consumido el tiempo de retardo.

El alcance del relé debe ser acordado con el área de transmisión, de tal modo que se determine una o dos zonas de protección. Si en su defecto no se cuenta con un ajuste determinado, se emplea una sola zona de protección, con el alcance menor, de acuerdo a los siguientes criterios

- a) 120% de la impedancia del transformador
- b) 80% del alcance del relevador de protección de la línea más corta conectada al generador

Para fines de este trabajo se emplea el criterio a)

Ajuste (21)

$$= 1.2 (0.11327)(18.113)$$

$$= 2.46 \Omega$$

Time Delay = 0.5 s

Se recomienda dar el retardo de tiempo anterior para permitir operar a la protección primaria.

3.12 Ajuste de protección contra energización inadvertida (50/27)

Para la detección de esta falla se ha seleccionado el esquema que contemple un relevador de sobrecorriente instantáneo y un relevador de bajo voltaje. El relé de voltaje supervisa que las tres fases estén por debajo del valor de pick up establecido, lo cual arma el esquema de protección, así como con un retardo de tiempo que supervisa el disparo por sobrecorriente.

Pick-up de sobrecorriente se ajusta típicamente a $\leq 50\%$ del valor de corriente del peor caso de energización, esto es

Elemento 50

$$I = \frac{V}{(X2 + Xt' + Xs'')Zrele}$$

$$I = \frac{69.28}{(0.14 + 0.11327 + 0.067)(18.113)}$$

$$I = 11.943 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste (50)} = 0.5 (11.943) = 5.97\text{A}$$

Elemento 27

Al igual que el elemento de sobrecorriente, el esquema de protección por energización inadvertida se activará cuando detecte un voltaje $\leq 50\%$ Vnom. De este modo

$$\text{Ajuste (27)} = 0.5 (69.28) = 34.64 \text{ V}$$

3.13 Ajuste de protección contra falla de interruptor (50BF)

El ajuste de protección contra falla de interruptor se establece debido a que una señal de arranque de timer es habilitada con el cierre del contacto de salida por operación de alguna de las funciones de protección de generador. La detección de falla del interruptor se brinda por los detectores de corriente, en este caso los TCs de lado línea del generador. El ajuste típico se establece en

50BF PICK UP = 0.5 A

El retardo de tiempo se establece considerando el tiempo de apertura del interruptor, el tiempo de drop out del detector de corriente y un margen de tiempo. Los valores típicos se establecen a continuación

Apertura de interruptor = 5 ciclos

Drop out del detector de corriente = 0.5 ciclo

Margen de tiempo = 3 ciclos

Por lo tanto

50Bf time delay = 9 ciclos

3.14 Lógica de protecciones de generador

Una vez establecidos los ajustes de los dispositivos de protección, se debe de contar, bajo la operación de cualquiera de ellos, con una lógica de disparo que procuren la pronta desconexión del generador del sistema, aunque se mantenga en operación isla, o en su defecto la desconexión del sistema sumado a un paro total de la turbina cuando sea necesario.

Generalmente en la industria de generación eléctrica, se han implementado lógica de protecciones redundantes, esto es por seguridad del generador, así como recomendaciones de estándares internacionales. Sin embargo tanto la lógica de disparo por cada dispositivo de protección, así como la redundancia de la misma está a consideración de la prioridad que se tengan de las empresas suministradoras.

Para el generador, al igual que su turbina a los que se hace referencian en este trabajo, se cuenta con esquemas de protecciones redundantes. Sin embargo aquí solo se muestra uno de los esquemas con que se cuenta, de tal forma que la lógica se presenta a continuación

Protección	52G	41G	Int. SE 230kV	Disp. Turbina	52MT	Señal 50BF de 52G	Señal 50BF de Int. 230kV	Alarma SCD
21	X	X				X		X
24	X	X				X		X
27	X	X				X		X
32	X	X				X		X
40	X	X				X		X
46	X	X				X		X
50/27	X	X				X		X
50BF	X	X	X		X	X	X	X
59	X	X				X		X
60								X
64	X	X		X		X		X
78	X	X				X		X
81 U	X	X	X			X	X	X
81 O	X	X				X		X
87	X	X		X		X		X

Los ajustes presentados para un generador de Turbina de Vapor, tiene como prioridad la sensibilidad adecuada ante eventos que presenten parámetros de operación fuera del rango de seguridad que establece el fabricante del generador. Dichos ajustes de establecen de forma conservadora, respetando las curvas de diseño de esta unidad, de tal forma que soportado por las recomendaciones de los estándares internacionales se considera que

prevalece la seguridad del generador ante cualquier evento así como que se mantenga la unidad en el sistema ante transitorios y situaciones recuperables.

Sumando a los ajustes adecuados, una vez establecida la lógica de protecciones del generador se debe corroborar su correcto funcionamiento de ambos con pruebas de planta, en especial la prueba de interlock. En ella se corroboran si los disparos de los interruptores asociados a las protecciones de generador, al igual que los bloqueos al cierre, están correctamente cableados y direccionados.

La confiabilidad de prueba de interlock se basa en las pruebas preliminares a esta. Debido a que esta prueba se realiza forzando las salidas de las funciones de los relevadores, por medio de inyección de corrientes y voltajes secundarias, estas magnitudes deben ser previamente establecidas de tal forma que el relé no se vea afectado. Para esto, pruebas primarias de operación del relevador en forma aislada deben realizarse.