



FACULTAD DE INGENIERÍA

***“FUNCIONALIDAD Y APLICACIÓN DE ESQUEMAS PARA LA
PROTECCIÓN DEL GENERADOR ELÉCTRICO DE TURBINA DE
VAPOR DE 109.7MVA.”***

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

Ing. Eléctrico y Electrónico

Presenta: Rodríguez Zavala Oscar

ASESOR: Ing. Armando Grande González



2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A **Dios**, por llenarme de bendiciones y dejarme culminar una etapa tan importante en mi vida, así como brindarme la fuerza para seguir a delante.

A **Mis Padres Teresa y Eliseo**, por su amor, confianza y apoyo, que me proporcionan diariamente. Por ser los principales pilares en la formación que me brindaron, la cual se refleja en la culminación de este ciclo y enseñarme que la constancia, así como no claudicar, son primordiales en la ejecución de cualquier proyecto que represente un reto mayor. Para ustedes no tengo más que palabras de agradecimiento y mi mayor reconocimiento por todo lo que me han brindado.

A **Mis Hermanos Elizabeth, Mauro e Iván**, por ser junto con mi padres mi mayor motivación. Por su amor, paciencia y apoyo en los momentos más difíciles. Por compartir tantos momentos agradables y difíciles que me ayudaron a saber el motivo de llevar a cabo este trabajo. A ti **Eli** por tu apoyo en la etapa final de este proceso y exponer lo que tanto valoras.

A **Mis Tías**, por su apoyo y cariño incondicional en todo momento. Por ser parte fundamental en este trayecto que termino. Por los momentos que compartimos junto a mis abuelos, que me llenan de satisfacción y me brindaron energía para continuar.

A **Mi Novia**, por compartir juntos experiencias que me motivan en momentos fundamentales. Por la paciencia que demuestras en aras de los proyectos que nos proponemos.

A **Mi Abuelita Lucia y mi Abuelito Francisco**, que aún ausentes, siempre recibí sus mejores deseos.

A ustedes y aquellos que forman parte de mi vida quiero que agradecer y recordarles que los amo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1 GENERADOR SÍNCRONO	
1.1. Particularidades constructivas	3
1.1.1 Rotor	3
1.1.2 Estator	5
1.1.3 Sistemas de Excitación	7
1.2 Circuito equivalente y Diagrama Fasorial	9
1.3 Factores que afectan el tamaño de las máquinas síncronas	12
1.4 Principios de operación del generador trifásico	14
1.4.1 Condiciones de operación	15
1.4.2 Relación de corto circuito y reactancia síncrona X_s	17
1.4.3 Características de cortocircuito y circuito abierto de los generadores	19
1.4.4 Pérdidas y eficiencia	20
1.4.5 Operación en paralelo	22
CAPÍTULO 2 ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE GENERADOR	
2.1 Protección del Estator	27
2.1.1 Protecciones contra Cortocircuitos entre Fases.	27
2.1.2 Protección de fallas entre espiras	30
2.2 Protección Diferencial Total (87U)	31
2.3 Falla a Tierra en Estator	32
2.3.1. Puesta a Tierra del Estator con Alta Impedancia (Transformador de distribución)	33
2.3.2 Puesta a Tierra del Estator por Baja Impedancia (Resistor en el neutro)	34
2.4. Protección convencional del estator con alta impedancia	34
2.4.1 Técnicas de Tensión de Tercera Armónica	35
2.4.2 Técnica de Inyección de Tensión Residual	38
2.5. Protección de falla a tierra en el campo (64F)	39
2.5.1 Detección de Tierra en el Campo por medio de una fuente de CD	40
2.5.2 Detección a Tierra en el Campo por medio de Escobillas Piloto	40
2.5.3 Detección a Tierra en el Campo en máquinas sin escobillas	41
2.6. Protección contra frecuencia anormal (81O, 81U)	42
2.6.1 Condiciones de baja frecuencia en una planta generadora de vapor	43
2.6.2 Condiciones de baja frecuencia en plantas generadoras nucleares	44
2.6.3 Plantas de Combustión	45
2.6.4 Planta Hidráulicas	46
2.7 Sobreexcitación. (24)	46
2.8 Sobretensión y baja tensión. (59 y 27)	49
2.9 Pérdida de Potencial (60)	50
2.10 Pérdida de Campo (40)	52

2.11	Protección contra Desbalance de Corrientes (46)	56
2.12	Protección contra Pérdida de Sincronismo (78)	58
2.13	Protección contra Potencia Inversa (Motorización) (32)	61
2.14	Protecciones de respaldo (21, 51V)	62
2.15	Protecciones contra energización inadvertida (50/27)	64
2.16	Protecciones contra falla de interruptor (50BF)	66

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

3.1	Ajuste de protección Diferencial porcentual	72
3.2	Ajuste de protección contra falla a Tierra en Estator	73
3.3	Ajuste de protección contra Frecuencia Anormal	74
3.4	Ajuste de protección contra Sobreexcitación.	75
3.5	Ajuste de protección contra sobretensión y baja tensión.	76
3.6	Ajuste de protección contra Pérdida de potencial	78
3.7	Ajuste de protección contra Pérdida de campo	78
3.8	Ajuste de protección contra Desbalance de corrientes (Secuencia Negativa)	80
3.9	Ajuste de protección contra Pérdida de sincronismo	81
3.10	Ajuste de protección contra Motorización. (Potencia Inversa)	83
3.11	Ajuste de protección de respaldo	83
3.12	Ajuste de protección contra energización inadvertida	84
3.13	Ajuste de protección contra falla de interruptor 50BF	85
3.14	Lógica de protecciones	85

CAPÍTULO 4 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO DE UN RELEVADOR MULTIFUNCIÓN PARA PROTECCIÓN DE GENERADOR

4.1	Ajustes Preliminares del relevador	88
4.1.1	Datos del sistema	88
4.1.2	Ajustes de protección Diferencial	90
4.1.3	Ajustes de protección por Pérdida de campo	92
4.1.4	Ajustes de protección por Sobreexcitación	94
4.2	Pruebas operativas de protección Diferencial	95
4.3	Pruebas operativas de protección por Pérdida de campo	97
4.4	Pruebas operativas de protección por Sobreexcitación	100

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA	108
GLOSARIO	110

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas, el ser humano se ha enfrentado a situaciones adversas en el ámbito energético, derivado del suministro precario. La escasez de los combustibles fósiles, así como la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, resultado de la combustión de los mismos, ha orillado a la industria mundial a incursionar en la exploración de campos hasta entonces no considerados rentables.

La generación de energía eléctrica, es la muestra más clara que ha sufrido el impacto de dicha insuficiencia de energéticos, por lo que fuentes de generación de energía limpia, han incrementado su presencia en un porcentaje considerable comparado con las décadas anteriores. Sin embargo en México el porcentaje de generación de energía limpia, basándose en las estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), representa el 7.37% del total de generación por fuente.

La construcción de nuevas unidades de generación, en paralelo con proyectos de repotenciación y modernización de las unidades instaladas en la actualidad, contribuyen a incrementar la capacidad del sistema eléctrico de potencia instalado en el país, de tal forma que se tenga un sistema más robusto e incremente la seguridad, confiabilidad y calidad del mismo.

En el desarrollo de incrementar más unidades generadoras, así como en la modernización de las unidades instaladas, se considera equipo de tecnología actualizada, el cual permite contar con plantas de generación más confiables y mejor protegidas.

Aun con el creciente número de unidades generadoras, que proporcionan redundancia, el sistema eléctrico de potencia no está absuelto de la ocurrencia de fallas. Considerando la posibilidad de eventos no deseados, los equipos deben estar protegidos de tal forma que cuando se detecten condiciones de falla, éstos sean desconectados, con el fin de aislar la falla y evitar daños severos.

Dentro de la gama de equipos protegidos, el generador eléctrico cuenta con un número considerable de dispositivos propios para detección de condiciones de operación no seguras. Estos dispositivos de protección, llamados relevadores, aplicados en el esquema de protección adecuado, son bajo los cuales recae la seguridad del generador.

En la actualidad la industria eléctrica emplea relevadores microprocesados multifunción, los cuales en conjunto y coordinación con los elementos de protección de los equipos auxiliares del generador, Regulador Automático de Voltaje (AVR por sus siglas en inglés), transformador de potencia, transformador auxiliar, sistema de excitación, etc., proporcionan un nivel de seguridad alto, el cual disminuye la posibilidad de daño.

Considerando las necesidades de seguridad que requiere el generador eléctrico, **los objetivos de este trabajo** consisten en identificar los esquemas de protección apropiados para un generador de Turbina de Vapor, así como las características de diseño del generador y equipos aledaños que intervienen en los cálculos de ajustes de protección. De igual forma se contará con los ajustes apropiados de las protecciones que detecten de forma

confiable condiciones de disparo (desconexión) de la unidad, para evitar consecuencias de gravedad. Como objetivo final, se establece confirmar la operación adecuada de los esquemas de protección del generador de Turbina de Vapor de acuerdo a los ajustes determinados, a través de los reportes de pruebas de las funciones de protección seleccionadas.

Para ello se considera un generador de Turbina de Vapor de 109.7 MVA, del ciclo combinado, que entró en operación comercial en el año 2009. De igual forma, se considera el relevador Becwith M-3425A, con el cual se protege a dicho generador.

Para llevar a cabo lo establecido, a lo largo del capítulo 1 se describirá de forma enunciativa al generador desde un punto de vista constructivo, del mismo modo en que se hará de su conocimiento los sistemas auxiliares, y sus variantes, de los que se hace uso para el adecuado funcionamiento y obtención de la mayor eficiencia del generador, así como de las características eléctricas del mismo bajo diferentes circunstancias, de tal forma que facilite y de paso a los capítulos subsecuentes.

En el desarrollo del capítulo 2 se muestran los esquemas generales de protecciones establecidos y aprobados para un generador eléctrico basándose en los estándares internacionales actualizados. Tales esquemas de protecciones serán orientados en la aplicación de relevadores multifunción microprocesados, para un generador de Turbina de Vapor, los cuales están siendo establecidos en las plantas de generación nuevas y en la aplicación de remodelación y modernización de las plantas existentes. Con esto se busca establecer una ventana de conocimiento que será el preámbulo para un desarrollo óptimo del capítulo siguiente.

Una vez que se tenga conocimiento de los conceptos básicos del generador y sus esquemas de protección, en el capítulo 3, se procede a establecer los ajustes de protección que debe de contar un relevador multifunción, basándose en el estándares C37.102 (2006) y 1110 (2002) del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en ingles), así como recomendaciones de diferentes fabricantes de relevadores de protección.

A lo largo del último capítulo, el 4, seleccionando los reportes de pruebas del relevador, de las funciones de sobrecitación, pérdida de campo y diferencial de generador; se brinda un acercamiento a las pruebas realizadas en campo, durante la etapa de prueba y puesta en servicio de una unidad generadora.

Con los estados que se establecen en cada capítulo, los cuales parten desde el marco teórico hasta la aplicación industrial, se cuenta con información fundamental que tiene como propósito, colaborar en la comprensión de la importancia y necesidad de contar con las protecciones eléctricas del generador eléctrico, así como de su correcto ajuste.

CAPITULO 1 GENERADOR SÍNCRONO

1.1 Particularidades constructivas

A lo largo de los años las máquinas eléctricas han tenido diferentes aplicaciones, todas ellas en beneficio del ser humano, las cuales han dependido de las necesidades que se han presentado.

A lo largo del último siglo, la energía eléctrica ha representado una de las necesidades más grandes a satisfacer. En particular, para los sistemas eléctricos de potencia, el generador síncrono es parte fundamental en las plantas de generación de energía eléctrica. Por lo tanto es menester tener conocimiento de los principios básicos de su conformación y operación.

1.1.1 Rotor

El generador síncrono es un convertidor de energía electromecánico constituido de una parte móvil (rotor o inductor) y una parte fija (estator o inducido) las cuales están separadas por un entre hierro. El sistema inductor contiene los polos magnéticos los cuales son excitados con corriente continua y están destinados para crear el flujo inductor. El sistema comúnmente utilizado cuenta con un circuito de excitación el cual alimenta los polos del rotor mediante unos anillos colectores que giran con el rotor y a los cuales llega la corriente proporcionada por la excitación de la máquina. Los sistemas de excitación serán presentados más adelante en este capítulo.

Esencialmente existen dos tipos de generadores y estos dependen del tipo de rotor que los conforme, ya sea de polos salientes o de polos lisos. La aplicación de uno u otro está en función de diferentes variables como el tipo de planta generadora, la velocidad síncrona, etc. Por ejemplo para una planta hidroeléctrica debido a la baja velocidad, lo más adecuado es un generador de polos salientes, mientras que en plantas termoeléctricas, se ha optado por generadores de polos lisos debido a que se logran alcanzar velocidades de 3600 rpm.

Rotor de polos salientes

En el rotor de polos salientes se cuenta con una estructura soporte en la cual se alojan los polos. La forma de dicha estructura depende de diferentes factores entre los cuales el más importante es el número de polos a ser colocados, lo cual se debe a que este tipo de rotores es aplicado en turbinas hidráulicas, las cuales alcanzan velocidades hasta 1200 rpm y se tiene la necesidad de una frecuencia de 50 ó 60 Hz

Los polos regularmente son insertados sobre una masa sólida que tiene una superficie externa formada por tantas superficies elementales como polos tiene el rotor (fig. 1.1), de tal forma que el núcleo tiene forma de un prisma. En el caso de rotores de diámetros grandes la franja superficial del rotor se construye de paquete de laminaciones con una debida distribución para fijarse al núcleo.

Es notable el hecho de que las bobinas de excitación van alrededor de los núcleos polares y las bobinas se conectan en serie con el polo adyacente teniendo polaridad opuesta. Conjuntamente se utiliza un devanado de jaula de ardilla o expansiones polares. En condiciones normales este devanado no lleva ninguna corriente debido a que el rotor gira a la velocidad de sincronismo. Sin embargo, cuando la carga en el generador cambia repentinamente la velocidad del rotor empieza a fluctuar, produciendo variaciones momentáneas de velocidad por arriba o por debajo de la velocidad síncrona. Esto induce voltaje en el devanado de jaula de ardilla y a su vez una corriente la cual interacciona con el campo magnético rotatorio del estator que es traducido en corrientes parasitas.

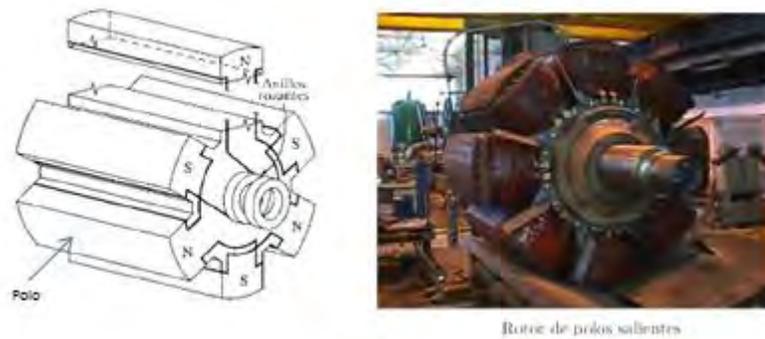


Figura 1.1 Rotor de polos salientes

Rotor de polos lisos

Es bien sabido que la eficiencia en turbinas de vapor de gran velocidad es mayor que las turbinas hidráulicas, lo cual se hace extensivo en los generadores. La velocidad centrífuga ejercida en los rotores de polos lisos es la limitante en el diámetro máximo permitido. Otra limitante que se tiene es la velocidad máxima debido a que para un sistema de 60 Hz, no se puede utilizar menos de 2 polos por lo que la velocidad máxima puede ser 3600 rpm ó 1800 rpm para rotores de 4 polos. Es por eso que para máquinas de gran capacidad los rotores deben tener una longitud muy grande (fig. 1.2).

Con este tipo de construcción el entrehierro cuenta con un espesor constante a lo largo de toda la circunferencia de tal forma que para que el campo magnético sea de forma senoidal, la distribución de las ranuras no es uniforme.

En este tipo de rotores las bobinas se colocan en forma radial lo cual permite una mayor distribución de la fuerza magnetomotriz (fmm) en cada polo consiguiendo una mejor onda senoidal en la fuerza electromotriz generada (fem).

En este tipo de rotores las bobinas de excitación son conductores de cobre de sección rectangular, colocadas a presión en las ranuras del rotor, las cuales cuentan con mica micarta con fibra de vidrio como aislamiento.

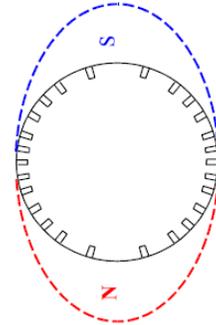
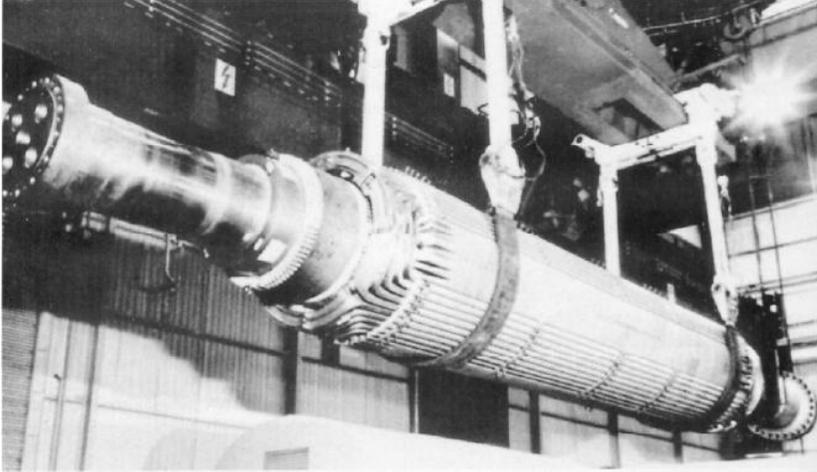


Figura 1.2 Rotor de polos lisos

1.1.2 Estator

Hasta estos momentos solo se ha hecho mención a la parte móvil del generador, por lo que la parte fija es el estator o inducido, el cual está constituido, principalmente de las siguientes partes:

- Carcasa
- Núcleo magnético
- Devanados
- Accesorios mecánicos y eléctricos

La carcasa (fig.1.3) es la estructura metálica la cual tiene como función sostener y centrar el núcleo magnético del estator.

Para centrales hidroeléctricas el montaje se hace en forma vertical mientras que para centrales termoeléctricas el montaje es horizontal.

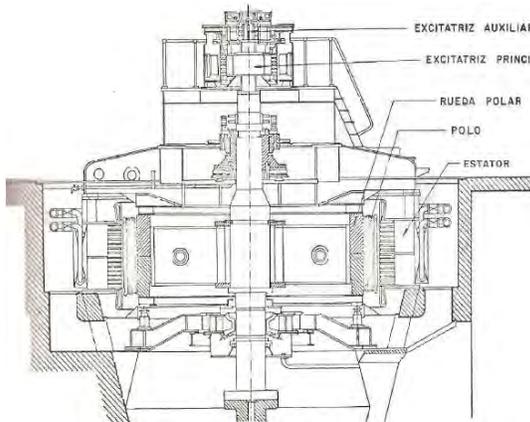


Figura 1.3 Carcasa del Estator

Debido a las grandes velocidades a las que giran los generadores en las plantas termoeléctricas, se busca que los generadores estén fijos, para poder evitar vibraciones por lo que la sección de la carcasa puede adoptar diferentes formas dependiendo las dimensiones de la máquina, el material empleado y el sistema de ventilación que se adopte.

Núcleo magnético del Estator

El núcleo magnético, mostrado en la figura 1.4, está constituido por un conjunto de coronas circulares de laminación y que cuenta con ranuras que contendrán los devanados del estator. Este conjunto de laminaciones se encuentra centrado en la carcasa. Para formar este conjunto de laminaciones se puede utilizar laminas de acero al silicio de 0.35 a 0.5 mm de espesor ya que presenta pérdidas bajas.

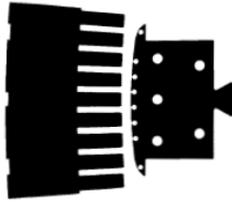


Figura 1.4 Ranuras en una fase del estator

Para disminuir el efecto de las corrientes que circulan por las laminaciones se aíslan, ya sea con una capa de papel muy delgado y una capa delgada de barniz aislante.

Las ranuras del núcleo del estator en donde se alojan los conductores del devanado pueden ser de dos tipos fundamentalmente: abierto y semi cerradas.

Las ranuras del tipo abierto presentan la ventaja de que las bobinas pueden ser prefabricadas y después ser instaladas en el núcleo y permite simplificar la reparación de bobinas dañadas. Para las ranuras de tipo semi cerradas no permiten prácticamente el uso de bobinas prefabricadas, pero permite una perfecta ejecución del aislamiento por lo que las máquinas pueden operar a tensiones mayores.

- **Devanados**

Los devanados siempre son conectados en estrella y el neutro es conectado a tierra. La conexión en estrella es preferible por los siguientes motivos:

1. El voltaje por fase es solo $1/\sqrt{3}$ ó 58% del voltaje entre líneas, lo que significa que el voltaje mayor entre un conductor del estator y el núcleo del estator aterrizado es solo 58% del voltaje de línea. Por lo que se puede reducir el nivel de aislamiento entre las ranuras, por lo que nos permite incrementar la sección transversal de los conductores. Un conductor mayor nos permite incrementar la corriente y por ende permite aumentar la potencia de la máquina.
2. Cuando un generador está bajo carga, el voltaje inducido en cada fase tiende a distorsionarse y la forma de onda no es del todo senoidal. La distorsión es debido al voltaje de tercera armónica. Con la conexión en estrella la distorsión por armónicas

de línea a neutro no aparece entre las líneas porque ellas se cancelan. Consecuentemente, los voltajes de línea permanece senoidal bajo cualquier condición de carga.

1.1.3 Sistemas de excitación

Debido a que los generadores síncronos tienen su salida de voltaje en media tensión es necesario hacer uso de un sistema de excitación en el campo para alcanzar el voltaje de salida.

El diseño del sistema de excitación es parte sustancial del generador debido a que además de mantener el voltaje de salida estable, debe tener una respuesta rápida ante cambios repentinos de carga de tal manera que no altere la estabilidad del sistema.

En términos generales los sistemas de excitación se clasifican de acuerdo a la fuente de poder que se utiliza en la excitación de los cuales se derivan los siguientes:

- Corriente Continua (DC)
- Corriente Alterna (AC)
- Estática

• Excitación de DC

En este tipo de excitación se hace uso de generadores de DC que proporcionan la corriente al rotor por medio de escobillas y anillos deslizantes. Generalmente el excitador es impulsado por el mismo eje del generador. Debido al constante mantenimiento y reemplazo de escobillas y anillos, causado por el desgaste de las escobillas o al polvo del carbón, estos sistemas de excitación han sido reemplazados por sistemas de excitación brushless (sin escobillas). Aun así sistemas de excitación de DC se encuentran en servicio. La figura no. 1.5 muestra un sistema de excitación de DC típico, el cual cuenta con un conmutador el cual abastece de corriente continua al campo del generador principal. El excitador es controlado por un amplidina. Una Amplidina es una máquina de DC de construcción especial que tiene un conjunto de escobillas separadas en 90° eléctricos, uno sobre el eje directo (d) u otro sobre su eje de cuadratura.

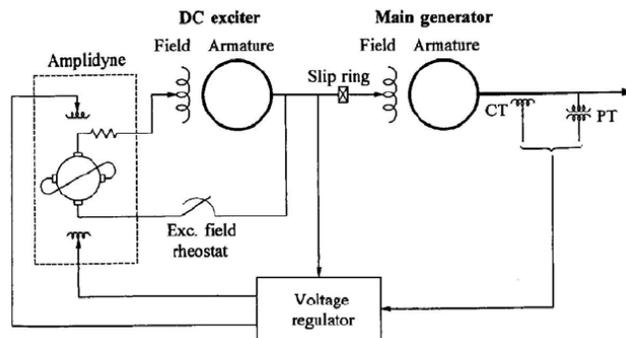


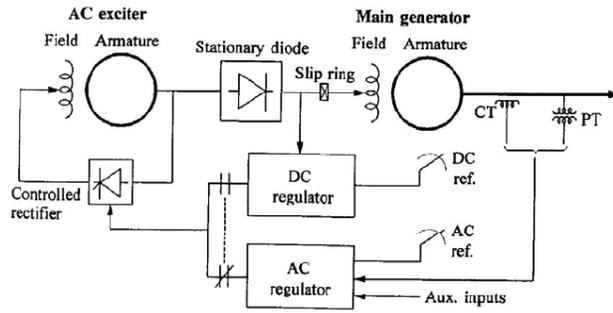
Figura 1.5 Sistema de Excitación de Corriente Continua

- **Excitación de AC**

Este tipo de excitación utiliza alternadores como fuentes para la excitación del generador de poder o principal. Generalmente los dos generadores están montados sobre el mismo eje. La salida del primer generador es rectificada por un grupo de rectificadores. La salida de DC es alimentada directamente al rotor del generador síncrono. La armadura del excitador de AC y los rectificadores giran sobre el mismo eje. En este tipo de sistemas el rectificador trifásico reemplaza al conmutador, los anillos rosantes y las escobillas. A continuación se explicarán brevemente las formas de excitación en AC.

- Rectificación Estacionaria

En este tipo de sistemas la rectificación se realiza mediante rectificadores estacionarios, por lo cual la excitación se hace a través de anillos deslizantes. El excitador se presenta en modo auto excitado, por lo que su campo se obtiene a través de un rectificador con tiristores que toma la energía a la salida del alternador excitador, con lo que se logra tener un control sobre el mismo, el cual puede modificar el voltaje a su salida y por extensión al voltaje de campo del alternador de potencia o principal. Cabe mencionar que en este arreglo no se tiene control sobre los diodos rectificadores.



Sistema de Rectificación Estacionario

Cuando se usan rectificadores controlados, los diodos estacionarios cambian por rectificadores controlados estacionarios, de tal manera que el regulador de voltaje controla el encendido de los tiristores, adicionando un regulador independiente para el encendido de los rectificadores del alternador excitador.

Lo anterior constata que existen dos modos independientes de regulación: el primero por un regulador de AC que mantiene el voltaje en los bornes del estator del alternador principal a un voltaje de referencia de AC, y otro el cual con un regulador de DC mantiene constante el voltaje en el campo del generador principal de acuerdo a una referencia determinada.

- **Estática**

En estos sistemas de excitación todos los componentes son estáticos, desde los rectificadores ya sean controlados o no, como la fuente de excitación de DC para el campo del generador. Aquí la fuente de alimentación se obtiene desde del mismo generador, a través de un transformador reductor conectado al mismo bus de fase aislada al que están conectadas las terminales del estator del generador.

Dentro de las características de este tipo de sistemas de excitación se encuentra que debido a que el transformador está conectado al mismo bus del generador, en caso de que exista una falla externa, provocará una reducción de voltaje en el generador, por lo que el transformador también disminuirá la tensión de alimentación al campo del generador. En la figura 1.6 se ejemplifica un sistema estático de excitación.

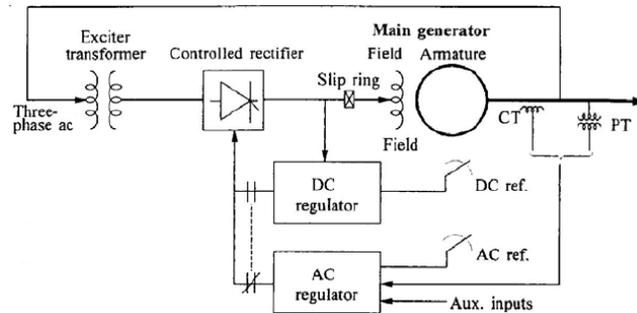


Figura 1.6 Sistema de Excitación Estático

1.2 Circuito equivalente y Diagrama Fasorial

Debido a las condiciones de operación de un generador síncrono se puede clasificar en operación en vacío u operación con carga, a lo cual se tomará en consideración si se tiene un generador de polos lisos o polos salientes. Derivado de las condiciones anteriores se puede obtener dos circuitos equivalentes distintos. La primera condición, generador en vacío mostrado en la figura 1.7, dependerá sólo de la excitación aplicada al devanado excitador, por lo que en el devanado inducido se podría interpretar como una fuente de tensión alterna E , la cual tendrá una magnitud de relación lineal a la magnitud del campo.

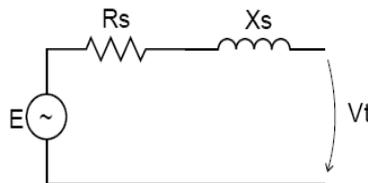


Figura 1.7 Circuito equivalente monofásico

Si el circuito del inducido es cerrado por una carga, la cual causará la circulación de una corriente que será responsable de las pérdidas por efecto Joule en el propio devanado, así como por la existencia de fugas magnéticas en los conductores, serán consideradas en el modelo del circuito equivalente.

Este modelo es usado para analizar el funcionamiento en régimen permanente de un generador. Debido a que se hace el análisis en régimen permanente los transitorios que se presenta en el circuito de inducción pueden ser despreciados.

Tomando el caso en que el generador tiene conectada una carga en las terminales, la corriente que circula en el devanado del inductor (I_f) genera un flujo Φ_f en el entrehierro. Del mismo modo la corriente I_i a través de los devanados del inducido genera un flujo opuesto Φ_i , del cual una parte de este flujo corresponde un flujo de fugas. A pesar de que existen fugas, la mayor parte del flujo atraviesa el entrehierro, y este flujo es conocido como flujo de reacción inducido Φ_{ri} , el cual está acoplado con el devanado de excitación. Por lo tanto el flujo resultante en el entrehierro es $\Phi_f + \Phi_{ri}$.

Cada componente de flujo induce una componente de tensión en el estator, respectivamente e_{ri} y e , de tal forma que al igual del flujo resultante en el devanado del estator, la tensión resultante puede ser representada por la suma de los fasores E_{ri} y E . El primero está asociado con una corriente en el inducido por lo que da origen a un flujo de inducción $\lambda_{ri} = N_i \Phi_{ri}$, por lo que puede ser representada como una inductancia $L_{ri} = \lambda_{ri} / I_i$. Debido a que E_{ri} es una fuente de tensión de reacción inducida, esta puede ser representada como el simétrico de la caída de la tensión en la reactancia $X_{ri} = \omega L_{ri}$, o:

$$E_{ri} = jX_{ri} I_i$$

El inducido puede ser así representado por una fuente de tensión E dependiente de la velocidad, la cual se considerará constante pues de esta forma se garantiza una frecuencia en un valor de las reactancias, y el flujo creado por el inductor, por una resistencia que representa el propio devanado en funcionamiento, una reactancia de fugas del devanado y una reactancia por reacción del inducido X_{ri} . Estas últimas se representan normalmente asociadas a una reactancia síncrona X_s .

Una resistencia R_s es considerada como la resistencia efectiva del devanado. Con lo anterior se puede obtener que debido a la circulación de una corriente en el estator existirá una caída de tensión en la impedancia síncrona, pero mientras se tenga condiciones de circuito abierto, la tensión en las terminales será igual a la tensión interna E .

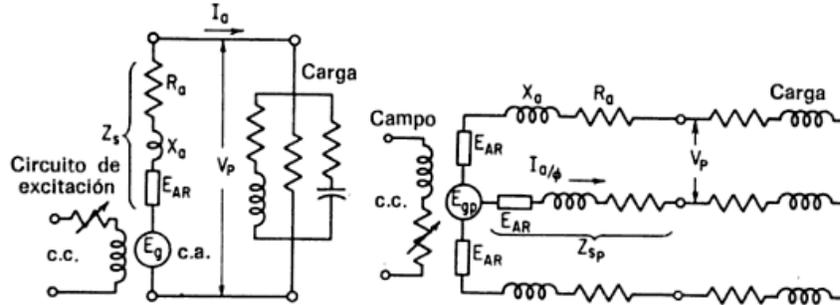


Figura 1.8 Circuito equivalente trifásico del generador conectado a una carga trifásica

Enfatizando en el hecho de que la fuente de tensión debido al campo principal E , sumada a la fuente de reacción inducida E_{ri} , producirán una corriente I , se debe considerar que esta corriente y el campo inductor se encuentran en fase, dicho de otra manera, la corriente exterior y la fuerza electromotriz debida al campo principal deben ser máximas en el mismo instante de tiempo. Para objetivo de este análisis se considera que la carga conectada al generador en la figura 1.8, es tal que la fuerza electromotriz debida al campo principal y la corriente exterior I está en fase.

Como ejemplificación se considera la primera de las fases. Si el campo principal pasa justamente delante de los conductores de la primera fase, según se muestra en la figura, será esta fase la que en ese instante tenga la tensión E máxima, y si la corriente está en fase, por los conductores de esta fase pasará también una corriente máxima.

Esta corriente dará lugar a un campo magnético cuya distribución, para el caso de la figura 1.9, con cinco pares de ranuras por fase será la siguiente:

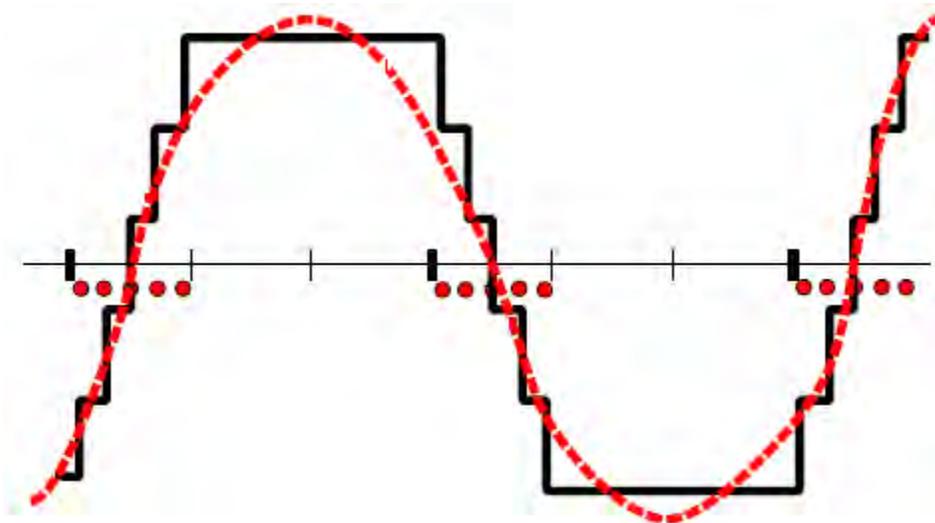


Figura 1.9 Distribución del campo magnético para un caso de cinco pares de ranuras por fase

Tomando la distribución como senoidal perfecta, y considerando que el mismo efecto se presenta en las otras dos fases, el efecto en conjunto de los tres campos, generan la aparición de un campo giratorio de velocidad impuesta por el campo del rotor.

Si consideramos que nuestro punto principal es el ángulo que forman el campo principal y de reacción inducido debido a las tres fases, se puede considerar como un campo giratorio que en todo momento presenta su máximo valor atrasado 90° respecto a la fase que en ese instante presente la máxima corriente.

Haciendo una representación vectorial de lo arriba dicho se obtienen los siguientes diagramas mostrados en la figura 1.10:

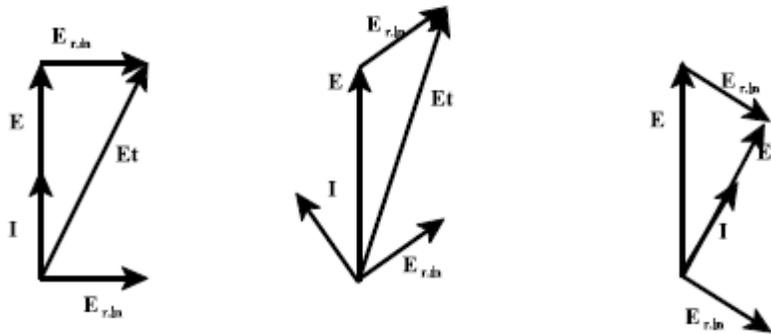


Figura 1.10 Representación vectorial de los voltajes de generador con diferentes tipos de carga

Los gráficos anteriores son los tres casos posibles que se pueden presentar de la posición de la corriente I respecto a la fuerza electromotriz E inducida por el campo principal. Debido a la posición que presente la corriente respecto a E , variará la fuerza electromotriz total, de acuerdo al ángulo que se presente entre las componentes. Cuando la reacción del inducido es tal que el campo resultante es mayor que el campo principal, se dice que aquella es magnetizante, mientras que en caso contrario, se dice de ella que es desmagnetizante.

1.3 Factores que afectan el tamaño de las máquinas síncronas

Las grandes cantidades de energía generadas por las compañías eléctricas han tomado con la debida seriedad la eficiencia de sus generadores, debido a que entre mayor sea la eficiencia del generador mayores ingresos obtendrán. Por lo que el tamaño del generador es de gran importancia para las compañías suministradoras de energía eléctrica esto es porque entre mayor capacidad tenga el generador, mayor será la eficiencia, así como los ingresos obtenidos

Por ejemplo, si un generador síncrono de 1 KW tiene una eficiencia de 50%, uno de capacidad mayor, pero modelo similar teniendo una capacidad de 10 MW inevitablemente tendrá una capacidad cercana a 90%.¹

¹ Wildi, Theodore. **Electrical Machines Drives, and Power Systems.** pág 344.

Si consideramos que entre mayor sea la capacidad de la máquina mayor será la eficiencia de la misma al igual que la magnitud de las pérdidas en forma de calentamiento, teniendo que considerar el enfriamiento de los devanados. Entre mayor sea la capacidad del generador, el sistema de enfriamiento será más sofisticado y a su vez de un costo mayor, por lo que esta es la limitante principal del tamaño del generador.

1.3.1 Sistemas de enfriamiento de la Máquina Síncrona

Toda máquina síncrona presenta una eficiencia menor al 100% debido a que se presentan pérdidas, las pérdidas que se presentan en los conductores de los devanados son en forma de calor. Este calor hace que la máquina aumente su temperatura, tal aumento de temperatura determina la transmisión de calor de la máquina al medio ambiente en forma de irradiación y parte en convección.

Derivado de diferentes estudios de máquinas eléctricas es sabido que el aislamiento de los devanados presenta deterioro por sobrecalentamiento, por lo que la temperatura del generador debe ser monitoreada y limitada, de tal forma que el devanado sufra el menor desgaste.

Para el monitoreo de la temperatura de los devanados de estator se hace uso de termopares en determinadas posiciones y números embebidos en él.

Con relación al sistema de enfriamiento, las máquinas síncronas se pueden clasificar como siguen:

- **Ventilación natural**
Aquellas en las cuales no se tiene ningún dispositivo particular para aumentar la ventilación producida por los dispositivos en movimiento de la misma máquina o de la circulación del aire externo.
- **Auto ventilación**
Aquí la ventilación se da por dispositivos instalados en el rotor, los cuales son capaces de activar el movimiento del aire proveniente del exterior o de la misma máquina.
- **Ventilación forzada**
El aire se lleva al interior del medio que contiene al generador por medio de ventiladores externos
- **Ventilación en circuito cerrado**
Se usa gas pesado como ventilante (aire o hidrógeno) en contacto con las partes vivas, se hace circular por un circuito cerrado por medio de ventiladores propios del generador.

- **Enfriamiento por líquido**
El enfriamiento se lleva a cabo mediante la circulación de líquidos o agua, figura 1.11.
- **Enfriamiento mixto**
Se presenta en turbo alternadores de potencia grande en los cuales por uno de los devanados es enfriado por medio de circulación de líquido y el otro es enfriado por gas circulante.

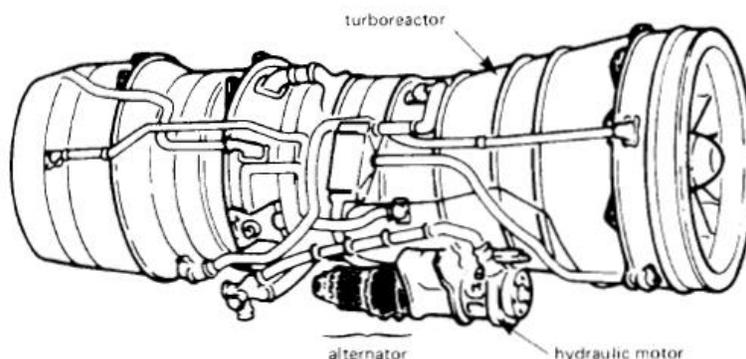


Figura 1.11 Sistema de enfriamiento hidráulico con motores

1.4 Principios de operación del generador trifásico

Como se hizo mención anteriormente el actuar de los parámetros del generador presentan diferentes comportamientos dependiendo bajo el contexto que se encuentre. Aquí se hará mención de las condiciones que se presentarán cuando en las terminales de salida se conecta una carga y los cambios que sufre gracias al tipo de carga que se conecte.

Convendrá establecer ciertos puntos que establecerán condiciones bajo las cuales se espera que esté en funcionamiento constante.

La primicia más importante es que la velocidad de la turbina, la cual se obtiene a través de la flecha conectada al generador, se mantendrá constante, con lo que se presenta la misma condición para la reactancia del inducido X , es constante en todo momento.

Mientras el generador se mantuvo operando en vacío, sin carga conectada en las terminales de salida, el voltaje medido en estas terminales es de igual magnitud al voltaje interno que se genera debido al campo magnético del inductor. Cuando se conecta cualquier carga, se cierra el circuito, con lo cual circula corriente que genera una f.m.m. de reacción del inducido lo cual se hizo de conocimiento páginas atrás. Las consecuencias de esto es la caída de tensión en las terminales del generador debido a la impedancia del inducido.

La resistencia R del devanado generalmente se considera despreciable debido a que produce una caída de tensión mínima comparada con la tensión nominal, mientras que la

reactancia dispersión X del inducido, generada por el flujo de dispersión que se presenta en los cabezales del inducido y en las ranuras en las que se encuentra, produce una caída de tensión considerable, agregando que la interacción entre la f.m.m. del inducido con la f.m.m. del inductor genera una distorsión, un aumento o una reducción en el campo de excitación de la máquina dependiendo de la corrientes en el inducido.

1.4.1 Condiciones de operación

1.4.1.1. Carga Resistiva

Cuando se conecta una carga resistiva pura se contará con un factor de potencia unitario, encontrando la corriente en fase con el voltaje, alcanzando sus magnitudes máximas en el mismo instante, con lo cual se obtendrá el diagrama fasorial siguiente.

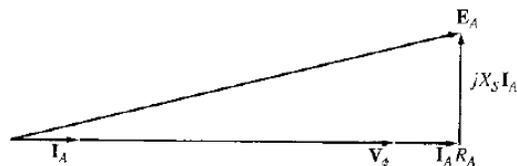


Figura 1.12 Diagrama fasorial de un generador con carga resistiva

Del mismo modo la reacción del inducido genera f.m.m. desplazada 90° a la f.m.m. generada por el inductor, teniendo una forma de onda resultante siguiente.

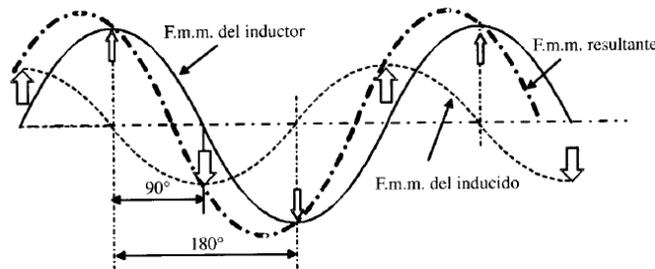


Figura 1.13 Reacción del inducido con carga resistiva

1.4.1.2. Carga Inductiva

Cuando se tiene una carga inductiva pura conectada a las terminales de salida del generador se presentara un desfase de 90° entre la corriente y la f.e.m., por lo que repercutirá de tal forma que los valores máximos de las corrientes se verán desplazadas 90° con respecto al máximo de las f.e.m.s, obteniéndose el diagrama fasorial siguiente

Generador Síncrono

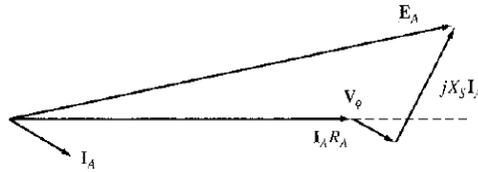


Figura 1.14 Diagrama vectorial de un generador con carga inductiva

Del mismo modo la reacción del inducido genera una f.m.m. que se opone a la f.m.m. del inductor, lo que describe que una carga inductiva pura produce una reacción desmagnetizante, la cual reduce la f.m.m. resultante al igual que una reducción en la f.e.m. inducida mostrada en la figura 1.15.

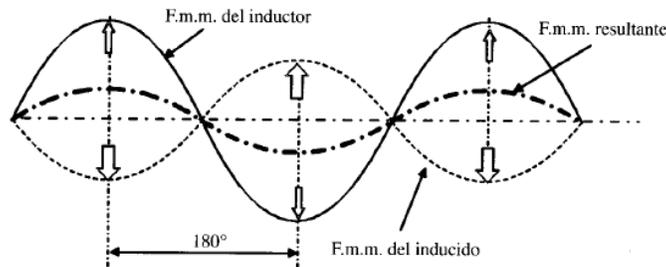


Figura 1.15 Reacción del inducido con carga inductiva

1.4.1.3. Carga Capacitiva

Faltando de analizar los efecto de una carga capacitiva pura conectada a las terminales del generador, se externa que la corriente alcanzará su valor máximo 90° eléctricos antes de que el polo se sitúe en las extremidades de las espiras del inducido, punto en que la f.e.m. es máxima, resultando el diagrama fasorial siguiente

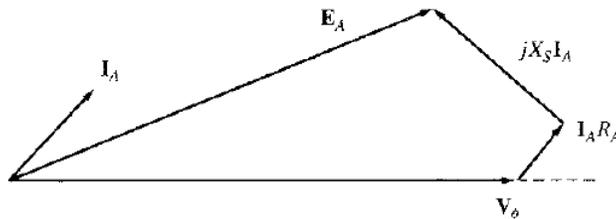


Figura 1.16 Diagrama vectorial de un generador con carga capacitiva

Del mismo modo a los 2 casos anteriores el inducido genera una f.m.m., que fortalece a la f.m.m. del inductor, de tal forma que provoca un efecto magnetizante como en la figura 1.17.

Generador Síncrono

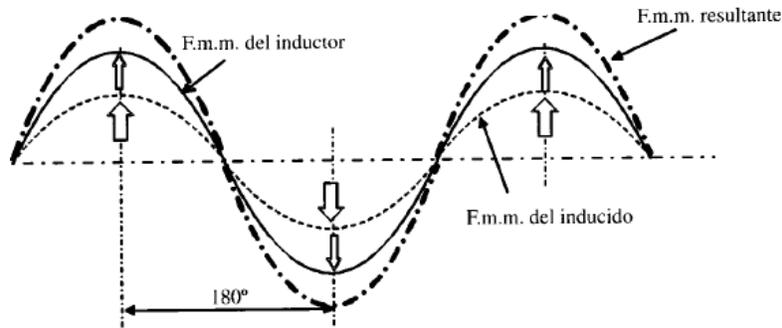


Figura 1.17 Reacción del inducido con carga capacitiva

Debido a que las cargas conectadas a las terminales de salida del generador no son puras se presentan un desfase comprendido entre -90° y $+90^\circ$ resultantes de las reacciones del inducido, derivándose variaciones en la f.m.m. resultante así como en el flujo en el entrehierro al mismo tiempo que afecta a la f.e.m. obtenida en el inducido.

Es por esto que los sistemas eléctricos de potencia es prioridad proporcionar y mantener condiciones en las que el ángulo de desfase entre la corriente y la f.e.m. sea cero o lo más cercano a cero.

1.4.2 Relación de corto circuito y reactancia síncrona X_s

Partiendo de los conceptos arriba expresados podemos considerar un generador trifásico, girando a velocidad nominal y el cual cuenta con una corriente de campo a través del sistema de excitación, al cual se le conecta en sus terminales una carga trifásica balanceada, tanto el generador como las cargas tienen una conexión en estrella.

Conforme el devanado inductor cuenta con la corriente de campo se produce un flujo Φ el cual gira con el inductor e induce tres voltajes de igual magnitud en el estator, los cuales están desfasados 120° .

Conjuntamente se sabe que los devanados presentan una resistencia R despreciable y una inductancia L , la cual se puede representar como una reactancia X , reactancia dada por

$$X_s = 2\pi fL$$

Donde

X_s = reactancia síncrona por fase [Ω]

f = frecuencia del generador [Hz]

L = inductancia aparente del devanado del estator por fase [H]

Se considera que la reactancia síncrona X_s es típicamente de 10 a 100 veces mayor a la magnitud de la resistencia R .

Debido a que se encuentra en estado estable y las condiciones en cada una de sus fases es la misma (considerando el desfaseamiento entre los voltajes y corrientes entre fases), el diagrama representativo se puede simplificar a solo una de sus fases, figura 1.18. En esta se observa que la resistencia se considera despreciable debido a que quien produce un mayor cambio en los parámetros de salida es X_s , el circuito equivalente será representado por una fuente de voltaje y X_s conectada en serie con la fuente, lo cual es el equivalente de Thevening del generador.

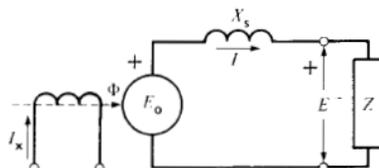


Figura 1.18 Circuito equivalente de un generador trifásico, mostrando sólo una fase

Por lo tanto considerando el valor de X_s se establece que la magnitud de E en las terminales del generador depende de E_0 y el valor de la impedancia Z .

Para adquirir el valor de la reactancia síncrona X_s no saturada, se hace por medio de la pruebas de circuito abierto y corto circuito.

En la construcción de plantas generadoras nuevas, durante la etapa de Pruebas y Puesta en Servicio, la mayoría de los clientes solicitan pruebas en campo del generador, además de las realizadas en fábrica, entre las que se encuentran la prueba de saturación en corto circuito y circuito abierto

Durante la prueba de saturación del generador en circuito abierto el generador es llevado a su velocidad nominal, cerrando el interruptor de campo de tal forma que la corriente de excitación es llevada hasta que el voltaje nominal de línea a línea es alcanzado. En este punto se toma lecturas del voltaje de línea a neutro del generador V_n así como la corriente de excitación I_{exc} . El siguiente paso es disminuir la corriente de excitación hasta llegar a cero y abrir el interruptor de campo, y se disminuye la velocidad del generador hasta cero rpm.

Sucesivamente se cortocircuitan las terminales del generador, llevando al generador a velocidad nominal, cerrando el interruptor de campo e incrementando la corriente de excitación a su valor nominal. Bajo estas condiciones se toma lectura de la corriente de generador I_{gcc} , la cual puede ser leída en el Regulador Automático de Voltaje (AVR).

Teniendo los datos correspondientes la reactancia síncrona X_s puede ser calculada con la siguiente expresión

$$X_s = V_n \div I_{gcc}$$

donde

X_s = Reactancia síncrona, por fase [Ω]

V_n = Voltaje de línea a neutro en circuito abierto [V]

I_{gcc} = corriente de corto circuito por fase, con la misma I_{exc} requerida para V_n

Este valor de X_s corresponde a la reactancia síncrona de eje directo, la cual es utilizada para describir el comportamiento de la máquina síncrona.

Así como la reactancia síncrona nos proporciona información sobre el comportamiento del generador la relación de corto circuito nos proporciona información del tamaño físico del mismo dependiendo de la capacidad, el factor de potencia y la velocidad. Con los datos obtenidos de las pruebas de corto circuito y circuito abierto se puede definir la relación de corto circuito, el cual se define como la razón de la corriente de campo a voltaje nominal en circuito abierto, a la corriente de campo requerida para la corriente nominal del inducido en corto circuito.

La relación de corto circuito tiene efecto de comportamiento sobre el generador principalmente en los siguientes aspectos:

- Regulación de voltaje
- Estabilidad
- Operación en paralelo
- Corriente de corto circuito
- Autoexcitación

1.4.3 Características de cortocircuito y circuito abierto de los generadores

Cuando se instala un generador nuevo en alguna central generadora de electricidad, este cuenta con ciertas características que el fabricante proporciona en forma de curvas características del generador, dentro de las cuales se encuentran las curvas de circuito abierto y de corto circuito.

La curva característica de circuito abierto se puede corroborar por medio de la prueba del mismo nombre que se realiza al generador en su posición final, la cual se muestra en la figura 1.19.

Retomando el protocolo de prueba del circuito abierto descrito durante la obtención del valor de la reactancia síncrona X_s , el generador se lleva a velocidad nominal, se cierra el interruptor de campo excitando el devanado inductor, sin carga alguna conectada a las terminales del generador se incrementa la corriente de campo hasta alcanzar el voltaje nominal, tomando lecturas de la corriente de campo y el voltaje de salida durante todos los incrementos. Con los datos obtenidos se puede obtener la curva *característica de circuito abierto*, la cual nos permite encontrar el voltaje interno generado para una corriente de campo dada². La curva característica de circuito abierto será del tipo de la figura 1.19, la cual nos ayuda a comprender que a altas corrientes de campo los devanados del inducido presentan saturación.

² CHAPMAN, Stephen. **Máquinas Eléctricas**. p.289

Generador Síncrono

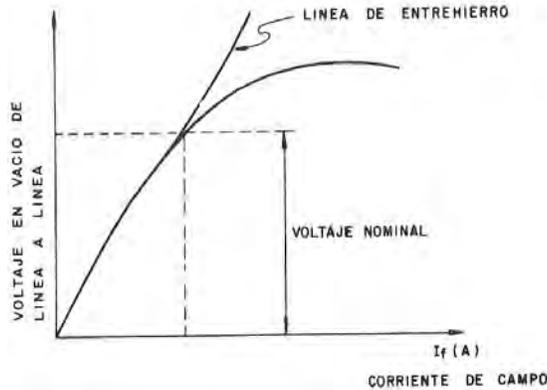


Figura 1.19 Característica de circuito abierto

Una vez expuesta la característica de circuito abierto se considera la obtención de la característica de cortocircuito del generador, en la figura 1.20.

Derivado de los conocimientos que se expusieron dentro de la obtención de la reactancia síncrona, retomaremos el mismo procedimiento de la prueba de corto circuito.

Como primer paso se cortocircuitan las terminales de salida del generador, a continuación se lleva al generador a velocidad nominal, siguiendo con el cierre del interruptor de campo para poder contar con una corriente de excitación en el devanado del rotor o inductor. Se incrementará la corriente de excitación teniendo presente que así mismo lo hará la corriente de armadura, por lo que se tomarán lecturas de corriente de campo I_f y corriente de armadura I_a , graficándolas sobre el plano cartesiano arrojan una curva como la que se muestra a continuación, la cual es la característica de corto circuito del generador.

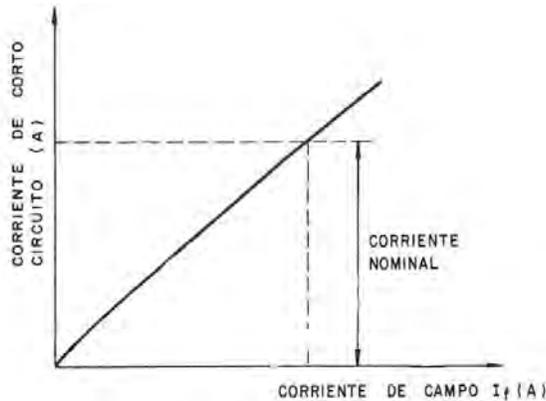


Figura 1.20 Característica de corto circuito

1.4.4. Pérdidas y eficiencia

El generador síncrono es una máquina que por sí sola no puede generar energía eléctrica por lo que necesita una fuente de potencia mecánica, que puede ser un motor primario o una turbina que mantenga la velocidad del generador constante.

Lamentablemente toda la potencia mecánica que recibe el generador no puede ser convertida a energía eléctrica, ya que durante este proceso existen pérdidas de potencia. La potencia total bajo condiciones de carga que se pierde, es la suma de las pérdidas que se presentan en:

- Pérdidas en el inducido
- Pérdidas en el fierro
- Pérdidas mecánicas
- Pérdidas por excitación
- Pérdidas en los accesorios

Las pérdidas en el inducido se deben principalmente por efecto Joule, así como a pérdidas adicionales en el estator. Para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule se emplea la resistencia del devanado del estator

$$P_i = 3R_a I_a^2$$

Donde

P_i = potencia disipada en forma de calor en el estator (W)

R_a = resistencia por fase del devanado del estator

I_a = Corriente por fase

Existen otro tipo de pérdidas en el estator que se derivan por corrientes parásitas debido a la variación de magnetización, así como las pérdidas producidas por las corrientes entre conductores de un mismo devanado y las pérdidas en los cabezales de los devanados.

Las pérdidas mecánicas se derivan de las condiciones de operación de la máquina ya que debe de mantener sus parámetros constantes y las pequeñas variaciones a cambios de temperaturas representa pérdidas que están constituidas por

- Pérdidas por fricción de chumaceras
- Pérdidas por ventilación
- Pérdidas por fricción entre escobillas y anillos colectores

Las pérdidas por excitación se generan debido a la resistencia del devanado de campo y las de excitatriz (cuando cuenta con ella) y se calculan bajo condiciones de operación nominal. Se consideran la corriente de excitación I_f y R_f con la resistencia del devanado de campo a 75°C, por lo que las pérdidas se obtiene por

$$P_f = \frac{R_f I_f^2}{\eta_e} + 2I_f$$

Donde

$2I_f$ = Pérdidas en escobillas por contacto

η_e = Rendimiento de excitatriz rotatoria (valor entre 0.85 y 0.95).

1.4.5 Operación en paralelo

Debido a que hoy en día un generador no alimenta a una carga en particular, los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por cientos de generadores que alimentan a todas las cargas de forma paralela, salvo el caso extraordinario que constituye el estado de Baja California Sur, que no está conectado al sistema eléctrico nacional. Las razones por las que se pretenden alimentar la carga nacional de una mayor cantidad de generadores se asocia al aspecto económico.

Como principal objetivo se pretende tener una mayor confiabilidad del sistema, lo cual se logra de tal forma que cuando se dispare una máquina no afecte al sistema de forma significativa, ya que los generadores todavía conectados al sistema absorberán la carga que alimentaba anteriormente el generador fuera del sistema, sin que estos sufran alguna perturbación o sobrecarga que pudiera ser causa de un nuevo disparo de otro generador.

Dichos disparos, muchas veces ocasionados por fallas en los devanados del generador, pueden ser evitados por medio de un programa de mantenimiento oportuno del generador. Pero cómo se va a poder llevar al generador fuera de servicio si no existen generadores operando en paralelo que permitan esta salida de máquina para revisión o reparación, si es necesario? Es por eso, prioritariamente que se determina que los generadores trabajen en paralelo.

Cuando un generador se quiere conectar al sistema este debe de contar con ciertas condiciones, tales condiciones evitarán que al cierre del interruptor de máquina que conectará en paralelo al generador, este sufra daños severos y la carga pueda perder potencia. Por lo tanto algunos parámetros del generador serán los siguientes para una conexión confiable

- Los voltajes rms de línea del generador debe ser igual a la del sistema
- El generador debe tener la misma secuencia de fases a la del sistema
- Los ángulos de fase de las fases a deben ser iguales
- La frecuencia del generador a conectar debe ser ligeramente mayor a la frecuencia del sistema en operación

En la actualidad el procedimiento de sincronizar un generador a un sistema eléctrico de potencia, es auxiliado por dispositivos que monitorean los parámetros que se enlistaron líneas arriba.

Un dispositivo indispensable es el sincronoscopio en el cual la posición de la aguja muestra el ángulo de desfase entre las tensiones del generador y el sistema. Cuando las frecuencias son iguales la aguja se posicionará en el centro y se mantendrá estática, en caso contrario la aguja tenderá a girar en sentido horario cuando el generador presenta una frecuencia mayor a la del sistema y en sentido anti horario cuando el generador presenta una frecuencia menor. Un mejor entendimiento se tiene si se observa la figura 1.21.

Generador Síncrono

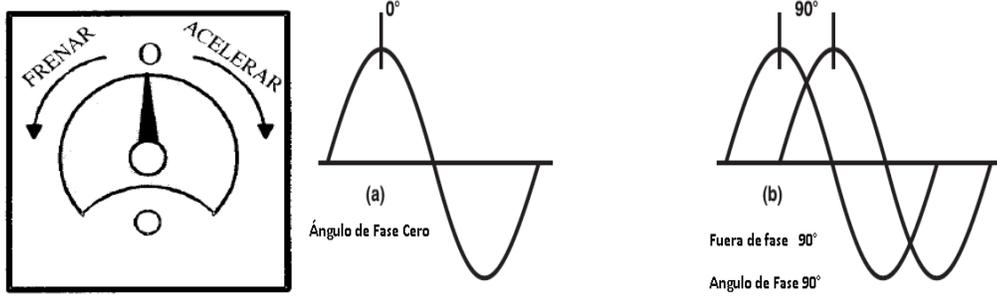


Figura 1.21 Sincronoscopio (a) voltajes en fase, (b) voltajes fuera de fase

El sincronoscopio se puede ser encontrado en los tableros de sincronización de las plantas generadoras. Dichos tableros cuentan a demás con vólmetros que miden los voltajes en las terminales del generador así como el voltaje en las barras del bus, dispositivos para medir la frecuencia en el bus y la frecuencia del generador, botones o pistolas de control para manipular la velocidad de la turbina y el voltaje de excitación en el rotor, así como dos lámparas incandescentes las cuales están conectadas en las mismas fases en ambos lados del interruptor del generador tal como se muestra en la figura 1.22. Los dispositivos mencionados en conjunto forman parte del equipo para una sincronización en forma manual la cual se puede llevar a cabo considerando que si los voltajes del generador y el sistema están en fase, la diferencia de voltaje será nula por lo que las lámparas permanecerán apagadas y el interruptor debe ser cerrado.

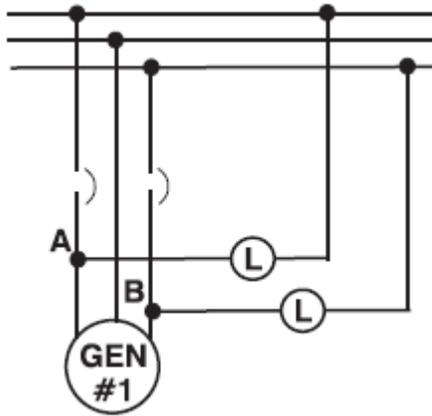


Figura 1.22 Sincronización por medio de la lámpara oscura

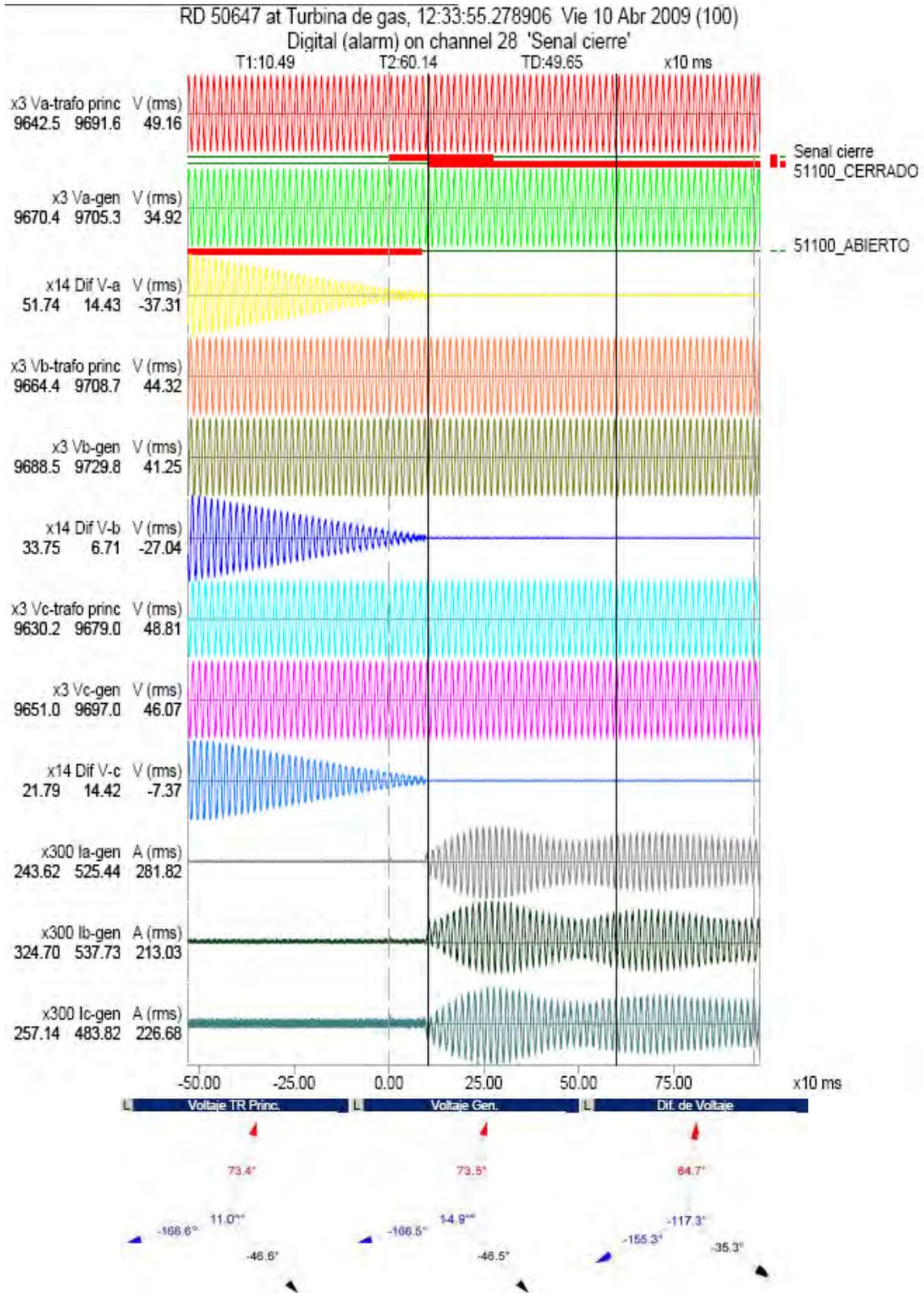
Una vez identificados los dispositivos para la sincronización manual, cabe resaltar que también se encuentra instalado el relevador de sincronización automática. Tal relevador presenta las facilidades de que una vez seleccionada la sincronización en forma automática, este se encargará de censar los voltajes y frecuencias de generador y bus, generará los pulsos necesarios para igualar las frecuencias y los voltajes hasta llevarlos a las magnitudes iguales al ajuste dado en el relevador a los parámetros de frecuencia de deslizamiento y diferencia de voltajes, así como monitorear que el ángulo de desfase sea igual o menor al ajuste dado antes de que permita el cierre del contacto de salida que energiza la bobina de cierre de interruptor de máquina, permitiendo la sincronización del generador a la

red. Un ejemplo de lo descrito se puede observar en el siguiente oscilograma de la sincronización de un Generador de Turbina de Gas.

En tal oscilograma se observa que a través de un registrador de disturbios se monitorea los voltajes de bus así como los voltajes medidos en las terminales del generador, la corriente de generador, al igual que la señal de orden de cierre de interruptor y el estado del interruptor de máquina. Dentro del mismo se observa la onda de diferencia de voltaje que van presentando en el tiempo hasta llegar al punto en que se tienen condiciones de cierre de interruptor. Una vez cerrado el interruptor se observa que se tiene una corriente pico y conforme avanza el tiempo tiende a estabilizarse en una magnitud menor. Cuando se sincroniza un generador por primera vez se hace bajo con la condición de carga mínima.

Capítulo 1

Generador Síncrono



Oscilograma de los parámetros de un generador ante una sincronización

La sincronización de un generador a una red eléctrica, es considerada la conclusión de un trabajo conceptual y de campo el cual tuvo como objetivo robustecer el sistema eléctrico nacional, volviéndolo más confiable y permitiendo una mayor eficiencia la cual representará una reducción del tiempo de ausencia de energía eléctrica, a través de las consideraciones y necesidades del área a la que se pretende conectar, siempre que no se afecte a la línea de interconexión ni a las líneas adyacentes.

Los conceptos expuestos a lo largo de este capítulo tienen como principal interés puntualizar las características principales del generador, mismos que servirán de herramienta básica para la adecuada comprensión de los capítulos subsecuentes.

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

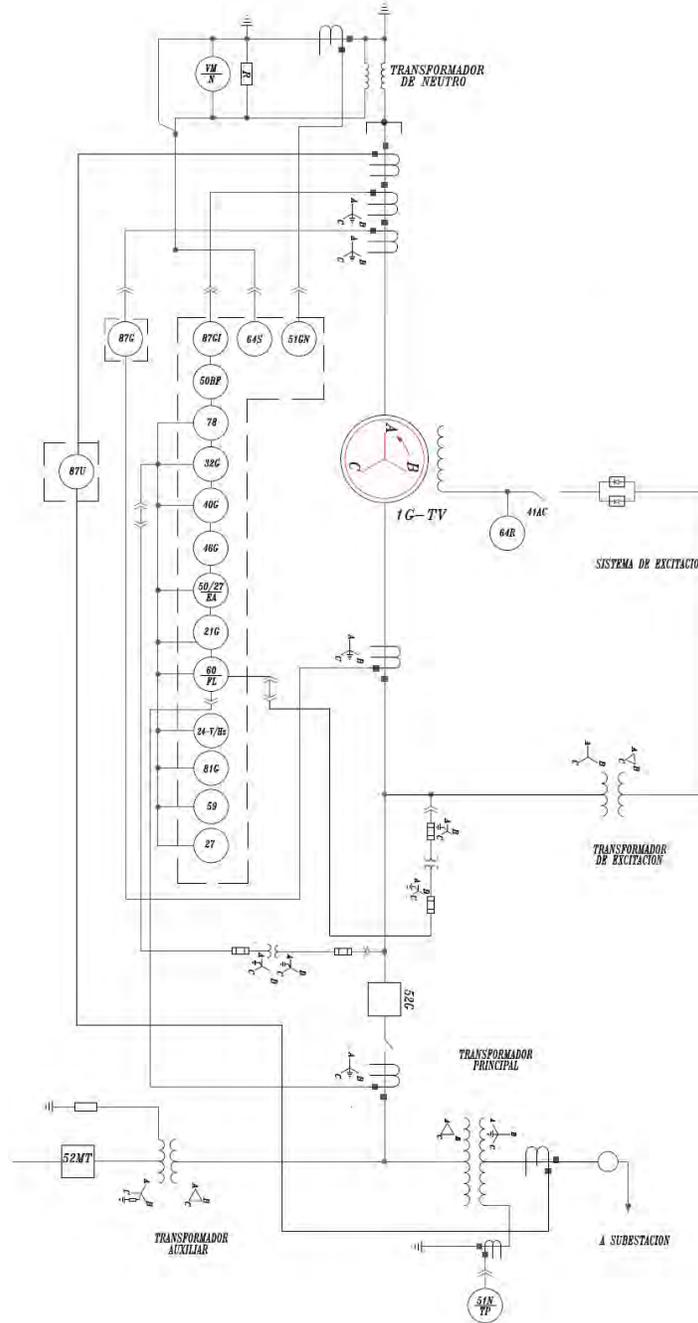


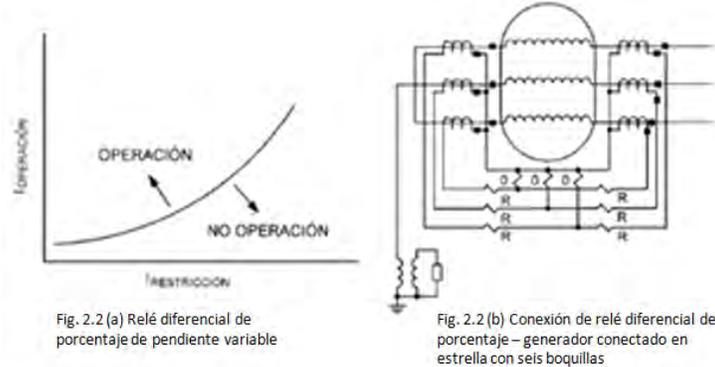
Figura 2.1 Protecciones de generador

- 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.



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.

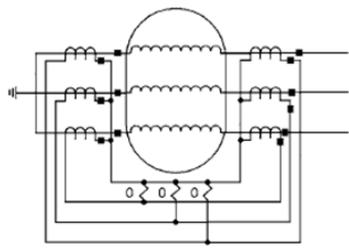


Figura 2.3 Protección diferencial alta impedancia

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.

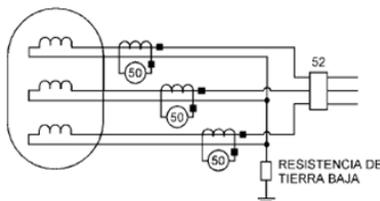


Figura 2.4 Protección diferencial auto balanceado

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.

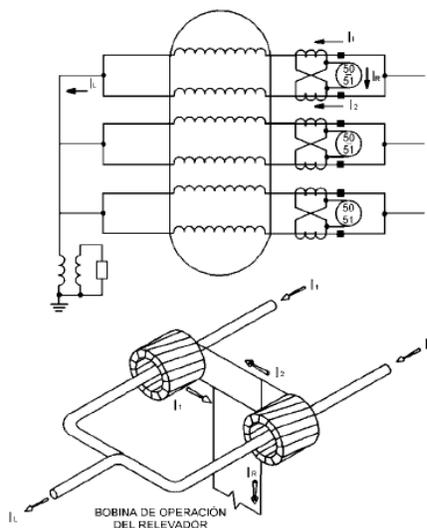


Figura 2.5 Protección falla entre espiras

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.

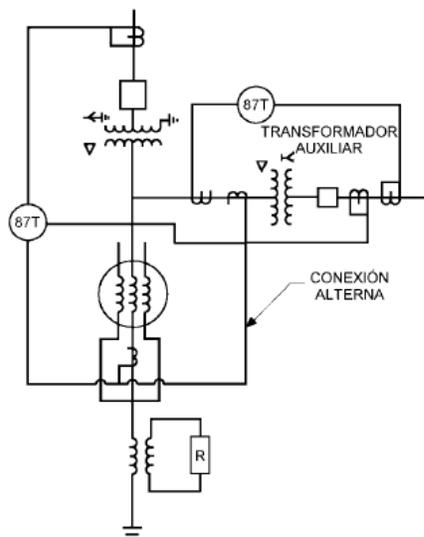


Figura 2.6 Protección diferencial total

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 5ª 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.

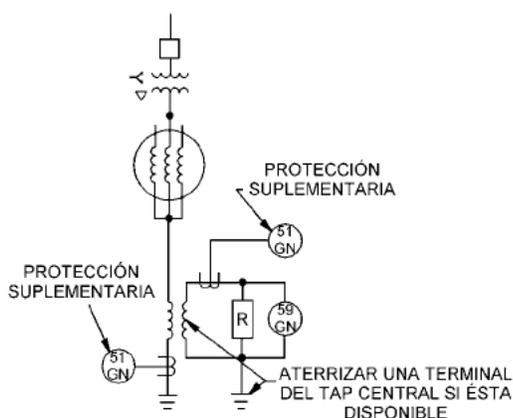


Figura 2.7 Puesta a tierra con alta impedancia

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.

Esquemas de protecciones de Generador

- 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.

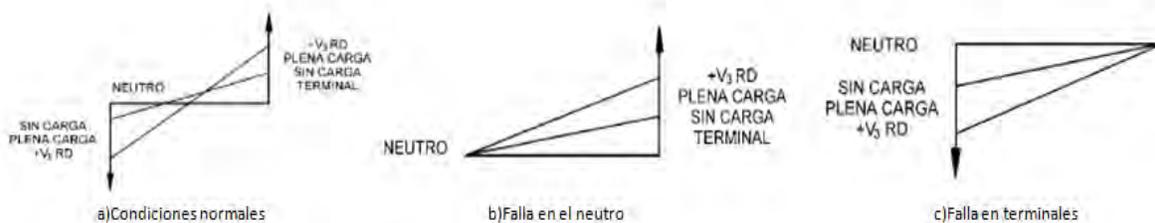


Figura 2.8 Voltajes de tercera armónica en núcleo y terminales del generador

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.

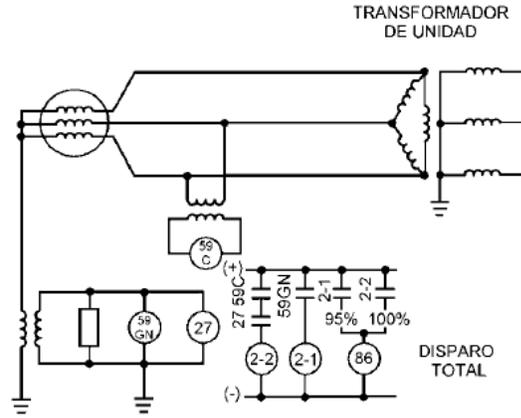


Figura 2.9 Detección de voltaje 3ª armónica en núcleo

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.

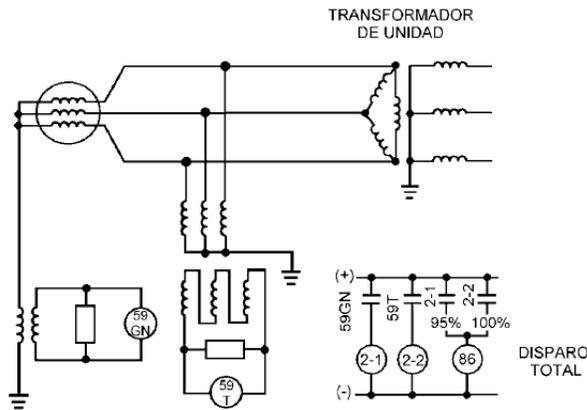


Figura 2.10 Tensión residual de 3ª armónica

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 terminas 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 diferente condiciones de carga, al igual que con el generador fuera del sistema.

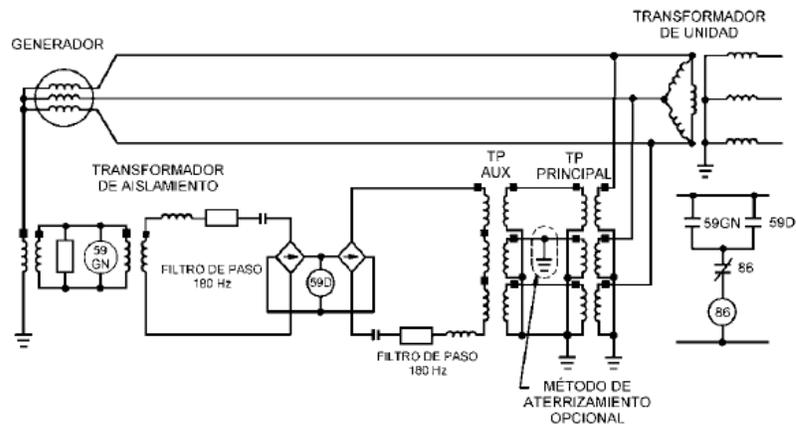


Figura 2.11 Comparador de 3ª armónica

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.

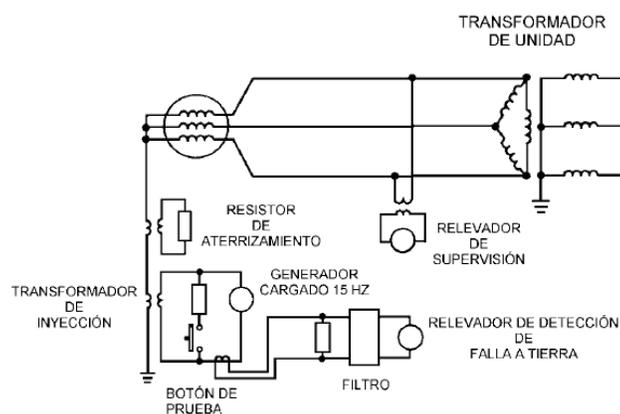


Figura 2.12 Inyección de tensión residual

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.

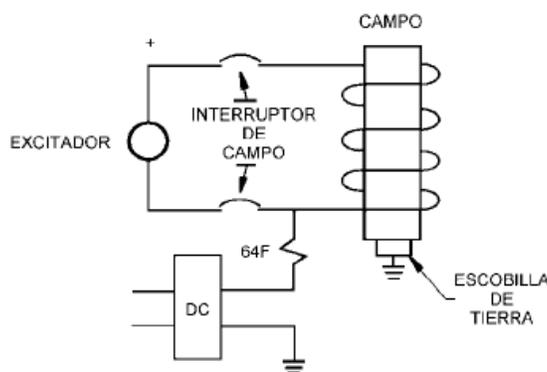


Figura 2.13 Detección de tierra en el campo

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 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.

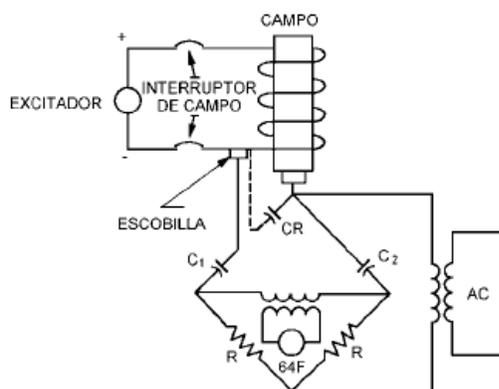


Figura 2.14 Detección de tierra en campo con escobillas piloto

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.

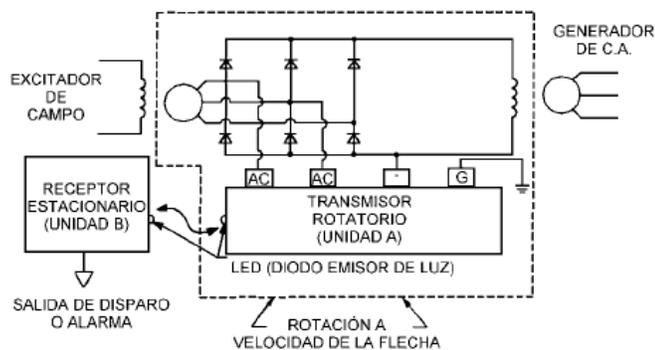


Figura 2.15 Detección de tierra en el campo

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. Sobrepasar 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

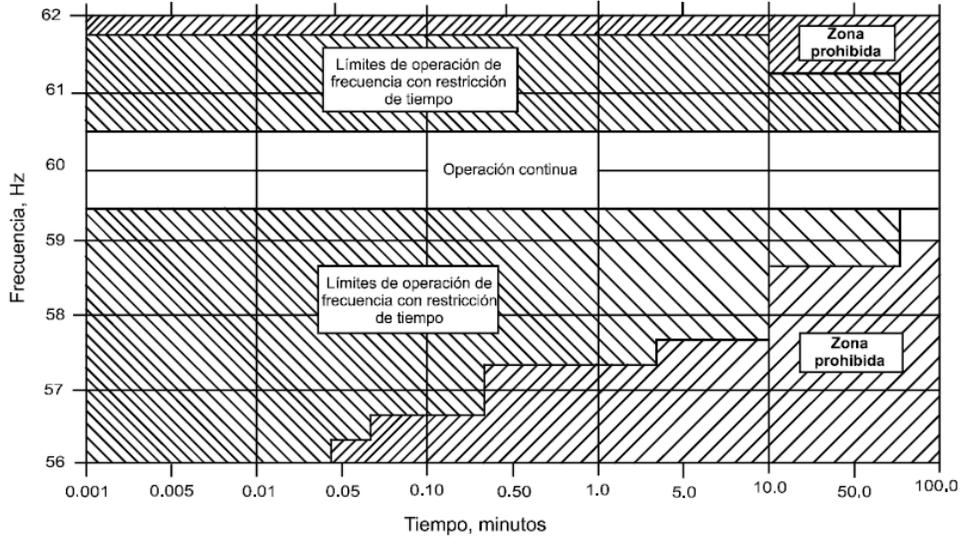


Figura 2.16 Curva de frecuencia anormal en el tiempo

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.

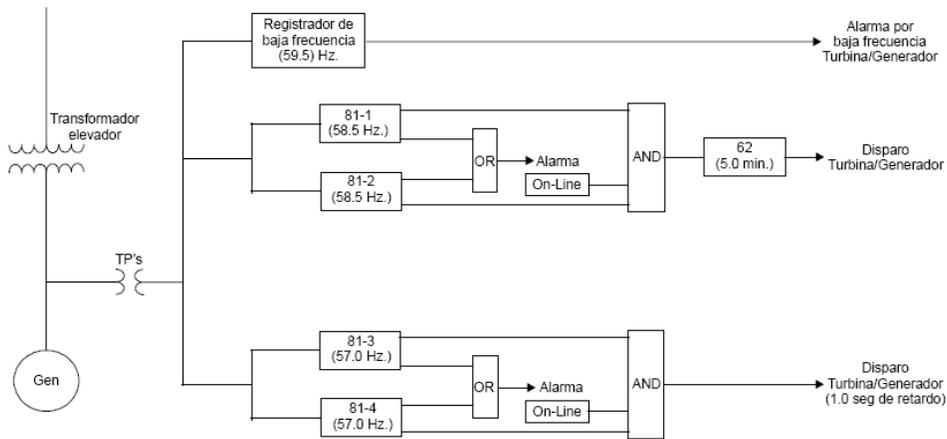


Figura 2.17 Lógica de disparo por detección de frecuencia anormal

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.

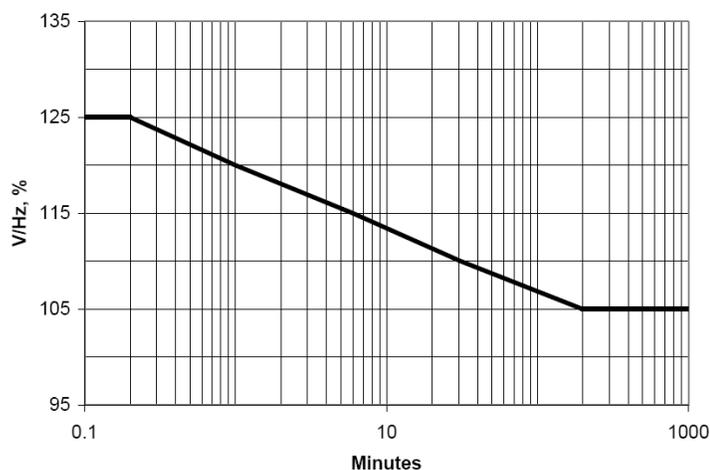


Figura 2.18 Curva V/Hz típica de un generador

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.

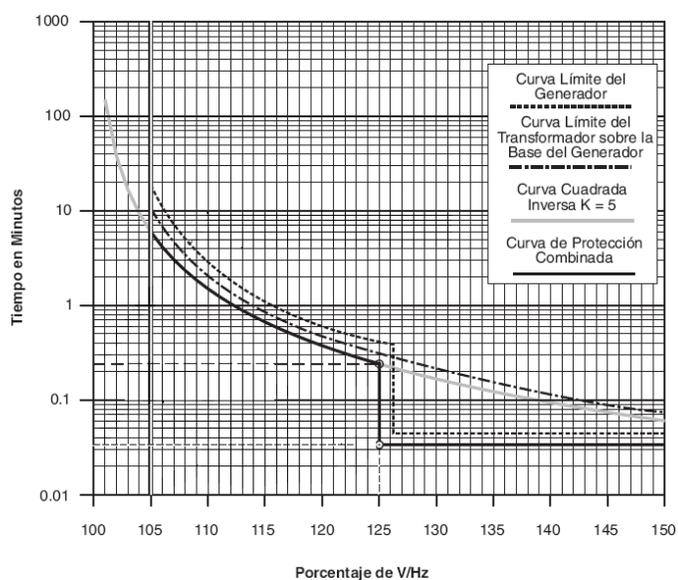


Figura 2.19 Curva de protección del generador por sobreexcitación

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 continua 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.

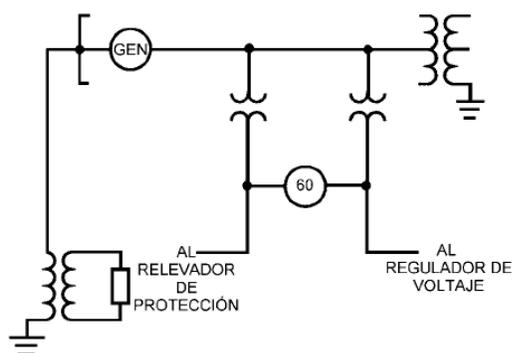


Figura 2.20 Esquema de detección de pérdida de potencial

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.

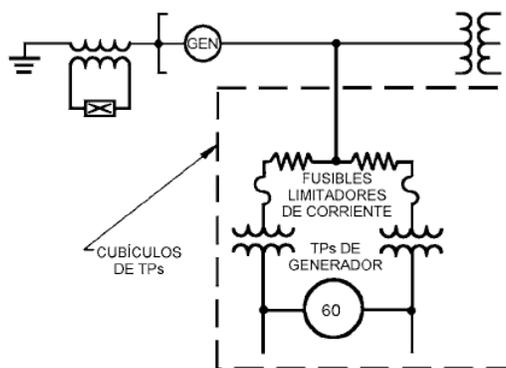


Figura 2.21 Esquema de resistores limitadores de corriente para protección de pérdida de potencial

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.

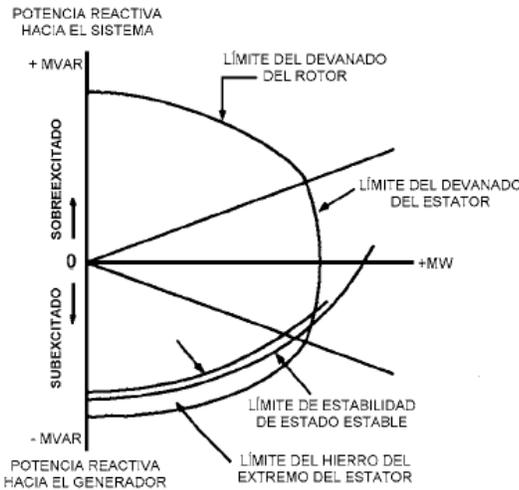


Figura 2.22 Curva de capacidad típica de un generador con limitadores de estado estable

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.

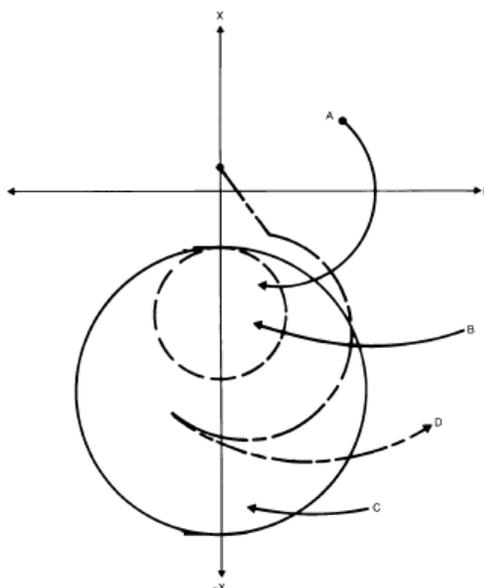


Figura 2.23 Trayectoria de impedancia aparentes bajo diferentes niveles de carga del generador

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.

Esquemas de protecciones de Generador

Los ajustes de la curva característica del relevador de distancia, consultando los estándares internacionales, se han establecido en un “offset” (desplazamiento) de valor igual a la mitad del valor de la reactancia transitoria de eje directo $-X_d/2$, un diámetro del valor de la reactancia síncrona de X_d , así como un retardo de tiempo de 0.5 a 0.6 segundos, para evitar disparos por oscilaciones del sistema que momentáneamente presenten valores de operación del relevador, como la que presenta la curva D. Cuando se diseña una unidad de valores de reactancia síncrona en el rango de 1.5-2.0 pu, generará que el diámetro del relevador M_{ho} con offset sea mayor, lo cual repercute en operación del relé durante una subexcitación de la unidad. La alternativa ante tal entorno es la implementación de un segundo relé con el mismo offset, sin tiempo de retardo y con un diámetro de 1.0 pu (en base al generador). Con la implementación del relé con los ajustes reducidos, se tiene cubierta la perdida de campo para condiciones de carga máxima hasta 30%, de tal forma que para condición de carga baja, si hace uso del relé con el diámetro mayor. Dicho arreglo se muestra en la figura 2.24.

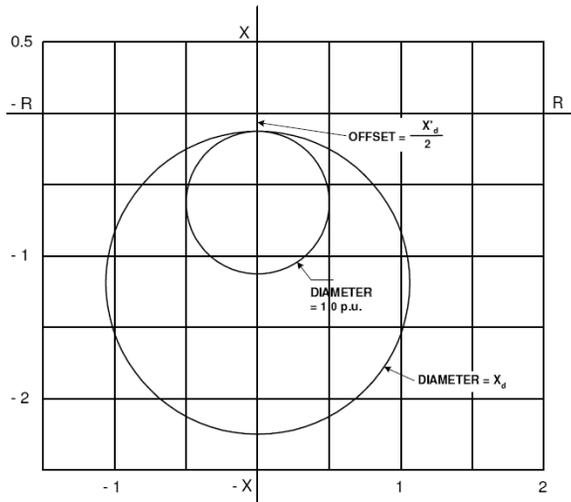


Figura 2.24 Esquema de protección por pérdida de campo con doble relé de impedancia

Un segundo método de protección se basa en la coordinación de un relé de distancia, un relé direccional y un relé de bajo voltaje, ajustas para que vean hacia la unidad, tal como se muestra en la figura 2.25.

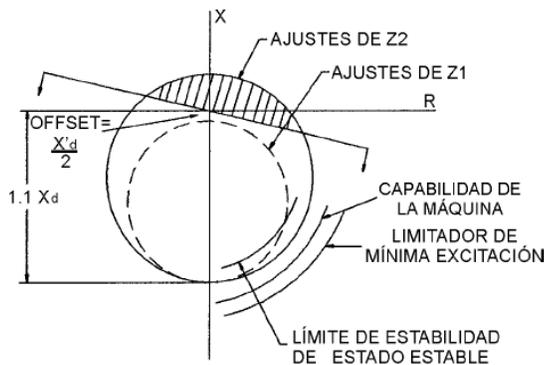


Figura 2.25 Esquema para protección por pérdida de campo implementado por relevadores direccional, de impedancia y bajo voltaje.

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

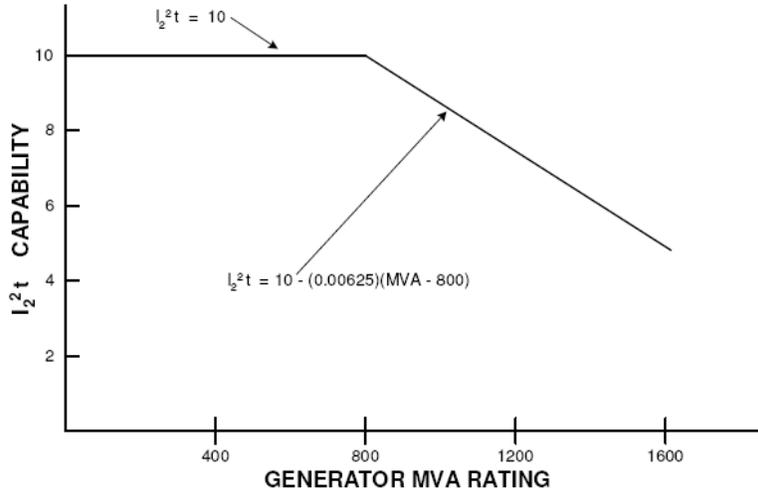


Figura 2.26 curva de desbalance de corrientes permitida para generadores

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.

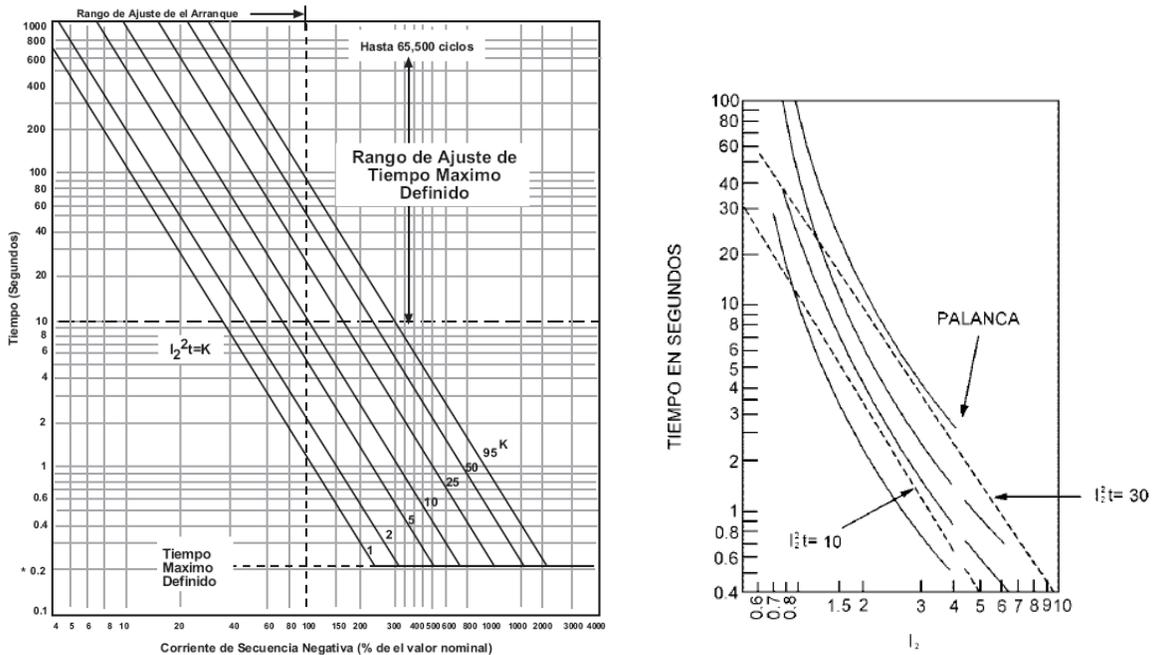


Figura 2.27 Curvas para protección de corrientes de secuencia negativa en relé microprocesado y relé electromecánico

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

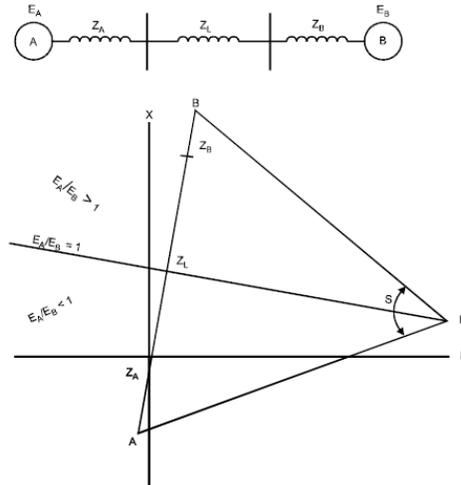


Figura 2.28 Trayectorias de impedancias bajo diferentes estados de voltajes entre sistema y unidad

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 conformado por los blinders supervisado por la unidad tipo Mho, figura 2.29.

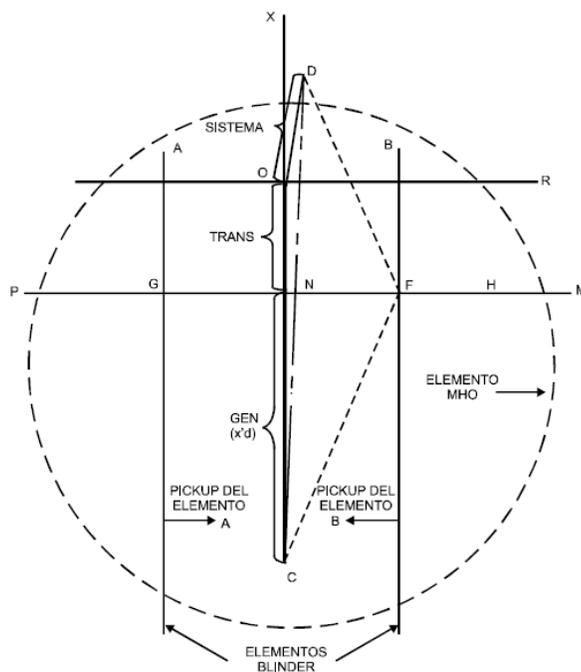


Figura 2.29 Curva de protección por pérdida de sincronismo con Blinders

Los blinder tienen polaridad opuesta mientras que el elemento Mho restringe el área de operación a las oscilaciones que pasan a través de, o cercanas al generador y su transformador elevador. Cuando la trayectoria de la impedancia se encuentre dentro de la unidad tipo Mho el blinder A operará, sin embargo no generará ninguna señal de disparo. Conforme la trayectoria de la impedancia presenta un ángulo mayor y supera el blinder B, este operará. En este punto se establecerá un bloque de disparo de interruptor, una vez que la trayectoria supere el blinder A, este se repondrá al igual que el blinder B y la señal de disparo será generada.

Existen relevadores que presentan la opción de disparo por salida total, esto es que la señal de disparo se generará una vez que la trayectoria haya superado la región de la unidad tipo Mho.

Esquemas de doble blinder y doble lente son también considerados para la detección de pérdida de sincronismo. Tales esquemas se presentan en la figura 2.30.

Esquemas de protecciones de Generador

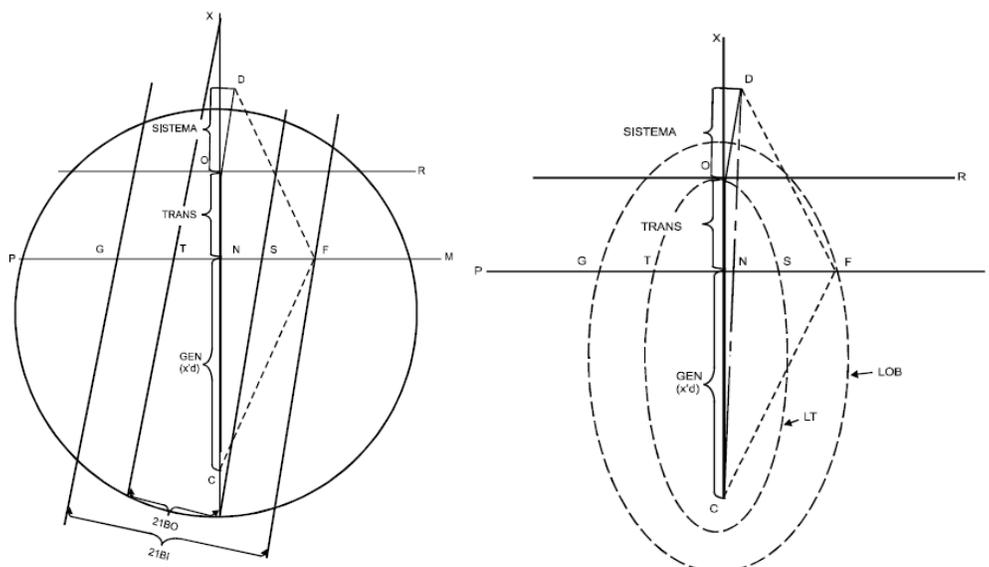


Figura 2.30 Esquema de protección por pérdida de sincronismo de doble Blinder y doble lente

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.

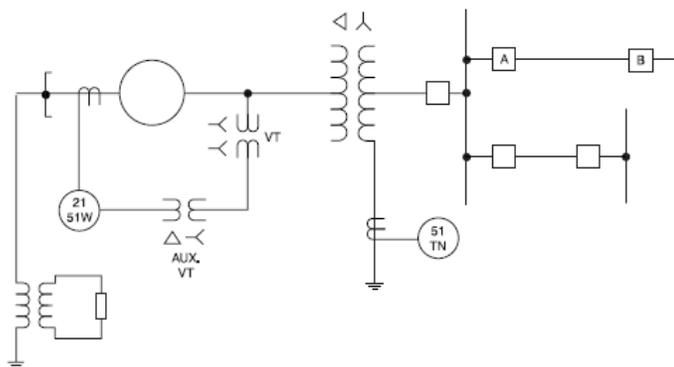


Figura 2.31 Esquema de protección de respaldo

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 TPs 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.

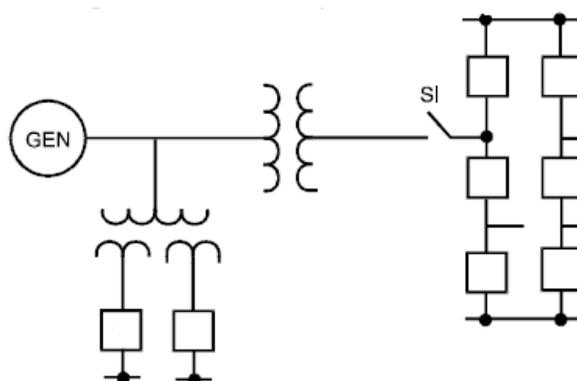


Figura 2.32 Esquema de conexión de unidad a bus en anillo

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.

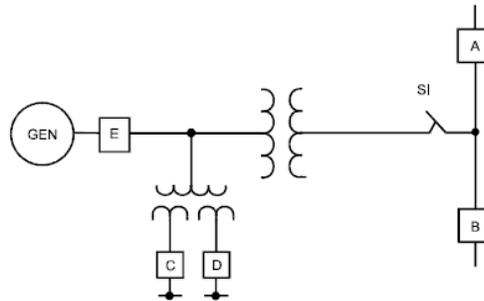


Figura 2.33 Esquema de conexión de unidad con interruptor de media tensión

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

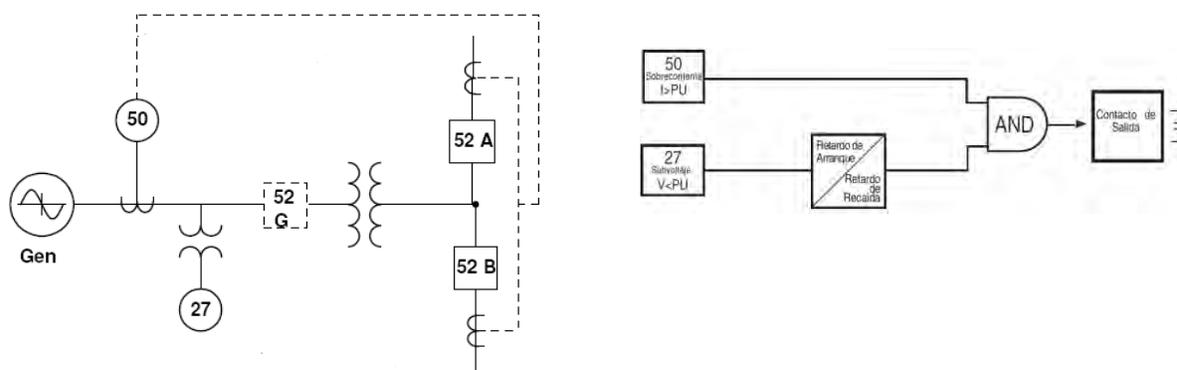


Figura 2.34 Esquema de conexión y lógica de protecciones por energización inadvertida

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.

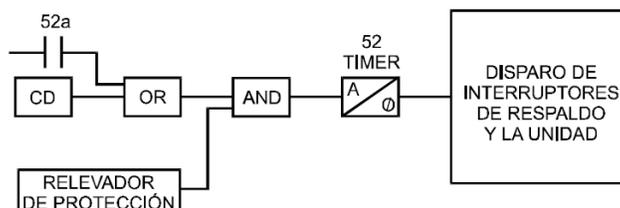


Figura 2.35 Lógica de protecciones por falla de interruptor

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

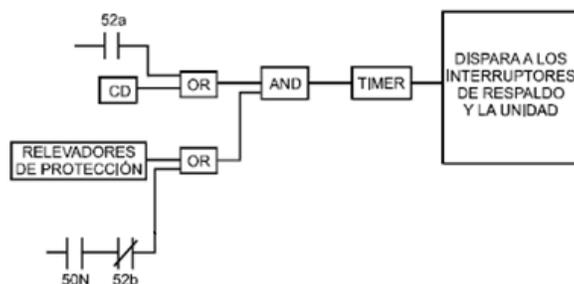


Figura 2.36 Esquema lógico de protecciones de falla de interruptor por flashover

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.

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 of the Hydro-Electric Power Commission 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.

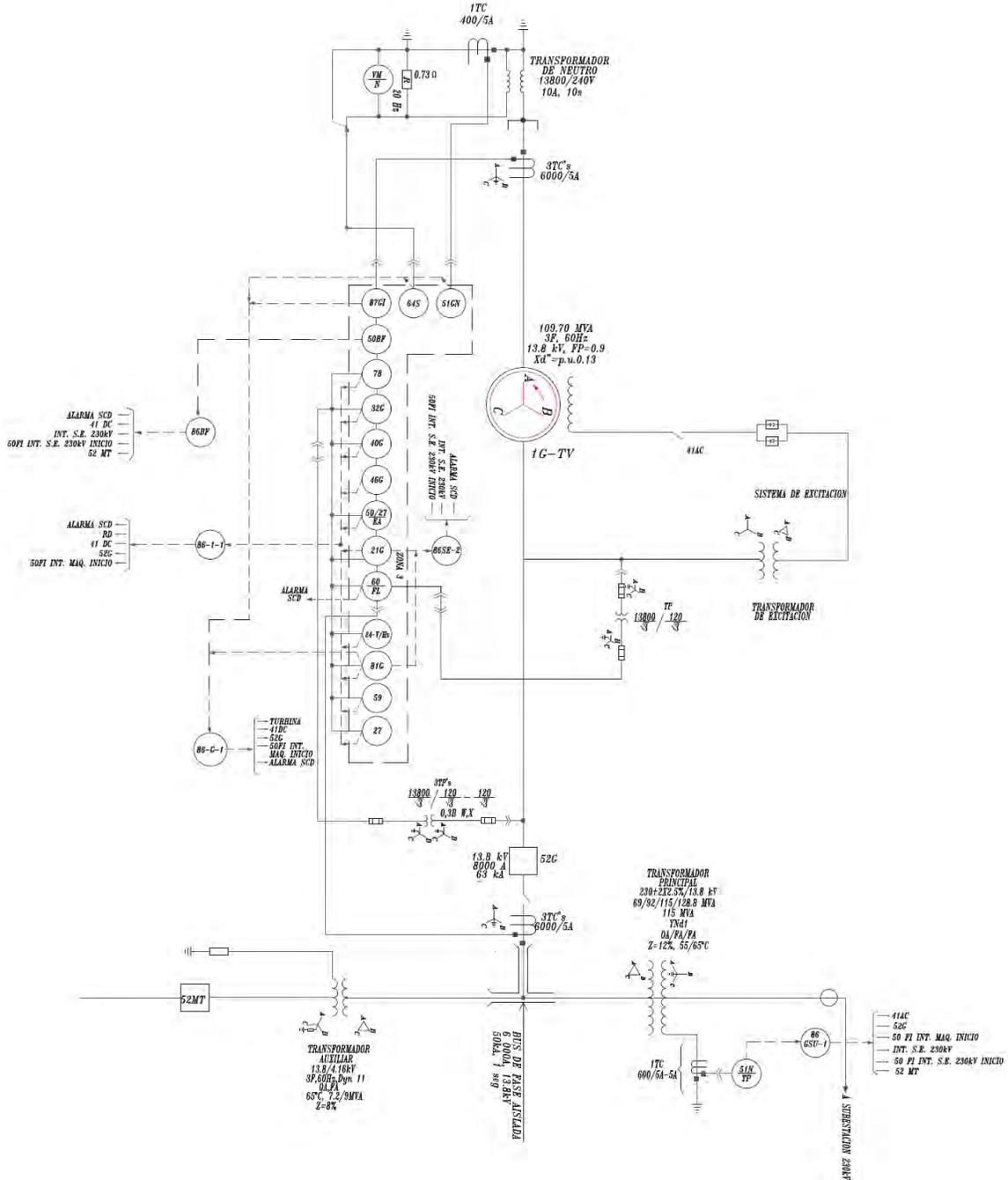


Figura 3.1 Esquema de Protecciones eléctricas de Generador con lógica de disparos.

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 (relación de TC) = 6000:5A → 1200:1

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

RTP neutro = 13800:240 V → 57.5:1

RTC neutro = 400:5A → 80:1

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

$I_{prim} = 4590A$

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

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

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

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:

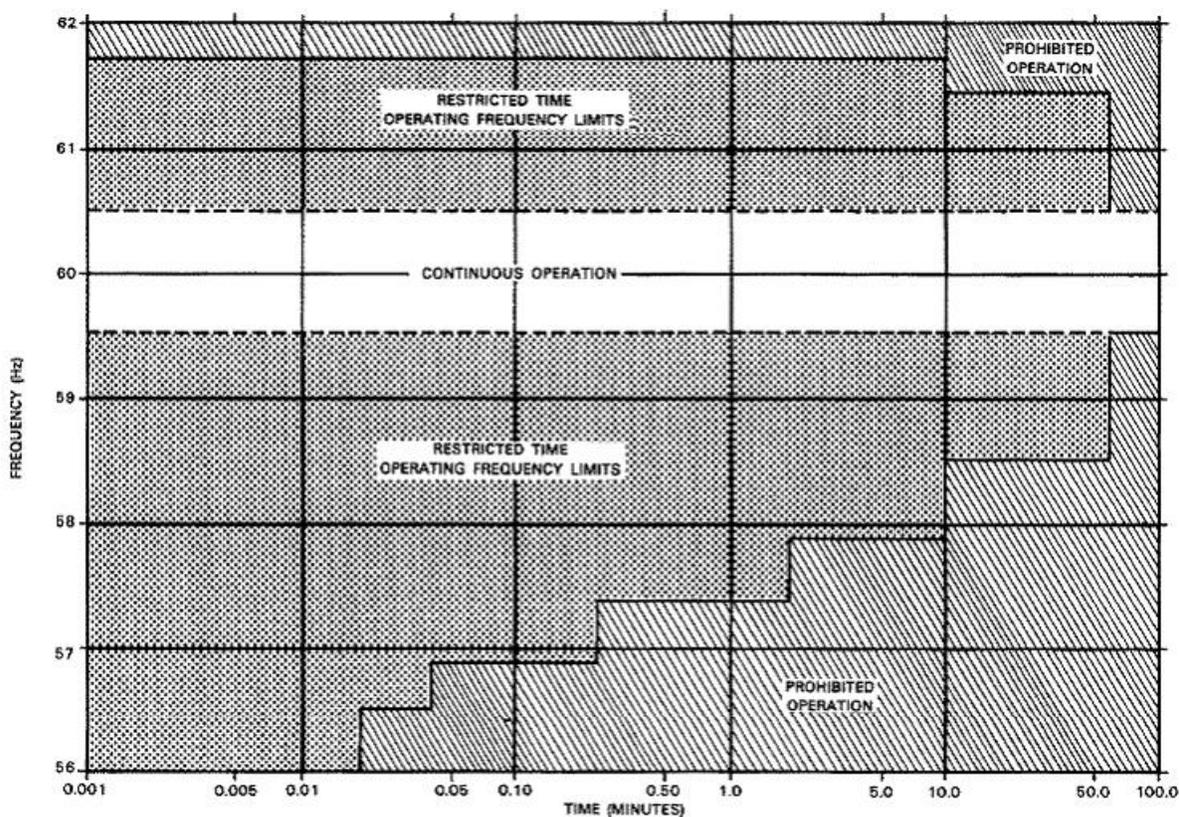


Figura 3.2 Límites de operación típicos para turbinas de vapor

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

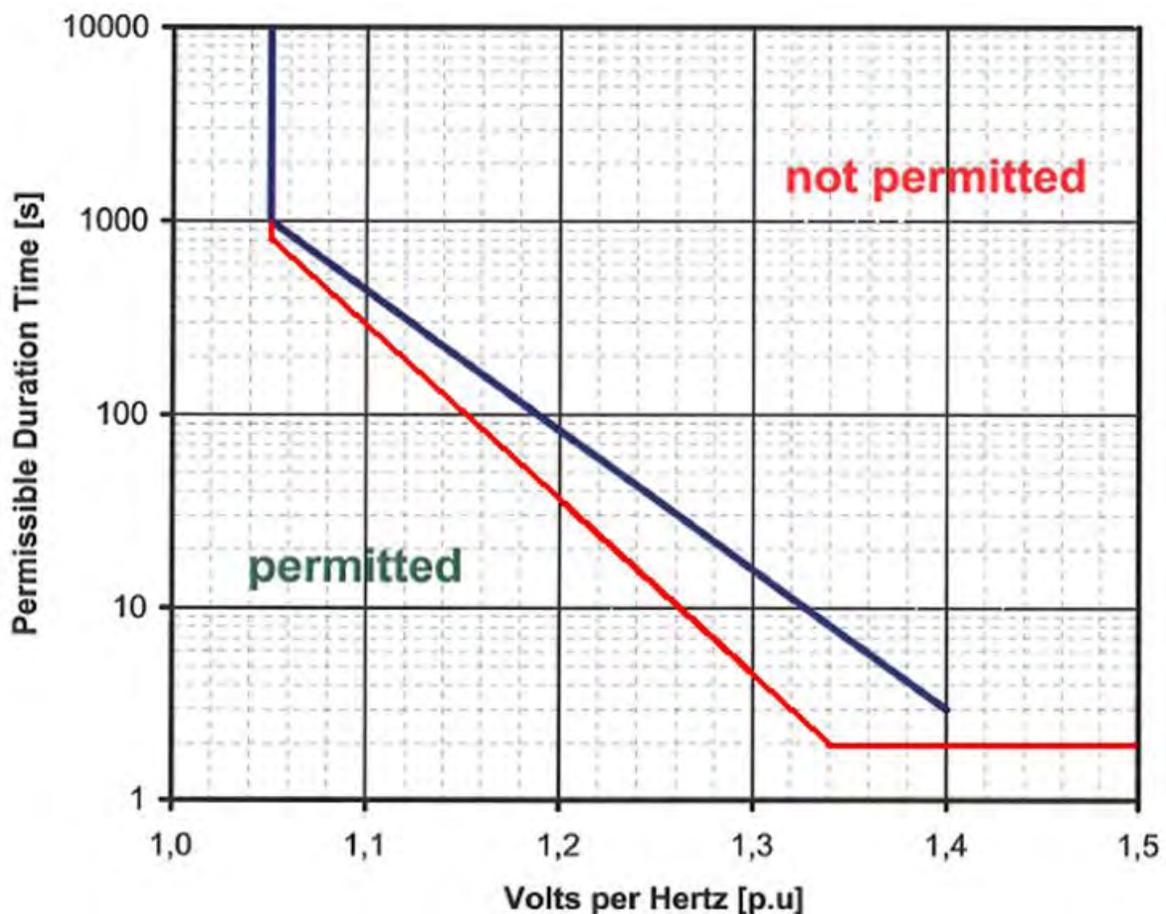


Figura 3.3 Curva límite de sobreexcitación del generador (azul) y ajuste del relevador de protección (rojo)

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 nominal

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 seleccionar 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.

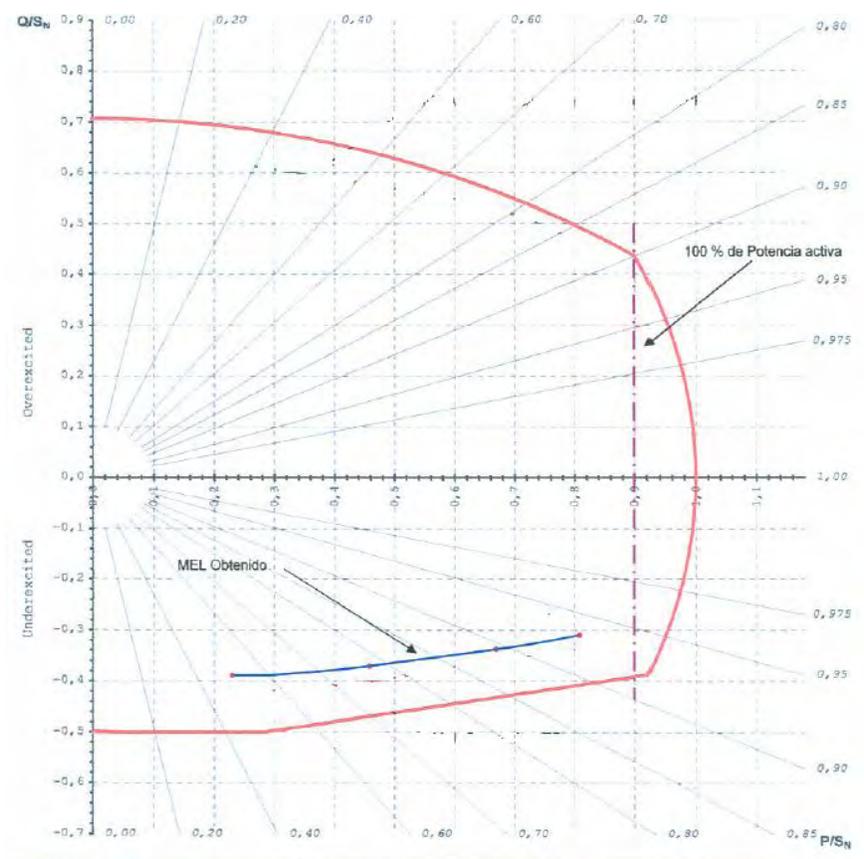


Figura 3.4 Limite de mínima excitación (MEL)

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

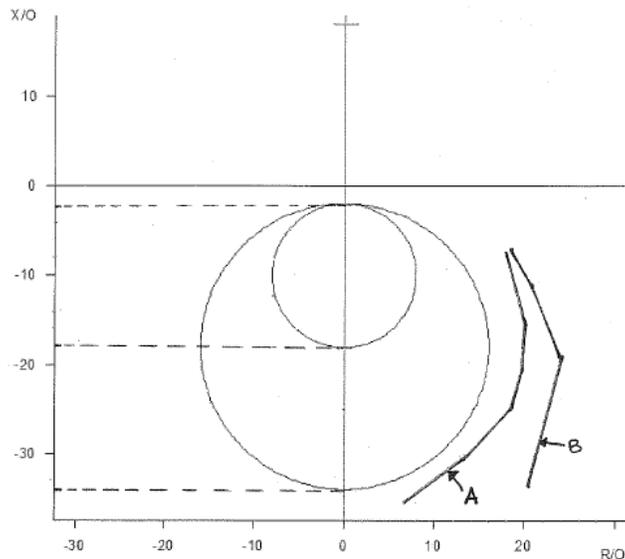


Figura 3.5 Ajustes de protección por pérdida de campo con curva de capacidad (A) y MEL (B)

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

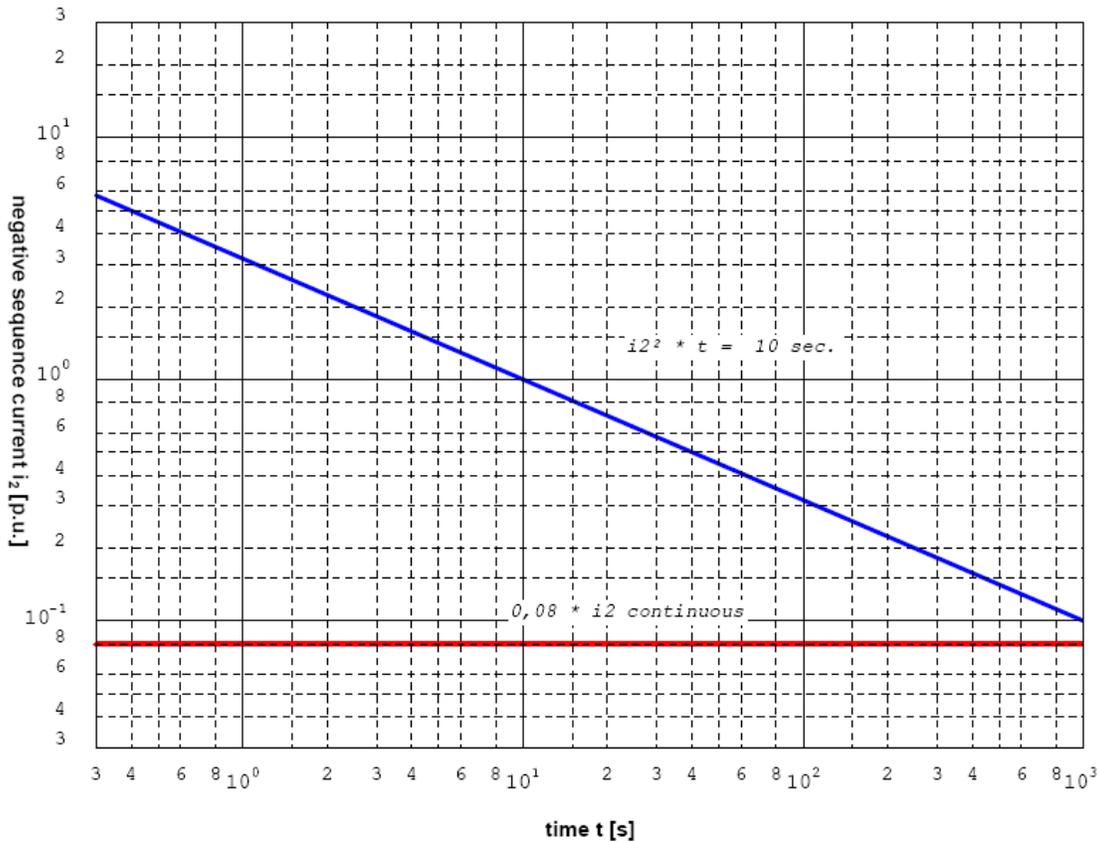


Figura 3.6 Capacidad del generador ante corrientes de secuencia negativa

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

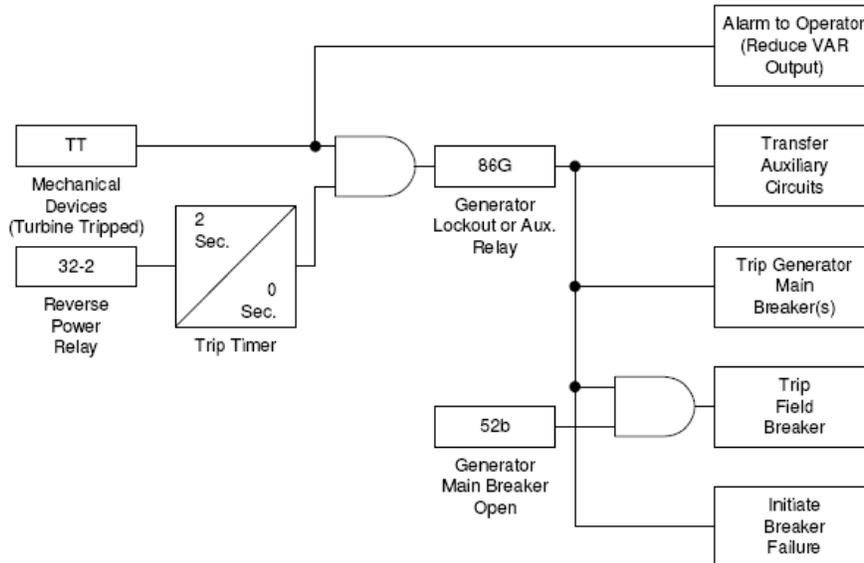


Figura 3.8 Esquema de disparo secuencial por detección de potencia inversa

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

$$\mathbf{50BF PICK UP = 0.5 A}$$

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

$$\mathbf{50Bf time delay = 9 \text{ ciclos}}$$

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.

CAPÍTULO 4 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO DE UN RELEVADOR MULTIFUNCIÓN PARA PROTECCIÓN DE GENERADOR

Durante el desarrollo de cualquier proyecto que contemple la integración de una unidad generadora nueva al sistema eléctrico de potencia, una vez que se ha aprobado la ingeniería del proyecto, cuando el periodo de construcción de la planta se encuentra casi en su totalidad, el proyecto entra en una etapa de Pruebas primarias y Puesta en servicio. Durante este periodo se corroboran que el diseño de la planta (ingeniería), así como la construcción se haya llevado a cabo de forma adecuada. Esta es la premisa bajo la cual se entra a la etapa de pruebas y puesta en servicio de la unidad; sin embargo, no siempre sucede de esta forma y se enfrentan dificultades debido a los posibles cambios de diseño que se tengan que realizar en campo.

Dentro de la amplia gama de pruebas que se deben de realizar antes de que la unidad alcance condiciones que la permitan la primera sincronización con el sistema, se encuentran las pruebas primarias de generador eléctrico y sus sistemas auxiliares. Dentro de estos sistemas se encuentran las protecciones eléctricas de unidad, en las cuales recae, en gran medida, la seguridad del generador.

Las compañías suministradoras cuentan con propios procedimientos y lista de pruebas que llevan a cabo para equipo nuevo de protección, las cuales tiene como objetivo comprobar el correcto funcionamiento y garantizar su confiabilidad durante su operación.

Para la correcta ejecución de las pruebas se debe contar con los diagramas unifilares y trifilares de protecciones, así como los manuales de operación de los dispositivos a ser probados. Los diagramas proporcionarán información sustancial para desconectar las terminales de los contactos de salida del relevador de tal forma que se aisle el relevador, así como para evitar cualquier disparo de dispositivos asociados, mientras que el manual del dispositivo proporcionará la información correspondiente para habilitar y deshabilitar la funcionalidad de la protección a probar. Del mismo modo se debe de contar con equipo de prueba adecuado. En la actualidad los equipos de pruebas cuentan, entre otras características, con suministro de corrientes y voltajes trifásicos para inyección secundaria, permiten variar al ángulo de fase, variación de frecuencia, así como registro de entradas y salidas digitales. Todo esto integrado en un software propio del equipo, el cual permitirá tener monitoreo y control de las señales mencionadas, así como el respaldo de las pruebas realizadas, por medio de la generación del reporte de pruebas.

Durante el desarrollo de este capítulo se han seleccionado algunas pruebas a relevadores que comprueben la correcta operación con los ajustes establecidos. Del mismo modo con el propósito de proporcionar un mejor entendimiento de las pruebas realizadas, se presentarán los reportes de pruebas, emitidas por un equipo de prueba marca OMICRON, figura 4.2, que se realizaron a un relevador de protección multifunciones marca Beckwith, modelo M-3425A, mostrado en la figura 4.1, de la unidad de TV de 109.7 MVA de capacidad. Dentro de la lista de protecciones con que cuenta el generador y de las cuales se presentó su ajuste

en el capítulo 3, se han seleccionado los reportes de pruebas de las protecciones 87G, 40 y 24.

La selección de pruebas bajo las cuales se comprueba la correcta operación del relevador multifunción son

- Prueba de Pickup
- Pruebas de tiempo de operación



Figura 4.1. Relevador multifunción para protección de generador marca Beckwith



Figura 4.2 Equipo de prueba de relevadores de protección

4.1 Ajustes Preliminares del Relevador

4.1.1 Datos del sistema

El punto de partida para llevar a cabo las pruebas correspondientes para comprobación de la operación del relevador, es tomar en consideración el diagrama trifilar de protecciones para la correcta desconexión de los contactos de salida del relevador, así como la conexión apropiada de las señales de corrientes y voltajes en el relevador, a través del bloque de pruebas, esto con el fin de trabajar de manera segura y evitar, en caso de algún error durante la ejecución de la prueba, la afectación del cualquier dispositivo asociado y disparo de interruptores asociados por las protecciones de generador, de acuerdo a la lógica de protecciones de la unidad.

Como siguiente paso, por medio del software del equipo a través de una computadora portátil, se proporcionan las características del sistema al cual está conectado el generador, así como las características de los transformadores de instrumentos a través de los cuales el relevador obtendrá las señales de corriente y voltaje. Es aquí donde la necesidad del diagrama unifilar resalta ya que tomando como referencia la figura 3.1 del capítulo anterior, se hace una recopilación de las características de los equipos asociados, resumidas en la tabla 4.1, las cuales se proporcionan al relevador. Aunado a los ajustes de los datos del sistema se presentan en la columna izquierda, los rangos de ajustes que permite el relevador, así como los incrementos mínimos con que cuenta cada elemento. De la misma

forma la figura 4.2 muestra una ventana del software del relevador con los ajustes proporcionados al mismo con los datos del sistema.

A partir de los ajustes del sistema mostrado en la figura 4.2, el relevador hará los cálculos necesarios para la correcta medición de las magnitudes de tensión y corriente, así como las correcciones de ángulo de desplazamiento. Lo anterior representa una ventaja debido a la exclusión del transformador de potencial auxiliar para corrección del ángulo de fase. Del mismo modo otra de las facilidades del relevador, se presenta introducir parámetros directamente sin hacer el cambio a un valor base, tal como se apreciará en las páginas siguientes. Considerando los puntos anteriores, aquí se presentarán los ajustes con base al funcionamiento del relevador por lo que los ajustes de algunas protecciones podrían presentar variaciones con respecto al ajuste de la protección que se presentaron en el capítulo 3.

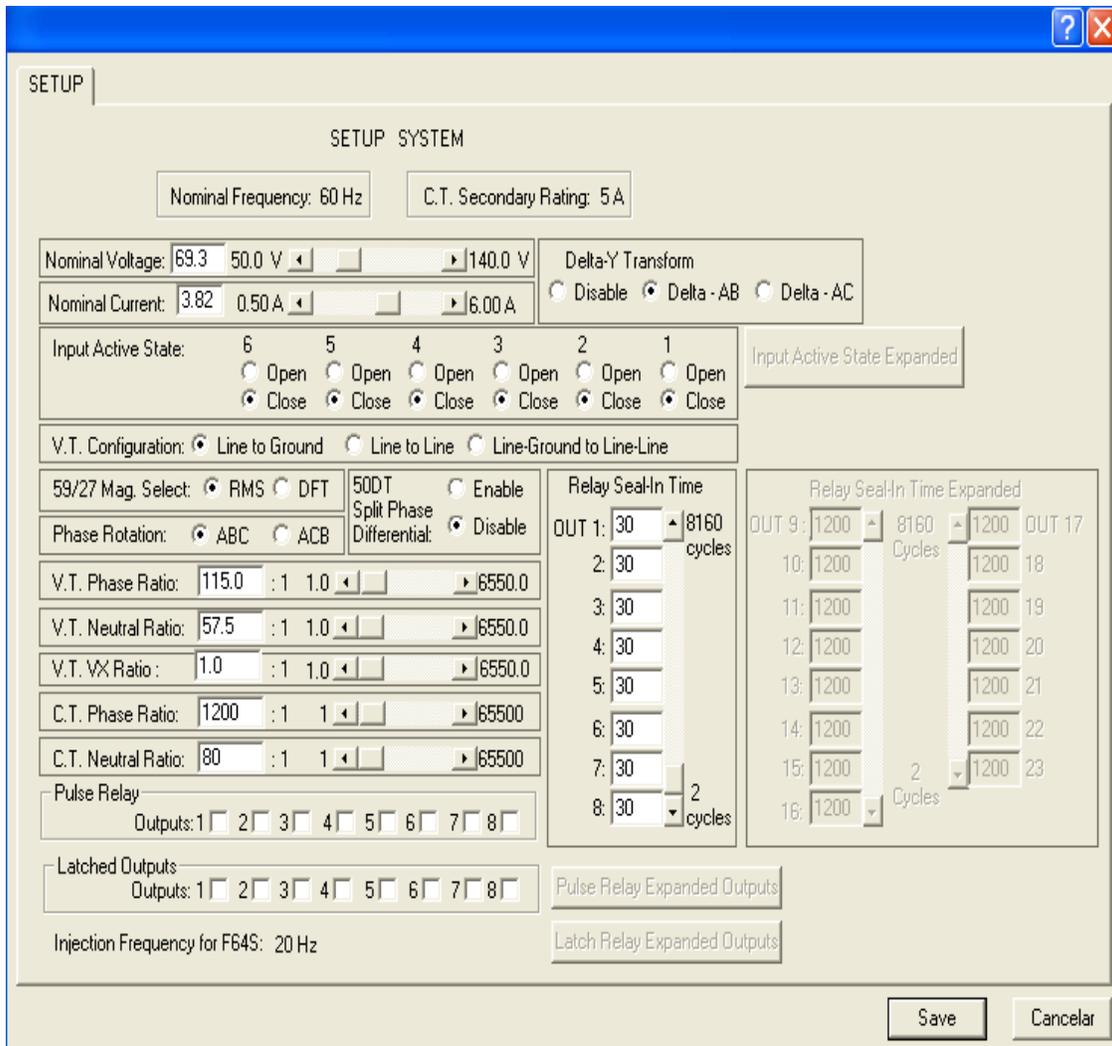


Figura 4.2 Ajuste del sistema en el relevador de protección

ELEMENTO	AJUSTE
Voltaje secundario del TP ($V_{\text{NOMINAL DEL GENERADOR}} / \text{RTP}$) Rango: 60 – 140 V; Incr: 1 V.	13,800/120 = 115 RTP = 69.3 Volts L-N
Corriente secundario del TC de fase ($I_{\text{NOMINAL DEL GENERADOR}} / \text{RTC}$), Rango: 0.50 – 6.00 A, Incr: 0.01 A.	4,589.65/1200= 3.82 A
Conexión del TP Rango: Line-Line, Line-Ground, Line Ground to Line Line	Line Ground
Conexión del transformador elevador Delta – Estrella Rango: Disable, Delta AB, Delta AC	Delta AB
Tiempo en que el contacto de salida permanece cerrado para asegurar su operación adecuada. Rango: 2 – 8160 ciclos, Incr: 1.0 ciclo	30 ciclos
RTP de los TPs de fase, Máximo: 65500.0, Incr: 0.1	115:1
RTP de los TPs de Neutro, Máximo: 65500.0, Incr: 0.1	57.5:1
RTC de los TCs de fase, Máximo: 65500.0, Incr: 1.0	1200:1
RTC del TC de neutro, Máximo: 65500.0, Incr: 1.0	80:1

Tabla 4.1 Características del sistema y equipos asociados al generador

Donde

- Incr = Incremento
- L-N = Línea a Neutro
- Line-Line = línea a línea
- Line-Ground = Línea a Tierra
- Disable = Deshabilitar

4.1.2 Ajustes de Protección Diferencial (87)

El relevador presenta la función diferencial de fase de porcentaje con una pendiente ajustable de 1 – 100%. Del mismo modo la diferencial de porcentaje es más tolerante a los errores de TCs (10%), por eso es recomendable que todos los TCs cuenten con las mismas características y exactitud. Observando el diagrama unifilar de la figura 3.1 se observa que se cumple con este requisito.

Debido a necesidad de la compañía suministradora de energía, los ajustes para la protección diferencial de generador son los siguientes

Ajustes de la característica:

- 87 PIKCUP# 1: 0.2 A**
- 87 DELAY #1: 1 Ciclo**
- 87 PORCENT SLOP: 10 %**

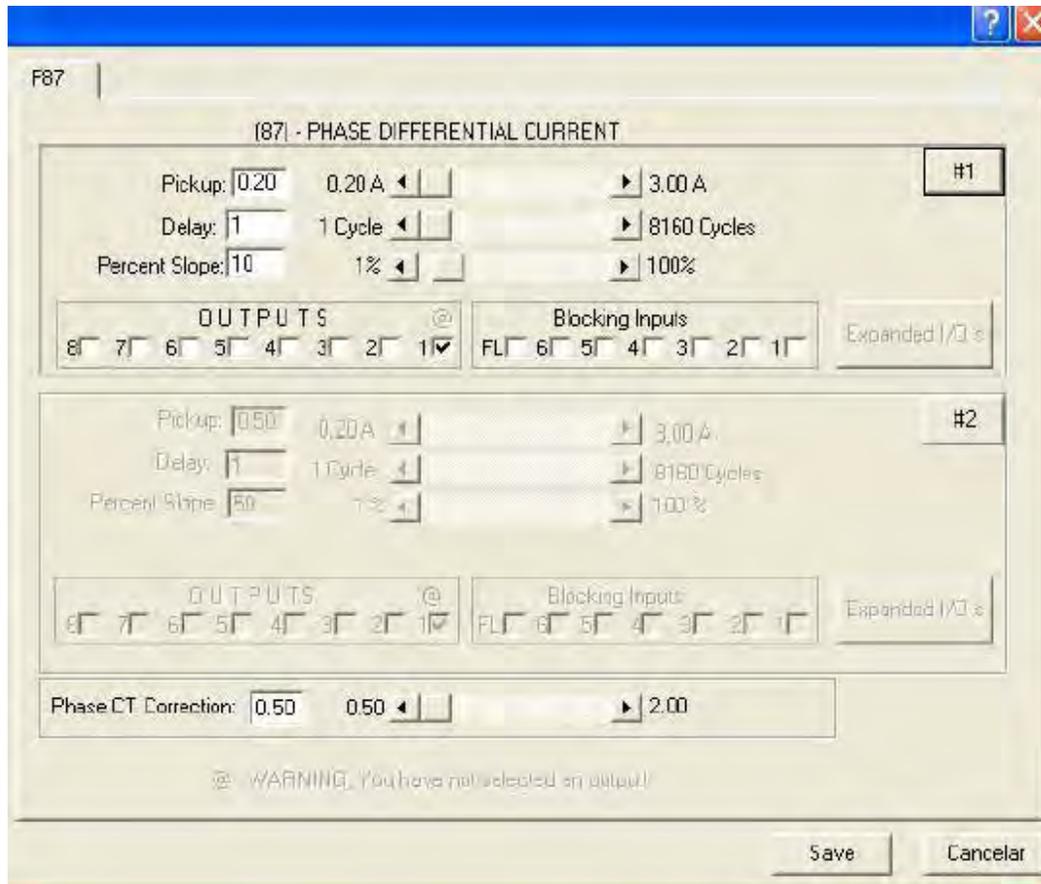


Figura 4.3 Ajuste de la protección Diferencial de Generador

El ajuste de la segunda característica se recomienda ajustar a un valor mayor del nivel de aportación de corto circuito del generador en estado transitorio.

$$Idif2 > 1/X'd * Igen$$

$$Idif2 > (1/0.22) * 4590 = 20863 \text{ A}$$

$$Idif2 > 20863 / 1200 = 17.38 \text{ A.}$$

Debido a que el ajuste máximo que permite el relevador para el segundo ajuste es de 3 A y el ajuste calculado es de 17.38 A, esta función queda deshabilitada.

El relevador presenta la opción “Phase CT Correction” (Corrección de fase de TC), la cual es aplicada cuando la relación de los TCs que conforman la conexión diferencial no tiene la misma relación de transformación. En este caso la RTC es la misma, sin embargo, por condiciones de operación del relevador, en el cual no permite guardar el ajuste sin antes proporcionarle un valor, se establece el mínimo ajuste que es 0.50. Los ajustes anteriores se muestran en la figura 4.3.

4.1.3 Ajustes de Protección por Pérdida de Campo (40)

Como se estableció en el capítulo 2, existen variaciones en el tipo de esquemas para detección por pérdida de campo. En esta unidad se optó por el esquema de doble relevador de distancia, de tal forma que se cubra el 100% de la carga.

Los ajustes de la protección por pérdida de campo se presentan a continuación y quedan establecidos en la figura 4.4.

40 #1 Diameter. Para este ajuste se considera $Z_{pu} = 1.0$ pu sobre la capacidad de la máquina. De esta forma se detecta una pérdida de campo desde plena carga hasta un 30% de la carga.

40 #1 Circle Diameter:

$$1.0 \text{ pu}_{prim} = \frac{kV_b^2(Z_{pu})}{MVA_b} = \frac{(13.8)^2(1.0)}{109.7} = 1.73 \Omega_{prim}$$

$$1.0 \text{ pu}_{sec} = \text{pu}_{prim} \frac{RTC}{RTP} = 1.73 \frac{1200}{115} = 18.11 \Omega_{sec}$$

$$\text{Circle Diameter 40 \#1} = 18.1 \Omega$$

40 #1 Offset. $-X'd/2$ (Saturada) sobre la capacidad de la máquina. Este ajuste aplica para ambos círculos.

Offset #1 =

$$X'_{d\Omega} = \frac{kV_b^2(X'd)}{MVA_b} = \frac{(13.8)^2(0.22)}{109.7} = 0.3819 \Omega_{prim}$$

$$-\left[\frac{X'_{d\Omega}}{2} \right]_{sec} = -\frac{X'_{d\Omega}}{2} * \left[\frac{RTC}{RTP} \right] = \frac{0.3819}{2} * \left[\frac{1200}{115} \right] = -1.99 \Omega_{sec}$$

$$\text{Offset \#1} = -2.0 \Omega_{sec}$$

40 #1 Delay. Se recomienda ajustar con un retardo de tiempo de 5 ciclos para proporcionar una protección rápida ya que este elemento no se ve afectado por las oscilaciones del sistema.

$$\text{Delay \#1} = 5 \text{ ciclos}$$

40 #2 Diameter. Se recomienda ajustar en reactancia síncrona no saturada X_d sobre la capacidad de la máquina, retardo de tiempo de 30 ciclos. De esta forma se detecta una pérdida de campo desde no carga hasta plena carga.

40 #2 Circle Diameter =

$$Xd_{prim} = \frac{kV_b^2(Xd)}{MVA_b} = \frac{(13.8)^2(1.88)}{109.7} = 3.26\Omega_{prim}$$

$$Xd_{sec} = Xd_{prim} \frac{RTC}{RTP} = 3.26 \frac{1200}{115} = 34.05\Omega_{sec}$$

Circle Diameter 40 #2 = 34.0 Ohms/sec

40 #2 Offset. -X'd/2(Saturada) Este ajuste es igual al de Offset #1.

Offset #2 = -2.0 Ω_{sec}

40 #2 Delay. Se recomienda ajustar con un retardo de tiempo de 0.5 segundos (30 ciclos) para evitar operaciones incorrectas sobre oscilaciones estables.

Delay#2= 30 ciclos

40 #2 Voltage Control. Disable

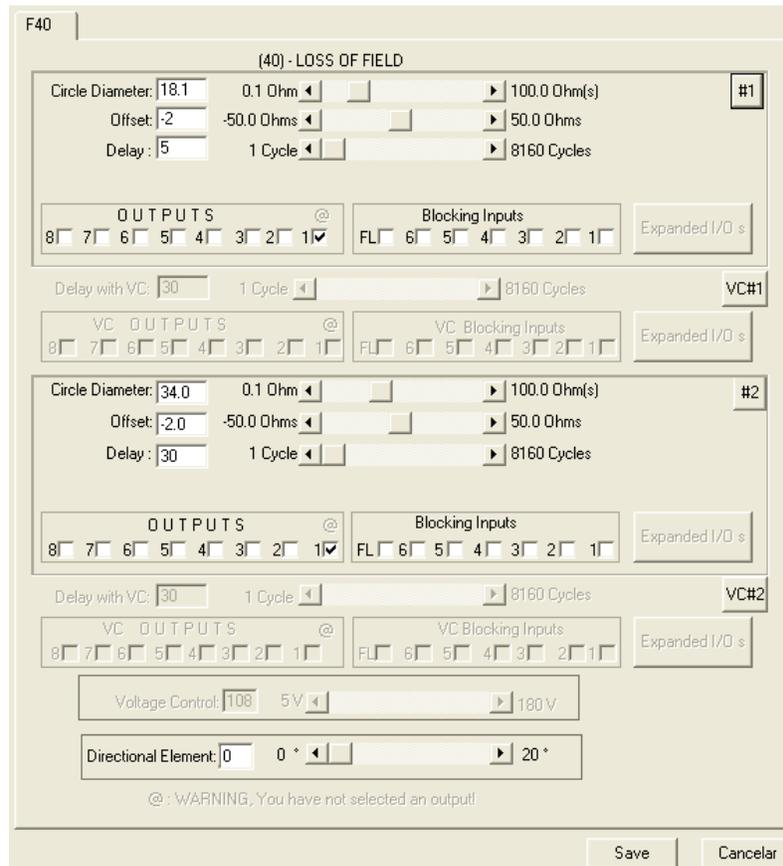


Figura 4.4 Ajuste de la protección 40 por doble relevador de distancia

4.1.4 Ajustes de Protección contra Sobreexcitación (24)

De acuerdo con el manual del fabricante del relevador, el procedimiento para definir los parámetros de ajustes para esta función es el siguiente, los cuales se muestran en la figura 4.5

24DEF TIME #1 Pickup. El ajuste #1 de tiempo definido establece el nivel de V/Hz arriba del cual la protección puede operar.

La función 24 V/Hz debe ajustarse por debajo de la curva de daño del generador.

24DEF TIME Pickup#1 = 134%

24DEF TIME #1 Delay. El retardo de tiempo #1 establece el tiempo de operación de la protección para todos los valores de V/Hz arriba del nivel ajustado de pickup#1.

24DEF TIME Delay#1 = 120 ciclos

24DEF TIME #2 Pickup. Deshabilitado

24DEF TIME #2 Delay. Deshabilitado

24INV Time Pickup. El valor de pickup de V/Hz a partir del cual la opción de curva inversa inicia su operación. Este ajuste se selecciona en el límite inferior permitido 105%.

24INV TIME Pickup = 105%

24INV TIME Curve. Se escoge una de las familias de curvas adecuada para la aplicación de esta protección. Los tiempos de operación son constantes para valores de V/Hz arriba de 105%.

24INV TIME Curve = 2

24INV TIME Time Dial. Seleccionamos curva adecuada de la familia asociada con el valor “K” de la curva.

24INV TIME Time Dial = 1

24INV TIME Reset Rate. Este valor es el tiempo necesario para que la unidad se enfríe a su temperatura normal de operación si el tiempo de variación V/Hz fue justo abajo del tiempo de disparo.

24IT Reset Rate = 400.0 seg.

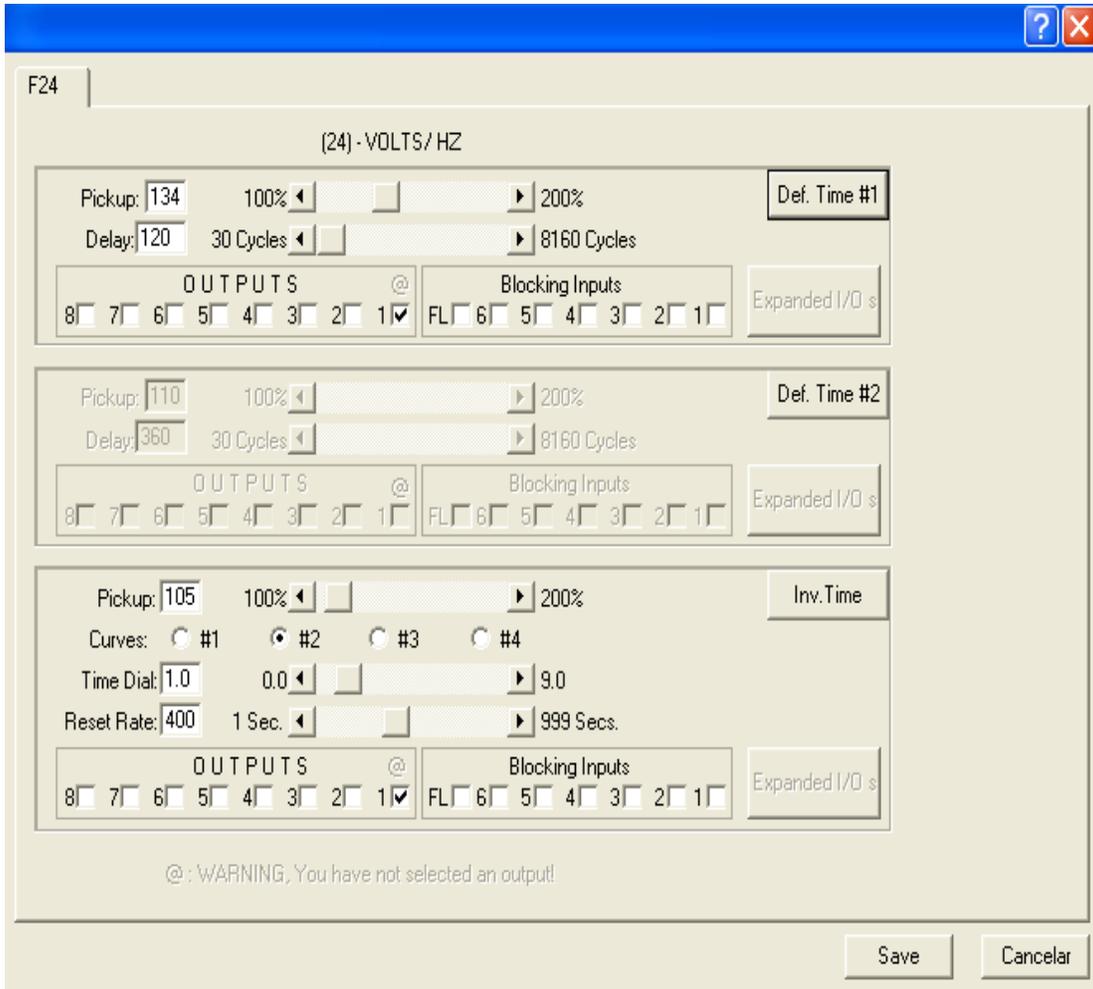


Figura 4.5 Ventana de ajustes de función 24

4.2 Pruebas de operación de Protección Diferencial (87)

La prueba de pick up de la función 87G se realiza ajustando las corrientes de entrada del lado línea IL1, IL2, IL3 en valor inicial igual a cero, al igual que las corrientes del lado neutro I(2)-1, I(2)-2, I(2)-3 en el mismo valor. De este modo se establece que las corrientes del lado línea se irán incrementando en pasos de 100 ms y con una magnitud de 1 mA. Estos datos se recopilan en la tabla 4.2. De esta forma se genera una rampa y se verifica la corriente de pick up del relé. Una vez detectada la corriente, el equipo termina la prueba y envía un reporte de las condiciones de operación las cuales se muestran la Tabla 4.4.

PICK UP FUNCION 87G:

Ajustes de la prueba

Estados rampa A

Estado	Estado 1
I L1	0,000 A 0,00° 60,000 Hz
I L2	0,000 A -120,00° 60,000 Hz
I L3	0,000 A 120,00° 60,000 Hz
I(2)-1	0,000 A 0,00° 60,000 Hz
I(2)-2	0,000 A -120,00° 60,000 Hz
I(2)-3	0,000 A 120,00° 60,000 Hz
Forzar fases abs.	Sí
Señ. 1 Desde	0,000 A
Señ. 1 Hasta	300,0 mA
Señ. 1 Delta	1,000 mA
Señ. 1 d/dt	10,00 mA/s
dt por paso	100,0 ms
Pasos de rampa	1181
Tiempo de rampa	118,100s
Trigger	Bin
Lógica del trigger DISPARO POR FUNCION 87G	OR 1
Paso atrás	No
Tiempo de retardo	2,000 s

Tabla 4.2 Datos de rampa A para prueba de pick up.

PICK UP PENDIENTE

Ajustes de la prueba

Estados rampa B

Estado	Estado 1
I L1	3,820 A 0,00° 60,000 Hz
I L2	3,820 A -120,00° 60,000 Hz
I L3	3,820 A 120,00° 60,000 Hz
I(2)-1	3,820 A 0,00° 60,000 Hz
I(2)-2	3,820 A -120,00° 60,000 Hz
I(2)-3	3,820 A 120,00° 60,000 Hz
Forzar fases abs.	Sí
Señ. 1 Desde	3,820 A
Señ. 1 Hasta	5,000 A
Señ. 1 Delta	1,000 mA
Señ. 1 d/dt	10,00 mA/s
Señ. 2 Desde	3,820 A
Señ. 2 Hasta	3,820 A
Señ. 2 Delta	0,000 A
Señ. 2 d/dt	0,000 A/s
dt por paso	100,0 ms
Pasos de rampa	1181
Tiempo de rampa	118,100s
Trigger	Bin
Lógica del trigger DISPARO POR FUNCION 87G	AND 1
Paso atrás	No
Tiempo de retardo	2,000 s

Tabla 4.3 Datos de rampa B para operación de pendiente

De forma semejante, para la prueba de operación de función diferencial de pendiente, se proporcionan las condiciones iniciales, señalando las corrientes nominales con la que el relé trabajará de forma continua. El incremento de corriente lo presentarán las corrientes de lado línea en incrementos de 1 mA, con pasos de 100 ms, durante un tiempo de 118.1 s. Los resultados registrados por el equipo de prueba se muestran en la tabla 4.5.

Los resultados de las pruebas de rampa A y B muestran resultados positivos. En la tabla 4.4 se muestra la corriente teórica de levantamiento, mientras que en la columna siguiente se observa el valor real de operación del relevador. Observando las columnas contiguas se aprecia las tolerancias máximas positiva y negativa que permite el relé, así como la desviación obtenida. Como resumen de los valores arrojados, se considera que el relé tiene una evaluación positiva, por lo que se obtiene un resultado satisfactorio.

Semejante a la evaluación anterior, en la tabla 4.5 se observan los resultado obtenidos de la

prueba de operación de diferencial con pendiente porcentual. El valor obtenido de operación fue 4.213 A, lo cual arroja una pendiente de 10.28% aproximadamente. Los valores de desviación obtenidos se consideran aceptables y el equipo de prueba arroja una evaluación satisfactoria.

La figura 4.6 muestra la rampa B generada, así como la señal de disparo por función 87G.

Resultados de la pruebas

Resultados de la medida (Rampa A)

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
DISP 87G	Estado 1	DISP POR FUNCION DISTANCIA 0->1	L1;L2;L3	200,0 mA	195,0 mA	100,0 mA	100,0 mA	-5,000 mA	+	43,80 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado Tolerancia-----Tol (- / +) Desv.-----Desviación Eval.-----Evaluación

Tabla 4.4 Resultados de la prueba de pick up del elemento diferencial

Resultados de la medida (Rampa B)

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señal	Nominal	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	t real
DISP 87G(1)	Estado 1	DISP POR FUNCION DISTANCIA 0->1	L1;L2;L3	4,220 A	4,213 A	300,0 mA	300,0 mA	-7,000 mA	+	65,00 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado Tolerancia-----Tol (- / +) Desv.-----Desviación Eval.-----Evaluación

Tabla 4.5 Resultados de la prueba de pick up del elemento diferencial porcentual

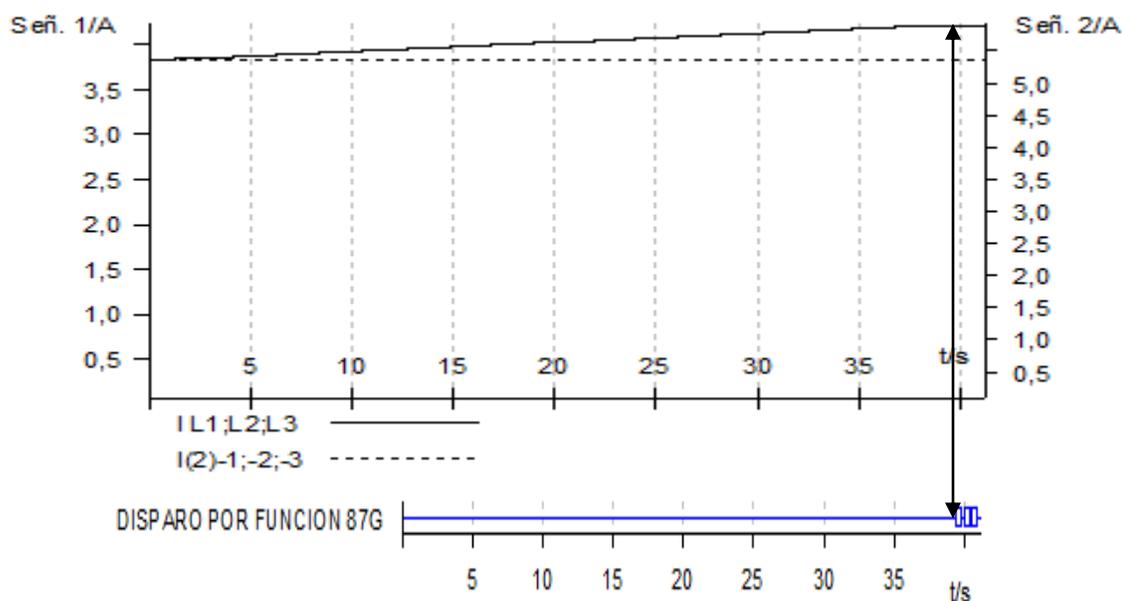


Figura 4.6 Prueba operacional de protección diferencial y señal de disparo

4.3 Pruebas de operación Protección Pérdida de Campo (40)

Recopilando la información de ajuste con que cuenta el relevador para la protección por pérdida de campo, se tiene don zonas de protección. El tipo de falla que se simula es una falla trifásica a tierra por lo que el cálculo de la impedancia se reduce a $Z = V/I$. Las

condiciones de ajuste se establecen por fijar el voltaje de inyección en 10V, ir incrementando la magnitud de las corrientes, así como el ángulo de desfase entre las magnitudes.

Resultados de la prueba

Prueba de disparo: tipo de falta L1-L2-L3

Z	Phi	t _{nom.}	t _{real}	Desv.	V _{p_{ru}}	Resultado
35,00 Ω	-90,00 °	no disparó	529,0 ms		10,00 V	Correcta
34,50 Ω	-90,00 °	no disparó	531,1 ms		10,00 V	Correcta
34,00 Ω	-90,00 °	500,0 ms	533,4 ms	6,68 %	10,00 V	Correcta
33,50 Ω	-90,00 °	500,0 ms	1,092 s	118,4 %	10,00 V	Correcta
33,00 Ω	-90,00 °	500,0 ms	531,2 ms	6,24 %	10,00 V	Correcta
32,50 Ω	-90,00 °	500,0 ms	524,1 ms	4,82 %	10,00 V	Correcta
25,00 Ω	-90,00 °	500,0 ms	531,7 ms	6,34 %	10,00 V	Correcta
19,00 Ω	-90,00 °	500,0 ms	120,1 ms	-75,98 %	10,00 V	Correcta
18,50 Ω	-90,00 °	500,0 ms	120,9 ms	-75,82 %	10,00 V	Correcta
18,10 Ω	-90,00 °	83,00 ms	109,8 ms	32,29 %	10,00 V	Correcta
18,00 Ω	-90,00 °	83,00 ms	114,2 ms	37,59 %	10,00 V	Correcta
17,50 Ω	-90,00 °	83,00 ms	114,0 ms	37,35 %	10,00 V	Correcta
17,00 Ω	-90,00 °	83,00 ms	116,6 ms	40,48 %	10,00 V	Correcta
1,000 Ω	-90,00 °	no disparó	no disparó		10,00 V	Correcta
1,500 Ω	-90,00 °	no disparó	no disparó		10,00 V	Correcta
2,000 Ω	-90,00 °	83,00 ms	1,331 s	1503 %	10,00 V	Correcta
2,100 Ω	-90,00 °	83,00 ms	91,50 ms	10,24 %	10,00 V	Correcta
2,500 Ω	-90,00 °	83,00 ms	103,9 ms	25,18 %	10,00 V	Correcta
2,600 Ω	-90,00 °	83,00 ms	94,30 ms	13,61 %	10,00 V	Correcta
10,00 Ω	-90,00 °	83,00 ms	102,0 ms	22,89 %	10,00 V	Correcta
5,000 Ω	-90,00 °	83,00 ms	110,6 ms	33,25 %	10,00 V	Correcta
15,00 Ω	-90,00 °	83,00 ms	109,9 ms	32,41 %	10,00 V	Correcta
33,29 Ω	-80,00 °	500,0 ms	539,1 ms	7,82 %	10,00 V	Correcta
32,00 Ω	-80,00 °	500,0 ms	532,2 ms	6,44 %	10,00 V	Correcta
28,00 Ω	-80,00 °	500,0 ms	534,1 ms	6,82 %	10,00 V	Correcta
16,00 Ω	-80,00 °	83,00 ms	104,2 ms	25,54 %	10,00 V	Correcta
10,17 Ω	-80,00 °	83,00 ms	108,1 ms	30,24 %	10,00 V	Correcta
5,148 Ω	-80,00 °	83,00 ms	105,7 ms	27,35 %	10,00 V	Correcta
4,738 Ω	-60,00 °	83,00 ms	98,60 ms	18,8 %	10,00 V	Correcta
9,676 Ω	-60,00 °	83,00 ms	111,9 ms	34,82 %	10,00 V	Correcta
13,95 Ω	-60,00 °	83,00 ms	115,7 ms	39,4 %	10,00 V	Correcta
20,00 Ω	-60,00 °	500,0 ms	520,2 ms	4,04 %	10,00 V	Correcta
25,83 Ω	-60,00 °	500,0 ms	527,8 ms	5,56 %	10,00 V	Correcta
28,64 Ω	-60,00 °	500,0 ms	522,3 ms	4,46 %	10,00 V	Correcta
29,46 Ω	-60,00 °	no disparó	533,0 ms		10,00 V	Correcta
8,000 Ω	-110,00 °	83,00 ms	99,30 ms	19,64 %	10,00 V	Correcta
15,33 Ω	-110,00 °	83,00 ms	111,0 ms	33,73 %	10,00 V	Correcta
17,19 Ω	-110,00 °	500,0 ms	115,7 ms	-76,86 %	10,00 V	Correcta
20,00 Ω	-110,00 °	500,0 ms	528,4 ms	5,68 %	10,00 V	Correcta
28,00 Ω	-110,00 °	500,0 ms	528,0 ms	5,6 %	10,00 V	Correcta
31,01 Ω	-110,00 °	500,0 ms	533,4 ms	6,68 %	10,00 V	Correcta
32,40 Ω	-110,00 °	no disparó	no disparó		10,00 V	Correcta
8,000 Ω	-120,00 °	83,00 ms	112,6 ms	35,66 %	10,00 V	Correcta
14,29 Ω	-120,00 °	83,00 ms	115,1 ms	38,67 %	10,00 V	Correcta
15,60 Ω	-120,00 °	500,0 ms	106,3 ms	-78,74 %	10,00 V	Correcta
20,00 Ω	-120,00 °	500,0 ms	531,4 ms	6,28 %	10,00 V	Correcta
26,07 Ω	-120,00 °	500,0 ms	532,8 ms	6,56 %	10,00 V	Correcta
28,00 Ω	-120,00 °	500,0 ms	526,5 ms	5,3 %	10,00 V	Correcta
29,83 Ω	-120,00 °	no disparó	no disparó		10,00 V	Correcta
4,000 Ω	-160,00 °	no disparó	no disparó		10,00 V	Correcta
4,000 Ω	-20,00 °	no disparó	no disparó		10,00 V	Correcta

22,15 Ω	-80,00 °	500,0 ms	530,1 ms	6,02 %	10,00 V	Correcta
----------------	----------	----------	----------	--------	---------	----------

Durante la realización de la prueba se inicia por forzar puntos sobre el eje de la reactancia, debido al ángulo de desfaseamiento (-90°), resaltados en la tabla. La impedancia se va trasladando desde un punto fuera de la zona 2, 35Ω , en la cual se aprecia que el equipo de prueba registra la no operación, hasta probar puntos sobre el eje de la reactancia, cerca del origen, forzando la operación de la zona 2. Observando la tabla de reporte de la prueba se puntualiza que cualquier punto en la zona 2 opera de forma adecuada.

Conforme se varia la impedancia, así como el ángulo se observa que los puntos registrados en la zona 1, de operación instantánea, así como la zona 2, con tiempo de retardo de 0.5 s, operan de tal forma que la desviación registrada es aceptable, tal como se muestra en la figura 4.7. Con lo anterior se observa que la protección es totalmente direccional, teniendo en consideración cuando existe un ángulo de diferencia entre la corriente y voltaje, contenido en el rango de $-\pi/2$ hasta $\pi/2$, no operará debido a que no considera como condición de pérdida de campo y el generador no presentará las condiciones de operación dentro del área de subexcitación, o en su defecto lo considera un estado de condiciones recuperables.

Resumiendo, el comportamiento de la función de protección por pérdida de campo, bajo los ajustes establecidos, establece la confiabilidad de detección y operación antes de alcanzar los límites de diseño del generador, al igual que el límite de mínima excitación del AVR.

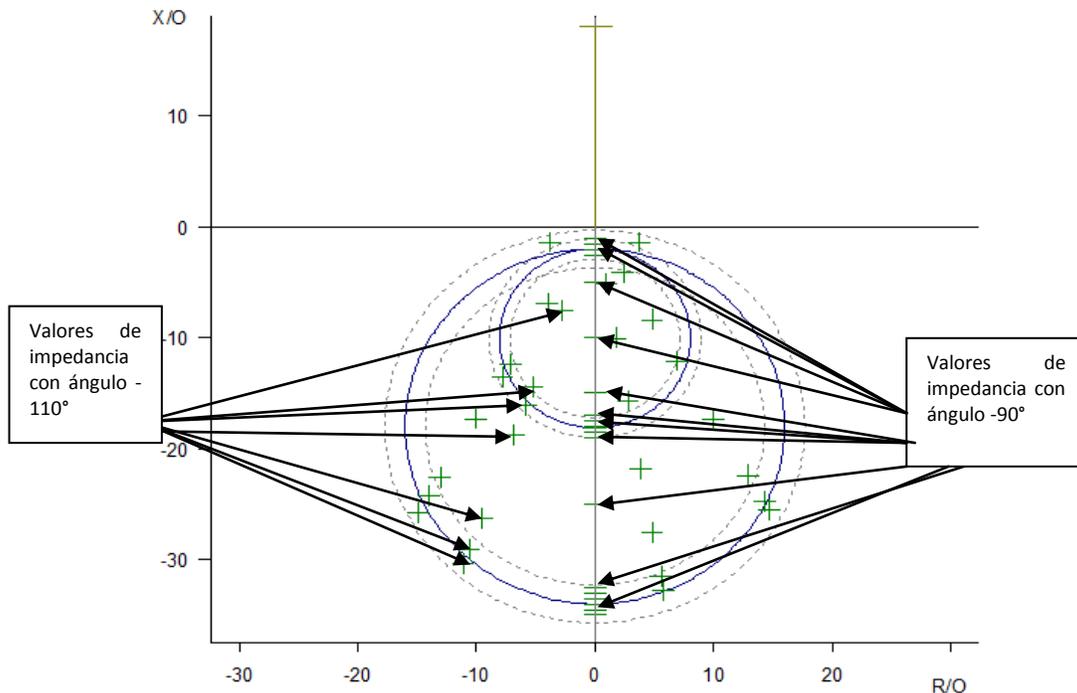


Figura 4.7 Zonas de operación del relevador por operación de pérdida de campo

4.4 Pruebas de operación Protección de sobreexcitación (24)

Tomando en consideración el ajuste que se tienen para la operación del elemento instantáneo, la prueba de pick up se realiza

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

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

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

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

$V = 92.8352 V$ ----- voltaje al que operará la protección instantánea de la protección 24.

Los ajustes iniciales para la prueba de pick up de la protección instantánea se muestran en la tabla 4.7.

Ajustes de la prueba

Estados de rampa

Estado	Estado 1
V L1-E	91,00 V 0,00 ° 60,000 Hz
V L2-E	91,00 V -120,00 ° 60,000 Hz
V L3-E	91,00 V 120,00 ° 60,000 Hz
Forzar fases abs.	Sí
Señ. 1 Desde	91,00 V
Señ. 1 Hasta	93,00 V
Señ. 1 Delta	100,0 mV
Señ. 1 d/dt	76,92 mV/s
dt por paso	1,300 s
Pasos de rampa	21
Tiempo de rampa	27,300s
Trigger	Bin
Lógica del trigger	OR
DISP POR FUNCION 24 V-HZ	1
Paso atrás	No
Tiempo de retardo	2,000 s

Tabla 4.7 Ajustes de prueba de pick up elemento instantáneo

Resultados de la prueba

Resultados de la medida

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
DISP 24 V-HZ	Estado 1	DISP POR FUNCION DISTANCIA 0->1	V L1-E;L2-E;L3-E	92,84 V	92,70 V	3,000 V	3,000 V	-140,0 mV	+	697,7 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Tabla 4.8 Resultados de la prueba de pick up del elemento instantáneo

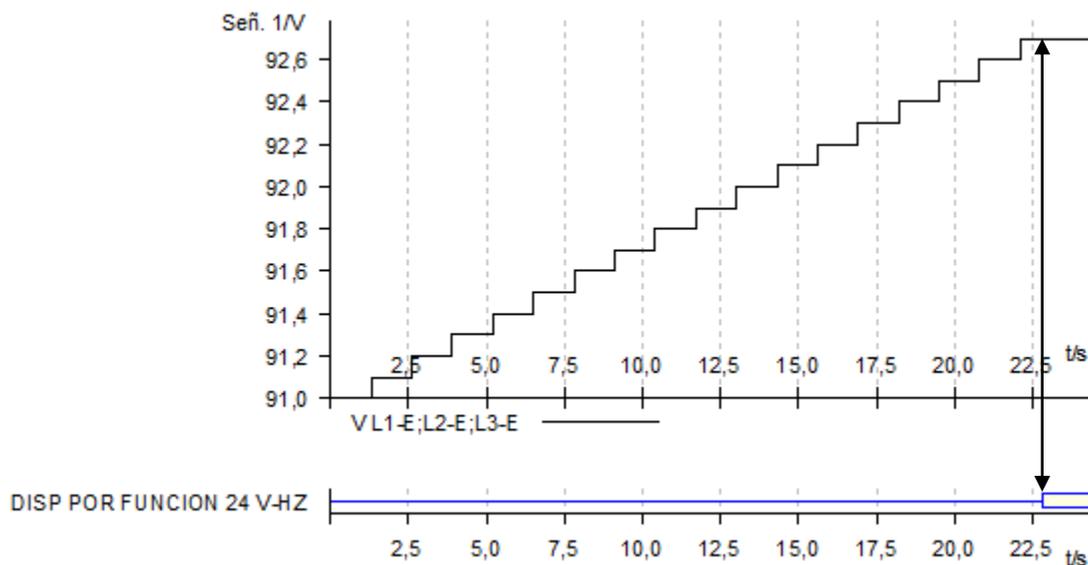


Figura 4.8 Prueba del elemento instantáneo por detección de sobreexcitación

Observando los resultados de la tabla 4.8, así como la rampa mostrada en la figura 4.8, se considera que la operación del elemento instantáneo es confiable. Este ajuste debe ser corroborado con el limitador de sobreexcitación del AVR.

A continuación se muestra la tabla de prueba de tiempo del elemento instantáneo. En esta prueba se simula una sobreexcitación, pasando de un estado 1 bajo condiciones normales a un estado 2 donde la tensión se incrementa súbitamente a 93 V, tal como se muestra en la tabla 4.9.

Ajustes de la prueba

Estado	Estado 1	Estado 2
V L1-E	69,28 V 0,00 ° 60,000 Hz	93,00 V 0,00 ° 60,000 Hz
V L2-E	69,28 V -120,00 ° 60,000 Hz	93,00 V -120,00 ° 60,000 Hz
V L3-E	69,28 V 120,00 ° 60,000 Hz	93,00 V 120,00 ° 60,000 Hz
Tiempo max. estado	1,000 s	5,000 s
Lógica del trigger		OR
DISP POR FUNCION 24 V-HZ		1

Tabla 4.9 Valores iniciales de prueba de tiempo de elemento instantáneo

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignor. antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
DISP 24 V-HZ	Estado 1	Estado 2	DISP POR FUNCION 24 V-HZ 0>1	2,000 s	1,000 s	1,000 s	2,204 s	204,1 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Tabla 4.10 Resultados de la prueba de pick up del elemento instantáneo

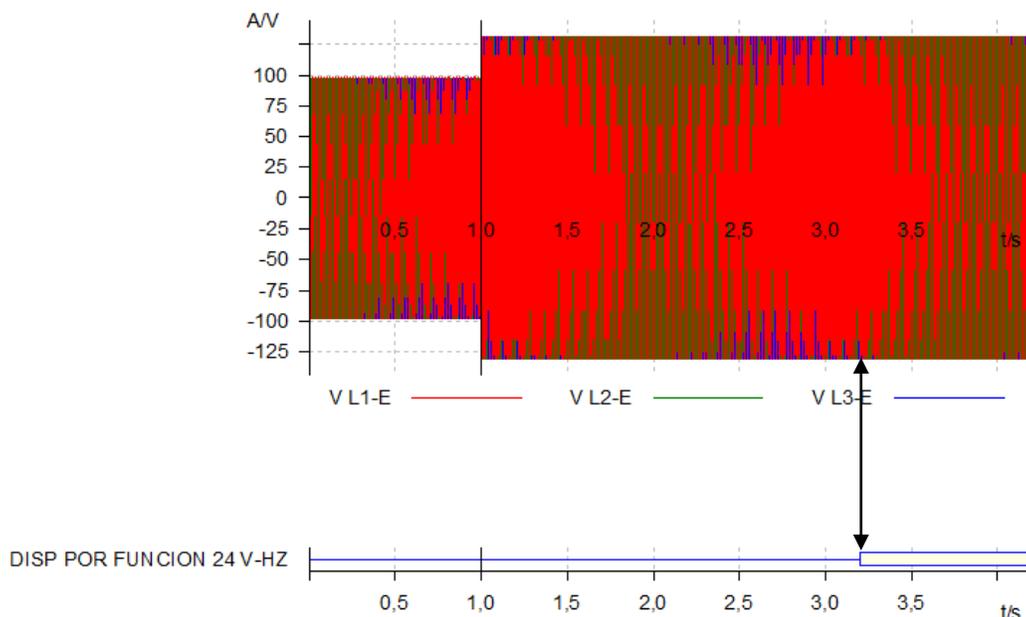


Figura 4.9 Prueba de detección de sobreexcitación

Analizando los resultados mostrados en la tabla 4.10 así como en la figura 4.9 se establece como confiable el tiempo de operación, esto considerando los rangos de desviación permitidos.

El ajuste de tiempo de retardo son 120 ciclos con una desviación de 60 ciclos. El relevador presento un error de operación de 12.24 ciclos. Tomando el ajuste que se brindo del elemento instantáneo en la figura 3.3 del capítulo 3, aún con el error de operación presentado por el relevador la operación del elemento es correcta y no permite alcanzar valores de daño para el generador.

La protección por elemento de tiempo inverso se estableció por una curva tipo 2 de la familia de curvas que presenta el relevador, tal como se muestra en la figura 3.3 del capítulo anterior.

La prueba de tiempo se realizó estableciendo cambios de estados, pasando de un estado bajo condiciones normales, estados 1, 3 y 5, a estados donde el generador presentará sobreexcitación, estados 2, 4 y 6., los cuales se muestran en la tabla 4.11.

Ajustes de la prueba

Estado	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4	Estado 5	Estado 6
V L1-E	69,28 V	90,06 V	69,28 V	93,53 V	69,28 V	97,00 V
	0,00 °	0,00 °	0,00 °	0,00 °	0,00 °	0,00 °
	60,000 Hz					
V L2-E	69,28 V	90,06 V	69,28 V	93,53 V	69,28 V	97,00 V

Pruebas de puesta en servicio de un relevador multifunción para protección de Generador

	-120,00 ° 60,000 Hz					
V L3-E	69,28 V 120,00 ° 60,000 Hz	90,06 V 120,00 ° 60,000 Hz	69,28 V 120,00 ° 60,000 Hz	93,53 V 120,00 ° 60,000 Hz	69,28 V 120,00 ° 60,000 Hz	97,00 V 120,00 ° 60,000 Hz
DISP POR FUNCION 24 V-HZ	1		1		1	
Interacción del usuario	no	No	no	No	no	no
Trigger de CMGPS	no	No	no	No	no	no
Trigger de IRIG-B:	no	No	no	No	no	no
Pulsos de IRIG-B:	1	1	1	1	1	1
Retardo tras trigger	1,000 s					
Diagramas						

Tabla 4.11 Magnitudes de estados de prueba de la curva de tiempo inverso

Analizando de forma detallada los diagramas fasoriales de los estados 1 y 2, los cuales se muestran en la figura 4.10, se aprecia en la figura (a) las condiciones de los fasores de potencial, de un generador trabajando de forma normal, estado 1. La sobreexcitación se presenta debido al incremento súbito de la magnitud de los fasores, tal como se muestra en la figura (b), estado 2.

La ejecución de la prueba se repite de manera consecutiva, pasando de un estado bajo condiciones normales, a un estado de sobreexcitación.

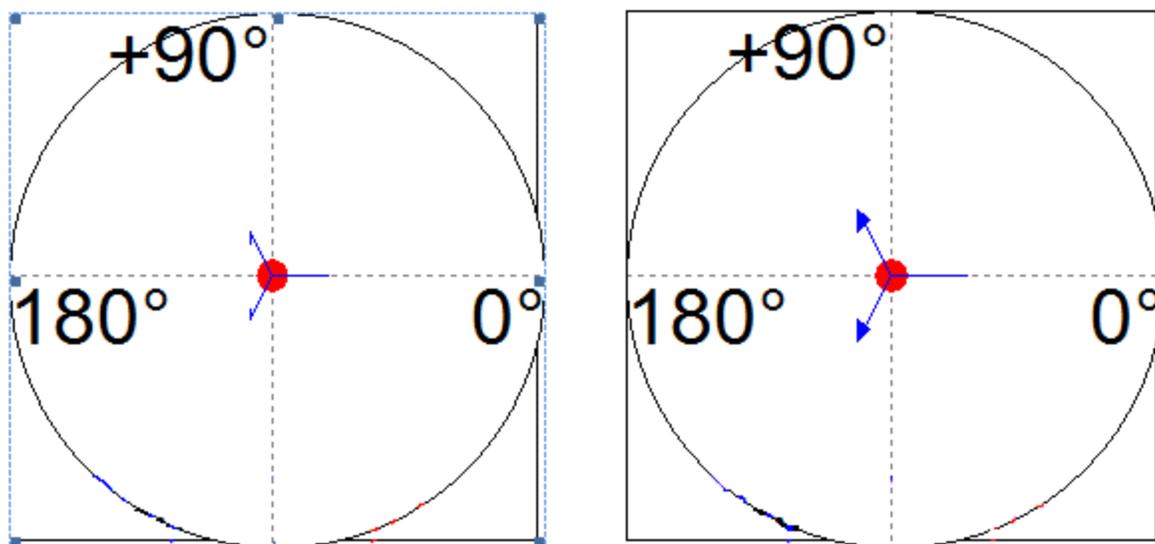


Figura 4.10 Diagrama fasorial del Generador en condiciones normales (a) y condiciones de operación de sobreexcitación (b).

Los tiempos de operación de la curva para diferentes puntos de sobreexcitación se presentan en la tabla 4.12, de tal forma que comparándolos con los tiempos de operación real del

relevador, presentan una desviación considerablemente aceptable. Sumado a esto los disparos del elemento mostrados en la figura 4.11, se presentaron de forma adecuada, por lo que la operación del elemento de tiempo inverso opera adecuadamente.

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignor. antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
24 V-HZ	Estado 1	Estado 2	24 V-HZ	4,680 s	1,000 s	1,000 s	4,630 s	-50,20 ms	+
24 V-HZ	Estado 3	Estado 4	24 V-HZ	1,767 s	1,000 s	1,000 s	1,730 s	-37,40 ms	+
24 V-HZ	Estado 5	Estado 6	24 V-HZ	1,100 s	1,000 s	1,000 s	1,080 s	-20,50 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Tabla 4.12 Resultados de prueba de curva de tiempo inverso

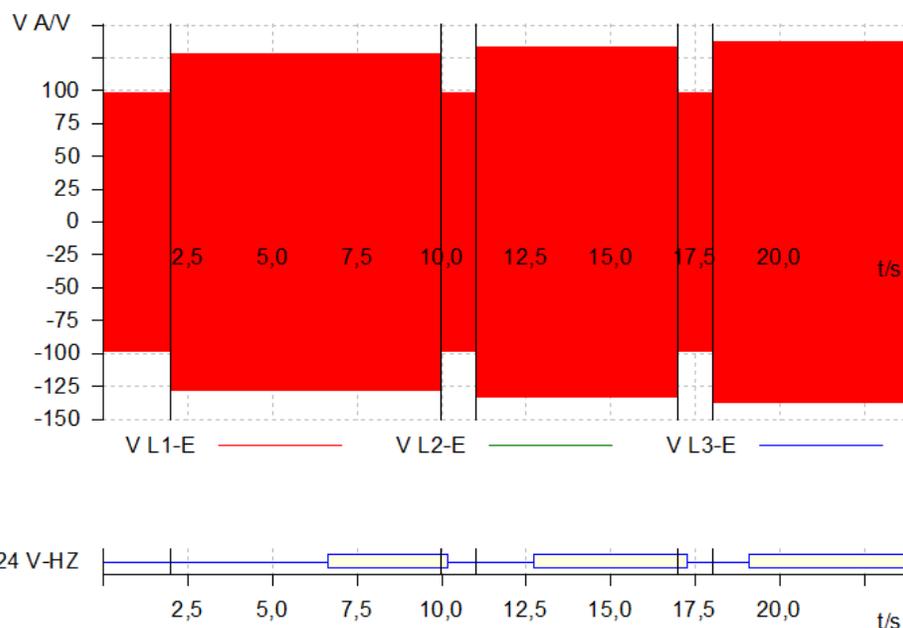


Figura 4.11 Prueba de operación de la función 24 de tiempo inverso

Recopilando los resultados obtenidos para las pruebas de operación de la función de protección por sobre excitación del relevador, se establece que sobre poniendo los puntos de operación obtenidos por las pruebas, en ningún momento se presentan magnitudes que provoquen daños al núcleo del generador, por sobre flujo, de tal forma que se sature.

Pruebas de puesta en servicio de un relevador multifunción para protección de Generador

Sumado a la correcta operación de la función 24, debe corroborarse la operación adecuada del limitador V/Hz del AVR, considerando que, en primera instancia, debe operar el limitador y como respaldo del mismo, la correcta operación de la protección del generador.

Tomando en consideración las pruebas anteriores de operación de las funciones de protección del relevador, mostradas en este capítulo, se extiende la confiabilidad y credibilidad en la operación de cualquiera de las funciones de protección con que cuenta el relevador.

CONCLUSIONES

El generador eléctrico es la parte medular en el proceso de generación de energía eléctrica, ya sea en cualquiera de las diferentes modalidades a través de las cuales se lleva a cabo. Como tal, el generador se considera equipo primario dentro de las plantas de generación, por lo cual se debe contar con dispositivos que presenten un alto nivel de protección, así como un monitoreo continuo y detección oportuna ante eventualidades.

Los niveles de carga máximos para los cuales está diseñado el generador, así como los parámetros mostrados en la hoja de datos del fabricante, brindan información fundamental que debe ser considerada con suma seriedad, al igual que es mandatorio para preservar la seguridad del mismo y los cuales coadyuvarán a mantener la continuidad y estabilidad de la operación del sistema eléctrico de potencia.

Las pruebas primarias de los dispositivos, pruebas de forma aislada, bajo los cuales el generador confía su seguridad, deben ser previamente calibrados, ajustados, probados y verificados. Para ello, los cálculos de los ajustes de los diferentes dispositivos deben ser revisados, por el área de ingeniería, de tal forma que se tenga la certeza de que dichos ajustes brindarán la mayor sensibilidad ante condiciones no aptas de operación.

De igual forma la operación de los dispositivos en conjunto bajo diferentes pruebas de puesta en servicio, incrementarán la confiabilidad y certeza del nivel de seguridad con que cuenta el generador. Dichas pruebas consideran al generador y a sus dispositivos auxiliares, regulador de tensión, transformador principal, transformador auxiliar, turbina, transformadores de excitación y transformador de puesta a tierra; como un solo sistema, de tal forma que la correcta coordinación con estos dispositivos es de suma importancia.

Aunado a las pruebas de los dispositivos, la seguridad del generador dependerá del esquema de protección adecuado que conformarán los relevadores, en conjunto con los transformadores de instrumentos aplicados en los esquemas seleccionados. El generador de turbina de vapor presentado en este trabajo cuenta con un esquema de protección el cual se basa en los estándares autorizados y avalados por instituciones con presencia a nivel internacional como lo son la IEEE y IEC, de tal forma que el nivel de seguridad se incrementa y se considera confiable.

De manera homogénea, el cálculo de los ajustes de los dispositivos de protección presentados para este generador, se establecieron respetando los límites de operación de forma continua asentadas en la hoja de datos del generador en conjunto con las curvas asociadas al mismo, así como los límites de operación para una turbina de vapor típica conjuntamente con las recomendaciones del fabricante. Lo antes expuesto, colectivamente con las características de los transformadores de instrumentos, los cuales deben ser

seleccionados cuidadosamente ya que estos brindarán la sensibilidad adecuada ante estados considerados como falla, proporcionarán certeza de la correcta desconexión del generador ante una eventualidad.

Ante la ocurrencia de estados transitorios que con lleven a niveles de operación considerados como no seguros o falla, se establece que la desconexión inmediata del generador debe llevarse a cabo. Dicha desconexión tiene como prioridad preservar la seguridad de la unidad y evitar la exposición del generador ante dichos eventos el menor tiempo posible, de tal forma que la correcta ejecución de los disparos de los interruptores adyacentes, que aíslen al generador, recaen en la lógica de protecciones asociada al esquema de protecciones.

Con la lógica de protecciones del mismo, deben considerarse las repercusiones de la operación de estos, en la operación de forma segura de los sistemas auxiliares del generador, de tal forma que ante un evento de operación continua no segura, el disparo de interruptores sea estrictamente los necesarios, realizándose de manera que no afecte, en primera instancia, los diferentes procesos de la planta.

Una vez establecidos tanto el cálculo de las protecciones eléctricas así como la lógica pertinente, se establece la realización de las pruebas, así como el análisis de los resultados obtenidos, los cuales son el fruto de la correcta realización de las etapas previas. Estos resultados, presentados en los reportes de pruebas de los dispositivos, deben ser evaluados a detalle y corroborados con corridas de fallas posibles en la red del sistema eléctrico al que la unidad será conectada.

Finalmente, la realización de este trabajo tuvo como fin hacer del conocimiento lo que en la actualidad se lleva a cabo en el ámbito laboral, la manera en que esto se realiza y los equipos que se utilizan en la industria eléctrica, a través de la presentación de las pruebas realizadas en un relevador multifuncional, así como la configuración previa del dispositivo que mostró que los resultados obtenidos fueron los esperados. Además, como es que el relevador los interpreta, demostrando que el generador queda bien protegido.

RECOMENDACIONES

Que el personal involucrado en la operación del generador eléctrico, conozca adicionalmente la importancia que este equipo representa para la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia.

Que los alumnos confirmen que lo visto en la escuela son la base para el entendimiento de lo que se realiza en la vida laboral. Que traten de aprender lo más que se pueda, ya que todo ello les será posteriormente de mucha utilidad.

BIBLIOGRAFÍA

CAPITULO 1

- Wildi, T., **Electrical Machines, Drives, and Power Systems**, 5ª Edición, Prentice Hall, New Jersey, 2002
- Chapman, S. T., **Máquinas Eléctricas**, 3ª Edición, Mc Graw Hill, México
- Fraile, J., **Máquinas Eléctricas**, 5a Edición, Mc Graw Hill, Madrid, 2003
- Henríquez, G., **Curso de Máquinas Síncronas**, Limusa, México, 1983
- Hartmann, W.G. **Automatic Synchronizing for Generation and Tie Lines**, Beckwith Electric Company, 1991.

CIBEROGRAFÍA

http://www.fing.uncu.edu.ar/catedras/electrotecnia/archivos/apuntes/maquinas_sincronas/mq_sincronas1.pdf

<http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Conversion/07CONVERSION5.pdf>

CAPITULO 2

- Institute of Electrical and Electronics Engineers, **Draft Guide for AC Generator Protection**, PC37.102/D7, (2006)
- Mason, Russell C., **The Art And Science of Protective Relaying**, John Wiley & Sons Inc., New York, NY, 1956.
- Ramírez, M., **Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia**, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.
- International Electrotechnical Commission, **Rotating electrical machines. Rating and performance**, International Standard 60034-1, 2004-04
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, **Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**, Standard 242, 2001.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, **Requirements for Cylindrical-Rotor Synchronous Generators**, Standard C50.13, 2005.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, **Guide for Synchronous Generator Modeling Practices**, Standard 1110, 2002.
- Rush, P., **Network Protection and Automation Guide**, AREVA, 2002.

CAPITULO 3

- Christiansen, Donald, **The Great Blackout of '65**, What went wrong, Vol. 8, 1976
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, **Draft Guide for AC Generator Protection**, PC37.102/D7, (2006)
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, **Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**, Standard 242, 2001.

CAPITULO 4

- Comisión Federal de electricidad, **Manual de Puesta en Servicio, Pruebas a Relevadores de Protección**, 1992
- Beckwith Electric CO., Inc., **Manual de Protección de Generador M-3425A**, 2008.

GLOSARIO

A.C.	Corriente Alterna
Alabe	Se denomina álabe a cada una de las paletas curvas de una rueda hidráulica o de una turbina. Los álaves son perfiles aerodinámicos que reciben el gas y lo hacen cambiar de velocidad manteniendo en la turbina una presión constante, absorbiendo así la energía. Van sujetos al eje, formando las llamadas <i>ruedas</i> .
Anillo colector	Dispositivo electromagnético que permite la transmisión de corriente al rotor del generador.
Apartarrayos	Dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones.
Burden	Impedancia de los circuitos de corriente y tensión de los relevadores, referida en VA.
Bus de fase aislada	Es aquel donde cada conductor de una fase es circundado por una cubierta de metal individual y separado de las cubiertas que alojan el conductor de las otras fases, por un espacio de aire.
Cabezal	Dispositivo, generalmente móvil, de algunos aparatos que sirve para poner en él la pieza que realiza la función principal
Campo magnético	Aquel producido por una corriente que circula a través de un conductor, que cuenta con una magnitud, dirección y sentido.
Capacidad térmica	Es la relación entre la cantidad de calor (Q) recibida por un cuerpo y la variación de temperatura (Δt) que éste experimenta. Además, la capacidad térmica es una característica de cada cuerpo y representa su capacidad de recibir o ceder calor variando su energía térmica.
	<p>C...capacidad térmica (en cal/°C) $C = \frac{Q}{\Delta t}$ \longrightarrow $Q = C \times \Delta t$</p>
Convección	Es una de las tres formas de transferencia de calor y se caracteriza porque se produce por intermedio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La <i>convección</i> se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Éstos, al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, disminuyen su densidad y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura. Lo que se llama <i>convección</i> en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido
Corriente	Flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material.
Centro eléctrico	
Corriente armónica	Las corrientes armónicas son creadas por cargas no lineales. Su frecuencia (numero de la armónica) y magnitud estarán determinadas por la naturaleza de la operación de la carga.
Corrientes de Eddy	Las corrientes de Eddy son corrientes eléctricas circulantes inducidas por un campo magnético alterno en un conductor aislado. También se le conocen como corrientes parásitas o corrientes de Foucault.
Chumacera	Pieza de metal o madera, con una muesca en que descansa y gira cualquier eje de maquinaria.
d	Distancia del blinder para la protección 78.
D.C.	Corriente Directa
Devanado	Es el conjunto de espiras destinado a producir el flujo magnético, al ser recorrido por la corriente eléctrica.
Diodo	Dispositivo semiconductor que permite el paso de la corriente eléctrica en una única dirección con características similares a un interruptor.
Disable	Deshabilitar
Drop out	Magnitud de reposición del dispositivo de detección.
Entrehierro	Espacio de aire existente en un circuito magnético.
Espira	Cualquier conductor eléctrico que forma una línea cerrada circular o rectangular.

Estudio de factibilidad	Sirve para recopilar datos relevantes sobre el desarrollo de un proyecto y en base a ello tomar la mejor decisión, si procede su estudio, desarrollo o implementación.
Excitación	
Excitatriz	Fuente de alimentación que controla el campo de un generador de alterna.
Fasor	Es un vector radial que tiene magnitud constante en un ángulo fijo desde el eje real positivo y representa un voltaje o corriente sinodal en el dominio de vector.
Flashover	Arqueo eléctrico no intencional que se presenta entre las terminales de un mismo polo en un interruptor de potencia, debido a la pérdida de aislamiento.
Flujo magnético	El flujo magnético, generalmente representado con la letra griega Φ , es una medida de la cantidad de magnetismo, a partir de la fuerza y la extensión de un campo magnético. El flujo (Φ) a través de un área perpendicular a la dirección del campo magnético, viene dado por el producto de la densidad de campo magnético o número de líneas de fuerza por unidad de superficie (B) por la superficie (S).
Frecuencia natural	Es la frecuencia a la que un sistema mecánico seguirá vibrando, después que se quita la señal de excitación.
Fuerza electromotriz	Magnitud física que se mide por la diferencia de potencial originada entre los extremos de un circuito abierto o por la corriente que produce en un circuito cerrado.
Fuerza magnetomotriz	Causa productora de los campos magnéticos creados por las corrientes eléctricas.
Fusible	Componente eléctrico de seguridad que se coloca intercalado en una instalación eléctrica para evitar que pase una intensidad superior a la que esta puede aguantar.
Hertz	Unidad de medición de la frecuencia en el Sistema internacional de Unidades, en honor a Heinrich Rudolf Hertz.
IL1, 2, 3	Valor de las corrientes de prueba de lado línea del generador.
I(2)-1, 2, 3	Valor de las corrientes de prueba del lado neutro del generador.
Incr	Incremento
Inductancia	Capacidad de un circuito eléctrico para generar corrientes por medio de la inducción electromagnética.
Iprim	Corriente primaria en un TC (en las terminales del generador).
Isec	Corriente secundaria de un TC.
kVg	Voltaje base del generador.
kVt	Voltaje base del transformador.
L-N	Línea a Neutro
Line-Ground	Línea a Tierra
Line-Line	línea a línea
MVAg	Potencia base del generador.
MVA _t	Potencia base del transformador.
Pick up	Magnitud de levantamiento.
Polaridad (magnética)	Alineamiento de los campos de fuerza de un cuerpo en rotación, pero no una particularidad o dualidad de carácter de los campos magnéticos.
Polo magnético	Extremo de un imán donde se concentra su máxima fuerza de atracción. Un imán presentará siempre dos polos magnéticos, uno en cada extremo.
P.U.	Nomenclatura para valores expresados en por unidad.
Reactancia	Oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por inductores o capacitores y se mide en Ohms.
Reactancia de dispersión	
Reactancia síncrona	Es la suma de la reactancia de dispersión del estator más la reactancia de reacción de inducido.
Reactor	Dispositivo destinado a provocar y controlar la producción de energía nuclear.
Rechazo de carga	Proceso de remover del sistema carga preseleccionada de forma automática y deliberada, por medio de los sistemas de protección del sistema, como respuesta de a una contingencia o condición anormal, con el fin de mantener la integridad del sistema.
Rectificador	En electrónica, un rectificador es el elemento o circuito que permite convertir la corriente alterna en corriente continua. Esto se realiza utilizando diodos rectificadores, ya sean semiconductores de estado sólido, válvulas al vacío o válvulas gaseosas como las de vapor de mercurio.
Relevador	Dispositivo electromecánico, que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un

		juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.
Resistencia		Se le denomina a la dificultad u oposición que presenta un cuerpo al paso de una corriente eléctrica para circular a través de él. Su unidad de medida es Ohm.
Resistor		Dispositivo o elemento que actúa como resistencia eléctrica.
Resonancia mecánica		La resonancia mecánica de una estructura o cuerpo es el aumento en la amplitud del movimiento de un sistema debido a la aplicación de fuerza pequeña en fase con el movimiento.
Rpm		Revoluciones por minuto.
RTC (CT Phase Ratio)		Relación de transformación de un transformador de corriente.
RTP (VT Phase Ratio)		Relación de transformación de un transformador de potencial.
RTPN (VT Neutral Ratio)		Relación de transformación del transformador del neutro.
Setup System		Ajustes del sistema en el relevador
Siemens (mho)		Se denomina siemens (o siémens, símbolo S) a la unidad derivada del SI para la medida de la <i>conductancia eléctrica</i> . Se nombró así por el ingeniero alemán Werner von Siemens. Esta unidad también se denominaba <i>mho</i> que es un anagrama (palabra inversa de ohm u <i>ohmio</i>), porque la conductancia es la inversa de la <i>resistividad</i> , pero este nombre no está en las actuales normas. Se representaba con una letra omega (Ω) mayúscula invertida \mathcal{U} .
Sincronoscopio		Instrumento destinado a indicar cuando dos tensiones alternas o dos sistemas de tensiones polifásicas alternas tienen la misma frecuencia y están en fase.
Tensión residual		Tensión que se desarrolla en el interior de un metal debido a cambios bruscos de temperatura, la deformación plástica u otras causas.
Termopar		Dispositivo formado por la unión de dos metales distintos que produce un voltaje (efecto Seebeck), que es función de la diferencia de temperatura entre uno de los extremos denominado "punto caliente" o unión caliente o de medida y el otro denominado "punto frío" o unión fría o de referencia. Son ampliamente usados como sensores de temperatura.
Time delay		Tiempo de retardo
Tiristor		Componente electrónico constituido por elementos semiconductores que utiliza realimentación interna para producir una conmutación. Los materiales de los que se compone son de tipo semiconductor, es decir, dependiendo de la temperatura a la que se encuentren pueden funcionar como aislantes o como conductores. Son dispositivos unidireccionales porque solamente transmiten la corriente en una única dirección. Se emplea generalmente para el control de potencia eléctrica.
Torque		También llamado momento o momento de fuerza, es la tendencia de una fuerza a rotar un objeto sobre un eje, o pivote. Una fuerza sola puede ser empujar o jalar, el torque puede ser mencionado como un giro.
TP		Transformador de potencial
Transformador		Aparato que transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro separado de él, modificando el valor de la tensión y la intensidad pero manteniendo invariable, salvo pérdidas pequeñas, el valor de la potencia.
VAR		Unidad bajo la cual se expresa la potencia reactiva.
VL1-E, VL2-E, VL3-E		Valor de los voltajes línea a neutro de prueba del generador.
Vlnprim		Voltaje de línea a neutro nominal en las terminales del generador.
Vlnsec		Voltaje de línea a neutro reflejado en el secundario.
Vnom		Voltaje nominal entre fases del generador.
Voltaje		Magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito eléctrico cerrado, provocando el flujo de una corriente eléctrica.
Vprim		Voltaje primario de un TP.
VT Configuration		Tipo de conexión de los TPs
Vsec		Voltaje secundario de un TP.
Zrele		Impedancia en valores del relevador.

Zs'	Impedancia del sistema en base del transformador.
Zs''	Impedancia del sistema en base del generador.
Zt'	Impedancia del transformador en base al generador.
24DEF TIME #1 Pickup	Valor de levantamiento de la curva de tiempo definido de la protección 1 de la función 24.
24DEF TIME #1 Delay	Retardo de tiempo de tiempo de operación de la protección 1 de la función 24.
24DEF TIME #2 Pickup	Valor de levantamiento de la curva de tiempo definido de la protección 2 de la función 24.
24DEF TIME #2 Delay	Retardo de tiempo de tiempo de operación de la protección 2 de la función 24.
24 INV Time Pickup	Valor de levantamiento de la curva de tiempo inverso de la función 24.
24 INV Time Curve	Tipo de curva de tiempo inverso de la función 24.
24 INV Time Time Dial	Retardo de tiempo de operación de la curva de tiempo inverso de la función 24.
40#1 Circle Diameter	Diámetro del círculo de la zona 1 de la función 40
40#1 Delay	Retardo de tiempo de operación de la zona 1 de la función 40
40#1 Offset.	Desplazamiento del círculo de la zona 1 de la función 40
40#2 Circle Diameter	Diámetro del círculo de la zona 2 de la función 40
40#2 Delay	Retardo de tiempo de operación de la zona 2 de la función 40.
40#2 Offset	Desplazamiento del círculo de la zona 2 de la función 40
87 DELAY	Tiempo de retardo de la función 87
87 PICKUP	Valor de levantamiento de la función 87
87 PORCENT SLOP	Porcentaje de la pendiente de la función 87

