

CAPITULO 2 ESQUEMA DE PROTECCIONES DE GENERADOR

Durante la planeación de un proyecto para la construcción de una nueva unidad de generación de energía eléctrica, dentro de la fase de diseño se hace especial énfasis en las protecciones eléctricas con las que deberá contar el generador eléctrico. Se busca tenerlo protegido en su totalidad y contra cualquier disturbio interno o externo que pudiera presentar y así evitar repercusiones en los devanados del generador, los cuales tendrían severas consecuencias económicas. Haciendo una comparación de costos, las protecciones eléctricas son un pequeño porcentaje del presupuesto destinado al proyecto, pero son parte fundamental del mismo debido a que en la correcta selección de los esquemas de protección estará basada la seguridad de la unidad generadora.

En la industria eléctrica se tiene especial cuidado en la selección del sistema de protecciones. En la última década se ha tenido una notable preferencia por los relés (relevadores) microprocesados, debido a que tienen rasgos muy atractivos. Empezando por la utilidad, ya no se tiene que obtener un relé para cada función de protección con que se desee contar ya que en el mercado se encuentran relevadores multifunciones. El costo beneficio ha disminuido. Son libres de mantenimiento en comparación de los relevadores electromecánicos y de estado sólido.

Atendiendo los puntos arriba expuestos durante el desarrollo de este capítulo se expondrán los esquemas de protecciones orientados al uso de relevadores multifunciones. Cabe hacer mención que la aplicación de las protecciones depende de la capacidad del generador, así como de las técnicas empleadas por las empresas suministradoras.

En la figura 2.1 se muestra un esquema de protecciones, así como el número ANSI (American National Standards Institute) empleado para cada protección.

2.1 Protección del Estator

2.1.1 Protecciones contra Cortocircuitos entre Fases.

Una falla en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina, así como a las flechas y al acoplamiento.

Normalmente se usa tres tipos de relevadores diferenciales de alta rapidez para la detección de fallas de fase del estator.

Esquemas de protecciones de Generador

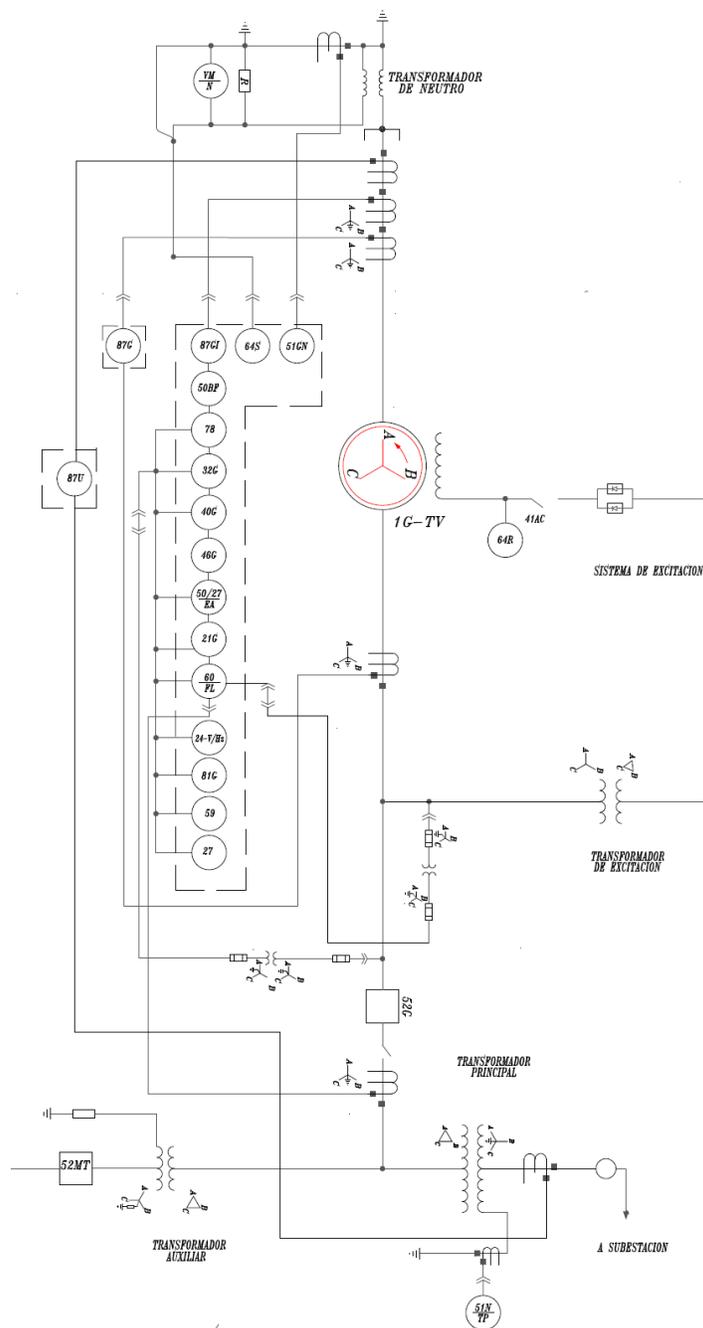


Figura 2.1 Protecciones de generador

- Diferencial generador (87G)
- Diferencial total (87U)
- Falla a tierra en el estator (64S)
- Falla a tierra en el campo (64R)
- Protección contra fallas de frecuencia a normal (81G)
- Protección contra sobrecitación (24V/Hz)
- Protección contra alto y bajo voltaje (59 y 27)
- Protección contra pérdida de potencial (60FL)
- Protección contra pérdida de campo (40G)
- Protección contra desbalance de corrientes (46G)
- Protección contra pérdida de sincronismo (78)
- Protección contra potencia inversa (32G)
- Protección de Respaldo (21G, 51V, 51N/TP)
- Protección contra energización inadvertida (50/27)
- Protección contra falla de interruptor (50BF)

Tipos de esquemas diferenciales (87G)

2.1.1.1 Diferencial de porcentaje.- La protección diferencial de porcentaje variable, figura 2.2(a), es más usada para máquinas grandes, arriba de 12,500 KVA. La pendiente puede variar desde 5% a 50% o más. Un relé de porcentaje fijo es normalmente ajustado de 10 a 25%. Un esquema típico con un relé diferencial de porcentaje variable es mostrado en la figura 2.2 (b). Los transformadores de corriente (TCs) usados en un esquema de relé diferencial deben tener preferentemente las mismas características; sin embargo, la diferencial de porcentaje variable es generalmente más tolerante a errores de TCs con altas corrientes. Debe notarse que usar la misma precisión normalizada de TCs no garantiza obtener las mismas características reales; las características reales deben ser verificadas.

La pendiente es la relación entre la corriente de operación entre la corriente menor en las bobinas de retención.

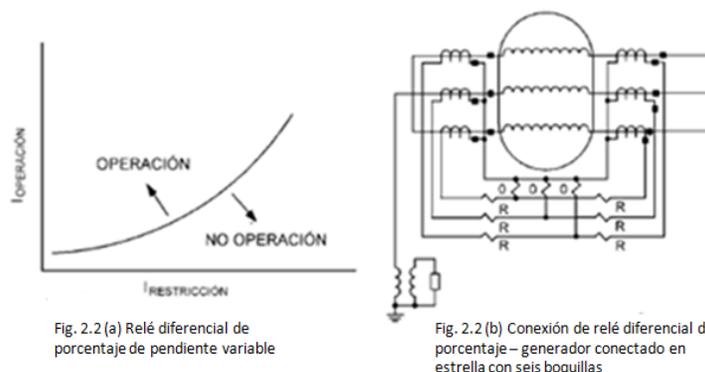


Fig. 2.2 (a) Relé diferencial de porcentaje de pendiente variable

Fig. 2.2 (b) Conexión de relé diferencial de porcentaje – generador conectado en estrella con seis bobillas

2.1.1.2. Diferencial de alta impedancia.- Estos relés deben ser alimentados de TCs idénticos con devanados secundarios distribuidos totalmente. El relé es realmente un relé de tensión que responde a la alta tensión impuesta a través de sus bobinas, causada por todos los TCs que tratan de forzar la corriente a través de la bobina de operación durante una falla interna. El ajuste del relé de alta impedancia se basa en la operación perfecta de un TC de entrada y la saturación completa del otro. **R** representa las bobinas de retención. **O** las bobinas de Operación

El fundamento de este arreglo de diferencial de alta impedancia radica en la forma en la cual la estabilidad en el relevador puede lograrse para fallas externas y por el hecho de que la corriente diferencial debe ser alcanzada a través del circuito secundario del TC.

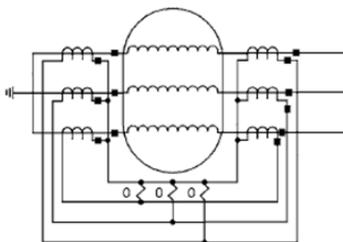


Figura 2.3 Protección diferencial alta impedancia

2.1.1.3. Relés diferenciales auto balanceado.- El esquema de auto balanceado es utilizado en generadores pequeños. Este esquema usa solo un TC de baja relación por cada fase, con los conductores de ambos extremos de cada devanado pasados a través de él, de tal forma que el flujo neto es cero para condiciones normales. Cualquier diferencia de entre la corriente de entrada y salida es detectada por un relé de sobrecorriente instantáneo.

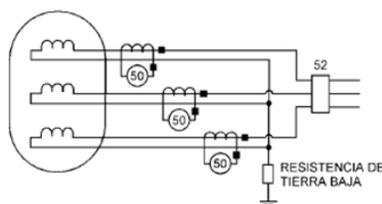


Figura 2.4 Protección diferencial auto balanceado

El tamaño limitado de la ventana del TC limita el tamaño del conductor y, por lo tanto, el tamaño de la unidad que puede ser protegida. El relé debe tener tan bajo burden (carga conectada al devanado secundario del TC) como sea posible, (como las del tipo de estado sólido) para mantener alta sensibilidad y evitar la saturación del TC.

Debido a que los relevadores diferenciales tienen una zona de operación limitada por la posición de los transformadores de corriente, no requieren tiempo de coordinación con otros relevadores.

2.1.2 Protección de fallas entre espiras

Regularmente los generadores son de una sola vuelta, pero existen generadores de varios devanados por fase, por lo que los relevadores diferenciales convencionales no podrían detectar fallas entre espiras de una misma fase. Para este tipo de generadores se utiliza el esquema de fase partida, mostrada en la figura 2.5. Este esquema consiste en separar el circuito de los devanados del estator en dos partes iguales, las cuales contarán con un TC por grupo, para comparar las corrientes entre sí. Estos tendrán conectando en el secundario un relevador de sobrecorriente de tiempo muy inverso con un instantáneo, el cual proporcionará la sensibilidad adecuada.

Los ajustes del pickup del relevador así como del retardo de tiempo serán los que permitan distinguir una falla entre espiras real de un desbalance normal, así como un ajuste de tiempo para evitar la operación con transitorios que ocurren durante fallas externas, debido a la respuesta desigual de los TCs ante el transitorio.

Tal arreglo es complementario al esquema diferencial de generador de alta rapidez, ya que podrá detectar fallas de fase y algunas fallas de fase a tierra, debido al retardo de tiempo.

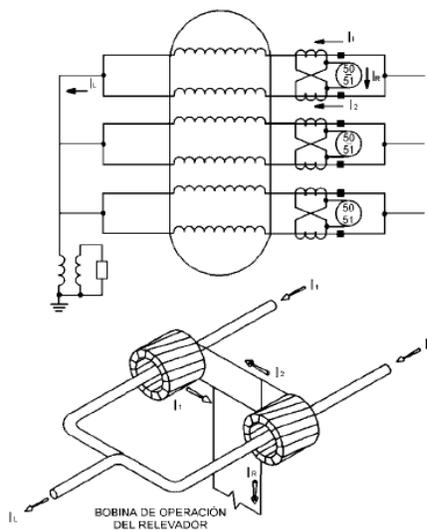


Figura 2.5 Protección falla entre espiras

Los esquemas arriba mostrados son los esquemas de protecciones primarias para detección de fallas en el estator, no obstante se puede contar con esquemas de protecciones adicionales que pueden tener función de protección de respaldo, como se muestra a continuación.

2.2 Protección Diferencial Total (87U)

El esquema de protección diferencial total del generador es conectado de tal forma que en la zona protegida encierra tanto el generador, transformador elevador, así como el transformador auxiliar, tal como se muestra en la figura 2.6. En el arreglo se observa donde deben ser instalados los TCs. Tales dispositivos deben ser seleccionados para igualar los requerimientos de máxima corriente de carga. Sin embargo se seleccionan con una relación mayor para reducir el alambrado de burden y obtener un mejor desempeño bajo situaciones de corto circuito, tratando de evitar en lo posible la saturación de los TCs. La relación de los TCs debería ser bastante grande de modo que la corriente secundaria no exceda 20 veces la corriente nominal bajo la corriente de falla máxima simétrica primaria. Esta recomendación es llevada a cabo de tal forma que los TCs del transformador auxiliar puedan balancear el circuito diferencial.

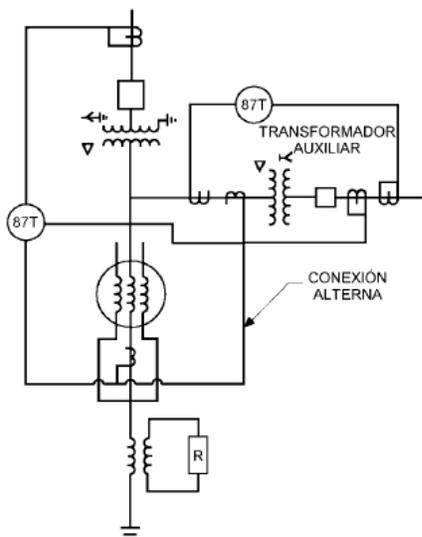


Figura 2.6 Protección diferencial total

Debido a que este esquema contempla al transformador de unidad dentro de su zona protegida, una protección diferencial porcentual de transformador con restricción por corriente de magnetización debe ser considerado (basado en un umbral de corriente diferencial de 5^a armónica), para prevenir disparo por sobre flujo en el transformador, debido a un sobre voltaje consecuencia de un rechazo de carga del generador a plena carga.

Al igual que el esquema de diferencial total, se puede contar con un relevador de distancia en zona 1 como protección de respaldo del generador. Tal relevador puede ser conectado en los TCs y TPs del lado de alta del transformador elevador viendo hacia el generador. La conformación y conexión del relé de distancia se explicará más adelante en este capítulo.

2.3. Falla a Tierra en Estator.

La protección contra falla de fase a tierra no puede llevarse a cabo si el estator no está previamente aterrizado. Este aterrizamiento se puede hacer a través de diferentes métodos, sin embargo destacan principalmente dos formas, ya sea por medio de una alta impedancia o baja impedancia, dentro de las cuales existen diferentes variantes:

- Aterrizamiento por alta impedancia (transformador de distribución)
- Aterrizamiento por alta impedancia (resistor conectado al neutro)
- Aterrizamiento por baja impedancia (resistor en el neutro)
- Aterrizamiento por baja inductancia (reactor conectado al neutro)
- Aterrizamiento resonante (Neutralizador de Falla a tierra, GFN)
- Aterrizamiento por alta impedancia (transformador aterrizado)
- Aterrizamiento por impedancia media (transformador aterrizado)

El aterrizamiento de neutro del generador se lleva a cabo debido de que en caso de que no esté aterrizado, aunque la corriente de aportación debido a una falla franca a tierra es

mínima y la reducción de tensión entre fases no se ve afectada en terminales pudiéndose elevar a niveles peligrosos ocasionando fallas en el aislamiento del generador, si se presenta un desplazamiento en la tensión de neutro.

En caso contrario cuando el generador es aterrizado a tierra directamente, caso poco probable, si se llegara a presentar una falla franca tierra, la corriente de aportación es de magnitud elevada y una reducción de las tensiones entre fase así como de la fase fallada, la cual se traduce en posible daño en los devanados debido a la saturación de los mismos. Es por consiguiente que es conveniente la puesta tierra del estator con lo cual se busca reducir la magnitudes de las corrientes de falla, las sobretensiones y se una medio de detectar fallas a tierra para evitar sobrecalentamiento del hierro.

2.3.1. Puesta a Tierra del Estator con Alta Impedancia (Transformador de distribución)

Este tipo de puesta a tierra es generalmente usada cuando si tiene un generador trabajando de forma unitaria. La puesta a tierra del neutro del generador con alta impedancia utiliza un transformador de distribución, conectándose un resistor en el lado secundario. Este debe ser de un valor de tensión en el lado primario de igual magnitud o 1.5 veces la tensión nominal de fase a neutro del generador, mientras que el lado secundario con una tensión de 120 V ó 240 V. figura 2.7. La capacidad debe seleccionarse tomando en cuenta que para una falla franca a tierra en el estator, trabajando a 105% de tensión nominal, el transformador no sature.

El resistor se escoge de una capacidad de tal forma que la potencia disipada sea aproximadamente igual a los VARs de la reactancia capacitiva del generador y todos los devanados de los transformadores conectados a la salida de las terminales del generador. Este arreglo limita la corriente máxima de falla de fase a tierra a un valor de rango de 3-25 Amperes primarios.

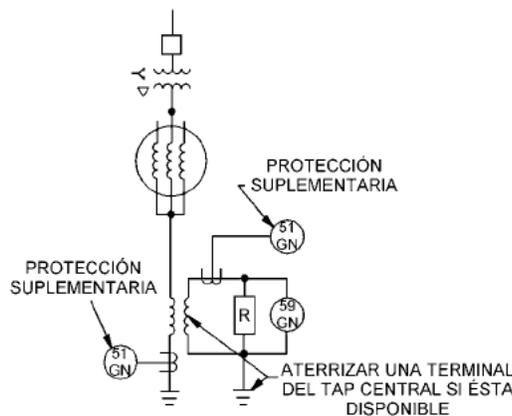


Figura 2.7 Puesta a tierra con alta impedancia

Este método de aterrizamiento se utilizó debido que cuenta con las siguientes características:

- Limita el daño por falla y el estrés mecánico durante las fallas de fase a tierra debido a la restricción de corriente de falla.
- Los sobre voltaje transitorios son limitados a niveles de seguridad para el equipo.

2.3.2 Puesta a Tierra del Estator por Baja Impedancia (Resistor en el neutro)

Cuando se lleva a cabo por medio de baja impedancia, el resistor es seleccionado de tal forma que limite la contribución la corriente de falla del generador por una falla de línea a tierra a un rango que permita operar los relés diferenciales de fase por cualquier falla que pueda presentarse en el estator. Tal corriente puede ser limitada a cualquier valor. Generalmente se requieren valores de 1.5 veces la corriente nominal del generador, dependiendo de la sensibilidad del relevador. Sin embargo, estos relevadores diferenciales no darán protección para el devanado completo, en caso que se presente una falla del estator muy cercana al neutro, por lo cual se hace uso alguna protección complementaria.

La ventaja de este método se basa en limitar los sobre voltajes transitorios a un valor máximo de 2.5 veces el voltaje nominal de fase a neutro, por lo que cuando se aplique este método se debe considerar apartarrayos que toleren el voltaje entre fases durante el tiempo que tarde la apertura del interruptor de máquina.

Sin embargo se tiene el riesgo de que las laminaciones de acero se quemem debido a la alta corriente de falla a neutro que se pueda presentar.

2.4. Protección convencional del estator con alta impedancia (59GN)

El esquema más ampliamente usado para protección de fallas a tierra en el estator, cuando se tiene puesto a tierra a través una alta impedancia, consiste en un relevador de sobre voltaje (59GN), el cual es conectado en la resistencia del lado secundario del transformador de distribución, figura 2.7. La magnitud del voltaje que se puede presentar dependerá de la ubicación de la falla. Tal dispositivo debe de contar con un ajuste de pickup, el cual permita ser sensible a voltaje de frecuencia fundamental, que no opere por desbalance transitorio de voltajes o voltajes de tercera armónica.

Una falla en las terminales del generador producirá un voltaje nominal de fase a neutro en el lado primario del transformador de distribución y tenderá a disminuir la magnitud a medida que la falla se mueva de las terminales del generador hacia el neutro. Por lo que el voltaje observado en el relevador será el voltaje que de falla referenciado al secundario del transformador de distribución.

En general los relevadores de protección 59, se encuentran disponibles con un ajuste que permite por si solo proteger la mayor parte posible del embobinado y así poder detectar

fallas de fase a neutro en el estator de 2% hasta 10% del devanado desde el neutro, dicho ajuste dependerá de la relación de transformación del transformador de distribución.

Este esquema de protección contra fallas a tierras puede contar con un relevador de sobrecorriente de tiempo para proporcionar un respaldo de dicho arreglo. El TC puede ser colocado del lado del primario o del lado del secundario, seleccionando la RTC (Relación de Transformador de Corriente) adecuada.

De manera similar al relevador 59, el relé de sobrecorriente debe ser ajustado de tal forma que este sea insensible a las corrientes que no sean de frecuencia fundamental, así como un tiempo de retardo el cual no cause la operación del relé bajo condiciones transitorias. El ajuste típico se establece a un valor no menor al 135% de la corriente medida en el neutro bajo condiciones de no falla.

Cabe recordar que este es el sistema convencional de detección de fallas a tierra en el estator de un generador conectado en estrella y neutro aterrizado por alta impedancia. Existen diferentes modalidades dependiendo de las características del generador.

El método expuesto anteriormente aunque confiable, no puede proporcionar la protección del estator al 100%. Por lo que dicho esquema se debe de apoyar en sistemas auxiliares que complete el porcentaje que no puede cubrir por sí solo, fallas a tierra cerca del neutro.

Dicho sistema auxiliar se considera de importancia debido a que detectar fallas a tierra cerca del neutro su importancia se deriva debido a que, aunque la magnitud de una falla a tierra puede ser insignificante, si se presentara una segunda falla a tierra en el estator, puede tener consecuencias indeseables debido a que resultaría una corriente de corto circuito no limitada por la impedancia.

Este sistema auxiliar se base en el uso de dos técnicas:

- Técnicas de tensión de tercera armónica
- Técnicas de inyección de tensión residual o de neutro.

2.4.1 Técnicas de Tensión de Tercera Armónica

Estas técnicas se basan sus principios de operación tomando en consideración las características de la tensión de tercera armónica las cuales se describen a continuación:

- Las tensiones de tercera armónica en un generador están presentes en las terminales así como en el neutro, debido a las características de fabricación de cada generador, por lo cual debe de tomarse mediciones de voltajes de tercera armónica con el generador trabajando en vacío y conectado al sistema bajo diferentes condiciones de carga, para determinar si existen magnitudes suficientes y sea utilizada esta técnica de protección.

- Existen un punto en el devanado del estator en que la tención de tercera armónica tiene magnitud cero y varía de generador en generador y por las condiciones de carga en que se encuentre el mismo.
- Cuando una falla a tierra se presenta en las terminales del generador la tensión de tercera armónica tendrá un valor de cero y se incrementará en el neutro. La magnitud de la tensión variará dependiendo de la condición de carga del generador y la localización de la falla en el devanado
- De la misma forma cuando exista una falla en el neutro de los devanados la magnitud de la tención en el neutro tendrá valor cero y se verá reflejado en las terminales del mismo con un incremento de tensión de tercera armónica. Dicho anteriormente la magnitud dependerá nuevamente de las condiciones de carga y de la ubicación de la falla en el devanado.

Lo anterior se ve puede entender si se observa la figura 2.8.

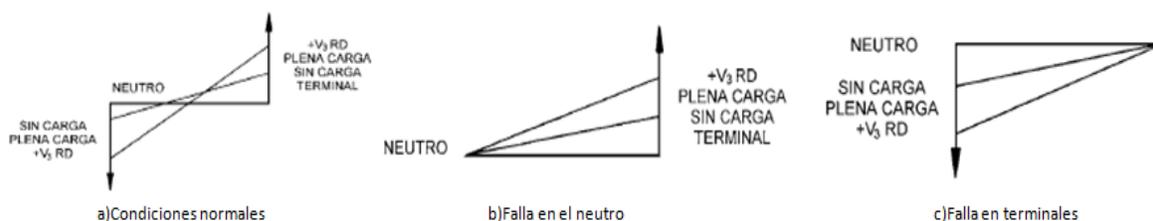


Figura 2.8 Voltajes de tercera armónica en núcleo y terminales del generador

Una vez considerados los puntos arriba expuestos, es pertinente señalar que la técnica basada en voltaje de tercera armónica, se divide en los siguientes métodos:

- Bajo voltaje de tercera armónica en el neutro
- Tensión terminal residual de tercera armónica
- Comparador de tercera armónica

2.4.1.1 Bajo Voltaje de tercera armónica en el neutro

Básicamente este esquema se basa en el funcionamiento de un relevador de bajo voltaje 27 que detecta cualquier ausencia de voltaje en el neutro o próximo a él. Este diseño hace uso de un filtro para 180Hz para el monitoreo del voltaje. En conjunto con la protección convencional 59GN se puede tener protegido el estator al 100%. Sin embargo se debe hacer uso de unos temporizadores y de un relevador de sobre voltaje supervisorio 59C debido a que para condiciones de arranque y “shutdown” (paro de unidad) el relevador 27 limitará su operación hasta la confirmación de 59C, como se muestre en la figura 2.9.

Esquemas de protecciones de Generador

Los ajustes de los dispositivos 27 y 59 debe ser tal que se puede proporcionar un traslape en la zona que protegen. Generalmente se utiliza 1% de la tensión nominal de tercera armónica para proporcionar un traslape adecuado, aunque se ha comprobado que por sí solo el relevador de 27 puede tener protegido hasta 30% del devanado desde el neutro a las terminales.

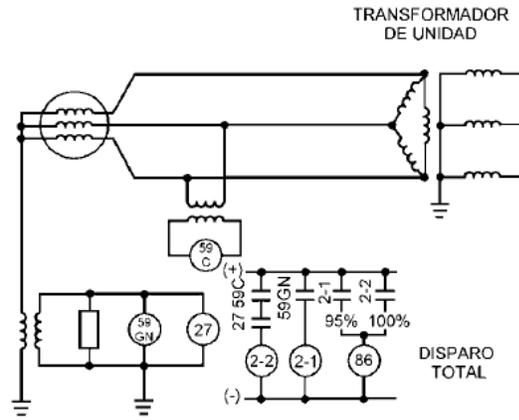


Figura 2.9 Detección de voltaje 3ª armónica en núcleo

2.4.1.2 Tensión terminal residual de tercera armónica

Esta técnica de detección de fallas a tierra basa su funcionamiento en el punto arriba citado, en caso de una falla cercana al neutro se presentará una sobretensión de tercera armónica en las terminales. Este esquema hace uso de un relevador de sobre tensión 59, sintonizado a 180Hz, un transformador trifásico conectado en las terminales del generador, el lado de alta es un estrella con neutro aterrizado y el lado de baja en delta abierta. El ajuste del relevador debe ser tal que el relevador no opere con la tensión de tercera armónica máxima para condiciones de operación normal. Una ventaja de esta técnica es que puede detectar fallas a tierra en el bus o en el devanado de delta cuando el interruptor de máquina está abierto. La desventaja es que se hace uso de un transformador trifásico. En la figura 2.10 se muestra en forma simplificado la conexión de dicha técnica.

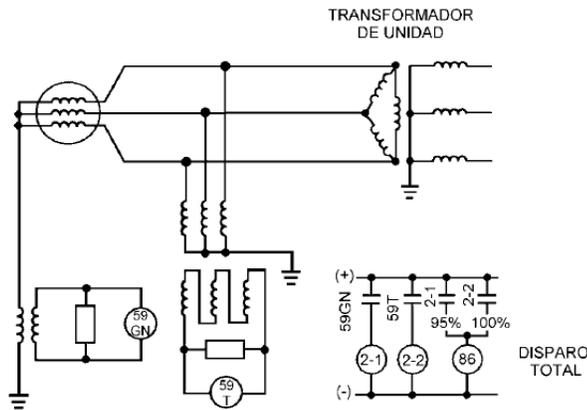


Figura 2.10 Tensión residual de 3ª armónica

2.4.1.3 Comparador de tercera armónica

El esquema de comparación de tercera armónica funciona bajo la premisa de que existen tensiones de tercera armónica tanto en las terminales del generador, así como en el neutro del estator, por lo cual bajo condiciones de operación normal existirá una relación constante de dichas tensiones y una variación en dicha relación operará el relevador.

Esta técnica se conforma de dos puentes rectificadores de onda completa sintonizados, por medio de filtros, a 180Hz, un transformador acoplador/aislador y un relevador de tensión diferencial 59D. La función del transformador es acoplar la tensión de tercera armónica de las terminales del generador a la tensión del neutro.

El relé diferencial de tensión detecta fallas a tierra tanto en terminales como en el neutro, sin embargo recordando que en cierto punto del devanado la tensión de tercer armónica es cero, esta zona puede ser protegida por el relé 59GN así como la zona superior a las terminales del generador.

Un rasgo importante de esta técnica es que el ajuste es regularmente determinado de pruebas de puesta en servicio, debido a que se deben de tener lecturas de la tensión de tercer armónica en neutro, en terminales así como la relación que guardan estas, bajo diferentes condiciones de carga, al igual que con el generador fuera del sistema.

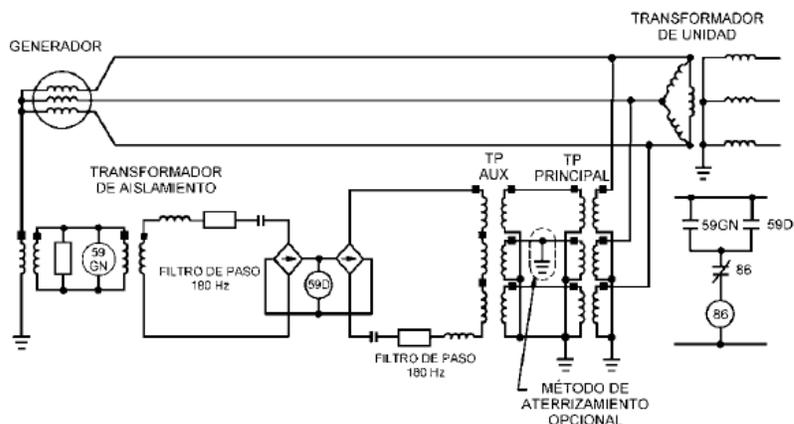


Figura 2.11 Comparador de 3ª armónica

2.4.2 Técnica de Inyección de Tensión Residual

En las técnicas anteriores se ha contemplado que existen magnitudes de tensión de tercera armónica en el generador que permiten la aplicación de dichos esquemas, sin embargo debido a diferencias de diseño, las magnitudes que presente de tensión de tercera armónica tanto en las terminales como en el neutro, son mínimas por lo que se plantea el uso de inyección de tensión en neutro o residualmente en el secundario del TP de la delta rota, de forma constante desde una fuente independiente, tal como se muestra en la figura 2.12. Dicho voltaje es de una subfrecuencia de la frecuencia del sistema. Algunos esquemas utilizan la inyección de tensión a 15 Hz, la cual debe ser sintonizada con la frecuencia fundamental y de la cual se mide la corriente residual, por lo que cuando ocurre una falla a tierra se incrementa la corriente.

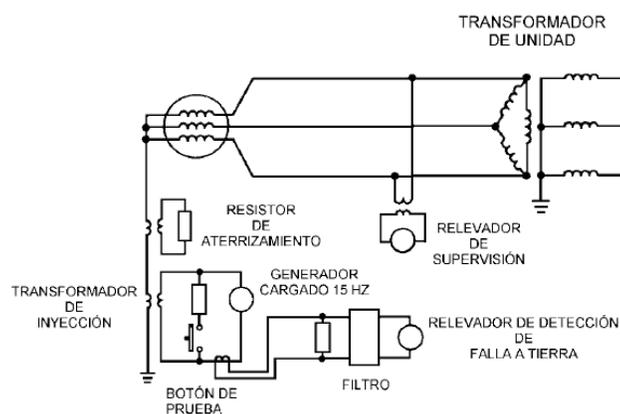


Figura 2.12 Inyección de tensión residual

El aplicar una tensión a una subfrecuencia ofrece una mayor sensibilidad, así como una disponibilidad frecuente, debido a que es independiente del estado de carga del generador.

La mayor ventaja de este esquema es que puede proporcionar protección al 100% del estator independientemente del esquema convencional que protege el 95% del devanado. Además de que no causa contribuciones a las señales de frecuencia y armónicas al sistema.

La contraparte de este esquema es su ineficiencia para detectar circuitos abiertos en el primario o secundarios del transformador de puesta a tierra, esto debido a que en dicho caso se presentará una atenuación de la magnitud de la corriente y el esquema es de sobrecorriente.

2.5 Protección de falla a tierra en el campo (64F)

El circuito de campo en el rotor es un sistema no aterrizado, por lo que una primera falla a tierra no se considera de gravedad, sin embargo si la falla permanece, ésta incrementará la posibilidad de que una segunda falla a tierra se presente. Una segunda falla puede tener como consecuencia un flujo desbalanceado en el entre hierro, las cuales producen fuerza magnéticas desbalanceadas las cuales se traducen en vibraciones, sin olvidar el calentamiento en el rotor por las corrientes desbalanceadas.

La aplicación de la detección de fallas a tierra en el campo es integrada y suministrada por el fabricante del generador. Sin embargo en años pasados este tipo de de protección variaba de máquina en máquina, debido a que no siempre manejaban el disparo de la unidad, remitiéndose a una alarma. Esto es debido a que no siempre que se detectaba una falla a tierra en el rotor, la falla era real. Sin embargo se han registrado eventos en los que una vez que el operador reponía la alarma, considerando que la falla no era real, una segunda falla a tierra ocurría. Por lo cual el fabricante ha optado por disparar la unidad debido a política de garantía.

En la actualidad existen métodos de detecciones de fallas a tierra, con las cuales se busca detectar de forma fidedigna una falla en el campo, así como evitar disparar la unidad en falso debido a transitorios en el sistema.

2.5.1 Detección de Tierra en el Campo por medio de una fuente de CD

Dicho arreglo se muestra en la figura 2.13 dicho método considera una fuente de C.D. en serie con la bobina de un relé de sobre voltaje conectado entre el negativo del devanado de campo y tierra. Este arreglo detectará cualquier falla a tierra a lo largo de todo el devanado. Se usa una escobilla para aterrizar la flecha del rotor puesto que la película de aceite de los cojinetes puede insertar suficiente resistencia en el circuito, evitando la operación del relé. Comúnmente se establece un retardo de tiempo entre 1 y 3 segundo, el cual evitará la operación del relé por desbalance transitorios.

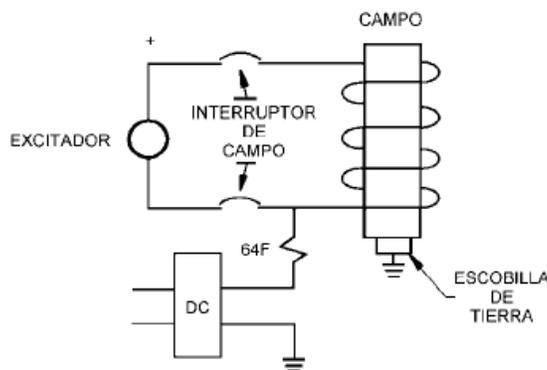


Figura 2.13 Detección de tierra en el campo

2.5.2 Detección a Tierra en el Campo por medio de Escobillas Piloto

Aunque los sistemas de excitación tipo “brushless” (sin escobillas) son ampliamente usados, este tipo de detección de fallas a tierra puede ser empleado cuando se proporciona un anillo colector en la flecha. Este método incluye una escobilla piloto, la cual es conectada periódicamente, en un lado del campo del generador, para monitoreo. Por medio de la escobillas se conecta un puente de Wheatstone, tal como se indica en la figura 2.14, por lo que la impedancia del rotor forma parte de la pierna del puente. Una vez que se presenta una falla a tierra desbalancea el circuito, debido a la reducción del devanado del campo a la capacitancia del rotor, CR. La falla a tierra se puede detectar midiendo la tensión entre la tierra y la escobilla.

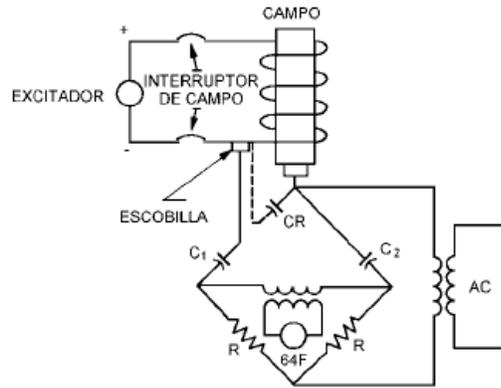


Figura 2.14 Detección de tierra en campo con escobillas piloto

2.5.3 Detección a Tierra en el Campo en máquinas sin escobillas

El transmisor del relé es montado sobre el volante de diodos del campo del generador. Su fuente de potencia es el sistema excitador sin escobillas de C.A. Dos conductores son conectados al circuito puente de diodos del rectificador rotatorio para proporcionar esta energía. La detección de tierra se obtiene conectando una terminal del transmisor al bus negativo del rectificador de campo, y la terminal de tierra a la flecha del rotor. Estas conexiones ponen al rectificador de campo en serie con la tensión del rectificador en el transmisor. La corriente es determinada por la resistencia a tierra del campo y la ubicación de la falla con respecto al bus positivo y negativo. El transmisor detecta el cambio en la resistencia entre el devanado de campo y el núcleo del rotor. Los “LEDs” (Diodo Transmisor de Luz) del transmisor emiten luz en condiciones normales. El receptor es montado sobre la cubierta del excitador. Los detectores infrarrojos del receptor censan la señal de luz del LED a través del entrehierro. Con la detección de una falla, los LED’s se apagan. La pérdida de luz del LED en el receptor actuará el relé de tierra e iniciará un disparo o alarma. El relé tiene un retardo de tiempo ajustable hasta de 10 segundos.

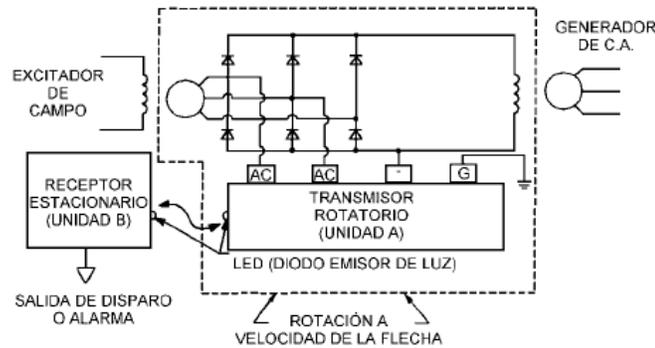


Figura 2.15 Detección de tierra en el campo

2.6 Protección contra frecuencia anormal (81O, 81U)

La variación de velocidad está limitada básicamente por las características de la turbina más que por las condiciones que se pueden presentar en el generador. Debido a las variaciones de las velocidades se pueden acercar a las frecuencias naturales de las diferentes etapas de los alabes de la turbina, lo cual produciría esfuerzos vibratorios acumulados que se reflejarán en fracturas de las partes de los alabes.

Dentro de las variaciones de velocidad que se pueden presentar son baja frecuencia así como alta frecuencia.

Una condición de alta frecuencia se presenta cuando se pierden enlaces de exportación de potencia o cuando se tiene una pérdida de carga considerable, debiendo el generador absorber esas pérdidas por medio de una sobre velocidad.

En el caso de la turbina, la sobre frecuencia es custodiada por los controladores del gobernador y las acciones correctivas que se generan por el mismo.

La condición de baja frecuencia se presenta como resultado de una reducción abrupta de la potencia de entrada debido a la pérdida de generadores o enlaces críticos de importación de potencia, lo cual establecerá una sobre carga y un decremento de la velocidad del generador, lo cual se traduce en baja frecuencia. Sobrepassar la capacidad térmica de tiempo corto del generador debido a la sobre carga es de vital importancia bajo esta condición.

Esta condición de servicio debe ser cuidadosamente monitoreada debido a que el regulador de voltaje se mantiene en funcionamiento, los límites de Volts/Hertz podrían ser sobre pasados. La condición de sobre excitación y su esquema de protección son tratados más adelante.

La protección primaria para condición de baja frecuencia es un programa automático de corte de carga en el sistema de potencia. En él se considera cortar solo la carga necesaria para disminuir la condición de sobrecarga del generador y restablecer lo más rápido posible la frecuencia nominal o una frecuencia cercana a la nominal. De esta forma se minimiza la posibilidad de daños al equipo y la posibilidad de eventos en cascada de disparo de unidades por condiciones de baja frecuencia. Como protección de respaldo para condiciones de frecuencia anormal se consideran relevadores microprocesados, los cuales tendrán sus ajustes de tiempo y frecuencia debidamente coordinados con la curva característica de operación de la turbina. Un ejemplo de esta curva se observa en la figura 2.16.

Esquemas de protecciones de Generador

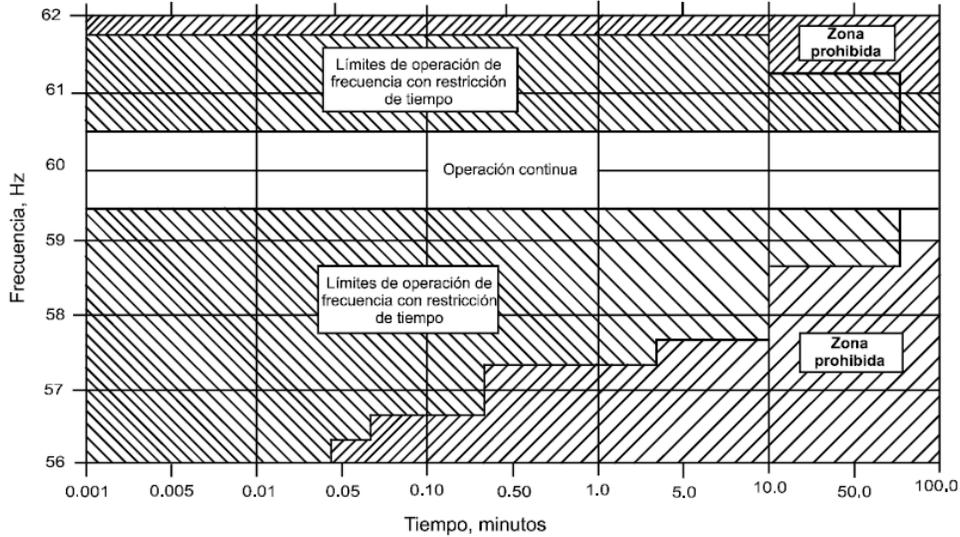


Figura 2.16 Curva de frecuencia anormal en el tiempo

Al igual que se observa la figura anterior, a continuación se muestra un diagrama de bloque típico para protección por baja frecuencia, con las acciones correctivas empleadas. Dicho esquema varía dependiendo de las prácticas aplicadas por la compañía suministradora de energía.

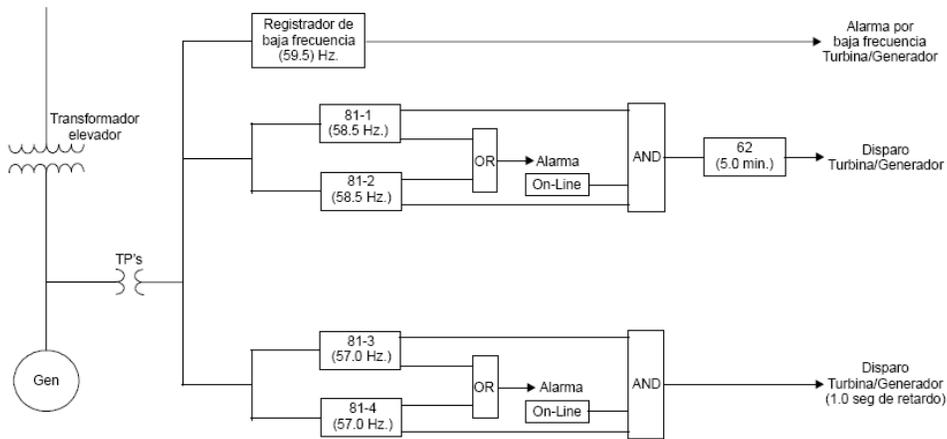


Figura 2.17 Lógica de disparo por detección de frecuencia anormal

2.6.1 Condiciones de baja frecuencia en una planta generadora de vapor

Una vez asignada la debida importancia de la protección del turbogenerador, deben ser considerados los riesgos que se presentan en los sistemas auxiliares de la planta. Existen equipos los cuales deben ser protegidos bajo condiciones de frecuencia anormal y varían dependiendo el tipo de planta generadora.

En una planta generadora de vapor el suministro de vapor para continuar operando en condiciones de baja frecuencia quedaran sujetas a las limitaciones de los motores auxiliares así como de las cargas impulsadas. Las bombas de agua de alimentación, bombas de agua de circulación así como las bombas de condensado son los equipos críticos que causaran la salida completa de la planta.

2.6.2 Condiciones de baja frecuencia en plantas generadoras nucleares

El grupo turbogenerador se ve afectado por las consideraciones que se expusieron en un turbo generador de vapor

Dentro de los sistemas auxiliares de una planta de generación nuclear, la condición de baja frecuencia tendrá efectos en el sistema de enfriamiento del reactor, debido a que saldrán de operación bombas eléctricas refrigerantes del sistema de vapor nuclear por disminución de flujo, el cual disparará la unidad.

Sin embargo dependiendo del diseño de planta Reactor de Agua Presurizada (PWR) y Reactor de Agua Hirviente (BWR) es como se presentaran diferentes respuestas para condición de frecuencia anormal.

2.6.2.1 Plantas PWR

El mayor impacto que se tendrá por baja frecuencia se reflejara en la bomba de enfriamiento del reactor, debido a que presentará bajo flujo de refrigerante, disparando del reactor. Una vez que sucede esto, el reactor debe ser enfriando por completo por lo que se las bombas deben ser alimentadas del sistema de potencia, sin embargo si el sistema de potencia presenta un decaimiento de frecuencia mayor al del índice de diseño de la bomba, se pondrá en peligro la operación segura de la planta.

Las compañías suministradoras de energía han optado por la instalación de un relé de baja frecuencia con retardo de tiempo que permita el disparo del reactor y unidad a una frecuencia que permita cumplir su objetivo operacional de la bomba de enfriamiento.

Algunos estándares internacionales han establecido consideraciones sustanciales en la aplicación de la protección por baja frecuencia, que son

- Índice de calentamiento de la planta
- Tamaño del sistema de enfriamiento con respecto al reactor
- Índice máximo de decremento de frecuencia del sistema de potencia
- Coordinación con el esquema de corte de carga
- Tensión del sistema en el momento de ocurrencia de una caída de frecuencia del sistema

2.6.2.2 Plantas BWR

En este tipo de plantas la alimentación de los sistemas de protección del reactor se lleva a cabo por medio de un motor-generador en conjunto de relevadores de baja frecuencia redundantes, los relés se conectan en los buses de alimentación de los sistemas de protección. La operación de 1 o ambos relés en los buses de protección, causaran un rechazo de carga completo de la unidad

Las consideraciones que deben de tomarse en el ajuste de los relés son

- Tolerancia del relé
- Característica de deslizamiento del grupo motor-generador
- Esquema de corte de carga del sistema

2.6.3 Plantas de Combustión

Las limitaciones para este tipo de plantas convergen en varios puntos con las limitaciones de las plantas de vapor, sin embargo existen diferencia en diseño que se explican a continuación.

Cuando se presenta una baja frecuencia y se intenta mantener la salida completa, la atenuación de flujo de aire es de consideración, debido al posible disparo de la unidad por sobre temperatura en alabes. Este punto puede ser superado si se cuenta con un sistema de control que regule la entrada de combustible.

En general los turbogeneradores de combustión presentan características de capacidad que permiten trabajar a frecuencias bajas, rango de 56 a 60 Hz, lo cual es una ventaja sobre los turbogeneradores de vapor.

Por lo arriba expuesto sumado a las consideración de turbinas de vapor, es preciso que el ajuste en relevadores de baja frecuencia para disparo de plantas de combustión sea en el punto o por debajo del ajuste que presentan los relés de baja frecuencia de unidades de vapor circundantes.

Estándares internacionales han establecido puntos que deben ser considerados para la protección de baja frecuencia en este tipo de plantas:

- Cada unidad debe contar con su propio relé de baja frecuencia alimentado de los TPs de unidad.
- El disparo puede ser supervisado por un segundo relé el cual puede ser común a varias unidades.
- En caso de que el fabricante proporcione la protección por baja frecuencia en su sistema de control se requiere coordinación de ajustes y lógica de disparos para evitar la salida de la unidad por una protección externa.

2.6.4 Planta Hidráulicas

Las turbinas hidráulicas suelen tolerar cambios de frecuencia mayores a las turbinas que presentaron anteriormente. Es por eso que la protección de baja frecuencia no es aplicada normalmente.

Bajo una condición de pérdida súbita de carga, la velocidad limitada puede alcanzar 150% de la velocidad nominal antes de cerrar la compuerta de entrada de agua. Cuando se presenta un rechazo de carga el gobernador se encarga de controlar la velocidad de la turbina y si éste falla se pueden alcanzar velocidades de 200% la velocidad nominal y la turbina se puede desbocar. En este caso una protección de sobre frecuencia es aplicada como respaldo de las protecciones mecánicas. Dicha protección será ajustada a una velocidad menor a la alcanzada en un rechazo de carga y con el tiempo suficiente para que permita operar al gobernador.

Una vez operada la protección de sobre frecuencia, se deduce que el sistema de gobierno de velocidad no opera correctamente, por lo que es fundamental que la protección opera el cierre de válvulas de entrada de agua a la turbina principal.

La protección de frecuencia anormal basa su operación en la premisa de protección en todo momento de la turbina, dependiendo del tipo de planta que se esté operando son las medidas que deben considerarse, debido a los efectos que se pueden alterar de los diferentes procesos de cada planta generadora.

2.7 Sobreexcitación (24)

Una vez expuestas las consecuencias por la variación de frecuencia, se aborda la protección de sobreexcitación.

La excitación de una máquina se mide por la relación que se guarda entre los valores Volts/Hertz (V/Hz), por lo que la sobreexcitación es el incremento del valor que guardan los mismos. A su vez se deduce que un incremento se presentará debido a un incremento del voltaje en las terminales de salida del generador, por una baja frecuencia del mismo, o por una combinación de los dos.

Estándares internacionales han establecido las características operativas de diferentes escenarios bajo los cuales los generadores deben de operar, entre los cuales se han establecido los siguientes

Generadores	1.05pu (En base al Generador)
Transformadores	1.05pu (En base al secundario del transformador), carga nominal, fp 0.8 ó mayor, 1.1pu (En base al transformador) en vacío.

El evento de sobreexcitación se presenta con mayor frecuencia bajo condiciones de vacío o fuera de línea cuando se intenta llevar a la unidad a condiciones de sincronización con el sistema, coincidentemente de forma manual. Sin embargo es difícil que esto ocurra, gracias a una operación oportuna del limitador V/Hz con el que cuenta el AVR.

De forma análoga pero bajo condición de unidad sincronizada, una posibilidad de sobre excitación se presenta cuando se suministra potencia reactiva, VARs, al sistema. Si una pérdida súbita de carga se presenta durante este lapso, la consecuencia podría ser la sobreexcitación de la unidad.

El efecto de una sobre excitación se verá reflejado en el nucleó del estator, debido a que se presentará una saturación del mismo por una alta densidad de flujo magnético. Dicha saturación producirá nueva trayectorias, de dispersión, a través de laminaciones las cuales no están diseñadas para llevar flujo magnético, sino como soporte o base para la sujeción de los devanados del estator.

Una vez que estas nuevas trayectorias se forman el sobrecalentamiento de los materiales debido a las corrientes de Eddy puede ser severo, provocando la destrucción del núcleo en poco tiempo. Debido a lo anterior se presentarán diferencias de potencial entre las laminaciones, disminuyendo el aislamiento, lo cual contribuye a la disminución del tiempo de vida de las laminaciones y consecuentemente del núcleo. La mayor consideración de dichos fenómenos es la salida de la unidad por un largo tiempo de reparación del mismo debido al deterioro o destrucción parcial o total, lo cual genera pérdidas económicas de consideración.

Cuando se tiene como prioridad dar un ajuste adecuado para protección contra daño por sobreexcitación se hace referencia a las curvas que el fabricante proporciona con su equipo. En la curva se muestra la sobreexcitación máxima en el tiempo para la cual el equipo está diseñado sin que exista daño severo. En la figura 2.18 se muestra una curva típica de limite V/Hz permitidos para un generador. Cabe aclarar que las mediciones se deberán llevar acabo de los transformadores de potencial de medición de generación neta, generalmente ubicados antes del interruptor de máquina.

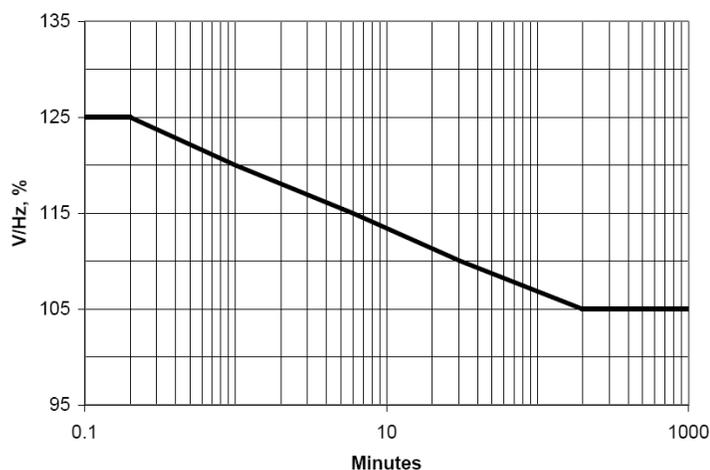


Figura 2.18 Curva V/Hz típica de un generador

Una vez que se establece la protección de sobreexcitación de un generador, se debe considerar la curva de V/Hz del transformador de potencia. Esto es sobreponer las dos curvas para saber los valores que limitarán dicho ajuste. La sobre posición se debe hacer en un voltaje base, preferencialmente el voltaje de salida del generador.

En años anteriores la protección de sobre excitación presentaba curvas de tiempo definido, quedando valores de la curva característica por debajo del umbral del relevador. Un esquema alterno era coordinar dos relevadores de tiempo definido, presentando mejoras, pero no erradicando las situaciones expuestas.

Actualmente los fabricantes de relevadores de protección proporcionan alternativas para cubrir en su totalidad la curva permitida de V/Hz, esto es gracias a que tiene una gama de curvas entre las cuales se tiene opción de ajustar una curva de tiempo inverso tanto como una de tiempo definido. En la figura 2.19 se muestra el umbral de protección definitivo para las curvas presentadas.

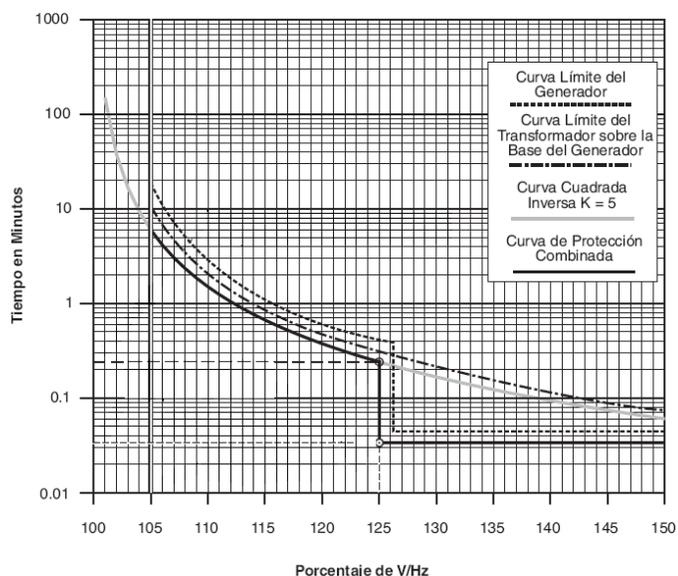


Figura 2.19 Curva de protección del generador por sobreexcitación

Teniendo como prioridad evitar cualquier daño severo que pudiera sufrir la unidad, se debe de establecer los disparos de diferentes interruptores para aislar el generador y llevar a condiciones seguras consecuencia de la operación de la protección de sobreexcitación.

La lógica de disparo puede variar entre empresas suministradores de energía sin embargo prevalece la idea de des excitar y aislar la unidad en el menor tiempo posible, es por eso que el interruptor de máquina, el interruptor de campo así como el impulsor deben ser disparados (sólo en máquinas que no soporte rechazos de carga).

2.8. Sobretensión y baja tensión (59 y 27)

Con anterioridad se han señalado la eventualidad de una sobre tensión en las terminales del generador debido a diferentes situaciones. En estas ocasionan que una sobretensión se presenta cuando se tiene un aumento del voltaje causado por diferentes circunstancias, dentro de las más comunes se encuentran:

- Mala operación del regulador automático de voltaje (AVR, por sus siglas en ingles).
- Repentina pérdida de carga (consecuente por el disparo de un alimentador), con lo cual se presenta una sobre excitación de líneas de alta tensión fuera del rango del regulador de voltaje.

La importancia de la aplicación de la protección de sobre voltaje, recae en el hecho de buscar proteger el aislamiento de los devanados del estator, esto es debido a que la sobre tensión genera un sobre esfuerzo del campo eléctrico, lo cual deteriora el aislamiento, ocasionando la reducción de vida útil de los devanados y el aumento de la posibilidad de un corto circuito en el estator, ocasionando nuevamente la salida de la unidad para revisión y corrección, lo cual repercute en pérdidas económicas para la compañía suministradora.

Esta protección es complementaria e independiente de la protección de sobre excitación. El suministro se debe a la no operación de la protección de sobre excitación cuando existe una sobre tensión debido a un incremento en la frecuencia, para condición de rechazo de carga, esto es debido a que la relación V/Hz ante dicho evento se mantiene en el mismo valor, tanto la frecuencia y el voltaje se incrementan.

Generalmente el sobrevoltaje se presenta en plantas hidroeléctricas debido a que los controles de regulación ejecutan del cierre de válvulas alimentadoras de agua a la turbina principal, permitiendo alcanzar velocidades de 200%, eleva el voltaje en terminales. Para generadores de turbina de gas y turbinas de vapor el control de sobrevoltaje se puede mitigar con los controles con que cuenta el AVR.

Considerando lo anterior diferentes estándares recomiendan los valores porcentuales de ajuste para los relevadores de protección. Debido a que por diseño se puede estar operando hasta 105% de voltaje nominal se ha establecido un valor de pick up del 110% del voltaje nominal, considerando un relé de tiempo inverso, con tiempo de retardo suficiente que permita ejecutar las acciones correctivas al AVR. En el caso del ajuste de tiempo definido se ha establecido en el rango de 130% a 150% del voltaje nominal.

Complementario a la información anterior, se establece la lógica de disparo siguiente:

- Disparo de interruptor de generador
- Disparo de interruptor de campo

En el caso de protección por bajo voltaje, los generadores están diseñados para trabajar en forma continua con un voltaje mínimo de 95% del voltaje nominal y frecuencia nominal. Si se lleva al generador a operación continúa por debajo de este nivel de voltaje, se podría poner en riesgo la estabilidad del mismo entrando a un estado de subexcitación importando potencia reactiva del sistema poniéndolo en riesgo.

La lógica de disparo para esta protección es alarmar y no disparar, de principio, dando al operar tiempo suficiente para restablecer condiciones. Si una vez cumplido el retardo de tiempo del relevador detector de bajo voltaje no restablecen condiciones, la apertura del interruptor de máquina, interruptor de campo y una alarma se establece como lógica adecuada.

2.9. Pérdida de Potencial (60)

La condición de pérdida de potencial se presentará cuando se tenga un desbalance voltaje debido a la señal de un TP por apertura del fusible, corrosión en contactos o algún corto producido durante mantenimiento en línea de los TPs.

Es por eso que se establece la protección por perdida de potencial. La aplicación de dos métodos son los de mayor aplicación en la industria:

- Comparación de voltajes
- Detección de falla por componentes simétricas

La comparación de voltajes se emplea cuando se tiene la conexión mostrada en la figura 2.20. En este método se hace uso de los juegos de TPs tanto para protección, así como los TPs del AVR. El ajuste que se da al relevador históricamente ha sido del 15% del voltaje nominal.

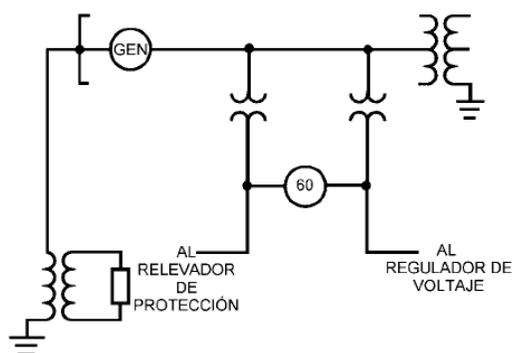


Figura 2.20 Esquema de detección de pérdida de potencial

Una vez detectado el desbalance de voltaje se pretende a tomar acciones correctivas esto es dependiendo del lado donde se presente la pérdida de voltaje. En caso de que se presente en los TPs de protección, la práctica común es deshabilitar las funciones 21, 32, 40 y 51V. En

caso de que la pérdida de potencial sea detectada en los TPs del AVR, se establece el cambio a modo manual del mismo, esto es para evitar la sobrecitación del generador.

Recientemente los relevadores microprocesados emplean la detección de falla por comparación de voltajes y corrientes de fase. Este método establece que para la pérdida de potencial en alguna de las fases los voltajes de secuencia positiva presentarán un desbalance, el cual se verá reflejado en la aparición de un voltaje de secuencia cero. Para verificar que ese desbalance sea por una falla se verifica en las corrientes de fase de secuencia negativa. Este método toma las medidas correctivas mencionadas anteriormente.

Durante la aplicación de cualquiera de los métodos anteriores se deben de considerar aspectos de importante relación con la aplicación de TPs, los cuales son:

- Ferroresonancia y Aterrizamiento de TPs
- Aplicación de resistores limitadores

La Ferroresonancia en un TP se puede presentar cuando se tiene una conexión estrella-estrella a tierra, esto es debido a la eventual desconexión del generador, quedando los TPs conectados al bus de fase aislada al cual tiene una conexión en delta. Si la desconexión del generador se debió a una falla, puede que el transformador de unidad quede alimentado la falla, por lo que en los TPs puede presentarse una sobretensión, la cual producirá una saturación en los TPs, aumentando el evento de Ferroresonancia y al salto de corrientes debido a este fenómeno, resultando en una eventual falla térmica a corto plazo.

La aplicación de resistores limitadores de corrientes es considerada para asegurar que las capacidades térmicas de los fusibles de los TPs no sean excedidas debido a corrientes de falla.

Preferencialmente se hace uso de un resistor limitador por cada TP con que se cuente, tal como se muestra en la figura 2.21, esto es debido a que se si tiene un diseño en que se presenta un resistor limitador por fase, limitando tanto al TP del sistema de protección, así como al TP del AVR, si se aplica la protección por comparación de tensión, el relevador no operará de forma correcta. Por lo que este método de limitación es aplicado sólo en caso de que se tenga la detección de falla por componentes simétricas.

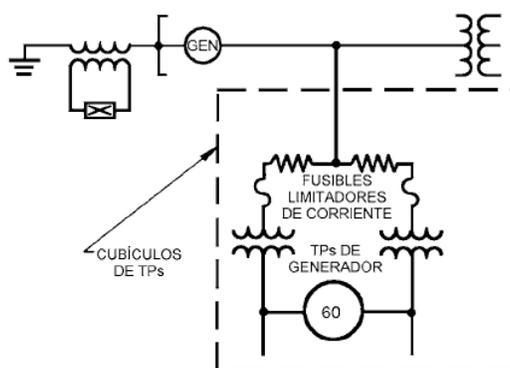


Figura 2.21 Esquema de resistores limitadores de corriente para protección de pérdida de potencial

Tomando las consideraciones anteriores y aplicando cualquiera de los métodos arriba mencionados se considera que se tiene cubierta la protección de pérdida de potencial.

2.10. Pérdida de Campo (40)

Los diferentes incidentes que tengan como consecuencia la pérdida del campo del generador deben de ser minimizados así como contar con una protección que detecte dicho estado, esto debido a las repercusiones que se pueden tener tanto en el generador, así como al sistema al que esté conectada la unidad.

Es de fundamental importancia para el claro y mejor entendimiento de esta protección tener presente que el punto medular de la pérdida de campo está íntimamente ligado con la curva de capacidad del generador, el estado de subexcitación del mismo, el límite de estabilidad de estado estable del generador, así como el limitador de baja excitación del AVR (MEL).

Saber que la curva de capacidad del generador proporcionada por el fabricante, la cual se muestra una curva típica en la figura 2.22, está conformada por el límite térmico del devanado del rotor, el límite térmico del devanado del estator y el límite del hierro del extremo del estator, todos ellos plasmado en un plano PQ, sobre poniendo en el mismo plano el límite de estabilidad de estado estable del generador, así como el limitador de baja excitación localizado en el AVR, proporcionarán una mejor visión debido al tipo de relevadores disponibles y los métodos de protección aplicados en la actualidad.

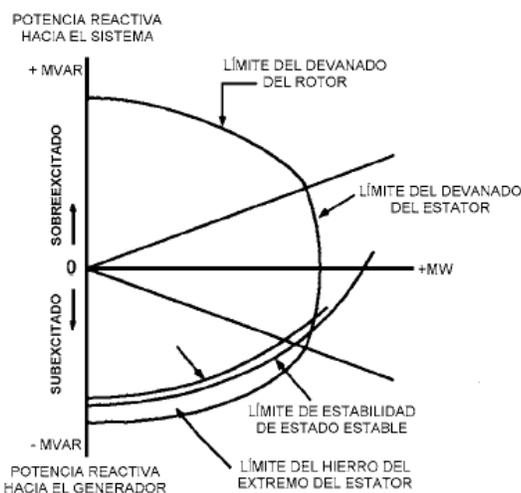


Figura 2.22 Curva de capacidad típica de un generador con limitadores de estado estable

Debido a la pérdida de campo, considerando la carga conectada al generador al momento del suceso, la unidad presentará un deslizamiento respecto al sistema. El caso de mayor consideración es carga máxima debido a un deslizamiento que varía entre 2-5% de la velocidad nominal. Inherente a lo anterior está el comportamiento de la unidad como generador de inducción, tomando VARs del sistema, para mantener el campo excitado, así como la sincronía con el sistema. Sin embargo dependiendo de la capacidad del generador,

es la cantidad de VARs la cual suministrará el sistema a la unidad, lo cual podría provocar un desbalance en las maquinas adyacentes o en su defecto, un colapso mayor, en caso de que el generador no sea desconectado y el sistema no soporte la demanda del potencia reactiva.

El flujo de potencia reactiva debido a la perdida de campo se verá reflejado en la variación de la impedancia vista desde las terminales del generador, la cual puede ser graficada en un plano R-X. Es por eso que el método de protección más usado es a través de relevadores de distancia. Existen métodos de protección que basan su operación por medio de la medición de la corriente de campo, así como relevadores que operan a través de la medición de VARs. Sin embargo se presentan los métodos de protección a base de relevadores de impedancia debido a su aceptación y confiabilidad en la industria.

El relevador de distancia basa su operación en una curva tipo Mho con desplazamiento. Las impedancias aparentes vistas desde las terminales del generador bajo diferentes niveles de carga pueden ser plasmadas en el mismo plano de la curva del relevador, tal como se muestra en la figura 2.23. El relevador operará cuando los valores de las impedancias de falla se encuentren dentro de los valores de la característica del relevador.

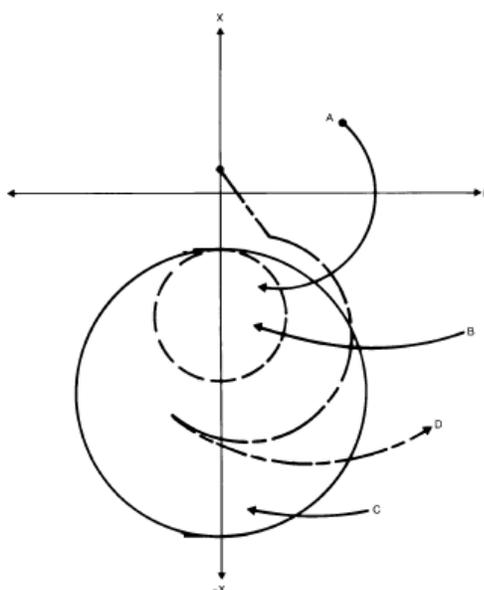


Figura 2.23 Trayectoria de impedancia aparentes bajo diferentes niveles de carga del generador

El punto A muestra la impedancia aparente que se presenta cuando el generador opera a un nivel de carga máxima. Si se presenta la pérdida de campo la impedancia seguirá la trayectoria de la curva. Del mismo modo el punto B es la impedancia aparente para una carga moderada conectada al generador y la trayectoria que presentará bajo un evento.

Observando el punto final bajo la pérdida de campo para carga plena y una carga moderada, se aprecia una tendencia de un valor final cercano a la ordinaria (-X) y se acerca a valores de impedancia mayores a los valores de reactancia síncrona de cuadratura y eje directo (X_q X_d), vistos desde las terminales del generador.

En este esquema la unidad de impedancia, al igual que la unidad direccional están coordinadas con el límite de estabilidad de estado estable de la unidad y con el limitador de mínima excitación del AVR. Tanto el límite de estabilidad de estado estable como el MEL deben ser graficados en el plano R-X para poder ajustar el relé.

Se ha establecido que el offset positivo sea ajustado con un margen del 10% más allá del límite de estabilidad de estado estable empleando las siguientes formulas

$$\begin{aligned} \text{Diámetro} &= (1.1X_d + X_s) \\ \text{Radio en Ohms} &= 0.5 (X_d + X_s)^1 \end{aligned}$$

Donde

X_d es la reactancia síncrona de eje directo

X_s es la impedancia del sistema

Similarmente la curva de capacidad al igual que el MEL pueden ser proyectados en el plano R-X auxiliándose de la siguiente fórmula

$$Z_{RX} = \frac{(kV_{LL})^2 CTR}{MVA_{PQ} VTR}$$

Donde

KV_{LL} es el voltaje entre fases del generador

MVA_{PQ} es el punto tomado de la curva de capacidad

CTR y VTR son la relación de transformación del TC y TP²

La unidad direccional es ajustada de tal forma que evite pickup del relé de impedancia debido a fallas cercanas en el sistema. La ocurrencia de que las dos protecciones operen generalmente activa una alarma para dar al operador tiempo de realizar las acciones correctivas, al mismo tiempo que arranca un “timer” (cronómetro) con un tiempo de 1 min antes de disparar la unidad.

La condición de un bajo voltaje detectado por dicha unidad establecerá la pérdida total del campo. Bajo estas circunstancias el disparo de la unidad se establecerá en 0.25 a 1 segundo. Dicha condición es establecida cuando no se cuenta con zona de protección para condiciones de carga alta, Z1.

Para este esquema también puede hacerse uso de dos relevadores de distancia, considerando el relevador de características más estrictas, Z1, con el offset de valor igual a $X'd/2$ y con un diámetro igual $1.1X_d - (X'd/2)$, sin retardo de tiempo.

¹ IEEE PC37.102/D7. Draft Guide for AC Generator Protection, 2006

² Idem

El esquema lógico de protecciones para una condición de pérdida de campo es la apertura del interruptor de máquina, disparo del interruptor de campo, así como la transferencia de auxiliares de la unidad.

2.11. Protección contra Desbalance de Corrientes (46)

Tomando en consideración los diferentes tipos de fallas que suelen ocurrir en los sistemas de potencia, están aquellos que debido a su naturaleza ocasionan corrientes de secuencia negativa en el rotor del generador. Dichas corrientes tendrán la característica de doble frecuencia, así como generar muy altas temperaturas en los anillos de retención, cuñas y anillo de bloqueo del rotor en muy poco tiempo por el efecto piel que se presenta.

El desbalance de carga en las fases suele ser un evento que propicie estas corrientes, sin embargo la falla que suele ser más severa por la magnitud de corrientes de secuencia negativa que genera, es la falla de fase a fase. Como ejemplo, la ocurrencia de una falla de fase a tierra en el lado de alta de un transformador de unidad, será vista como una falla de fase a fase en el lado de baja tensión del mismo.

Estándares internacionales han establecido las características de diseño del generador para soportar corrientes de secuencia negativa, sin sufrir daño y considerando que la corriente no supera el 105% de I_n en cada fase, debido a la capacidad y al tipo de generador. Es por esto que los fabricantes de las unidades deberán proporcionar en la hoja de datos técnicos la capacidad de máximo desbalance. A continuación se muestra la tabla de capacidades de diseño de corrientes de secuencia negativa permisibles y la capacidad de secuencia negativa de corto plazo de generadores síncronos de polos lisos, que se proporciona en los estándares ANSI C50.13 y IEC60034-1.

<i>Tipo de Generador</i>	<i>I₂ Permisible (porcentaje de la corriente de estator)</i>
Generador de Rotor Cilíndrico	
Enfriado indirecto	10
Enfriado directo <350MVA	8
351MVA a 1250MVA	8- (MVA-350)/300
1251 a 1600MVA	5
<i>Tipo de Generador</i>	<i>I²t Permisible</i>
Generador de Rotor Cilíndrico	
Enfriado indirecto	30
Enfriado directo (0 a 800MVA)	10
Enfriado directo (801 a 1600MVA)	Figura 2.25

Tabla 2.1 Capacidades de corrientes de secuencia negativa de generadores

Esquemas de protecciones de Generador

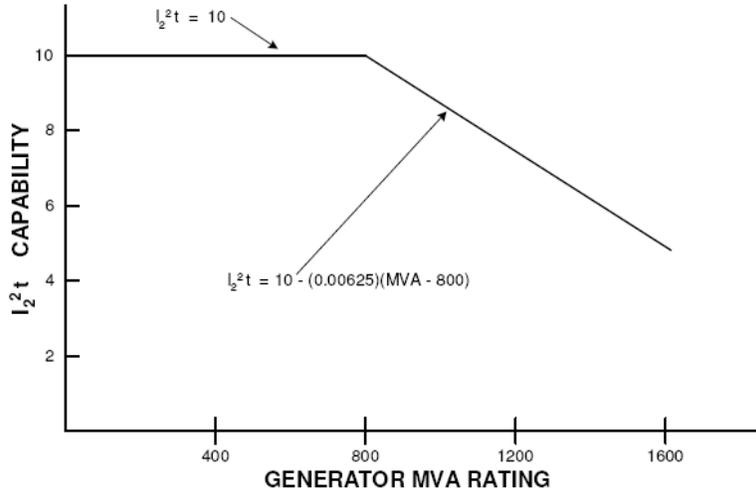


Figura 2.26 curva de desbalance de corrientes permitida para generadores

En los años previos habían existido dos tipos de protecciones para la eventualidad de corrientes de secuencia negativa en el rotor, un relevador electromecánico y relevadores estáticos o digitales. Sin embargo el relevador electromecánico ha caído en desuso debido a que la sensibilidad que proporcionaba era a partir de un valor de I_2 de 0.6pu.

Los relevadores en la actualidad presentan curvas características que pueden igualar las permitidas por el fabricante y proporcionan una sensibilidad que pueden empezar en valores de 0.02 pu, que los hacen mucho más confiables que los de años anteriores. En la figura 2.27 se muestra las curvas características tanto para un relevador microprocesado y un relevador electromecánico.

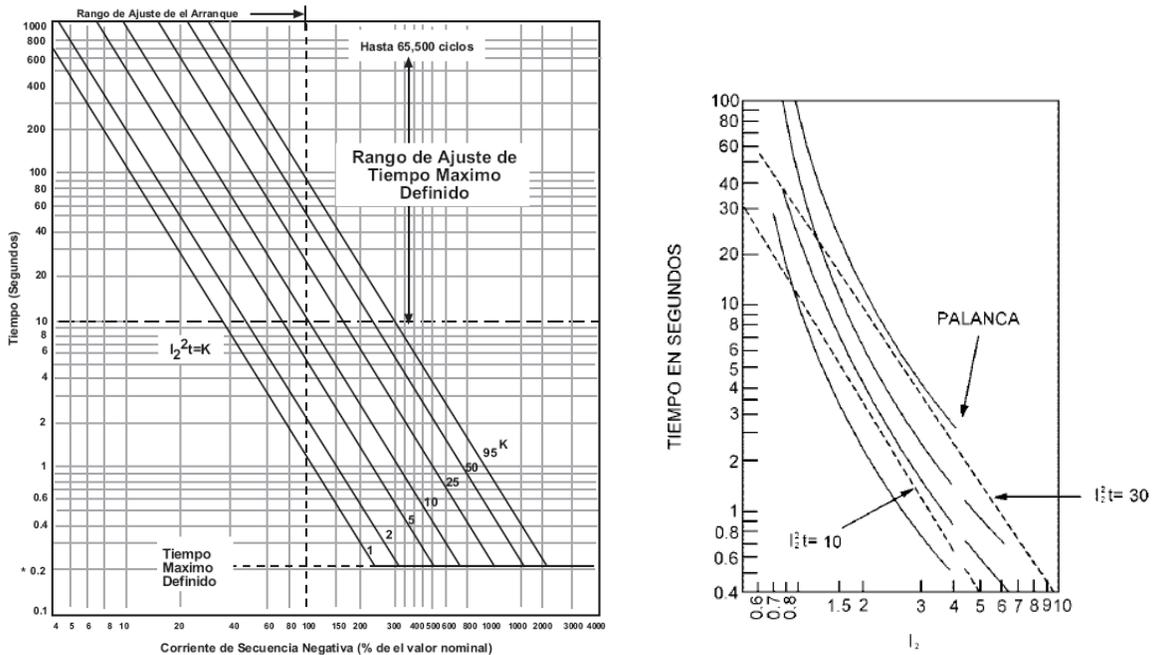


Figura 2.27 Curvas para protección de corrientes de secuencia negativa en relé microprocesado y relé electromecánico

Debido a la gama de curvas que presentan los relevadores en la actualidad basándose y muchas veces superando los estándares antes mencionados, el ajuste estará definido por los límites de diseño que proporcione el fabricante del generador.

La lógica de disparo se ha establecido para el disparo únicamente del interruptor de máquina, esto es para unidades que permitan trabajar en modo isla. De lo contrario se abrirá interruptor de máquina, interruptor de campo y se iniciará la transferencia de auxiliares.

2.12. Protección contra Pérdida de Sincronismo (78)

Existen diferentes condiciones que pueden provocar que un generador pierda la sincronía con el sistema. Estas pueden deberse a un tiempo largo de liberación de una falla en el sistema con generador operando con alta carga y cerca del límite de estabilidad de estado estable, baja tensión del sistema, baja excitación de la unidad, impedancia excesiva entre la unidad y el sistema.

La pérdida de sincronismo se caracteriza por oscilaciones de potencia activa y reactiva por periodos rápidos y lentos. Picos de altas corrientes, sobre esfuerzo en los devanados, pulsos de torque en la flecha y que posibles estado de resonancia mecánica, son algunas de las consecuencias que se pueden presentar.

Debido a que el sistema en conjunto con el transformador y el generador contienen sus impedancias, una forma de detectar la pérdida de sincronismo es monitorear las variaciones de impedancia en el tiempo.

En la figura 2.28, se puede observar tres trayectorias de la impedancia dependiendo de la relación de tensión entre el sistema y la unidad. En el primer caso la tensión de generador es mayor que la tensión del sistema. Presentándose cualquiera de los eventos que pueden provocar la pérdida de sincronismo, al momento que sucede cualquiera de ellos, el sistema y el generador tendrán un ángulo de separación. Conforme este ángulo se va incrementando, la pérdida de sincronismo se va desarrollando y la trayectoria de la impedancia se moverá siguiendo el sentido de la recta PB. Si el ángulo de fase de la tensión del generador se incrementa en adelante del ángulo del sistema, la impedancia tendrá un desplazamiento de derecha a izquierda en el plano R-X como se muestra en la figura. De manera semejante pasará cuando la tensión de generador sea menor a la tensión de sistema, mientras la impedancia siguiendo el sentido de la recta PA. En caso que las tensiones sean de igual magnitud la impedancia seguirá la recta mostrada.

Esquemas de protecciones de Generador

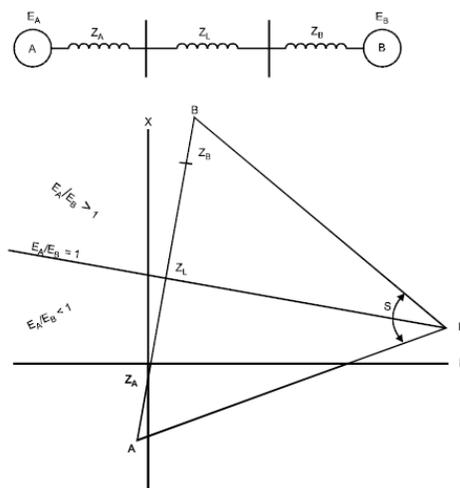


Figura 2.28 Trayectorias de impedancias bajo diferentes estados de voltajes entre sistema y unidad

Cuando la impedancia interseca la impedancia total, los sistemas estarán desfasados 180° , lo que representa el centro eléctrico del sistema y una falla trifásica total aparente. Si la trayectoria se sigue moviendo llegarán a estar desplazados 360° . Esto representa que estarán nuevamente en fase, pero con un ciclo de deslizamiento completo.

La implementación de la protección por pérdida de sincronismo es debido a la localización del centro eléctrico del sistema.

En años anteriores el centro eléctrico se encontraba en las líneas de transmisión. En la actualidad con la implementación de líneas de transmisión de alto y extra alto voltaje y generadores de capacidades mayores, la impedancia de las líneas ha disminuido mientras que las impedancias de los generadores y transformadores se han incrementado. Con estos cambios el centro eléctrico muchas veces se encuentra en el transformador o en el generador. Con ello la protección de pérdida de sincronismo ha sido establecida en estándares internacionales bajo los que se rigen los sistemas eléctricos.

Debido a que la pérdida de sincronismo se puede detectar por variaciones de impedancia aparentes vista desde las terminales en los elementos del sistema, un esquema de protección puede ser implementado con un relevador de la misma característica. La protección de pérdida de campo puede ser una alternativa, sin embargo se ha comprobado que puede provocar disparos en falso para oscilaciones transitorias recuperables, consecuencia del ajuste del diámetro de la curva de impedancia de la protección 40. La protección con doble relevador de impedancia no se considera como alternativa debido al ángulo de desfase presente al momento que la trayectoria de la impedancia se encuentre en la curva de menor diámetro. En este punto podría presentarse un disparo cuando se tenga un ángulo de desfase de 180° sometiendo al interruptor a grandes esfuerzos.

Respetando el principio de detección por medio de la impedancia, un esquema de protección de pérdida de sincronismo confiable es el de "blinder" (limitadores) simple. Este esquema esta conformador por los blinders supervisado por la unidad tipo Mho, figura 2.29.

Esquemas de protecciones de Generador

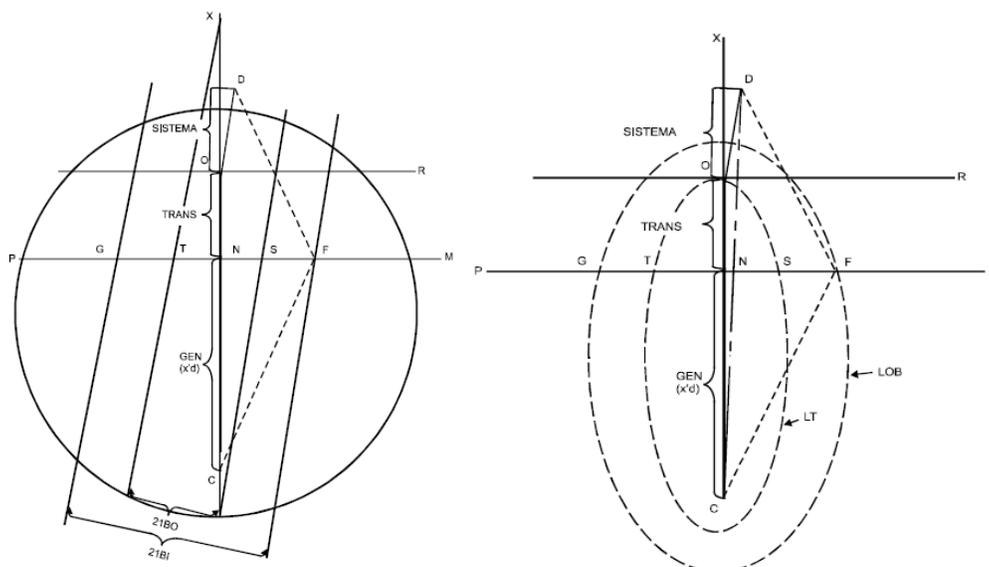


Figura 2.30 Esquema de protección por pérdida de sincronismo de doble Blinder y doble lente

Los fabricantes de relevador proporcionan los ajustes típicos para esta función, sin embargo estudios de estabilidad son requeridos para dar los ajustes para esta protección.

Lógicas de protección establecen que el disparo oportuno del interruptor de máquina para aislar la unidad es suficiente. Esto es considerado para generadores que sean capaces de soportar rechazos de carga al 100%, que permita trabajar en condición isla alimentando sus sistemas auxiliares. De lo contrario la apertura de los interruptores de campo, generador, disparo de turbina y la transferencia de auxiliares será lo apropiado.

2.13. Protección contra Potencia Inversa (Motorización) (32)

Se denomina motorización de un generador, potencia inversa, al hecho de tomar potencia del sistema para alimentar al generador. Bajo condición de interruptor de campo cerrado el generador se comportara como motor síncrono, de lo contrario se comportará como un motor de inducción.

La protección contra potencia inversa no es establecida para protección propia del generador. Esta se implementa en el generador para protección de la turbina que impulsa al generador.

Dependiendo del tipo de impulsor que se cuente en el mismo eje del rotor dependerá el porcentaje de potencia con que se considere que el turbogenerador se ha motorizado. A continuación se muestra los porcentajes en la tabla 2.2.

Esquemas de protecciones de Generador

Turbina de vapor	3.0%
Hidro eléctrica	0.2%
Turbina de Gas	50.0%
Diesel	25.0%

Tabla 2.2 Potencia inversa máxima permitida

Si bien la protección eléctrica contra potencia inversa es un esquema confiable para detectar la motorización del turbo generador, no es la protección principal por la cual se detecta esta condición. Los esquemas para detección de motorización alternos y en ocasión más confiables son los siguientes

- Medición de temperatura en la parte final de la turbina
- “Switches” (conmutadores) de límite de válvula
- Presión del aceite de control de la turbina
- Flujo de vapor de la turbina

Para propósito de este trabajo, el ajuste del relevador direccional de potencia será establecido de acuerdo a la tabla anterior.

La lógica de disparo recomendada para la detección de motorización es apertura de interruptor de campo, apertura de interruptor de máquina, disparo de turbina y transferencia de auxiliares.

2.14. Protecciones de respaldo (21, 51V)

Las fallas del sistema no liberadas en tiempo deben ser monitoreadas por las protecciones del generador. Aunque estas protecciones no se consideran propias del generador, se implementan debido a que las operaciones de las protecciones hasta este punto presentadas no serán capaces de ver una falla en el extremo de la línea a la que se conecta la unidad. De este modo las protecciones 21, 51V se establecen para fallas entre fases, mientras las fallas de fase a tierra son detectadas con el relevador 51N conectado en neutro del lado de alta del transformador principal. La distinción entre la aplicación de cualquiera de estos relés estará sujeta a emplear la misma protección que se tiene como protección de fallas de línea, esto es ya que simplificará su coordinación. Estándares establecen que la protección 51V es usada cuando el generador se conecta a una línea de distribución, mientras que si es conectado a través de un transformador elevador a una línea de transmisión la protección 21 es la más adecuada.

Aunado a esto, cualquier esquema por el que se opte emplear, tanto el relevador 21, así como el 51V, deberán estar supervisados por un relevador de pérdida de potencial, esto debido a su deshabilitación o bloqueo de operación en falso, una vez que la protección 60 haya operado.

La protección de respaldo por 51 con retardo de tiempo, no es aplicable debido a que el ajuste del tiempo no permitirá la correcta operación y el valor de pickup es 1.5-2.0pu.

Considerando que cuando el ajuste de tiempo de operación haya transcurrido, la corriente de falla estará regida por la reactancia síncrona, lo cual proporcionará una corriente de falla, trifásica, menor a la corriente nominal, debido al alto valor de la reactancia síncrona con que cuentan las unidades de hoy en día.

Considerando esta desventaja se hace uso del relevador 51V, que es un relevador de sobrecorriente controlado por voltaje. Esta modificación al relé 51 permite al relevador detectar fallas no libradas en tiempo. Debido a que es un relé de respaldo el ajuste del tiempo será largo, por lo que el ajuste de corriente de falla trifásica se debe de calcular con el valor de reactancia síncrona, en vacío y sin regulador conectado. La unidad de voltaje permitirá la operación del relé una vez que detecte un abatimiento del voltaje en las terminales del generador. Gracias a esta unidad el relevador permite diferenciar entre una corriente de sobre carga, con voltaje nominal, y una corriente de falla, por disminución de voltaje. Generalmente el ajuste de pick up debe estar entre 30-40% de la corriente a plena carga. El esquema típico de conexiones se presenta en la figura 2.31.

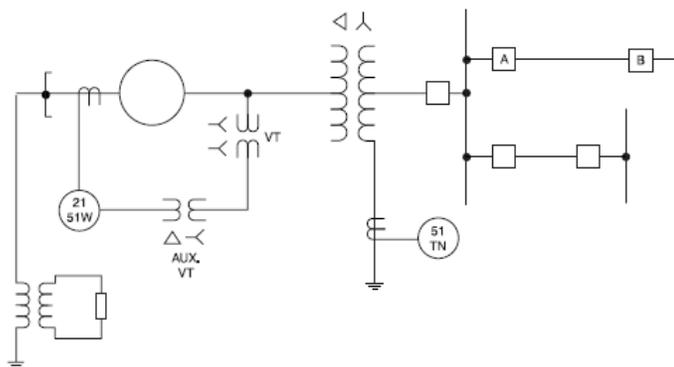


Figura 2.31 Esquema de protección de respaldo

En proyectos en donde se opta por la protección de distancia como protección de respaldo, este debe presentar diferentes características. Generalmente se usa un relevador de una zona con característica tipo Mho. Elementos de 2 o 3 zonas de protección también son aplicados.

La configuración de conexiones de TCs y TPs que se proporcionan al relevador puede ser como se muestran en la figura 2.31. Se muestra TPs auxiliares los cuales igualan los ángulos de fase de voltajes, con los del sistema. Esta configuración es hoy en día poco usual debido a que la configuración preliminar de un relevador microprocesado ofrece la corrección interna del ángulo, lo cual representa un ahorro en la aplicación de este esquema.

Generalmente el ajuste del relevador es con offset positivo, que permita considerar el neutro del generador, un ajuste de 150-200% de MVAs, con un factor de potencia nominal, esto con el fin de evitar disparos por eventos de sistema recuperables. Algunas compañías suministradoras optan por un relevador de 2 zonas. La zona 1 tendrá un ajuste de 100% del devanado del transformador de unidad, mientras la zona 2 cubrirá el 100% de la línea más corta a la que se conecte el generador.

La lógica de protecciones establece, para operación de zona 1, alarma y disparo de interruptor de campo y de máquina. Si detecta operación por zona 2, se dispara interruptor de máquina, campo y alarma y disparo de interruptores de subestación.

2.15. Protecciones contra energización inadvertida (50/27)

Recientemente en la industria de la generación de energía eléctrica se han presentado energizaciones accidentales de las unidades cuando estas se encontraban fuera de línea, teniendo consecuencias severas en el generador lo que ha repercutido en pérdidas económicas para la empresa suministradora, debido a la importación de energía para poder mantener la disponibilidad de la misma.

Los esquemas de protecciones convencionales de generador presentan deficiencias de operación para poder detectar un evento de energización accidental. Esto es debido a las practicas comunes de las compañías suministradoras de energía de retirar los fusibles secundarios de los TP de protección, lo cual deshabilita las protecciones de generador y corta la señal de potencial al relé.

Procedimientos de algunas compañías suministradoras establecen que una vez que la unidad es aislada del sistema, se contempla el recierre del interruptor, ya sea cual fuere el arreglo de la subestación, por lo tanto la unidad solo quedaba desconectada del sistema con la posición de las cuchillas abiertas, como se muestra en la figura 2.32.

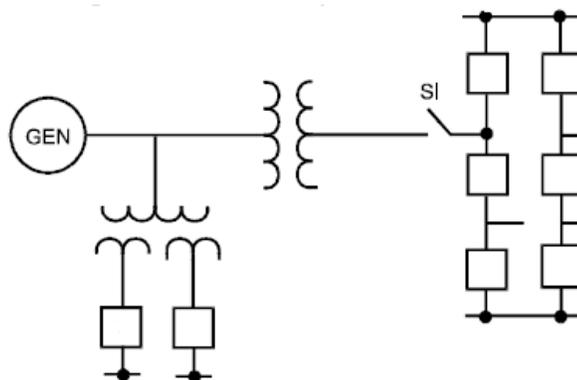


Figura 2.32 Esquema de conexión de unidad a bus en anillo

Cuando un evento de energización inadvertida se presenta puede tener consecuencias de consideración para el generador. Estando el generador totalmente parado, si en alguno de los polos se presentará un “flashover” (arqueo), una corriente de alta intensidad circularía por alguno de los devanados del estator, por lo tanto esta sola corriente no produce el par necesario para hacerlo girar, sin embargo las consecuencias son las mismas que se tienen para la detección de corrientes desbalanceadas, protección 46. Si el arqueo o energización se presentara una vez que la unidad acaba de salir de línea y continúa con una velocidad en

decremento, las corrientes podría inducir el par suficiente para que el generador se comportara como un motor de inducción.

Una vez que este evento se presenta, las corrientes en los devanados pueden alcanzar magnitudes cercanas a los 4 p.u. Sin embargo la energización inadvertida por seccionadores de alta tensión no es la única manera en que se podría energiza al generador. La posibilidad de energización inadvertida por transformador auxiliar también sucede, sin embargo la magnitud de la corriente es de 0.1 - 0.2 pu. Esto debido a la alta impedancia del transformador auxiliar.

En la actualidad se ha optado por un arreglo de interruptor de media tensión, el cual se ubica entre el generador y su transformador elevador. Este arreglo permite la energización de transformador auxiliar para los servicios propios de la unidad. No obstante aunque reduce la posibilidad de arqueo debido a la lógica de apertura de interruptor de máquina y cuchillas seccionadoras, se ha presentado cierre accidental del interruptor lo cual ha generado el evento no deseado.

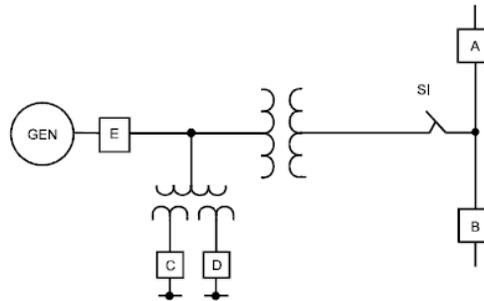


Figura 2.33 Esquema de conexión de unidad con interruptor de media tensión

Diferentes esquemas de protección se han establecido, los cuales se enlistan a continuación:

- Relé de sobrecorriente supervisado por frecuencia
- Relé de sobrecorriente supervisado por tensión
- Relé de sobrecorriente direccional
- Relé de impedancia
- Relé de sobrecorriente habilitado por contacto auxiliar

Debido al arreglo sobre el que se está haciendo este trabajo y bajo conocimiento del tipo de protecciones que presentan los relevadores comerciales hoy en día, se hace referencia a la protección contra energización inadvertida por relé de sobrecorriente supervisado por tensión. El arreglo típico de esta conexión se muestra en la figura 2.34.

Esquemas de protecciones de Generador

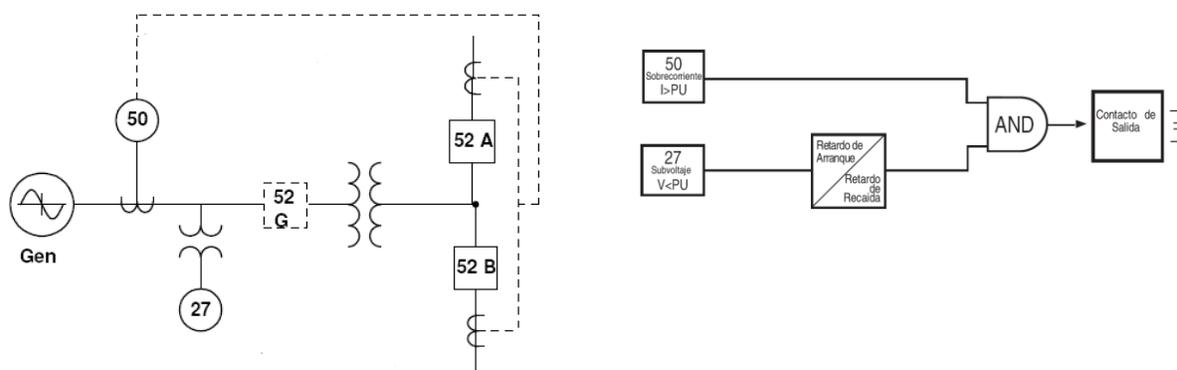


Figura 2.34 Esquema de conexión y lógica de protecciones por energización inadvertida

En este esquema se cuenta con un relevador de baja tensión para supervisar al relé de sobrecorriente de fase instantáneo. El relé de sobrecorriente es armado una vez que la caída de voltaje está por debajo de la magnitud de ajuste del relé 27, lo cual nos lleva a un estado de generador en estado fuera de línea. Por consiguiente al energizarse el generador y superar el valor de ajuste de relevador, la operación del relé 50 será bloqueada. Este esquema es supervisado por un relé de pérdida de potencial, esto con el fin de confirmar el estado de fuera del generador, y que no se presente una operación incorrecta debido a la pérdida de algún fusible secundario de los TPs.

Generalmente el ajuste de sobrecorriente se establece para que el relé responda a un valor igual o menor a 50% de la corriente mínima. El ajuste del relé de bajo voltaje se establece para valores menores a 85% de voltaje nominal en terminales. Este ajuste debe de ir acompañado por un retardo de tiempo suficiente para que no opere bajo condiciones transitorias de voltaje recuperables.

La lógica de protecciones de algunas compañías suministradoras establece la señal de apertura de interruptor de máquina por la bobina alterna del circuito de control del interruptor, apertura de interruptor de campo. Del mismo modo se envía una señal que inicia el timer de falla de interruptor, esto con el fin de disparar los interruptores remotos y aislar la falla.

2.16. Protecciones contra falla de interruptor (50BF)

Cuando se tiene la detección de alguna falla o anomalía que puede tener repercusiones en el generador, las protecciones buscan aislar la unidad del sistema por medio de la apertura del interruptor principal. Adicional a esta señal también emiten la señal de arranque del esquema de falla de interruptor. Esto es necesario una vez que la protección principal no opere, la protección de respaldo tomará acciones correspondientes para aislar la falla.

Tomando como referencia la figura no. 2.34 una vez que se ha detectado una condición de operación anormal o alguna falla, se envía señal de disparo de interruptor, al mismo tiempo que se envía la señal de arranque al timer de falla de interruptor, una vez transcurrido el

tiempo de ajuste, si la falla o condición anormal generan suficiente corriente, los detectores de corriente detectarán este evento y se iniciará el disparo de los interruptores de respaldo 52A y 52B de tal forma que el generador quede fuera del sistema. Bajo algunas circunstancias el ajuste de los detectores de corriente no es lo suficientemente sensible como para operar, por lo que hace uso de un contacto “a” de posición de interruptor para detectar estas circunstancias. Dicha lógica de disparo se muestra en la figura 2.35.

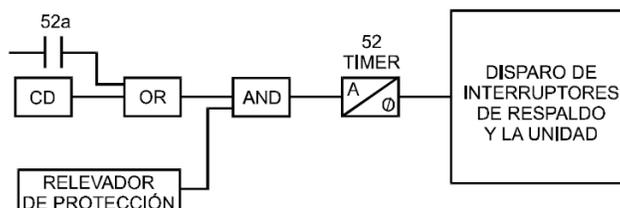


Figura 2.35 Lógica de protecciones por falla de interruptor

Precauciones extremas deben de tomarse una vez que la unidad ha sido sacada del sistema para mantenimiento y el interruptor de máquina ha sido cerrado por condiciones de operación del sistema. Si las protecciones de generador van a ser probadas se deberán aislar los disparos por falla de interruptor, ya que una vez que una protección sea probada el disparo de los interruptores adyacentes serán abiertos, lo cual podría poner en peligro la estabilidad del sistema.

Una vez que tiene considerada la protección contra falla de interruptor a la apertura, un evento no menos importante que se considera dentro del mismo esquema de falla de interruptor, es la protección contra arqueo en los contactos de interruptor una vez que este se encuentra abierto.

Evaluando la posibilidad de arqueo de alguno de los polos, se tiene considerado la operación de los relevadores de secuencia negativa y potencia inversa del generador, sin embargo el tiempo de retardo para la operación de estas protecciones, los hace perder confiabilidad ante la ocurrencia de arqueo de poca duración.

Una vez que el esquema de energización inadvertida se establece, cuando se presenta un arqueo sólo se presenta en alguno de los polos, este puede ser modificado para acelerar la detección de flashover. Dicha corriente puede ser detectada por medio de un relé de sobrecorriente instantáneo, conectado en el neutro del lado de alta del transformador elevador, supervisado por un contacto “b” de posición del interruptor de máquina. De esta forma la lógica de protecciones quedaría tal como se muestra en la figura 2.36.

Esquemas de protecciones de Generador

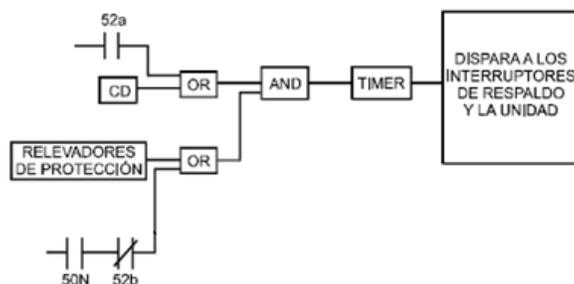


Figura 2.36 Esquema lógico de protecciones de falla de interruptor por flashover

La lógica de protecciones por falla de interruptor es disparar los interruptores adyacentes de tal forma que se aisle el generador por completo. Tales disparos dependerán del arreglo de subestación al que esté conectada la unidad.

El generador, en el ámbito eléctrico, es el equipo principal de mayor importancia que se encuentra en cualquier planta generadora, es por eso que la selección del esquema de protecciones del mismo es punto medular, ya que de ello dependerá la seguridad en particular de la unidad, y del sistema eléctrico de forma general.

En la aplicación de los esquemas de protecciones, así como del número de ellas, estará en función de la capacidad de la unidad, así como de las prioridades de operación de las compañías suministradoras. Es por eso que en la industria podrán encontrarse unidades similares, pero el esquema de protecciones puede variar en la aplicación y ajustes de los dispositivos de protección.

En la presentación de los esquemas que se tiene conocimiento hasta este punto, puede considerarse que, un generador síncrono de polos lisos, cuenta con un alto nivel de protección, sin embargo es imprescindible establecer que, el correcto ajuste debe estar corroborado y coordinado con diferentes estudios del sistema al que se pretende conectar, coordinarse con las protecciones del transformador principal, protecciones del AVR, protecciones de línea, etc. No obstante en el capítulo siguiente se presentará un cálculo a priori de las protecciones del generador, en el cual se busca establecer condiciones seguras de trabajo en línea y la correcta detección de los diferentes dispositivos.

En el capítulo consecutivo se tomará de referencia el esquema de protecciones eléctricas que se diseñó para un Generador de Turbina de Vapor con capacidad de 109.7 MVA, en el año 2009. En él se podrán observar algunas modificaciones en los esquemas de protecciones, distintas a los que se han presentado. Este esquema será el punto de partida para el desarrollo del cálculo de los ajustes para protección de la unidad.