

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PROTECCIÓN DE GENERADORES
SÍNCRONOS**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

CESAR ALFREDO CHILET LEÓN

PROMOCIÓN 1985 – I

LIMA – PERÚ
2004

**El agradecimiento a todos mis
hermanos y amigos por su gran
apoyo y motivación que
inculcaron en mi la identificación
con ésta carrera. Una mención
especial a mis padres Olga y Félix
por su fé y su confianza, también a
mi esposa Silvia por comprensión
y a mis grandes amores Renzo y
Alfredo.**

PROTECCIÓN DE GENERADORES SÍNCRONOS

SUMARIO

Los generadores eléctricos son una parte muy esencial y especial de los sistemas eléctricos de potencia, a su importancia hay que sumarle la inversión que estos representan, y como toda instalación requiere ser protegida contra eventos que puedan dañarlos.

Es por ello que decidí elaborar este trabajo, con la finalidad de que sirva como referencia para aquellos profesionales y alumnos que necesiten información de cómo proteger un generador eléctrico. En él damos recomendaciones para llevar a cabo la protección adecuada de un generador eléctrico, ya que la protección eléctrica es toda una filosofía, donde se debe analizar cada caso en forma individual, en otras palabras cada instalación es un caso distinto así los componentes sean muy parecidos.

INDICE

PROLOGO	01
CAPITULO I	
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO	03
1.1 La máquina síncrona	03
1.2 La estabilidad del sistema	36
CAPITULO II	
FALLAS Y EFECTOS EN LOS GENERADORES SÍNCRONOS	48
2.1 Sobre temperatura en el devanado del estator	48
2.2 Sobre temperatura en el rotor	48
2.3 Daños severos y costosos en aislamientos, bobinados y núcleo	48
2.4 Severa vibración del rotor debido a que el rotor está desbalanceado	48
2.5 Calentamiento de los devanados del estator y del rotor	49
2.6 Pérdida de sincronismo	49
2.7 Severo calentamiento del núcleo del generador, transformador y eventual rotura de aislamiento	49
2.8 Energización inadvertida	49
2.9 Esfuerzos anormales en la turbina	50
CAPITULO III	
PROTECCION DE GENERADORES SÍNCRONOS	51
3.1 Protección diferencial del generador.	52
3.2 Protección de sobrecorriente	65

3.3	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión y Protección de mínima impedancia	66
3.5	Protección de mínima tensión y Protección de sobretensión	77
3.6	Protección de mínima frecuencia	82
3.7	Protección contra pérdida de campo	85
3.8	Protección contra desbalance	90
3.9	Protección contra potencia inversa	93
3.10	Protección contra fallas a tierra	95
3.11	Protección contra fallas a tierra al 100%	102
3.12	Protección de sobreexcitación	105
3.13	Protección contra energización inadvertida	107
3.14	Protección térmica con resistencia dependiente de la temperatura	111
3.15	Protección de deslizamiento de polo	113
3.16	Protección de falla de interruptor	114

CAPITULO IV

APLICACIONES 117

4.1	Protección de falla a tierra del estator.	117
4.2	Protección diferencial del generador	118
4.3	Protección de sobretensión del generador	119
4.4	Protección de subfrecuencia del generador	119
4.5	Protección de potencia inversa (ajuste bajo)	120
4.6	Protección de potencia inversa (ajuste alto)	120

4.7 Protección contra pérdida de excitación	121
4.8 Protección contra sobreexcitación	121
4.9 Protección contra falla a tierra del rotor	122
4.10 Protección de secuencia negativa	122
4.11 Protección de sobrecorriente controlado por tensión	122
4.12 Esquemas de protección típicos	124
OSERVACIONES Y RECOMENDACIONES FINALES	126
BIBLIOGRAFIA	128

PROLOGO

Contrariamente a la creencia generalizada, los generadores realmente experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido, por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

A principios de la década de 1990, el "Power System Relaying Committee" (comité de aplicación de relés en sistemas de energía) del IEEE realizó una encuesta para determinar cuantos generadores síncronos grandes en Norteamérica estaban protegidos contra cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. Los resultados de la encuesta indicaron que, pese a la evidente necesidad de mejorar los esquemas de protección de los generadores antiguos para cumplir con las normas actuales, las empresas de electricidad parecían estar reacias a hacer las modificaciones necesarias en sus plantas eléctricas. Esto puede deberse a varios factores: falta de pericia, la creencia errónea que los generadores no fallan con suficiente frecuencia para justificar su protección apropiada, o la creencia en que las deficiencias de diseño en la protección pueden ser compensadas mediante procedimientos de operación.

En un generador protegido apropiadamente, es imprescindible contar con protección contra las condiciones anormales dañinas. La mayor parte de esta tesis trata sobre la necesidad de suministrar dicha protección. Lo que se objeta respecto al agregado de esta protección no es que la misma no va a funcionar cuando deba hacerlo, sino que puede operar inapropiadamente sacando a un generador del servicio en forma innecesaria. Esta preocupación sobre el mejoramiento de la protección puede reducirse mucho entendiendo la necesidad de tales mejoras, y cómo aplicarlas a un generador determinado. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectado lo son aún más.

Si esto sucede, el costo para la empresa eléctrica va a incluir no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministrar energía de reemplazo mientras la unidad está fuera de servicio.

En las instalaciones con personal, un operador diestro y alerta puede en ciertas ocasiones corregir una condición anormal de operación evitando que se saque un generador del servicio. Pero en la gran mayoría de los casos, el evento ocurre demasiado rápido como para que el operador pueda reaccionar, y se necesita la detección automática. Como es sabido, los operadores a veces cometen errores, creando condiciones anormales en las que se requiere la desconexión por disparo del generador para evitar daños. La sobreexcitación y la energización inadvertida son ejemplos de tales eventos. Por estas razones, los procedimientos de operación no pueden substituir la protección automática apropiada.

CAPITULO I

1. CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO

Para poder iniciar el estudio de la protección de generadores síncronos, debemos evaluar su comportamiento dentro del sistema para diferentes situaciones.

1.1. La máquina síncrona [1],[2].

En los sistemas eléctricos de potencia se utilizan máquinas síncronas para la generación de potencia activa y reactiva, y en algunos casos particulares sólo para la generación de potencia reactiva.

Constructivamente son diferentes los generadores de polos lisos de los generadores de polos salientes. Mientras los primeros son característicos de las centrales térmicas y nucleares, con velocidades de giro de 3,600 y 1,800 r.p.m., los de polos salientes se utilizan en las centrales hidroeléctricas (fig 1.4). La velocidad del rotor suele ser mucho más lenta y, en consecuencia, el número de polos mayor. Estas máquinas denotan comportamiento, diferentes los cuales serán tratados más adelante.

Para la generación de corriente trifásica se utilizan indistintamente, según el caso, generadores síncronos, de polos lisos o salientes. En la figura 1.1 se ilustra un generador síncrono, operando en vacío, de un par de polos. El rotor gira con la misma velocidad angular del campo trifásico del estator y se alimenta, con corriente continua. Esta corriente procede de un generador de corriente continua, de baja impedancia interna, o de un rectificador (estático o giratorio).

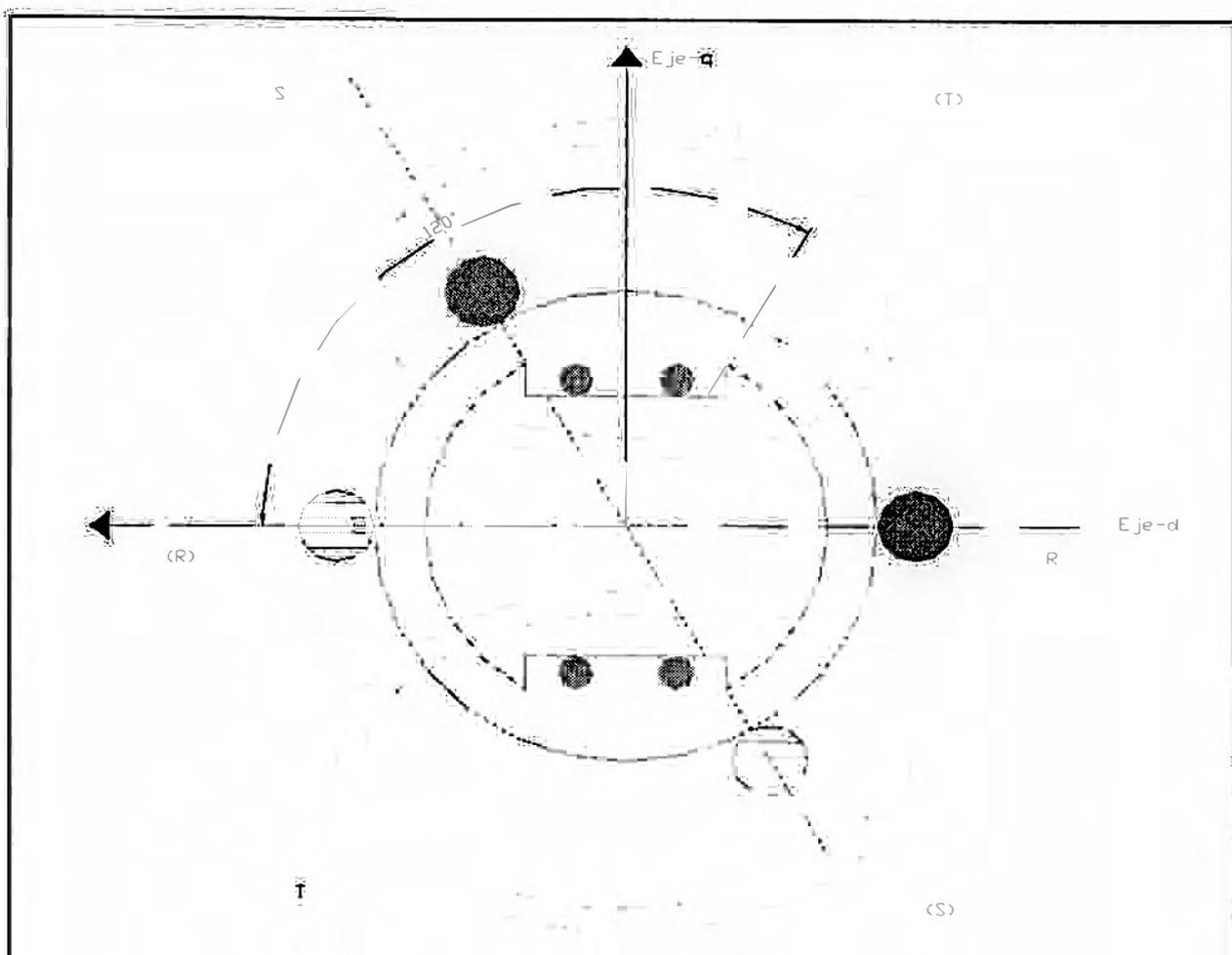


Figura 1.1 esquema fundamental de un generador síncrono de dos polos operando en vacío.

1.1.1. Comportamiento estacionario.

Mientras las máquinas síncronas se encuentren en estado estacionario, las tensiones se inducen en el estator, nunca en el rotor. La potencia de excitación requerida por el rotor oscila generalmente entre 1 y 2% de la potencia nominal de la máquina. En vista de que la frecuencia del rotor es igual a cero (corriente continua), la operación de la máquina sólo puede llevarse a cabo con velocidad síncrona.

Para analizar el comportamiento estacionario se ha considerado en la figura 1.1 que las inducciones generadas por el rotor y el estator se distribuyen en el entrehierro

en forma senoidal y que los devanados o embobinados se encuentran concentrados en los lugares señalados. Al flujo respectivo lo denominaremos.

$$\Psi = \omega \cdot \Phi = L \cdot i \quad (1.1)$$

Para simplificar aún más este enfoque se despreciarán las resistencias activas de los devanados del estator.

Marcha en vacío. La bobina conformada por los conductores R y (R), será atravesada por el flujo magnético del rotor, el cual se encuentra, supuestamente, distribuido senoidalmente. Si se designa a ψ_f como flujo magnético del rotor, pero referido al lado del estator, se obtiene el flujo magnético en el conductor R:

$$\psi_R = -\psi_f \cdot \sin\omega t \quad (1.2)$$

Para el instante representado en la figura 1.1 es obvio que $\psi_R = 0$. Si el rotor gira $\pi/2$, se tendrá que $\psi_R = -\psi_f$. La tensión de marcha en vacío se puede expresar así:

$$U_{OR} = -(d\psi_R/dt) = + \omega\psi_f \cdot \cos\omega t = -\omega\psi_f \cdot \sin(\omega t - \pi/2) \quad (1.3)$$

El argumento de esta función, comparado con el de la relación 1.2, resulta ser $\pi/2$ más pequeño. En escritura fasorial esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$E = -j\omega\psi_f \quad (1.4)$$

En la figura 1.2 se ilustra el circuito equivalente del generador sincrónico, tanto para la determinación de la tensión como de la corriente. De estos se desprende que

$$U = E - jXI \quad (1.5)$$

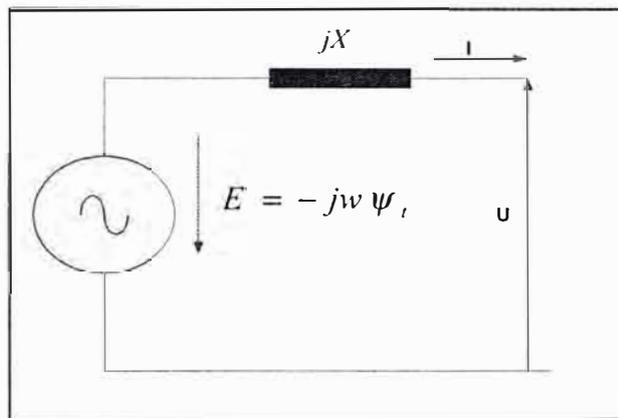
$$I = -j(E-U)/X \quad (1.6)$$

Donde **X** es la Reactancia sincrónica del generador.

En vista de que la energía requerida para formar el campo magnético del rotor es suministrada desde afuera, el entrehierro de las máquinas sincrónicas puede ser

mucho mayor que el de las máquinas asincrónicas, en vista de lo cual se simplifica su construcción.

A pesar de esta diferencia, los turbogeneradores (de polos lisos o rotor cilíndrico) denotan una reactancia sincrónica X sustancialmente mayor que la impedancia nominal Z_n .



Figuras 1.2. Circuitos equivalente de la maquina sincrónica utilizados en la determinación de la tensión e intensidad de corriente.

Los diagramas vectoriales correspondientes a las relaciones 1.4 y 1.5 se ilustra en, la figura 1.3. El fasor E denota en él la misma posición de la figura 1.1.

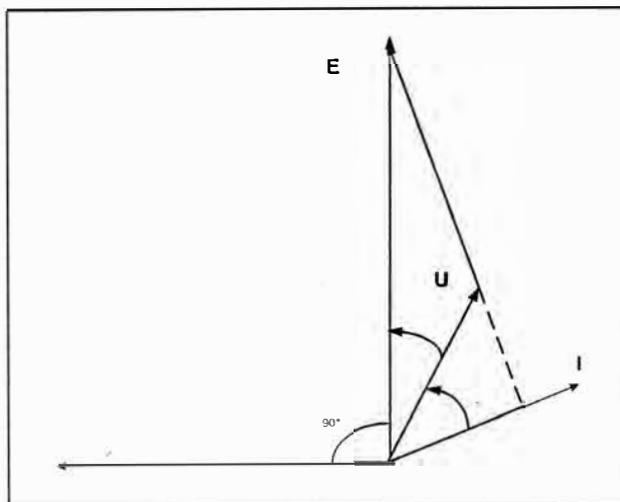


Figura 1.3 Diagrama vectorial correspondiente al circuito equivalente de la figura 1.2. La condición de carga que se ilustra es totalmente arbitraria.

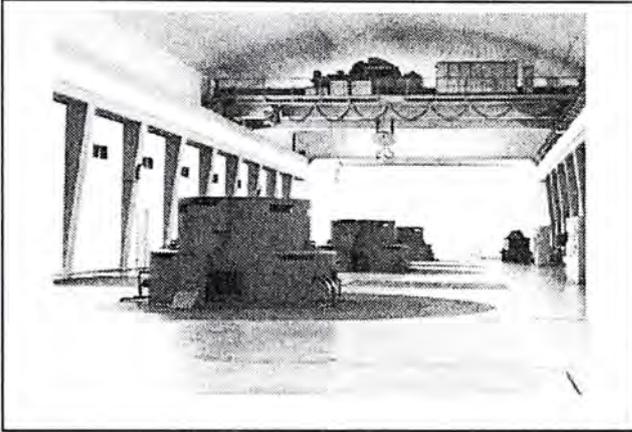


Figura 1.4 Vista de la casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica de Restitución.

Corto circuito. En la figura 1.5 se ilustra el diagrama vectorial correspondiente al corto circuito. Si se conectan a los bornes del generador únicamente reactancias ideales, libres de pérdidas, se tiene que $\theta = 0$, al igual que en caso de corto circuito. Con $E = U_n/\sqrt{3}$ la corriente permanente de corto circuito es $I_{cc} = J$.

En el caso en cuestión esta corriente puede expresarse de la siguiente manera:

$$\frac{I_{cc}}{I_n} = \frac{E}{X \cdot I_n} = \frac{Z_n}{X} \quad (1.7)$$

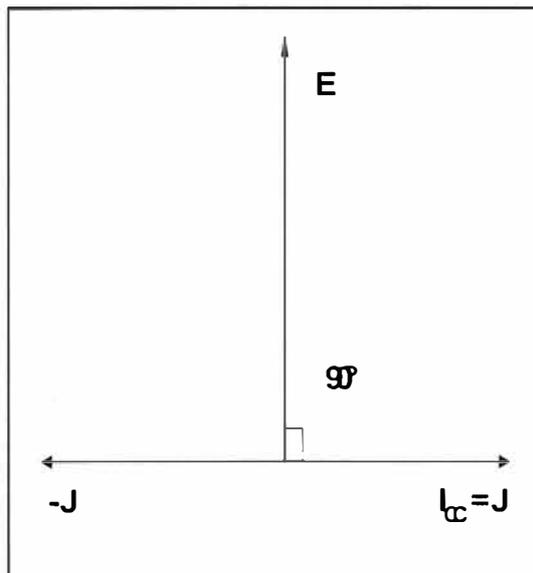


Figura 1.5 Diagrama vectorial de un generador síncrono que operando en vacío es sometido a un corto circuito en sus bornes.

Se observa que tratándose de turbogeneradores la corriente permanente de corto circuito es menor que la corriente nominal de operación.

1.1.2. Comportamiento no estacionario.

Cualquier variación en el circuito del generador sincrónico trae consigo una variación en el flujo magnético, la cual, partiendo del estator, actúa sobre el rotor. Estos fenómenos de variación de las condiciones nominales imperantes en el circuito sobre el cual opera la máquina, son combatidos por devanados especiales, que sin entrar en mayores detalles serán brevemente descritos aquí.

Mientras que el estator consta de un embobinado trifásico, el cual en condiciones nominales de operación conduce intensidades de corriente trifásicas, el rotor cuenta con dos devanados. El primero de ellos ya fue citado y se encuentra aislado e incrustado en las ranuras de la masa metálica del rotor; sus terminaciones o extremos están conectados a uno de los topes del rotor, donde se inyecta la intensidad de corriente continua. El otro devanado se denomina de amortiguación y ofrece dos modalidades constructivas diferentes: la primera corresponde a un embobinado aislado, parecido al anterior, y la segunda a uno conformado por las mismas piezas metálicas del rotor (parecido a una jaula de ardilla, como la que se observa en los motores asincrónicos). Este devanado conduce corriente sólo en condiciones no estacionarias.

Si tiene lugar una variación brusca (salto) en la carga del generador sincrónico o simplemente un corto circuito, el generador isótropo se ve expuesto a un fenómeno caracterizado por una componente de corriente continua, una subtransitoria y otra transitoria. En vista de que los embobinados del rotor (el de campo y el de

amortiguación) giran, mientras que el del estator no, el fenómeno dinámico se ve caracterizado por una atenuación exponencial.

En realidad un enfoque más severo del generador sincrónico debe contemplar la anisotropía del rotor. En efecto, mientras el devanado de amortiguación suele estar uniformemente distribuido sobre la periferia del rotor, el embobinado del campo se ve prácticamente concentrado sobre gran parte de la superficie del rotor. El flujo de corriente continua del rotor denota entonces una densidad mayor en el eje ortogonal a éste (eje transversal).

Si el arrollado del estator conduce corriente, entonces es factible descomponer su flujo magnético ($\psi=LI$), correspondiente a un campo trifásico, en una componente longitudinal o directa (ψ_d) y en otra transversal (ψ_q). Si se analiza la figura 1.1, se observa que ψ_q circula menos por el hierro que ψ_d , la reactancia sincrónica X_d en dirección del eje longitudinal \mathbf{d} .

De acuerdo con lo establecido al comienzo del capítulo, la reactancia transitoria sólo puede existir en la dirección longitudinal (\mathbf{d}), ya que en dirección transversal (\mathbf{q}) no se observa ningún devanado propio del rotor. Las reactancias subtransitorias (X_d y X_q) son en ambas direcciones (\mathbf{d} y \mathbf{q}) aproximadamente iguales entre sí. La anisotropía del medio es particularmente notoria en los generadores de polos salientes, como los que se utilizan en las centrales hidroeléctricas. Circuitos equivalentes para la tensión, de naturaleza anisótropa, no pueden ser representados mediante una única ecuación compleja. Es menester entonces recurrir a las siguientes expresiones:

$$E = E_d + j \cdot E_q \quad \text{y} \quad U = U_d + j \cdot U_q \quad (1.8)$$

Si hacemos ahora una correspondencia de las intensidades de corriente con las reactancias respectivas, obtenemos igualmente.

$$I = I_d + j \cdot I_q \quad (1.9)$$

Despejando a E ($E = U + jXI$) de la relación 1.5 se obtiene entonces la siguiente expresión matricial para el generador anisótropo:

$$\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_d \\ U_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -X_q \\ X_d & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (1.10)$$

De acuerdo con la figura 1.1 tiene que hacerse $E_d = 0$ en la relación 1.10. Esta última relación es la expresión anisótropa de 1.5, cuya solución resulta ser más compleja.

Las reactancias subtransitoria, transitoria y sincrónica se determinan con la ayuda de la conocida relación $X = U/I$, en la cual las corrientes deben ser I'' , I' e I , respectivamente. Los valores del sistema de secuencia positiva pueden medirse recurriendo a circuitos especiales; también es factible encontrarlos en tablas contenidas en la literatura especializada. Los valores del sistema de secuencia negativa se obtienen haciendo girar al campo del estator en sentido contrario. En el rotor se inducen entonces corrientes de 120 Hz, que a su vez debilitan al campo trifásico, impidiéndole que penetre en el rotor. La reactancia de secuencia cero es de interés sólo en las máquinas con conexión rígida a tierra del neutro.

1.1.3. Rotor cilíndrico.

El turbogenerador se caracteriza por tener un rotor cilíndrico, llamado también de polos lisos. Este se justifica constructivamente debido a las elevadas velocidades de giro que se presentan en las máquinas de 60 y 50 Hz con un par y dos pares de polos

(3,600 y 3,000 r.p.m., así como 1,800 y 1,500 rpm, respectivamente). En la figura 1.6 se ilustra una máquina sincrónica de polos lisos. Asimismo, se observa que el entrehierro es constante a todo lo largo de la superficie del rotor, en vista de lo cual la *conductividad magnética* será también igual en todas las direcciones. El devanado trifásico del estator se encuentra distribuido en seis (6) sectores, ocupando toda la superficie que el estator le ofrece al entrehierro.

El embobinado de excitación del rotor, por su parte, se encuentra distribuido en dos sectores, cada uno de los cuales ocupa $1/3$ de su periferia.

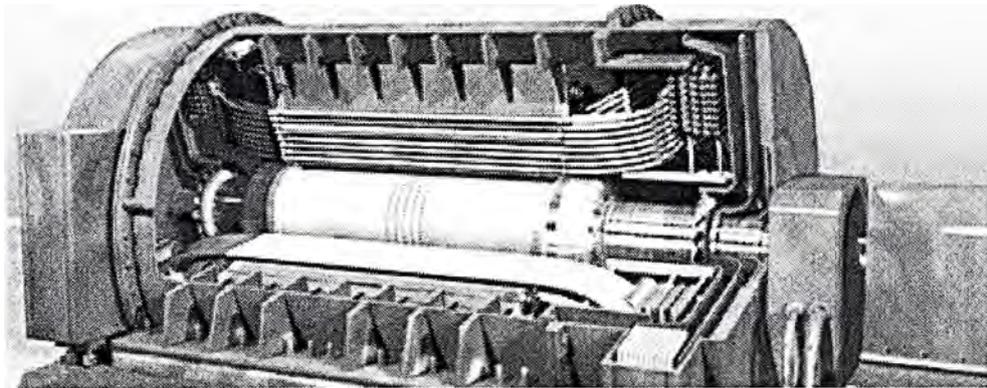


Figura 1.6 Vista de un turbo generador de polos lisos. Puede apreciarse la forma cilíndrica del rotor.(polos lisos).

Marcha en vacío

La marcha en vacío del generador sincrónico puede ocurrir de las siguientes maneras:

- a) Excitación del rotor en la forma habitual y velocidad sincrónica de giro, pero sin conexión directa a la red o sistema. Esto conlleva a la formación de un campo trifásico en el entrehierro.

- b) Conexión del estator a la red o sistema trifásico con el devanado de excitación abierto. La máquina sustrae de la red la corriente necesaria para formar el campo trifásico en el entrehierro. Esta segunda alternativa demanda la velocidad sincrónica de giro del rotor, de manera que no se induzcan peligrosas sobretensiones en el embobinado de excitación.

Debe observarse que las intensidades de corriente que circulan por la máquina en ambos casos son diferentes entre sí, así el campo trifásico generado sea el mismo.

Al igual que con los transformadores, estas corrientes pueden ser calculadas con la ayuda de la relación de transformación, que a su vez considera el número de espiras de cada devanado. Así se tiene que

$$I'_e = g \cdot I_e \quad (1.11)$$

Cuando se opera a máquina sincrónica con su velocidad homónima, la tensión inducida en el estator depende entonces de la corriente de excitación que circula por el devanado del rotor ($E = f(I_c)$). Esta dependencia se ilustra gráficamente en la figura 1.7, la cual suele llamarse característica de marcha en vacío.

Debido a razones fundamentalmente económicas, la máquina no sólo se opera en el tramo recto de su característica. Los efectos de la saturación, sin embargo, se manifiestan moderadamente y pueden ser despreciados.

El diagrama vectorial correspondiente se indica en la figura 1.8. La intensidad de corriente de excitación, referida al lado del estator (I'_e), adelanta la tensión de fase E .

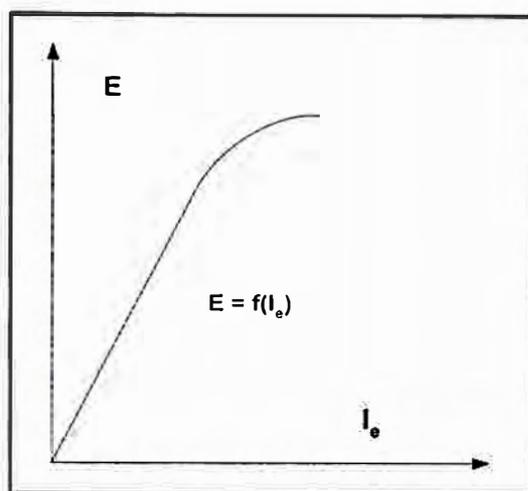


Figura 1.7 característica no lineal de marcha en vacío de un turbo generador (polos lisos)

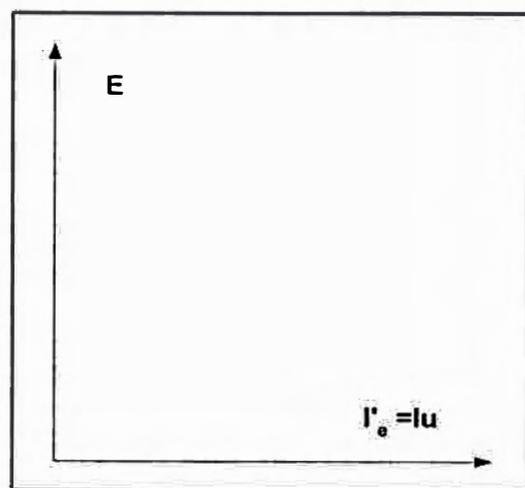


Figura 1.8 diagrama vectorial de la marcha en vacío de un turbo generador.

La reacción del inducido

Mientras el generador se encuentre marchando en vacío y los conductores del inducido no transporten corriente, el único flujo magnético presente será el producido por la corriente continua del embobinado de excitación del rotor. Este flujo es arrastrado por la rotación del rotor y corta a los conductores del devanado del inducido, el cual se encuentra fijo (estacionario). En éste se induce una FEM.

Una vez que el generador se conecta a una carga cualquiera, circulará a través de su devanado una intensidad de corriente proporcional a la misma. Esta corriente, como es de suponer, también engendra un campo magnético, el cual actúa simultáneamente con el campo magnético del rotor, alterándose la tensión inducida: Si se desea que la tensión en los bornes del estator (inducido) se mantenga constante, es menester regular la intensidad de corriente del rotor (figura 1.9).

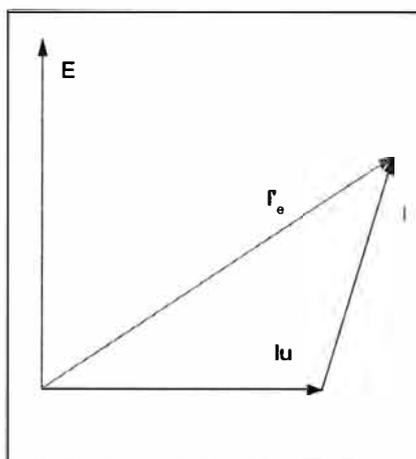


Figura 1.9 regulación de la corriente de excitación para tensión constante de la salida en el generador.

Además del triángulo formado por las corrientes I'_e , I e I_μ , se tendrá un triángulo correspondiente a las tensiones E , E' y U_i (figura 1.10), las que a su vez se encuentran identificadas en los circuitos equivalentes de la figura 1.11. La tensión imperante total es E' , mientras que U_i es la correspondiente a la corriente del inducido (reacción del inducido).

Si se considera la inevitable dispersión existente entre los devanados del estator (inducido) y del rotor (excitación), se tendrá que incorporar una reactancia de dispersión X_0 . La resistencia óhmica del embobinado del estator puede ser considerada introduciendo a R . La tensión U_i (reacción del inducido) es proporcional a la intensidad de corriente del inducido, y variará, en consecuencia, al diferir la carga conectada al turbogenerador. La figura 1.10 representa al diagrama vectorial del turbogenerador.

Conclusión

Se ha indicado cómo los dos flujos, producidos respectivamente por la corriente del inducido y la corriente de excitación, se suman para dar como resultado un flujo que

puede ser mayor o menor que el flujo inicial de marcha en vacío, ya que depende del factor de potencia de la carga. Esta reacción del inducido en la máquina síncrona es muy grande y se le suele combatir aumentando el entrehierro. Sin embargo, la consecuencia es una mayor corriente de excitación, pues el flujo homónimo tropieza con una mayor resistencia magnética.

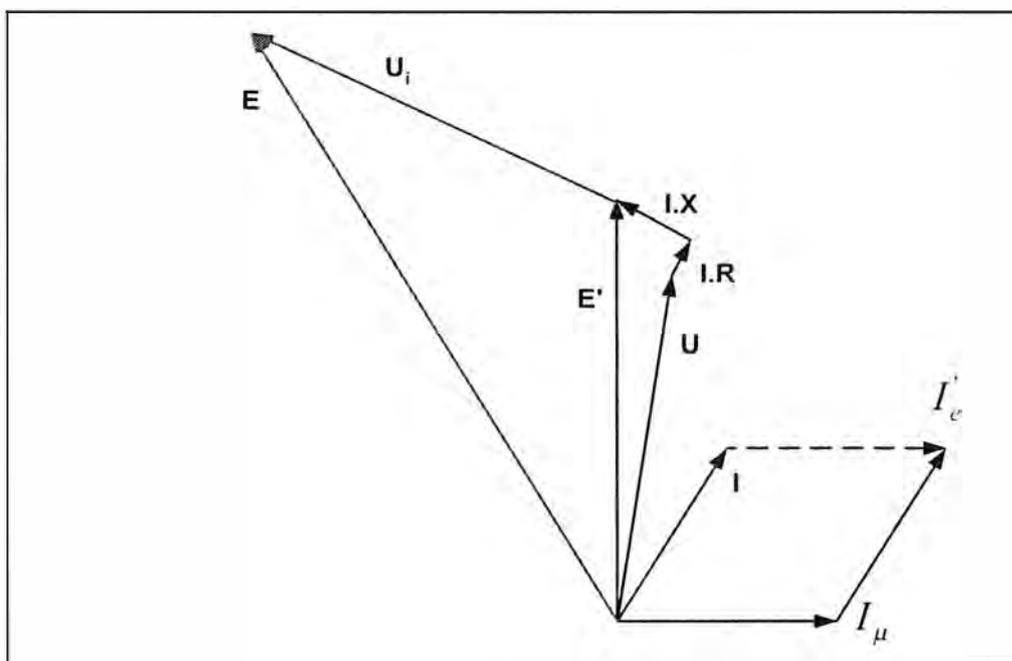


Figura 1.10 diagrama completo de la máquina síncrona de rotor cilíndrico.

Circuito equivalente

Dicho circuito ya ha sido ilustrado en la figura 1.11. Una versión simplificada del mismo se obtiene al agrupar las impedancias X_a y X_o en una sola, la cual se había definido como reactancia síncrona X .

La tensión correspondiente a la reacción del inducido (U_i) es proporcional a la corriente del estator y varía con la carga. U_i puede interpretarse como la caída de tensión en una reactancia inductiva (X_a).

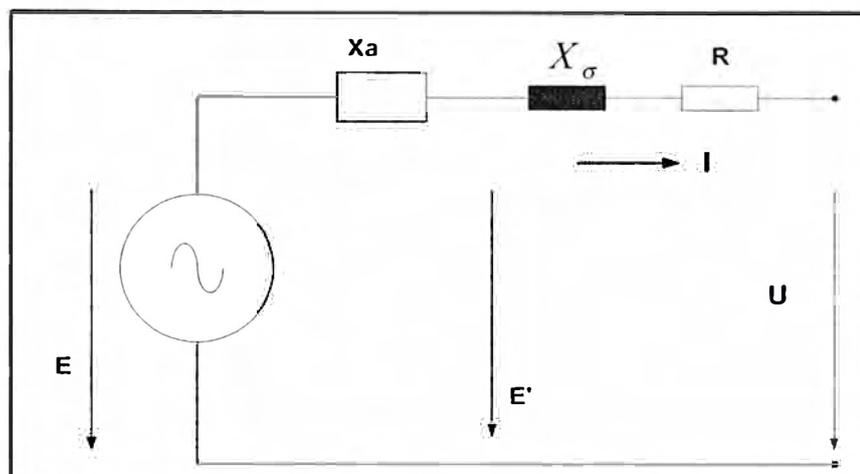


Figura 1.11 circuito equivalente del turbogenerador.

La resistencia óhmica R es sustancialmente más pequeña que la reactancia sincrónica X y puede, en consecuencia, ser despreciada.

La versión simplificada del circuito equivalente y de su diagrama vectorial respectivo se ilustran en las figuras 1.12 y 1.13. Cabe señalar que este diagrama simplificado sólo es de utilidad en el análisis de fenómenos estacionarios. Para el régimen dinámico, característico de los fenómenos de maniobra, es conveniente recurrir a otras representaciones.

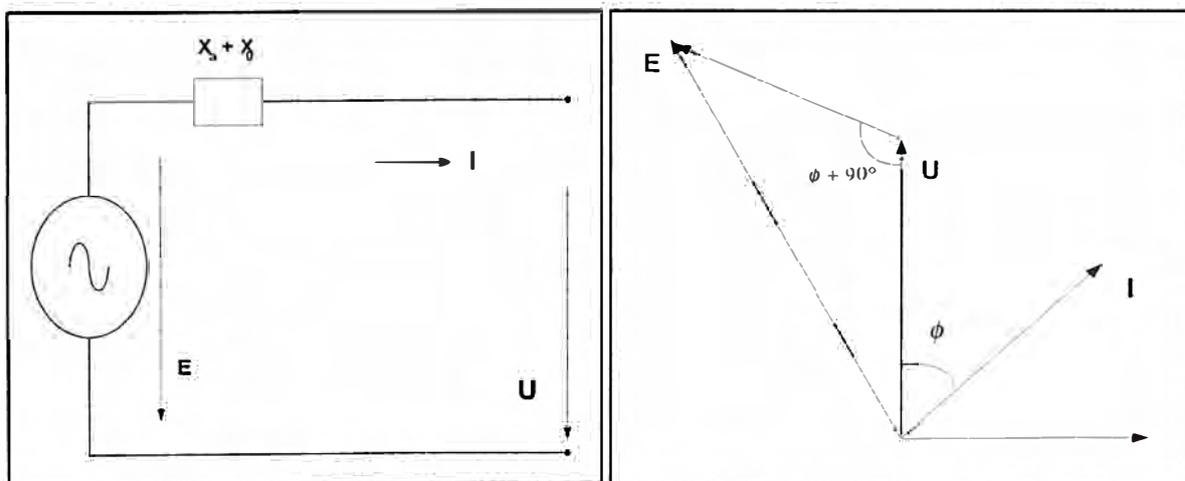


Figura 1.12 circuito equivalente simplificado.

Figura 1.13 diagrama vectorial correspondiente al circuito simplificado de la figura 1.12

De la figura 1.13 se obtiene la siguiente relación:

$$E^2 = U^2 + I^2 X^2 - 2UI \cdot X \cdot \cos(90^\circ + \phi) \quad (1.12)$$

O de otra manera:

$$E = U^2 + I^2 X^2 + 2UI \cdot X \cdot \sin \phi \quad (1.13)$$

En vista de que la máquina síncrona puede suministrar potencia reactiva de naturaleza capacitiva o inductiva, se toma para ϕ el signo menos (potencia capacitiva) o el signo más (potencia inductiva).

La tensión resultante E' depende de I_μ , pues ella representa al flujo magnético resultante. Para determinar la corriente de excitación se traza una línea recta, que pasando por el origen corte la característica no lineal de la máquina en el punto (E'/I_μ') , según se ilustra en la figura 1.14

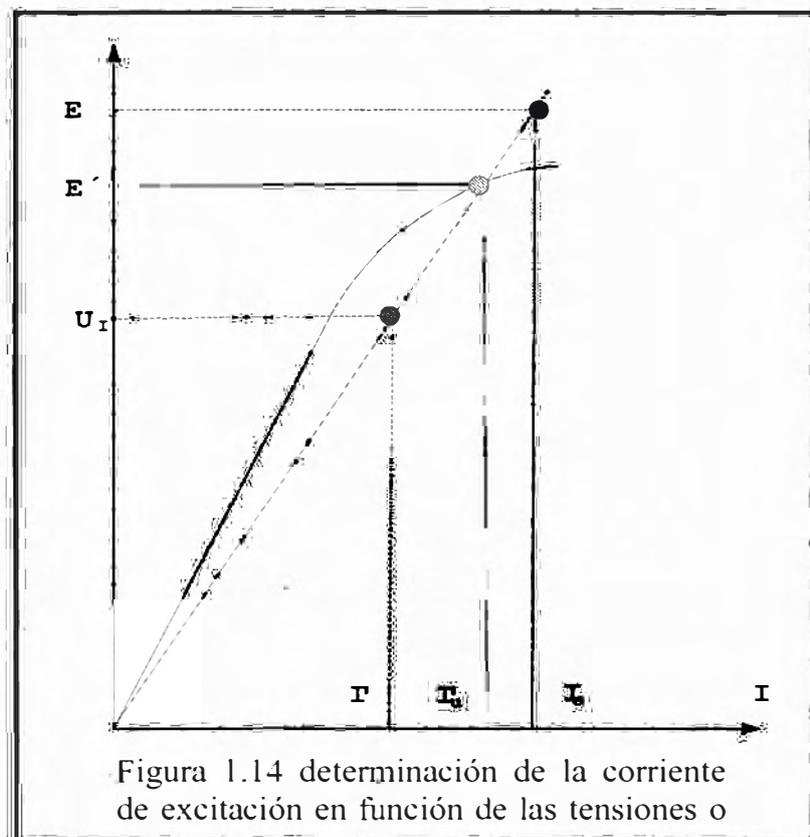


Figura 1.14 determinación de la corriente de excitación en función de las tensiones o

. La corriente de excitación se lee entonces sobre la línea recta I_c se corresponde con E , al igual que la corriente del estator (I) con la tensión E . Si se conocen las tensiones, es factible el procedimiento inverso.

Suministro de potencia reactiva.

Si la máquina (generador) alimenta a una carga inductiva, la corriente del inducido denota un desfase de 90° respecto a la tensión E (figura 1.15). Esta corriente genera en la reactancia sincrónica una caída de tensión, paralela a la tensión en los bornes de la máquina (U). Ambas tensiones tienen que ser cubiertas por la tensión E . La excitación en este caso tiene que aumentarse respecto a la marcha en vacío de la máquina.

Si la carga es capacitiva, la caída de tensión generada por I se encuentra en antiparalelo respecto a U (figura 1.16). La excitación tiene entonces que ser inferior a la correspondiente a la marcha en vacío.

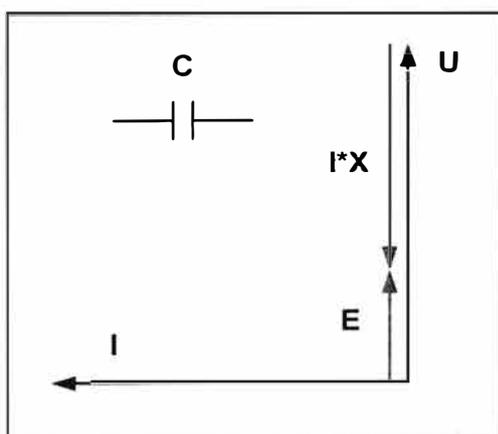


Figura 1.16 generador conectado a una carga

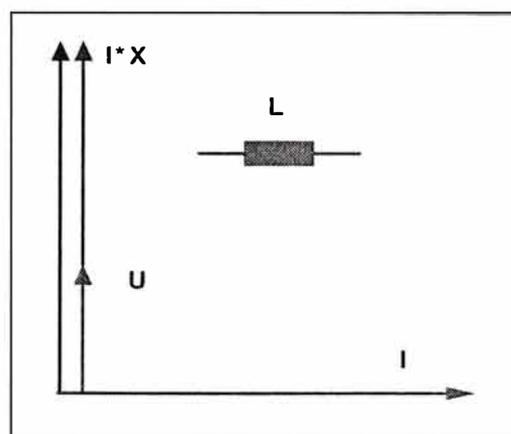


Figura 1.15 generador conectado a carga inductiva.

Si la carga conectada al generador sincrónico era inductiva y disminuye (por ejemplo desconexión de algunos de los consumidores conectados al extremo receptor de una línea, etc), entonces la tensión en sus bornes (U) aumenta. En caso contrario

(carga capacitiva), la tensión U disminuye. Esta condición puede darse en la práctica debido al régimen variable de la mayoría de los consumidores de potencia inductiva. Los consumidores de potencia capacitiva son, por el contrario, bastante raros en los sistemas comerciales.

Suministro de potencia activa

En la fig. 1.17 se ilustra vectorial correspondiente a un consumidor que demanda de la red tanto potencia activa como reactiva. Si se desprecian las pérdidas ($R = 0$), se tendrá que la potencia mecánica absorbida por la máquina estará dada por

$$P_m = 2\pi \cdot n_t \cdot M \quad (1.14)$$

Y tendrá que ser igual a la potencia activa que recibe la red de la máquina:

$$P_{cl} = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos\phi \quad (1.15)$$

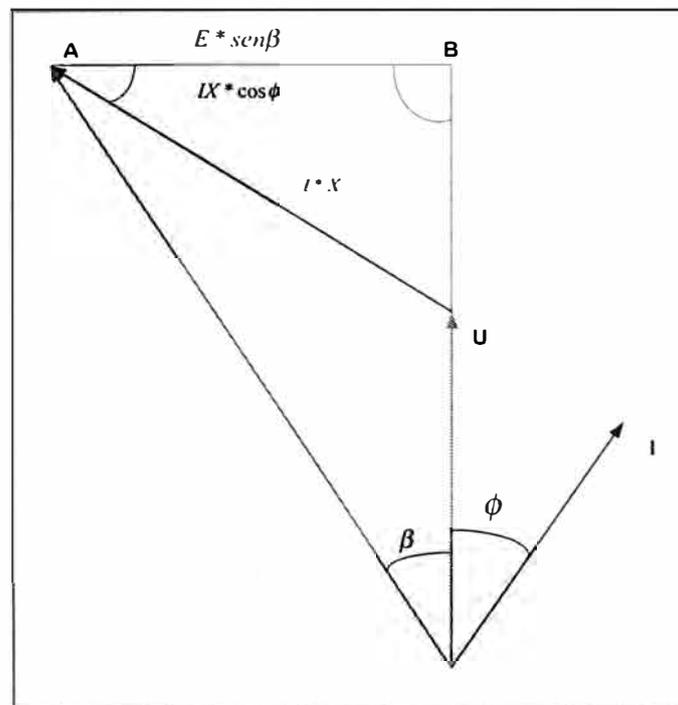


Figura 19.17 diagrama vectorial correspondiente a un turbogenerador alimentando a una carga de naturaleza inductiva.

El par (torque) se obtiene de la condición dada, a saber:

$$M = \frac{P_{e1}}{2\pi n_1} = \frac{3 \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi}{2\pi n_1} \quad (1.16)$$

De la figura 1.17 se obtiene para el tramo AB:

$$I \cdot X \cdot \cos \phi = E \cdot \text{sen} \beta \quad (1.17)$$

La expresión 1.17 suministra en la 1.16 para el par la interesante relación

$$M = \frac{3 \cdot U \cdot E \cdot \text{sen} \beta}{2\pi n_1 \cdot X} = \frac{3 \cdot U \cdot I_{cc} \cdot \text{sen} \beta}{2\pi n_1} \quad (1.18)$$

Donde $I_{cc} = E/X$. Si se introduce el momento de volcamiento, M_v (par o momento máximo posible), se obtiene para M la siguiente expresión simplificada:

$$M = M_v \cdot \text{sen} \beta \quad \text{con} \quad M_v = \frac{3 \cdot E \cdot U}{2\pi n_1 \cdot X} = \frac{3 \cdot U \cdot I_{cc}}{2 \cdot \pi \cdot n_1} \quad (1.19)$$

El par varía senoidalmente con el ángulo de la carga (β). El límite de estabilidad, M_v , se registra para $\beta = 90^\circ$ y no debe ser excedido, por ninguna razón, pues de lo contrario la energía transferida no podría ser entregada a la red. La velocidad de giro del a máquina (n_1) aumentaría hasta perderse el sincronismo. Este par o momento de inestabilidad se logra incrementar, con miras a una sobrecarga de la máquina, aumentando la excitación de la misma. La transferencia de potencia inductiva a la red aumenta, lo que en sí es deseable, pero sin que ello conlleve a una sobrecarga del inducido.

El par o momento límite de estabilidad es, en contraste con las máquinas de inducción, proporcional a la tensión del a red.

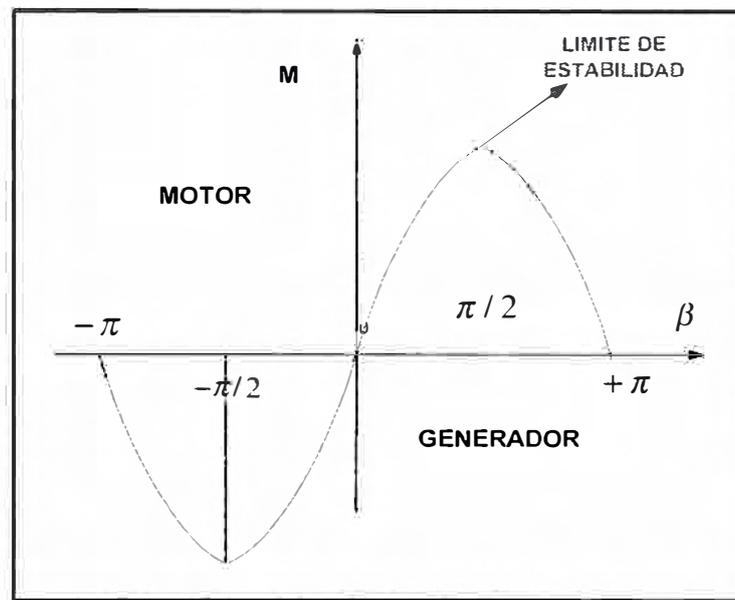


Figura 1.18 dependencia senoidal del par en función del ángulo de carga β .

- **Operación como generador.** La máquina le suministra potencia activa a la red. Esto implica que la tensión **E** tiene que estar adelantada respecto a **U**. Esto se logra haciendo que la máquina gire momentáneamente más rápido. En vista de que el aparato en cuestión es un turbogenerador se engendra un creciente par contrario, hasta que se establece un punto estable de trabajo; la tensión de la máquina (**E**) arrastra entonces consigo a la tensión de la red (**U**).
- **Operación como motor.** La máquina sustrae potencia activa del a red. La tensión **E** se encuentra entonces en atraso respecto a **U**. Esto se logra haciendo que la máquina gire momentáneamente más lenta. La turbina frena y demanda del motor un par creciente, hasta que se establece un punto de servicio estable. La tensión de la red (**U**) arrastra entonces consigo a la tensión de la máquina (**E**) (figura. 1.19)

La tensión de la máquina (**E**) generalmente tiene que ser incrementada sustancialmente respecto a la marcha en vacío, de manera que la máquina suministre

potencia reactiva inductiva a la red y absorba la cantidad requerida por su reactancia sincrónica (sobree excitada). Es decir recibe potencia activa pero entrega potencia reactiva inductiva, corrigiendo el factor de potencia de la red donde se halla conectada.

En conclusión puede afirmarse que la potencia activa que suministra la máquina, como generador, se ajusta únicamente en el eje de la misma. Este a su vez se encuentra rígidamente unido al motor primo (turbina). La potencia reactiva se regula a través de la excitación del rotor, como se ha podido apreciar.

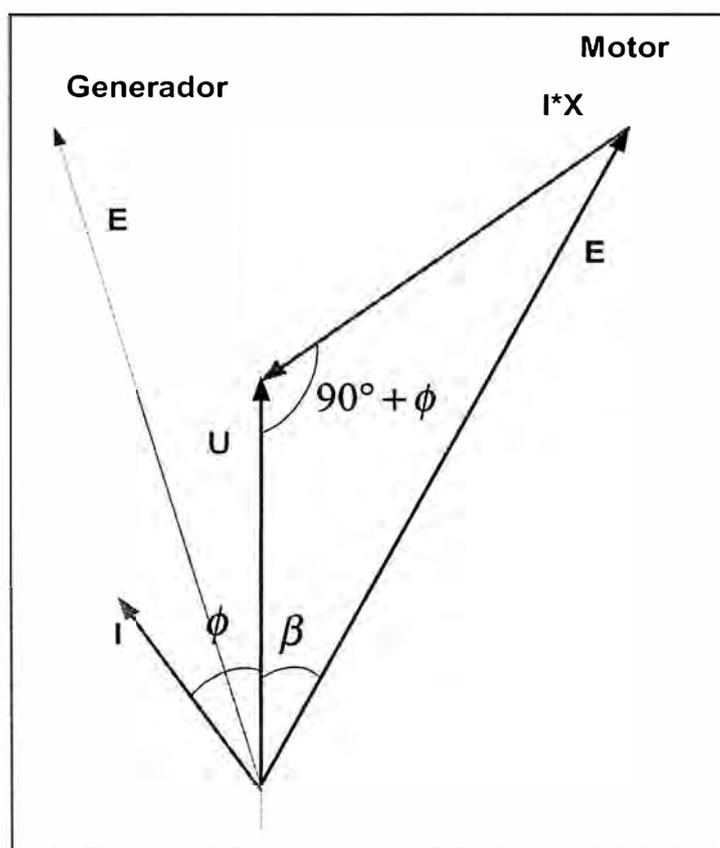


Figura 19.19 diagrama vectorial del rotor de polos lisos operando como motor.

Devanado de amortiguación.

Este devanado, ya citado anteriormente, desempeña las siguientes funciones:

- a) Permite un arranque asincrónico de los motores y de los condensadores sincrónicos.
- b) Amortigua los armónicos en el entrehierro y, por consiguiente, también las oscilaciones que se manifiestan sobre la forma de onda de la tensión.
- c) En caso de carga asimétrica se engendran en la máquina campos magnéticos elípticos, que bien pueden ser descompuestos en uno de secuencia positiva y uno de secuencia negativa. Este último induce, como ya se indicó, elevadas tensiones (de 120 Hz) en los devanados de amortiguación y excitación. Las corrientes que circulan a través de dichos devanados (por lo general de alto amperaje) contrarrestan las tensiones inducidas.
- d) Ante variaciones bruscas de la carga, el rotor tiene forzosamente que asumir un ángulo de carga diferente. Debido a la inercia del mismo y de la turbina unida a su eje, la adaptación al nuevo ángulo de carga se lleva a cabo en forma oscilatoria (variación periódica de la velocidad de giro). En el embobinado de amortiguación circulan de nuevo fuertes corrientes, que contrarrestan las oscilaciones del rotor, permitiendo un rápido establecimiento del nuevo punto de servicio.

Con estas consideraciones, estrechamente ligadas a los rotores de polos lisos o cilíndricos, pueden ser estudiados ahora los rotores de polos salientes, para luego entrar en consideraciones de estabilidad de la máquina. Este último aspecto es en sí fundamental en la operación de los sistemas de transmisión.

1.1.4. Rotor de polos salientes.

Como se mencionó anteriormente, las reactancias del inducido en la máquina de polos salientes dependen del entrehierro y denotan, además, una dependencia direccional. La reactancia sincrónica se descompone entonces en una componente longitudinal, X_d , y en una transversal, X_q .

La figura 1.20 muestra un corte o sección de una máquina sincrónica de polos salientes. El devanado de excitación se señala con **E**, mientras que el embobinado trifásico se encuentra distribuido sobre el estator (fases 1, 2 y 3).

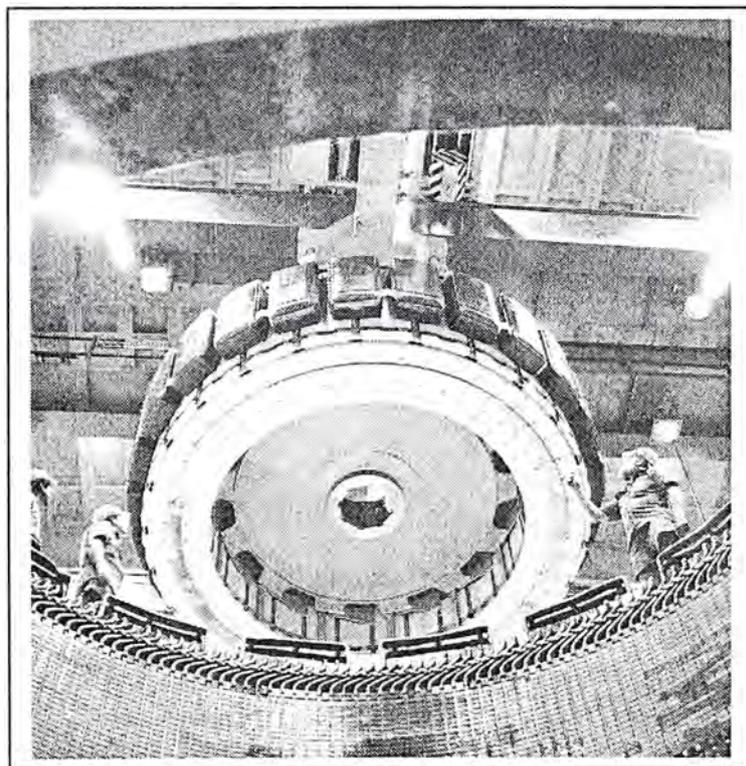


Figura 1.20 Vista de un generador síncrono de polos salientes.

Diagrama vectorial.

La corriente de excitación sólo puede actuar sobre la resistencia longitudinal, mientras que la del inducido sobre ambos ejes (d y q), motivo por el cual se le

descompone también en una componente longitudinal y otra transversal. Si se desprecian las resistencias óhmicas del inducido, se obtiene el diagrama fasorial de la figura 1.21. En vista de que $X_q < X_d$, se tiene que la caída de tensión en la máquina, el ángulo de carga y la tensión E serán más pequeñas que en la máquina de polos lisos. En la figura 1.21 se obtendría E'' para esta última. La resistencia longitudinal del a máquina de polos salientes es, además, más pequeña que la reactancia sincrónica del turbogenerador.

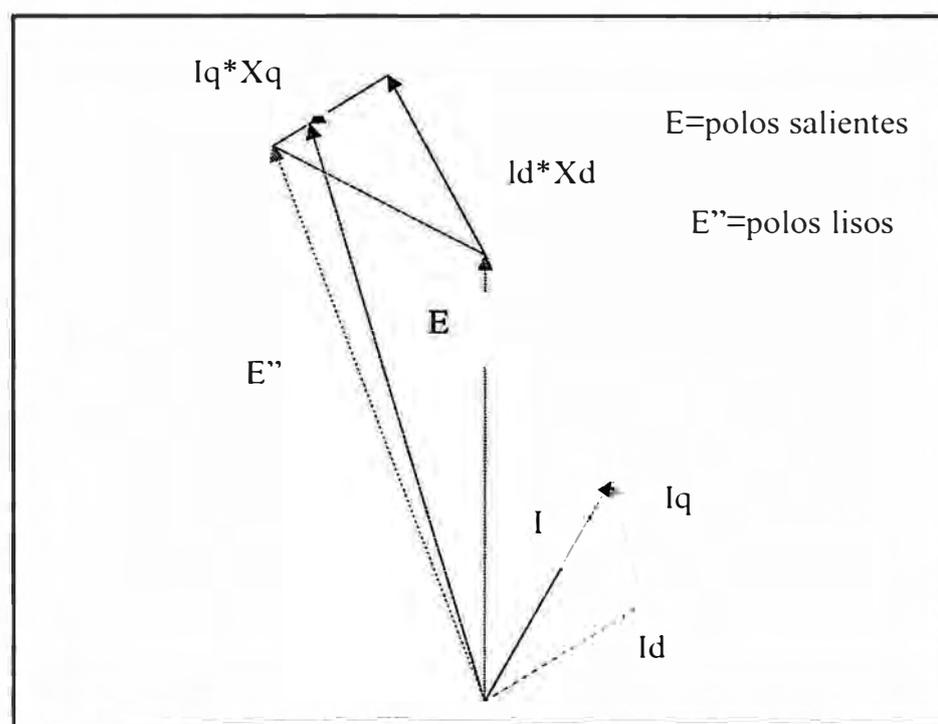


Figura 1.21 diagrama vectorial de la máquina síncrona de polos salientes y sin pérdidas activas en el inducido ($R = 0$)

La construcción del diagrama se indica en la figura 1.22. Los triángulos ABC y DEO son semejantes entre sí, por lo que $CG = I \cdot X_q$ y $AC = I \cdot X_d$. Para determinar la tensión de la máquina (E) se traza por C una perpendicular a I con los segmentos IX_q e IX_d . La tensión E se registra entonces sobre la recta OG. Su extremo coincide con el punto F, el cual a su vez intercepta con lo ortogonal que pasa por A. Para determinar al tramo FG se traza una paralela a FO que pase por A y que corte la

Si se conoce la tensión en los bornes de la máquina, al igual que la intensidad de corriente que le suministra al sistema, y se requiere el ángulo de carga β , puede leerse del diagrama (figura 1.22):

$$\tan \beta = \frac{I \cdot X_q \cdot \cos \phi}{U + IX_q \cdot \text{sen} \phi} \quad (1.23)$$

Con:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{sen} \beta = \frac{I \cdot X_q \cdot \cos \phi}{\sqrt{U^2 + 2UIX_q \cdot \text{sen} \phi + I^2 X_q^2}} \\ \text{cos} \beta = \frac{U + I \cdot X_q \cdot \text{sen} \phi}{\sqrt{U^2 + 2UIX_q \cdot \text{sen} \phi + I^2 X_q^2}} \end{array} \right. \quad (1.24)$$

$$\left. \begin{array}{l} \\ \end{array} \right\} \quad (1.25)$$

Para el tramo FG se obtiene entonces

$$FG = U \cdot \frac{X_d - X_q}{X_q} \cdot \text{sen} \beta \tan(\beta + \phi) = \frac{I \cdot (X_d - X_q) (U \cdot \text{sen} \phi + I \cdot X_q)}{\sqrt{U^2 + 2UIX_q \cdot \text{sen} \phi + I^2 X_q^2}} \quad (1.26)$$

Si se desprecian las resistencias óhmicas de la máquina se tendrá que la potencia activa generada por la misma, a una tensión cualquiera E_x , tendrá que ser igual a la potencia suministrada a la red o sistema:

$$E_x \cdot I \cdot \cos(\beta + \phi) = U \cdot I \cdot \cos \phi \quad (1.27)$$

Es decir,

$$E_x = U \cdot \cos \phi / (\cos \beta \cos \phi - \text{sen} \beta \text{sen} \phi) = \sqrt{U^2 + 2UIX_q \cdot \text{sen} \phi + I^2 X_q^2} = E' \quad (1.28)$$

Esta es la tensión efectiva, pero reducida, de la máquina, a la cual se ha denominado E' en la figura respectiva y que corresponde al tramo GO. La tensión verdadera (tramo FO) se obtiene de los tramos FG y GO

$$E = \frac{U^2 + UIX_q \cdot \text{sen}\phi + UIX_d \cdot \text{sen}\phi + I^2 X_d X_q}{\sqrt{U^2 + 2UIX_q \cdot \text{sen}\phi + I^2 X_q^2}} \quad (1.29)$$

La relación existente entre la tensión efectiva de la máquina contra la tensión verdadera (E/E') está dada por:

$$\frac{E}{E'} = 1 + \frac{(U \cdot \text{sen} + I \cdot X_q)I(X_d - X_q)}{U^2 + 2 \cdot U \cdot I \cdot X_q \cdot \text{sen}\phi + I^2 X_q^2} \quad (1.30)$$

Circuito equivalente

Con base en las consideraciones anteriores puede tratarse de representar al circuito equivalente de la máquina sincrónica con rotor de polos salientes (figura 1.23). Este se asemeja, exceptuando al autotransformador ideal, al del turbogenerador.

Sin embargo, debe señalarse que el circuito equivalente tiene validez sólo para una condición de carga determinada, pues la relación de transformación del transformador depende de la intensidad de corriente de la carga y de su factor de potencia.

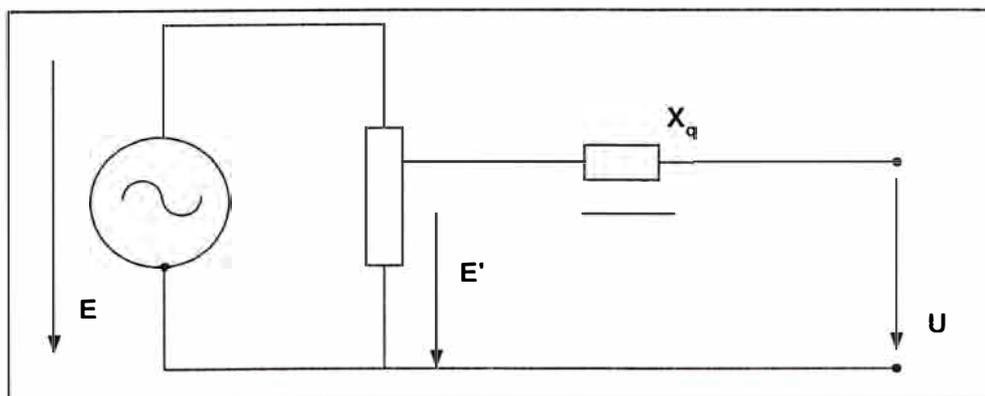


Figura 1.23 circuito equivalente e idealizado de la máquina sincrónica de polos salientes.

En el turbogenerador $X_q = X_d$ las tensiones verdaderas y efectivas de la máquina son iguales entre sí, es decir, $E' = E$. Esto implica que el autotransformador ideal de la figura 1.23 deja de existir.

Suministro de potencia reactiva

Cuando la máquina sincrónica de rotor de polos salientes suministra potencia reactiva, las tensiones \mathbf{E} y \mathbf{U} se encontrarán en fase y desfasadas 90° respecto a la corriente (en atraso o adelanto, según la naturaleza reactiva de la carga).

El flujo magnético actúa sobre el eje longitudinal.

Si la potencia suministrada es inductiva ($\varnothing = +90^\circ$)

$$\begin{aligned}
 E' &= U + I \cdot X_q \\
 \text{y} & \\
 E &= (U^2 + UIX_q + UIX_d + I^2 \cdot X_d X_q) / (U + IX_q)
 \end{aligned}
 \tag{1.31}$$

En vista de que $E = U + I \cdot X_d$, se obtiene

$$\frac{E}{E'} = 1 + \frac{I \cdot (X_d - X_q)}{U + IX_q}
 \tag{1.32}$$

Si, por el contrario, la potencia suministrada es capacitiva, entonces

$$\begin{aligned}
 E' &= U - I \cdot X_q \\
 \text{y} & \\
 E &= (U^2 - UIX_q - UIX_d + I^2 \cdot X_d X_q) / (U - IX_q)
 \end{aligned}
 \tag{1.33}$$

y con $E = U - I \cdot X_d$ se obtiene

$$\frac{E}{E'} = 1 - \frac{I(X_d - X_q)}{U - IX_q}
 \tag{1.34}$$

Obsérvese que en principio no existe mayor diferencia respecto a la máquina de polos lisos (turbogenerador), pues en ella también actúan una tensión \mathbf{E} y una reactancia \mathbf{X}_d .

Suministro de potencia activa

Cuando la máquina sincrónica de polos salientes suministra una potencia activa a la red o sistema, interesa primordialmente la dependencia del par respecto al ángulo de

carga. En las relaciones anteriores se había incluido al ángulo \emptyset , el cual ahora debe ser eliminado de las mismas, pues el circuito equivalente tiene validez únicamente para un caso de carga en particular. La potencia eléctrica está dada por la conocida relación.

$$P_{el} = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi \quad (1.35)$$

De la figura 1.22 se obtiene, con la ayuda del triángulo ALH,

$$I \cdot \cos \phi = \frac{1}{X_d} \left(E + U \cdot \frac{X_d - X_q}{X_q} \cdot \cos \beta \right) \text{sen} \beta \quad (1.36)$$

Sustituyendo en la relación 1.35 resulta

$$P_{el} = \frac{3U}{X_d} \left(E \cdot \text{sen} \beta + \frac{U}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_q} \cdot \text{sen} 2\beta \right) \quad (1.37)$$

Para el par o momento se obtiene finalmente

$$M = \frac{3U}{2\pi n_1 X_d} \left(E \cdot \text{sen} \beta + \frac{U}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_q} \cdot \text{sen} 2\beta \right) \quad (1.38)$$

De esta última relación se deduce que la máquina de polos salientes está en condiciones de suministrar un par o momento giratorio, aunque desaparezca su excitación ($E = 0$). Los denominados motores de reluctancia encuentran aplicaciones múltiples fundamentales en este hecho.

En vista de que existe una preferencia magnética por eje longitudinal, el campo giratorio del estator arrastra consigo al rotor. Este par o momento adicional se suele denominar par de reacción y alcanza su valor máximo para un ángulo de carga $\beta = 45^\circ$, por encima del cual la unidad se sale del sincronismo.

Diagrama operacional

El diagrama operacional de la máquina síncrona es de mucha importancia en el comportamiento del sistema, particularmente en cuanto a la estabilidad estática y dinámica del mismo se refiere.

En vista de lo tratado anteriormente, se puede afirmar que los generadores síncronos son transformadores electromecánicos, cuya velocidad de rotación o giro no depende de la carga.

De la relación 1.15 se obtiene, considerando a $I_a = I \cdot \cos \phi$, la potencia activa suministrada por el generador al sistema.

$$P_a = 3 \cdot U \cdot I_a \quad (1.39)$$

Donde I_a es la corriente activa. De la expresión 19.18 se obtiene entonces la conocida relación que iguala a las potencias eléctrica y mecánica.

$$P = 3UI_a = \frac{3 \cdot E \cdot U \cdot \sin \beta}{X} \quad (1.40)$$

Y que refleja el par que actúa como freno sobre el eje de la turbina, expresado a través de:

$$M_G = P \cdot \frac{P}{\omega} = \frac{3p}{\omega} \cdot \frac{EU}{X} \cdot \sin \beta \quad (1.41)$$

Cabe recordar que la turbina se encuentra rígidamente unida al rotor del generador, el que al producir energía y suministrarla al sistema genera un par contrario, que actúa como freno sobre el eje de la turbina. En la figura 19.24 se indica la dependencia de ambos pares o momentos del ángulo de carga β . Puede observarse que el par de la turbina es independiente de la condición de carga que muestre el generador y, en consecuencia, también independiente del ángulo β .

La condición de equilibrio es $M_T = M_G$ (puntos 1 y 2 de la figura 1.24).

El punto 1 es estable, pues prevalece el par del generador, M_G , que actúa como freno.

Si se aumentase el ángulo de carga ($\Delta\beta > 0$), la inercia del eje de la turbina lo lleva de nuevo a la condición $\Delta\beta = 0$. Si se aplica el mismo criterio al punto 2, se observa que resulta ser inestable.

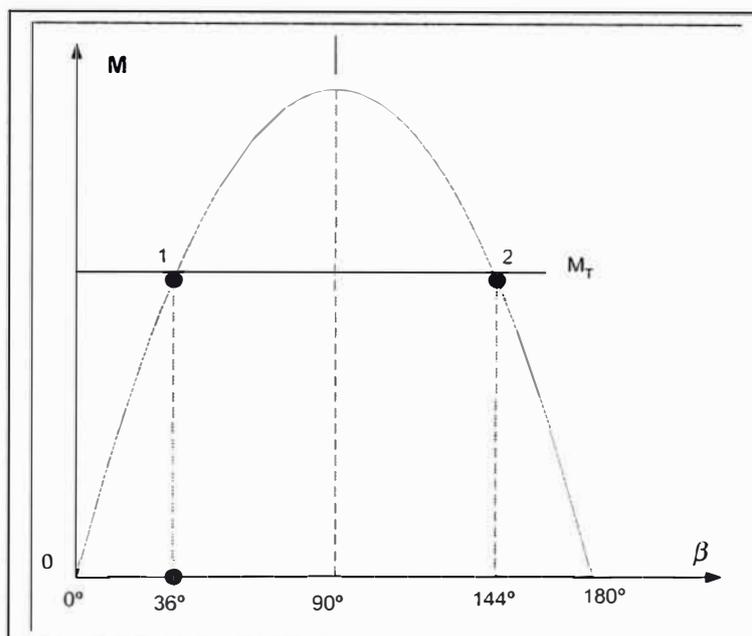


Figura 1.24 dependencia del par del generador, que actúa como freno, y de la turbina, que acelera en función al ángulo de carga β .

A continuación se analizará el comportamiento de un turbogenerador en función de su diagrama operacional. Las condiciones que rigen sobre éste son las siguientes:

1. Todas las corrientes involucradas se refieren a la intensidad de corriente nominal (I_n). El devanado del estator se diseña para operación continua con esta corriente, mientras que el embobinado del rotor se diseña de tal forma que térmicamente genere al flujo $\psi_t = E/\omega$ para una carga de 4/4 de la nominal y una corriente

2. La caldera y la turbina se diseñan para una potencia máxima $P_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \cdot \cos \alpha_n$, y el ángulo de carga se hace $\beta < 70^\circ$, para poder alejarse del límite de estabilidad e inestabilidades monótonas.
3. La operación como motor sincrónico ($I_a < 0$, $\rightarrow \beta < 0$) es, de acuerdo con la expresión 1.40, posible pero innecesaria, y además pondría en serio peligro a la turbina conectada a su eje.

La figura 1.25 ilustra el referido diagrama operacional del turbogenerador. La curva 1 corresponde al calentamiento del estator, mientras que la 2 al del rotor. El límite de potencia de la caldera y de la turbina viene dado por la curva 3. La estabilidad, aún no tratada aquí, se ve limitada por la curva 4. Las diferencias de tensión se consideran con la ayuda de la curva 5, y la 6 indica finalmente la marcha en vacío de la turbina.

Con bases citadas, la máquina denota una zona determinada de operación, dentro de la cual no se exceden sus parámetros de diseño.

Para el generador de polos salientes se obtiene un diagrama similar, en el cual la curva 2, correspondiente al calentamiento del devanado del rotor, se ve sustituida por un Caracol de Pascal.

De la figura 1.25 se obtiene para el turbogenerador

$$I_a = \frac{E}{X} \cdot \text{sen} \beta \quad \text{e} \quad I_r = -\frac{U}{X} + \frac{E}{X} \cdot \text{cos} \beta \quad (1.42)$$

Y de estas dos ecuaciones, despejando las funciones trigonométricas,

$$\tan \beta = \frac{X \cdot I_a}{U + X \cdot I_r} \quad (1.43)$$

Para $U = U_n/\sqrt{3}$ e $I = I_n$ la última relación se transforma en

$$\tan \beta_n = \frac{(X/Z_n)\cos\phi_n}{1+(X/Z_n)\text{sen}\phi_n} \quad (1.44)$$

Para 4/4 de la carga y una relación $X/Z_n = 2$, válida en la figura, se obtiene:

$$\tan \beta_n = 1.6/(1+1.2) = 0.73$$

Este valor corresponde a un ángulo de carga $\beta = 36^\circ$ (ilustrado en la figura 1.24).

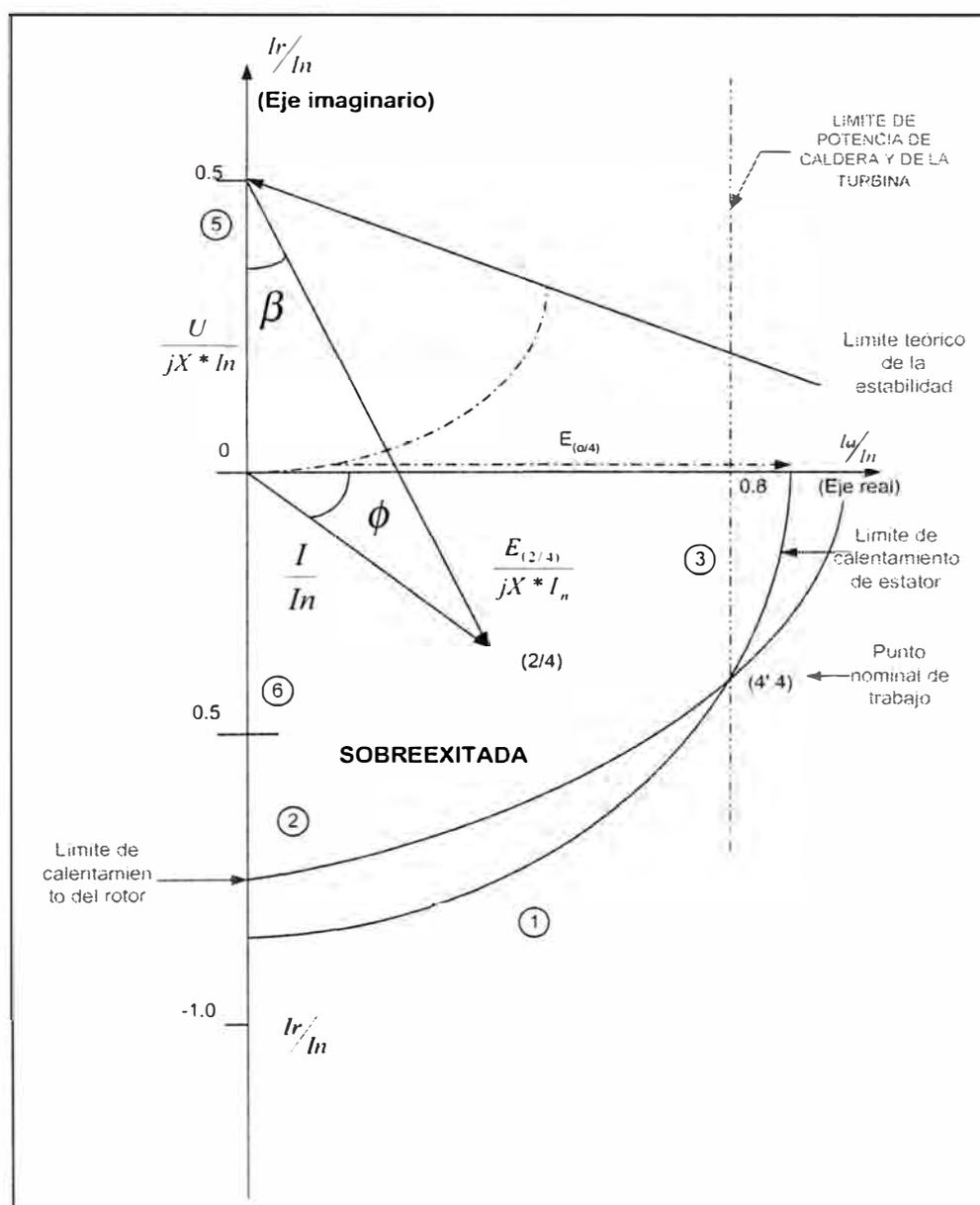


Figura 1.25 diagrama operacional de un turbo generador con las siguientes características.

$$X_d = X_q = 2 * Z_n : \cos\phi_n = 0.8; U = U_n / \sqrt{3}$$

De la expresión 1.42 se desprende que si se aumenta la corriente de excitación (en el rotor) en ángulo β disminuye, con lo cual aumenta la estabilidad de la máquina.

Para la marcha en vacío ($I = 0$) se requiere de la excitación ($E_{0/4}$), la cual se indica en la figura 1.25. Cualquier excitación diferente de 0 ($I \neq 0$), por ejemplo $E = \omega\psi_f$, se refiere convenientemente a la anterior. La máquina suministra potencia reactiva ($I_r > 0$) cuando está sobreexcitada y la absorbe de la red ($I_r < 0$) cuando está subexcitada. Para $E = 0$, es decir, cuando no hay excitación, la máquina se comporta como un reactor de potencia $P_r = 3U^2/X$.

Para el punto nominal de operación de la figura 1.25 se obtiene $\sin\beta_n = 0.59 \rightarrow \tan\beta_n = 0.73$; $I_d/I_n = 0.8$ y $\sqrt{3} \cdot E/U_n = 2.7$, ya que $X/Z_n = 2$ estaba dado como condición. Esto implica lo siguiente: si la máquina se desconecta rápidamente de la red, la tensión en sus bornes sube lentamente 2.7 veces el valor que tenía antes de la desconexión, esto, por supuesto, a una velocidad de giro constante, despreciando la saturación del núcleo magnético del rotor y después de que haya fenecido el fenómeno oscilatorio en el devanado de amortiguación.

En las instalaciones comerciales se coloca un regulador de tensión, que evita el susodicho incremento brusco de la tensión en los bornes de la máquina. La característica de uno de estos reguladores, sin entrar en mayores detalles, se indica en la figura 1.26. Este regulador, operando en paralelo con la red o sistema, acusa una característica lineal de pendiente negativa, de manera que suministre más corriente

reactiva a medida que disminuye la tensión del sistema. De esta manera el regulador ayuda a sostener la tensión del sistema.

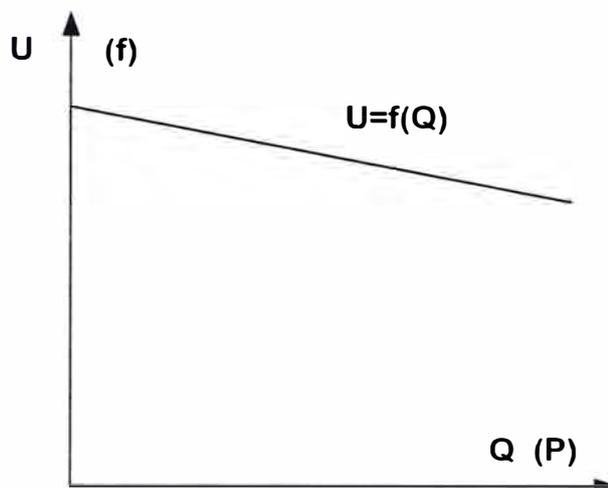


Figura 1.26 característica de regulación de una máquina síncrona actuando como turbogenerador.

Si se cambia a U por f y a Q (potencia reactiva) por P (potencia activa), se obtiene la característica del regulador correspondiente a la potencia activa. Si la frecuencia disminuye, la turbina tiene que aplicarle un par mayor al eje del generador, de manera que éste pueda entregar una potencia mayor.

1.2. La estabilidad del sistema

El incremento en el consumo de energía eléctrica condujo rápidamente a la interconexión de los sistemas, debido a las ventajas económicas que se derivan del mismo. La interconexión le impone demandas especiales y severas a la frecuencia de todas las máquinas que se encuentren operando en paralelo. Las líneas largas y otras circunstancias operativas pueden fácilmente sacar las máquinas generadoras de su sincronismo, observándose entonces fuertes oscilaciones de la tensión, acompañadas de intensidades de corriente cercanas a la del corto circuito del sistema. La

consecuencia final resulta ser una pérdida de la interconexión, motivada generalmente al disparo de la protección pertinente (sobrecorriente, etc).

Por estabilidad del sistema se entiende la propiedad que denotan sus máquinas sincrónicas de mantener el sincronismo ante variaciones lentas (estabilidad estática, steady-state stability) y bruscas (estabilidad dinámica, transient stability) de las condiciones nominales de operación. También comprende la propiedad del sistema de regresar al sincronismo ante oscilaciones de la frecuencia.

1.2.1. Estabilidad de estado estable.

El punto de partida es la figura 1.27, que representa un sistema de transmisión sencillo. La resistencia óhmica de todos los equipos y componentes ha sido despreciada ($R = 0$), lo que en sí es factible ante consideraciones de estabilidad. La reactancia de todo el sistema se encuentra concentrada en X . En vista de que se está considerando la estabilidad estática, la reactancia X contiene a la reactancia sincrónica de las máquinas involucradas. Cuando se analice la estabilidad dinámica tendrá que considerarse la reactancia transitoria en lugar de la sincrónica.

La potencia activa transmitida por el sistema asciende a:

$$P_{a2} = U_2 \cdot I \cdot \cos\phi_2 \quad (1.45)$$

Si se mantiene constante la FEM de las máquinas sincrónicas involucradas se obtiene:

$$I \cdot X \cdot \cos\phi_2 = U_1 \cdot \text{sen}\beta \quad (1.46)$$

y de estas dos últimas expresiones la conocida relación:

$$P_{a2} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \text{sen}\beta \quad (1.47)$$

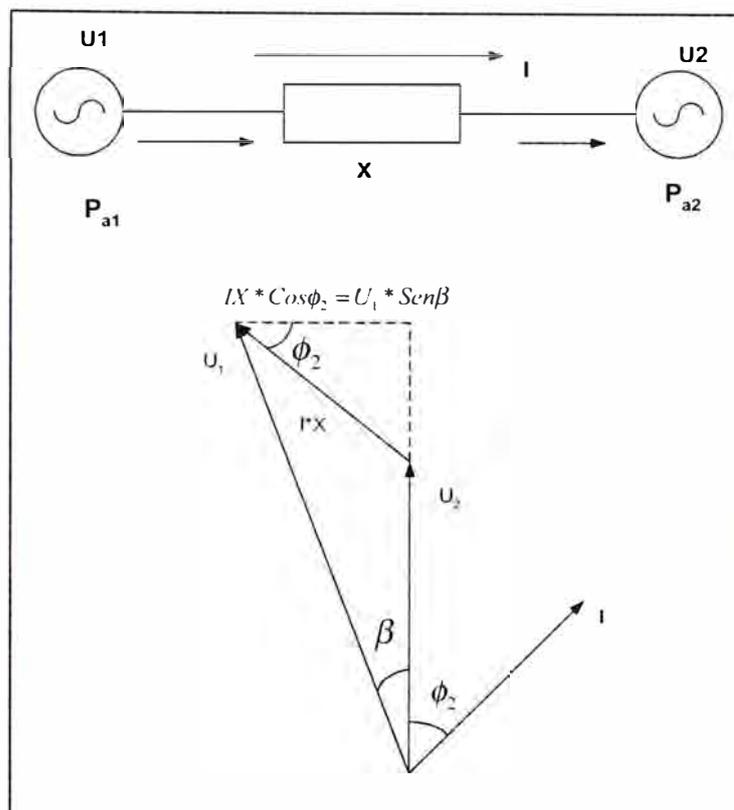


Figura 1.27 esquema simplificado de una transmisión de energía eléctrica. Los vectores se indican con sus valores absolutos. Las pérdidas óhmicas en el se desprecian ($R=0$).

La representación gráfica de esta relación suministra la característica estática de la estabilidad, denominada también característica potencia - ángulo (Power angle curve), ilustrada en la figura 1.28 y anteriormente también en la figura 1.24. El punto de operación o servicio α se obtiene despreciando las pérdidas, en cuyo caso la potencia mecánica (P_m), que la turbina le suministra al generador, es igual a la potencia eléctrica (P_e) que éste le entrega a la red o sistema.

El ángulo de carga correspondiente al punto de servicio α sea β_0 . Un ligero incremento de este ángulo, por ejemplo $\Delta\beta$, conlleva a un pequeño incremento en la potencia que el generador le suministra a la red o sistema ($P_a + \Delta P$), pero en vista de que la potencia mecánica suministrada por la turbina al eje del rotor del generador

permanece invariable, el ángulo $\beta_0 + \Delta\beta$ sufre una disminución, hasta que se retorna al ángulo original de partida. El equilibrio energético ($P_{el} = P_{mec}$) se establece de nuevo, y por consiguiente también el punto de servicio α . Puede afirmarse entonces que el sistema de transmisión trabaja en forma estable, desde un punto de vista estático.

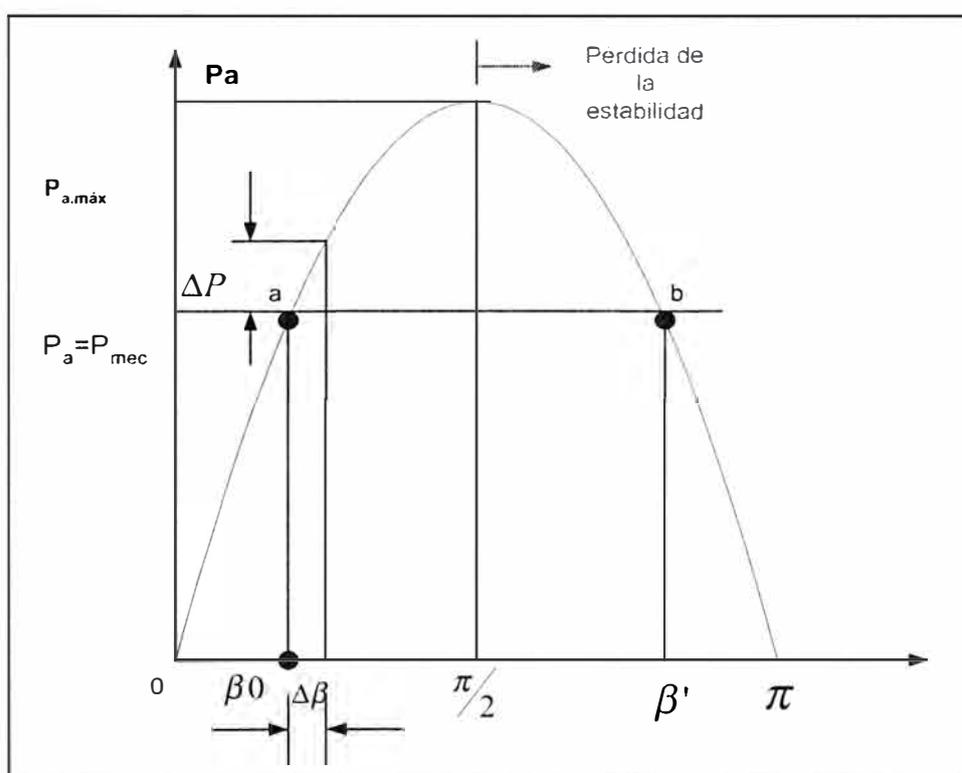


Figura 1.28 curva representativa de la estabilidad estática.

Si por el contrario el ángulo β disminuye, el generador se ve acelerado y tarde o temprano retorna al punto estable de trabajo α .

Sin embargo, no sucede lo mismo con el punto b, correspondiente al ángulo β' . Un incremento en la potencia mecánica de la turbina motriz conduce a una aceleración del rotor del generador y a un aumento en el ángulo β' . La figura 1.28 indica, no

obstante, que un incremento de β' conduce a una disminución de la potencia transferida a la red o sistema por parte del generador. El generador, por consiguiente, se ve aún más acelerado hasta que pierde su sincronismo; se dice entonces que el punto de trabajo b es inestable.

La *Condición de estabilidad estática* demanda del sistema, por lo visto, que el ángulo formado por las tensiones involucradas, β , sea menor de 90° , o, expresado en forma matemática,

$$\frac{dP_{el}}{d\beta} > 0, \quad \text{es decir,} \quad \frac{dP_{el}}{d\beta} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \cos \beta > 0 \quad (1.48)$$

Esta magnitud se conoce como potencia o par de sincronización, y mientras mayor sea su valor también lo será la estabilidad del sistema. La potencia máxima que puede ser transferida asciende por lo tanto, a

$$P_{e,max.} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \quad \text{ya que} \quad \beta = 90^\circ \quad (1.49)$$

La relación 1.49 indica que la potencia máxima transmitida depende del cuadrado de las tensiones (considerando $U_1 = U_2$) y de la reactancia total del sistema. Debido al valor límite involucrado en esta expresión se suele hablar de una *Potencia de límite*, por la pérdida de sincronismo que acarrea el exceder su valor. Se observa además que líneas muy largas (X aumenta) limitan la potencia máxima transmitida o, visto de otra manera, a la estabilidad del sistema.

Condensador en serie

Ahora resulta muy fácil apreciar los beneficios que trae la interconexión en el sistema de un banco de condensadores en serie (X_C). La nueva reactancia que ofrece el sistema resulta ser, $X'=X-X_C$, con lo cual se obtiene:

$$P_a = \frac{U_1 \cdot U_2}{X - X_C} \cdot \text{Sen}\beta \quad (1.50)$$

y con $\beta=90^\circ$,

$$P_{a,max.} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X - X_C} \quad (1.51)$$

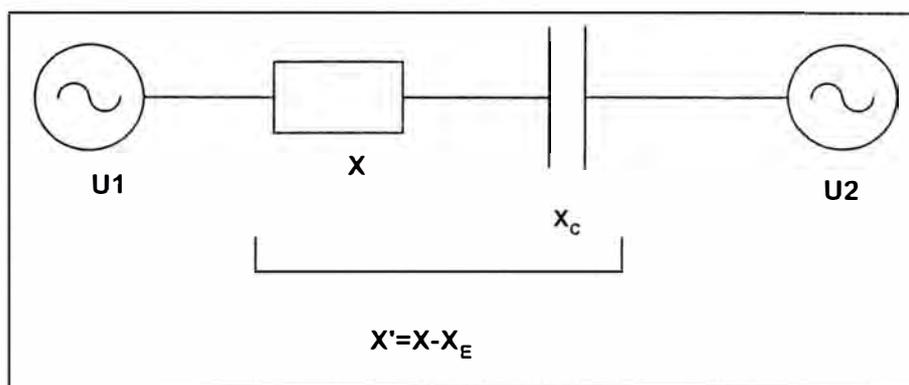


Figura 1.29 interconexión de un banco de condensadores en serie con el sistema de la figura 1.28

Al incorporar en el sistema bancos de condensadores en serie no puede seguirse despreciando la resistencia óhmica R . La relación 1.50 adquiere entonces una dependencia de la impedancia característica ($R \neq 0$):

$$P_{a2(z)} = -\frac{U_2^2 \cdot \text{Sen}\alpha}{\sqrt{R^2 + (X - X_C)^2}} + \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \text{Sen}(\beta + \alpha)}{\sqrt{R^2 + (X - X_C)^2}} \quad (1.52)$$

donde el ángulo α se puede determinar con la ayuda de la relación

$$\tan \alpha = \frac{R}{X - X_c} \quad (1.53)$$

El efecto de la consideración de la resistencia óhmica del sistema ($R \neq 0$) se ilustra en la figura 1.30, la cual contempla la línea de transmisión con y sin bancos de condensadores en serie.

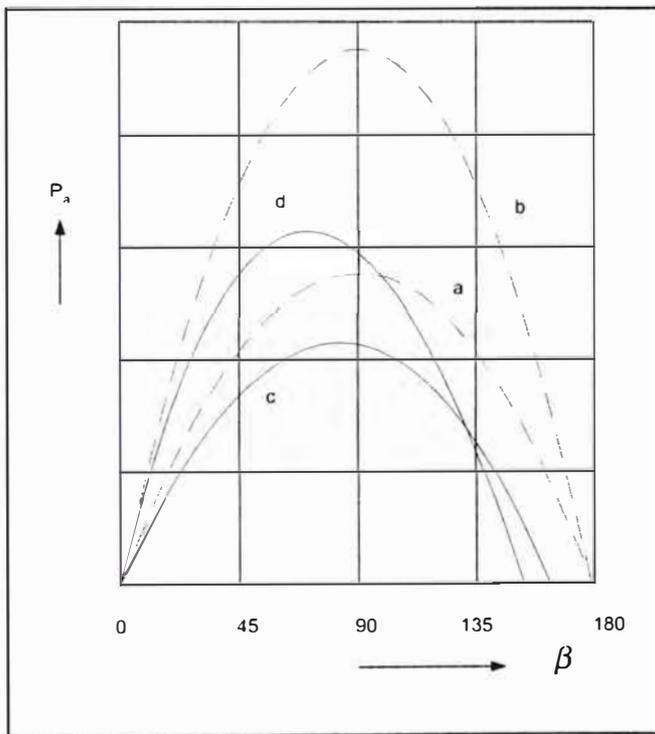


Figura 1.30
comportamiento de la
estabilidad sin
condensador en serie y
 $R=0$ (a), con
condensador en serie y
 $R=0$ (b), sin
condensador en serie
pero $R/X=0.2$ (c), y
con condensador en
serie y $R/X=0.2$ (d)

Mientras que la potencia transmitida en la línea no compensada ($X_c = 0$) sólo varía ligeramente sin pérdidas ($R = 0$, curva a) respecto a la línea con pérdidas ($R \neq 0$, curva c), se observa que en la línea compensada ($X_c \neq 0$) la no consideración de la resistencia óhmica del sistema conduce a sustanciales errores en la apreciación de las potencias involucradas (curvas b y d, respectivamente).

Se observa, además, la enorme ventaja que el condensador en serie trae consigo: para un mismo ángulo β la potencia transmitida por la línea compensada con la ayuda de un condensador en serie es apreciablemente mayor que la que transmite la

línea no compensada. La potencia que puede ser transmitida, bajo condiciones estables del sistema, aumenta con la ayuda de X_c . Modificando la relación 1.52 se pone cuantitativamente de manifiesto este beneficio.

$$P_{a2(z)} = \frac{U_2^2 - B^2}{X} \left[\frac{U_2 + \Delta U}{U_2} \cdot \text{Sen}(\beta + \alpha) - \text{Sen}\alpha \right] \quad (1.54)$$

El factor B depende de las resistencias y reactancias involucradas, al igual que del grado de compensación del sistema, y se expresa por

$$B^2 = \left[(R/X)^2 + (1 - X_c/X)^2 \right]^{1/2} \quad (1.55)$$

En la figura 1.31 se ilustra a B en función de la relación X_c/X para diferentes valores R/X . Es notorio que mientras mayor sea el grado de compensación del sistema mayor cantidad de energía puede ser transmitida a través del mismo para un ángulo invariable β .

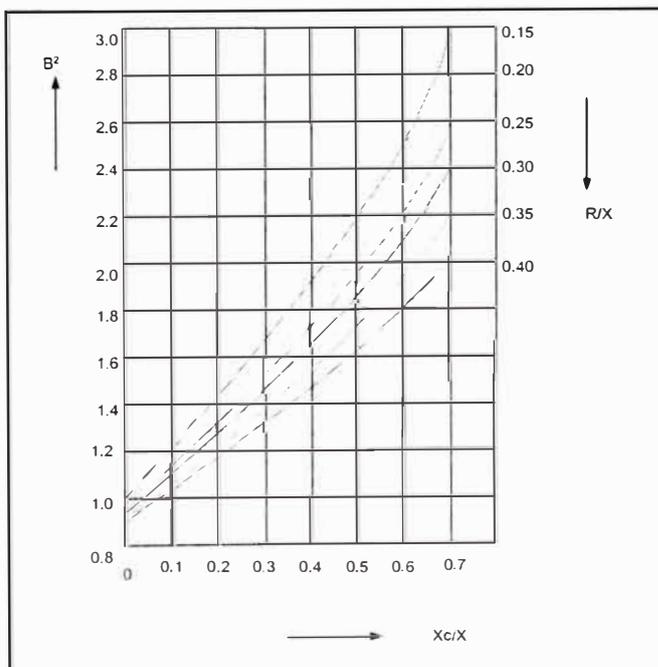


Figura 1.31 dependencia del factor de B^2 de las resistencias óhmicas asociadas al circuito. La reactancia del condensador es X_c y de la línea X . La resistencia óhmica total de todos los elementos involucrados, tales como generador, transformador, línea, etc., sea R .

La potencia máxima (relación 1.49) adquiere su nueva forma

$$P_{a.m\acute{a}x(z)} = \frac{U_1 \cdot U_2}{\sqrt{R^2 + (X - X_c)^2}} - \frac{U_2^2 \cdot \text{sen}\alpha}{\sqrt{R^2 + (X - X_c)^2}} \quad (1.56)$$

Esta última expresión pone de manifiesto que el ángulo crítico, que por razones de estabilidad no puede ser excedido ($\beta = 90^\circ$), es ahora inferior a 90° (figura (1.30)). El condensador en serie, si bien disminuye este ángulo, permite una mayor transmisión de potencia a través del sistema.

En la explotación comercial de los sistemas de transmisión de energía resulta imposible tomar en cuenta todas las contingencias y eventualidades, de allí que nunca se llegue a los extremos de $\beta = 90^\circ$. Más bien se trabaja con un factor de seguridad, comprendido entre 0.8 y 0.9 para la estabilidad estática, y 0.90 a 0.95 para la estabilidad inmediatamente después de una falla en el sistema. Este estrecho margen es tolerable gracias a los reguladores de tensión del sistema, los cuales incrementan la potencia máxima.

1.2.2. Estabilidad de estado estable.

Esta abarca al enorme complejo de cuestionamiento de los fenómenos oscilatorios, y en particular aquellos relacionados con las oscilaciones de las máquinas sincrónicas, que se manifiestan ante variaciones muy rápidas en las condiciones de régimen del sistema. Las causas más frecuentes de estas oscilaciones son: cortocircuitos, botes y variaciones bruscas de carga, sobretensiones de maniobra, etc. La estabilidad transitoria se ve garantizada si después de estas contingencias la máquina logra volver a su régimen nominal de sincronismo.

En la figura 1.32 se ilustra un caso frecuente en la práctica: una central eléctrica alimenta a una red o consumidor cualquiera a través de dos líneas de transmisión. La potencia está dada entonces por la relación 1.47.

$$P_a = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_t} \cdot \text{sen}\beta \quad (1.57)$$

donde X_t es ahora la reactancia de todo el circuito, pero en régimen transitorio, incluyendo a la reactancia homónima del mismo generador. La curva 1 de la figura 1.32 indica el punto de servicio A cuando ambas líneas se encuentran operando satisfactoriamente, en cuyo caso se transmite la potencia P_a .

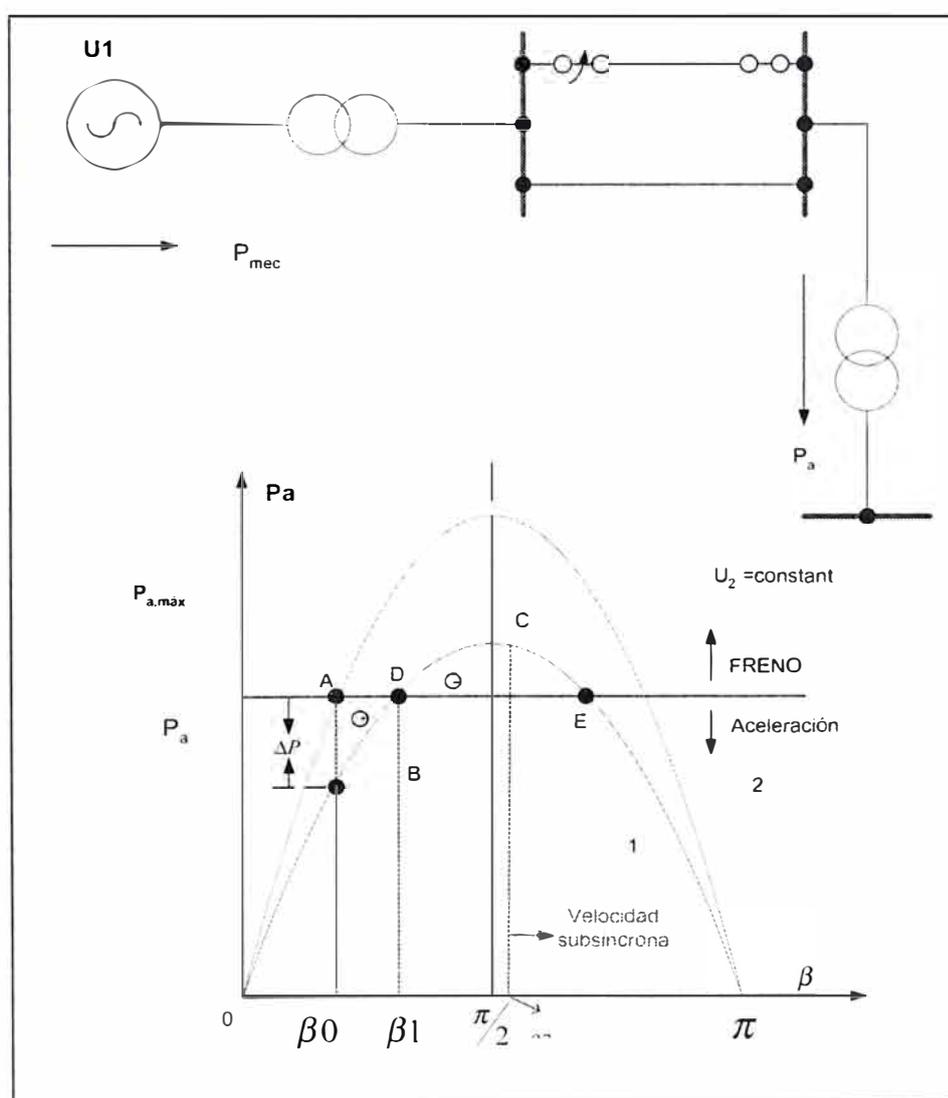


Figura 1.32 representación esquemática de estabilidad de un sistema de transmisión compuesto por dos líneas en paralelo.

Si se desconecta una de las líneas, por ejemplo la superior de la figura 1.32, la reactancia total, X_t , aumenta, y el proceso se rige entonces por la curva 2. En el primer instante, debido a la inercia (masa) del rotor, el ángulo β permanece invariable y el punto de servicio cae de A a B. La diferencia entre estos dos puntos (A-B) es proporcional a un exceso de potencia, al cual se denominará ΔP , ya que la turbina continúa accionando al generador con la misma potencia mecánica. El generador se ve acelerado y el punto de servicio se desplaza desde B hacia D: Sin embargo, en este último punto, el generador acusa una velocidad de rotación superior a la sincrónica, motivo por el cual oscila hacia el punto de servicio E, pasando por C.

En la zona entre D y E la potencia eléctrica que suministra la máquina sincrónica es mayor que la potencia mecánica que le confiere la turbina. El generador, por consiguiente, se ve frenado, alcanzando en C su valor sincrónico, para pasar a una velocidad de rotación subsincrónica. El ángulo β vuelve a disminuir, lo que conlleva a oscilaciones alrededor del punto D, que bien pueden ser amortiguadas con los recursos adecuados.

El punto D resulta ser, de acuerdo con lo anteriormente expuesto, el nuevo punto de servicio continuo de la máquina, una vez que una de las dos líneas del presente ejemplo ha sido desconectada.

Puede observarse que el margen de seguridad es muy pequeño, pues basta un ligero incremento en la demanda de potencia activa P_a , de acuerdo con las condiciones dadas, para que la desaceleración (freno) en la zona DE no regrese de nuevo al sincronismo.

El criterio de la estabilidad transitoria bien puede ser analizado entonces con la ayuda de las superficies señaladas en la figura 1.32: las áreas por encima (-) y por

debajo (+) del punto de servicio estable A tienen que ser iguales entre sí, de manera que se garantice la estabilidad dinámica del sistema.

La potencia transitoria limítrofe del fenómeno pasa a ser, por consiguiente, la carga máxima que soporta el sistema bajo condiciones nominales de operación, para la cual se cumple $DCE > ABD$.

Estas consideraciones son muy importantes en aquellos sistemas donde se pueden conectar y desconectar grandes cargas eléctricas (por ejemplo hornos de arco) o, por el contrario, enormes generadores como los usados en las centrales nucleares (más de 1,200 MVA por unidad).

La estabilidad transitoria del sistema puede ser incrementada con la ayuda de los siguientes recursos:

- a) Reenganche selectivo.
- b) Disminución del tiempo de operación de los interruptores de potencia.
- c) Disminución de las reactancias de los generadores del sistema.
- d) Aumento de la masa rodante de los generadores (volantes de inercia).
- e) Recurrir a operaciones de maniobra optimizadas.
- f) Instalación de generadores de reactivos (por ejemplo los FACTS).
- g) Condensadores en serie.

CAPITULO II

2. FALLAS Y EFECTOS EN LOS GENERADORES SÍNCRONOS.

Los generadores durante su vida útil están expuestos a cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador.

Las fallas que se producen en los generadores las podemos clasificar por según sus efectos:

2.1. Sobretemperaturas en el devanado del estator.

Producto de sobrecargas, fallas en el sistema de enfriamiento, o puntos calientes localizados causados por fallas en el aislamiento de las láminas del núcleo; también pueden ser por un calentamiento localizado o rápidamente desarrollado en el devanado.

2.2. Sobretemperaturas en el rotor.

Debido a cortocircuitos, sobreexcitación del generador que pueden ocurrir por defectos en el sistema regulador de tensión, calentamientos en el núcleo del rotor debido a la presencia de componente de secuencia negativa, producto de la carga desbalanceada.

2.3. Daños severos y costosos en aislamientos, bobinados y núcleo, así como severos esfuerzos torsionales al eje y acoplamientos.

Producto de fallas a tierra en el estator del generador.

2.4. Severa vibración del rotor debido a que el rotor está desbalanceado.

Esto ocurre producto de una doble falla a tierra del devanado del rotor.

2.5. Calentamiento de los devanados del estator y del rotor, así como inestabilidad en el sistema.

Ello puede ocurrir debido a la pérdida completa o parcial de la excitación del generador, que puede deberse a varias causas, tales como: al disparo accidental del interruptor de campo, a la rotura del circuito de excitación, cortocircuito del campo debido a una descarga entre los anillos rozantes, fallas en el sistema regulador de tensión, o a la pérdida del suministro al sistema de excitación.

2.6. Pérdida del sincronismo.

La inestabilidad en el generador puede ser causado por un prolongado tiempo de aclaración de una falla, un voltaje del sistema bajo, reducida excitación de la máquina, alta impedancia entre el generador y el sistema, o algunas maniobras de línea.

2.7. Severo calentamiento en el núcleo del generador, transformador y eventualmente rotura del aislamiento.

La sobreexcitación se produce cuando la relación tensión/frecuencia (V/Hz), aplicado a los terminales del equipamiento excede 1,05 p.u. (Tensión base del generador) para un generador y 1,05 p.u. (Tensión base del transformador) en plena carga o 1,1 p.u. en vacío; en los terminales de Alta Tensión del transformador, sobreexcitación que lleva a la saturación del núcleo que ocasiona calentamiento en el generador y en cualquier transformador conectado a los terminales de este.

Asimismo, el flujo de dispersión puede inducir corrientes en los componentes no laminados, los que no han sido diseñados para llevar flujo.

2.8. Energización inadvertida.

A pesar de las precauciones debidas, existe el riesgo de energizar los generadores involuntariamente. En algunos casos se han causado severos daños a la máquina.

2.9. Esfuerzos anormales en la turbina.

Es producto de que el generador se convierte en motor haciendo girar a la turbina. Los problemas involucrados son: Las aspas de la turbina se sobrecalientan con turbinas a vapor, cavitación con turbinas hidráulicas, retrogresión de la llama y peligro de incendio con máquinas diesel.

CAPITULO III

3. PROTECCIÓN DE GENERADORES.

Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

Las protecciones más usuales a los generadores son:

- Protección diferencial del generador.
- Protección de sobrecorriente.
- Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión.
- Protección de mínima impedancia.
- Protección de mínima tensión.
- Protección de sobretensión.
- Protección de mínima frecuencia.
- Protección contra pérdida de campo.
- Protección contra desbalance.
- Protección contra potencia inversa.
- Protección contra fallas a tierra.
- Protección de sobreexcitación.

- Protección contra energización inadvertida.
- Protección térmica con resistencia dependiente de la temperatura.
- Protección de deslizamiento de polo.
- Protección de fallo del interruptor.
- Protección de cortocircuito de interruptor.
- Protección de sobreintensidad bloqueada.

A continuación procedemos a la descripción de cada uno de ellos:

3.1. Protección diferencial del generador (87) [3], [5], [8].

Una falla en los devanados del estator, o del aislamiento de las conexiones, puede provocar daños graves en los devanados y en el núcleo del estator. La magnitud de los daños dependerá del nivel de corriente de falla y de su duración. Se debe aplicar la protección para limitar el grado de los daños y así limitar los costes de reparación. En el caso de las centrales eléctricas principales, puede ser necesaria la desconexión de alta velocidad desde el sistema de alimentación para mantener la estabilidad del sistema.

En los generadores de más de 1 MVA, es normal aplicar protección de generador diferencial. Esta forma de protección de la unidad permite la detección discriminatoria de fallos en los devanados, sin retardo temporal intencionado, cuando se produce un incremento significativo de la intensidad. La zona de protección, definida por la ubicación de los transformadores de corriente (TI), debe estar dispuesta de manera que ignore la protección de otros elementos de la central, tales como las barras colectoras o los transformadores multiplicadores.

La protección de intensidad diferencial circulante funciona según el principio de igualdad de intensidad entrante y saliente de la zona de protección. Cualquier diferencia entre estas intensidades indica la presencia de un fallo en la zona.

Si los transformadores de intensidad (TI) están conectados tal como muestra la Figura 3.1, se apreciará que la intensidad que circula por la zona de protección hace que la intensidad circule también por el cableado secundario. Si los TI son del mismo índice y tienen las mismas características de magnetización, producirán intensidades secundarias iguales y, por lo tanto, no circulará intensidad por el relé. Si hay un fallo en la zona de protección, habrá diferencia entre las salidas de los TI; el flujo de esta diferencia a través del relé es el que le hace funcionar.

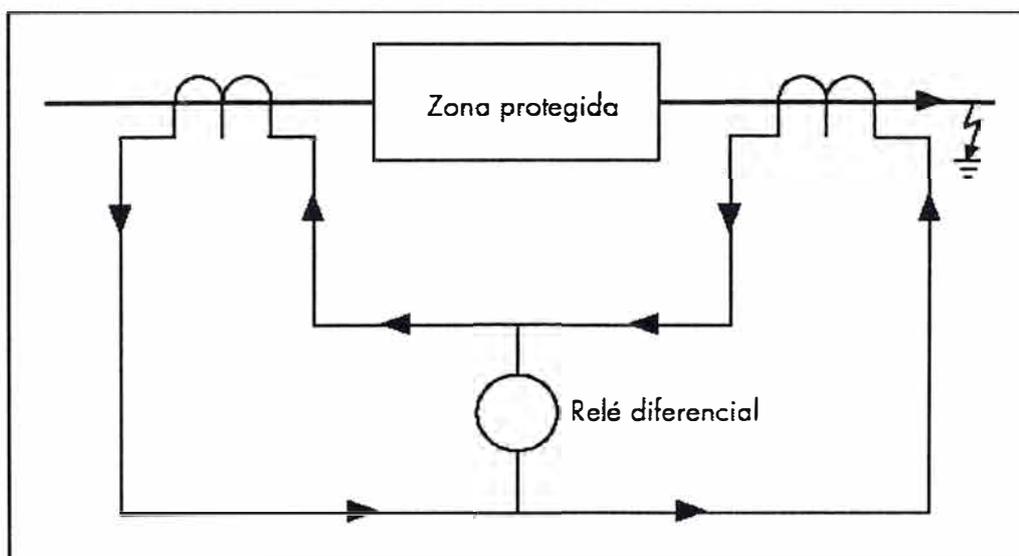


Figura 3.1: Principio de circulación de la protección de intensidad diferencial.

La circulación de una intensidad elevada, incrementada debido a alguna condición externa de fallo, puede producir una mayor saturación de uno de los TI, con lo que se produce una diferencia en la intensidad secundaria producida por cada TI.

Es fundamental estabilizar la protección en estos casos. Para ello normalmente se utilizan dos métodos. Una técnica de frenado, mediante la que se incrementa el ajuste del relé según crece la intensidad. O bien una técnica de alta impedancia, que consiste en un valor de impedancia del relé tal que, en condiciones máximas de fallo, la intensidad del elemento diferencial es insuficiente para el funcionamiento del relé. Los dos modos de funcionamiento tienen la misma validez; será la preferencia del usuario la que determine la utilización de uno u otro. Más adelante se describe el principio de funcionamiento de cada uno de los modos.

Protección de frenado diferencial. La intensidad que circula en un relé de frenado diferencial se utiliza para incrementar el ajuste del elemento diferencial. Para fallos de circulación de intensidad elevada es poco probable que las salidas de los TI de cada zona sean iguales debido a los efectos de la saturación del TI. En este caso se puede producir una intensidad diferencial. En cualquier caso, el frenado incrementará el ajuste del relé de tal manera que la corriente de desequilibrios diferencial no es suficiente para hacer funcionar el relé.

La intensidad que circula se calcula como media de la suma escalar de las intensidades entrante y saliente de la zona de protección. Esta intensidad de cálculo se utiliza para aplicar un porcentaje de frenado que incremente el ajuste diferencial. El porcentaje de frenado se puede variar para obtener las características de funcionamiento que se muestran en la Figura 3.2.

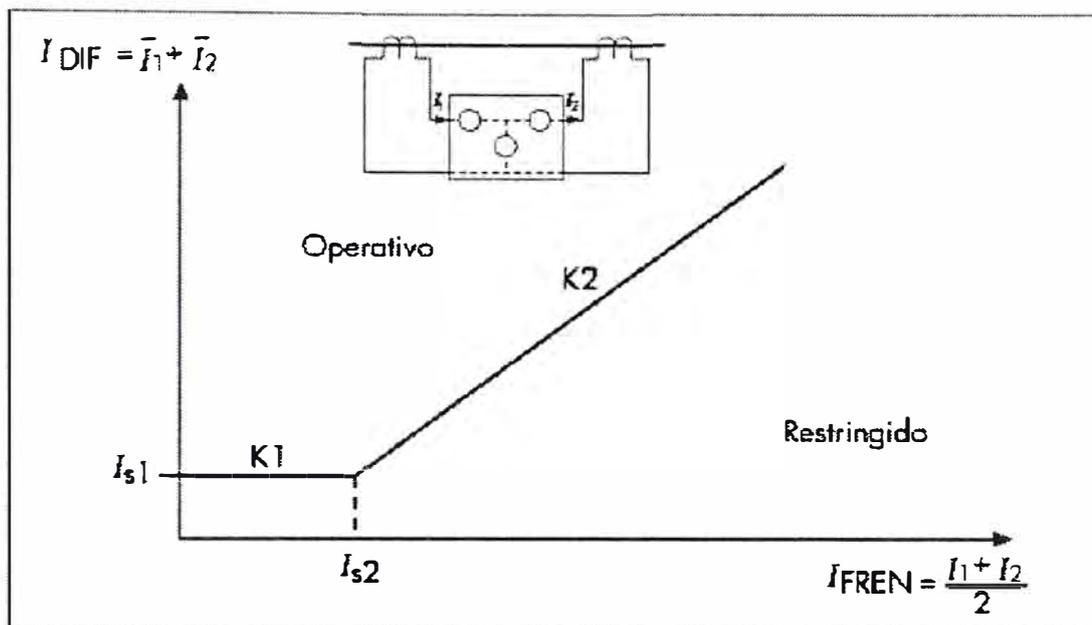


Figura 3.2: Características de funcionamiento de la protección de frenado diferencial

En el relé se proporcionan dos ajustes de frenado: La pendiente de frenado inicial, “Gen dif k1”, se aplica para intensidades que circulan hasta el “Gen dif I s2”. La segunda pendiente de frenado, “ Gen dif k2”, se aplica para intensidades que circulan por encima del ajuste del Gen dif I s2.

La intensidad de funcionamiento del elemento de frenado diferencial se puede calcular, para cualquier valor de intensidad en circulación, utilizando la siguiente fórmula.

$$I_{FREN} = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (3.1)$$

$$I_{DIF} \geq K_2 \cdot I_{FREN} - (K_2 - K_1) \cdot I_{S2} + I_{S1} \quad \text{donde } I_{FREN} > I_{S2} \quad (3.2)$$

$$I_{DIF} \geq K_1 \cdot I_{S1} \quad \text{donde } I_{FREN} < I_{S2} \quad (3.3)$$

La función de protección de frenado diferencial utiliza los dos conjuntos de entradas de medidas de tres fases ($I_A, I_B, I_C, I_{A2}, I_{B2}, I_{C2}$), conectadas para medir la

intensidad de fase del terminal neutro y de los terminales del motor, tal como se muestra en la Figura 3. En los relés digitales, el software del relé calcula las intensidades diferencial y de frenado, proporcionando una función de protección diferencial de fase independiente que se puede visualizar en las columnas “MEDIDAS” del menú del relé.

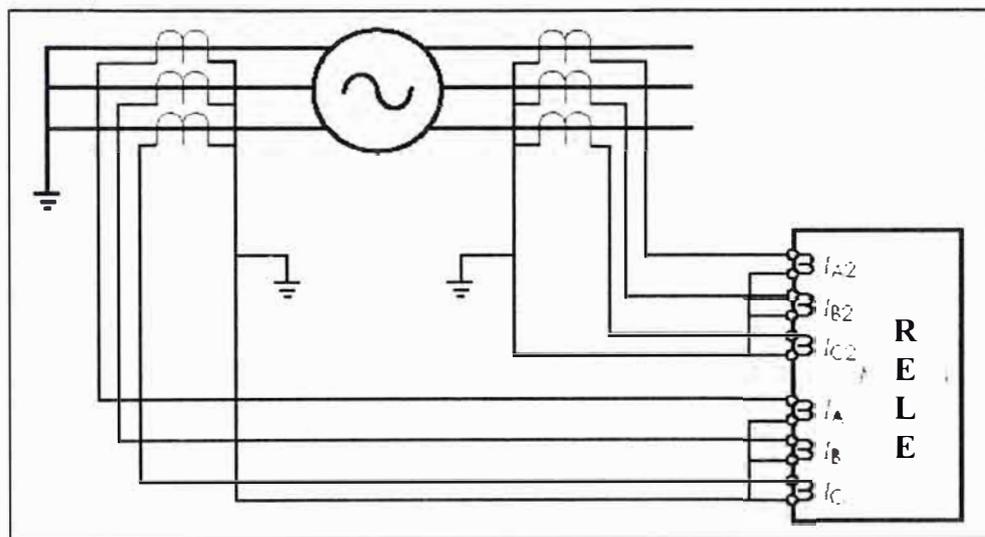


Figura 3.3: Conexiones del relé para la protección de frenado diferencial

Directrices para el ajuste de la protección de frenado diferencial. Para poder seleccionar la protección de frenado diferencial, debe tener el ajuste ‘Frenado’.

El ajuste de la mínima intensidad diferencial que hace operar al relé, “ Gen difs I s1”, debe tener el ajuste más bajo posible para proteger al máximo el devanado. Normalmente, se considera adecuado un ajuste del 5% del índice de intensidad del generador.

“ Gen dif I s2”, umbral por encima del que se aplica el segundo ajuste de frenado, debe estar ajustado en el 120% del índice de intensidad del generador.

El ajuste de la pendiente de frenado inicial, “ Gen dif k1”, debe establecerse en el 0% para proporcionar la sensibilidad óptima frente a fallos internas.

Normalmente, la segunda pendiente de frenado debe estar establecida en el 150% para proporcionar la estabilidad adecuada ante fallos externas.

Estos ajustes se pueden incrementar cuando se utilicen TI de la clase de baja precisión para alimentar la protección.

Protección de alta impedancia diferencial. El principio de alta impedancia se explica mejor si se considera un esquema diferencial en el que un TI se satura ante un fallo externo, tal como se muestra en la Figura 3.4.

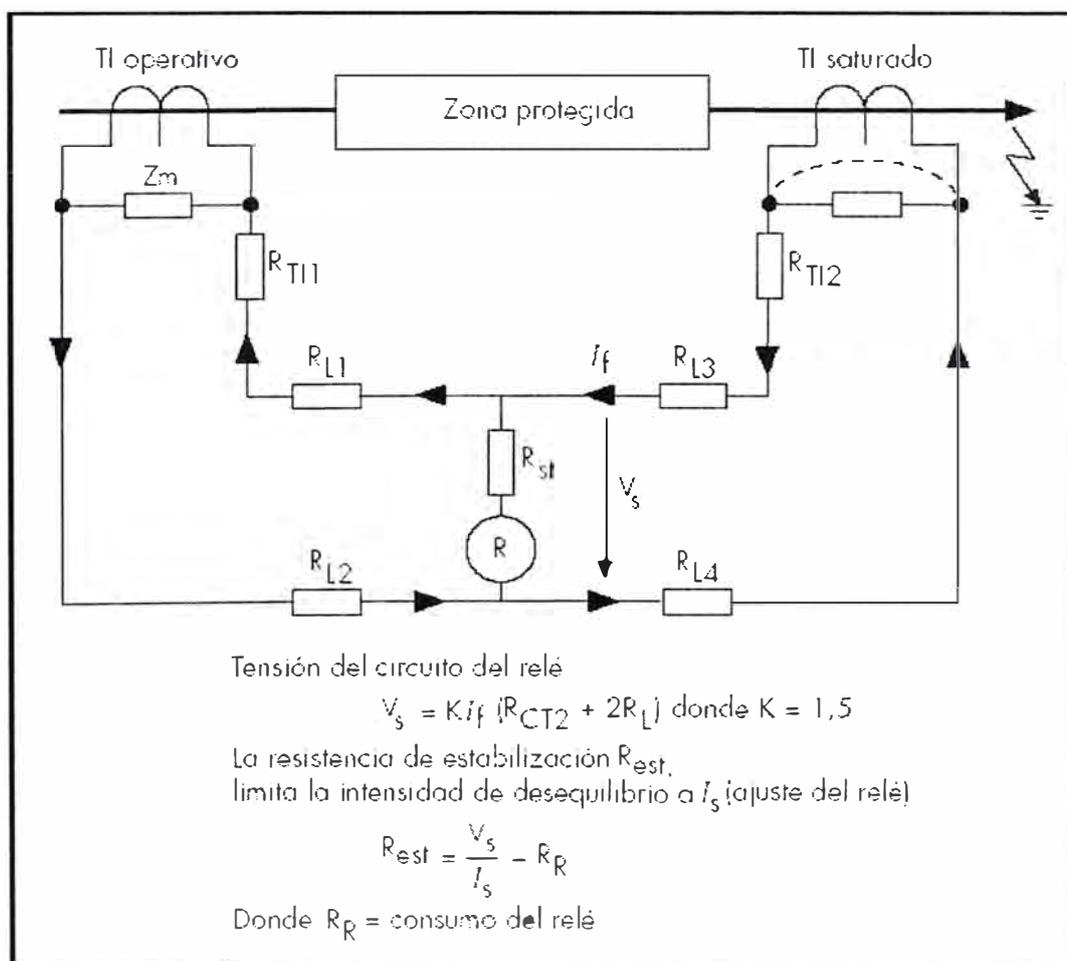


Figura 3.4: Principio de protección de alta impedancia diferencial

Si se considera que el circuito del relé va a ser de muy alta impedancia, la intensidad secundaria producida por el TI operativo circulará por el TI saturado.

Si se considera que no es significativa la impedancia de magnetización del TI saturado, la tensión máxima del circuito del relé será igual a la intensidad de fallo secundaria multiplicada por la impedancia conectada, $(RL3 + RL4 + RCT2)$.

Se puede estabilizar el relé para esta tensión máxima aplicada incrementando la impedancia global del circuito del relé, de tal manera que la intensidad resultante que circula por el relé es menor que su ajuste de intensidad. Puesto que la impedancia de la entrada del relé es relativamente baja, es necesario una resistencia externo conectado en serie. El valor de esta resistencia, R_{ST} , se calcula con la fórmula de la Figura 3.4. Puede ser, necesario una resistencia adicional no lineal, Metrosil, para limitar los picos de tensión del circuito secundario en condiciones de fallo interno.

Para asegurarse del rápido funcionamiento de la protección durante un fallo interno, el TI que se utiliza para hacer funcionar la protección debe tener un punto de inflexión de la tensión de al menos 4Vs.

La función de protección de alta impedancia diferencial utiliza las entradas de intensidad I_{A2} , I_{B2} , I_{C2} conectadas para medir la intensidad diferencial de cada fase, tal como se muestra en la Figura 3.5.

Directrices para el ajuste de la protección de alta impedancia diferencial. El ajuste de la intensidad diferencial, “Gen dif I sl”, debe establecerse lo más bajo posible con el fin de proteger al máximo el devanado del generador. Normalmente, se considera adecuado un 5% del índice de intensidad del motor. Puede ser necesario incrementar este ajuste cuando para alimentar la protección se utilice un TI de clase

de baja precisión. Debe comprobarse que la intensidad de funcionamiento primaria del elemento sea menor que la intensidad mínima de fallo con la que debe funcionar la protección.

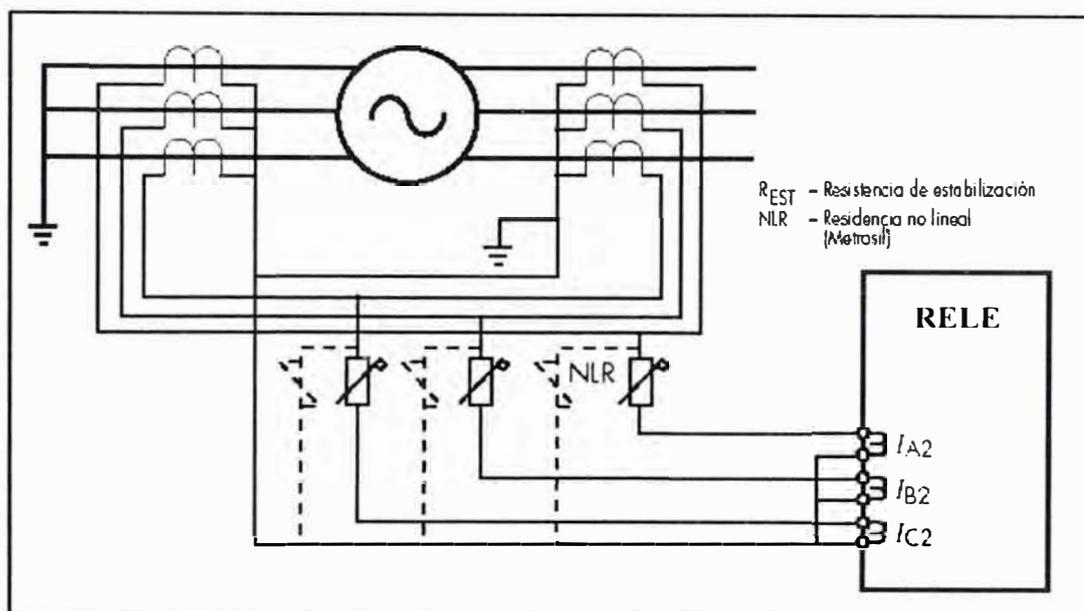


Figura 3.5: Conexiones del relé para la protección de alta impedancia diferencial

La intensidad de funcionamiento primaria (I_{op}) será una función de relación del transformador de intensidad, la intensidad de funcionamiento del relé ($Gen\ dif\ I_{S1}$), el número de transformadores de intensidad en paralelo con el elemento de relé (n) y la intensidad de magnetización de cada transformador de intensidad (I_e) dentro de la tensión de estabilidad (V_s). Esta relación puede expresarse de tres maneras:

- Para determinar la máxima intensidad de magnetización del transformador de intensidad con el fin de conseguir una intensidad primaria específica con una intensidad de funcionamiento del relé concreta.

$$I_e < \frac{1}{n} \cdot \left[\frac{I_{op}}{TI_{RATIO}} - Gen\ dif\ I_{S1} \right] \quad (3.4)$$

- Para determinar el ajuste máximo de intensidad del relé con el fin de conseguir una intensidad primaria de funcionamiento específica con una intensidad de magnetización del transformador de intensidad concreta.

$$Gen\ dif\ I_{S1} < \left[\frac{I_{OP}}{TI_{RATIO}} - n \cdot I_e \right] \quad (3.5)$$

- Para expresar la intensidad de funcionamiento de la protección primaria para una intensidad de funcionamiento del relé y un nivel de intensidad de magnetización concretos.

$$I_{OP} = (TI_{RATIO}) \cdot (Gen\ dif\ I_{S1} + n \cdot I_e) \quad (3.6)$$

Para conseguir la intensidad de funcionamiento primaria utilizando con los transformadores de intensidad que se estén utilizando, debe seleccionarse un ajuste de intensidad (Gen dif I s1) del elemento de alta impedancia, tal como se detalla en la anterior expresión (ii). El ajuste de la resistencia de estabilización (RST) debe calcularse de la siguiente manera, siendo el ajuste función del ajuste de tensión de estabilidad (Vs) y del ajuste de la intensidad del relé (Gen dif I s1).

$$R_{EST} = \frac{V_s}{Gen\ dif\ I_{S1}} \quad (3.7)$$

Nota: La fórmula anterior supone que los consumos del relé no son significativos

UTILIZACIÓN DE LAS RESISTENCIAS NO LINEALES “METROSIL”.

Los Metrosil se utilizan para limitar los picos de tensión desarrollados por los transformadores de intensidad bajo condiciones de fallo a un valor por debajo del nivel de aislamiento de los transformadores de intensidad y de las conexiones internas y del relé, capaces de soportar normalmente picos de 3000V. Para estimar los picos transitorios de tensión que se pueden producir ante un fallo interno, debe

utilizarse la siguiente fórmula. Los picos de tensión que se producen durante un fallo interno serán función del punto de inflexión de la tensión del transformador de intensidad y la tensión de cortocircuito si no se produce la saturación del transformador de intensidad durante el fallo interno. Esta tensión de cortocircuito será función de la máxima intensidad secundaria de fallo interno, del índice del transformador de intensidad, de la resistencia del devanado secundario del transformador de intensidad, la resistencia de la conexión del transformador de intensidad al punto común, la resistencia de la conexión del relé y el valor de la resistencia de estabilización.

$$V_p = 2\sqrt{2 \cdot V_k (V_f - V_k)} \quad (3.7)$$

$$V_f = I_f \cdot (R_{CT} + 2R_L + R_{ST}) \quad (3.8)$$

donde:

V_p = pico de tensión desarrollado por el TI en condiciones de fallo interno.

V_k = tensión del punto de inflexión del transformador de intensidad.

V_f = tensión máxima que se producirá si no se satura el TI.

I_f = máxima intensidad de fallo secundaria interna.

R_{TI} = resistencia del devanado secundario del transformador de intensidad.

R_L = máximo consumo de la conexión del transformador de intensidad al relé.

R_{ST} = resistencia de estabilización del relé.

Cuando el valor resultante de la fórmula sea mayor de un pico de 3000V, deberán aplicarse los metrosil. Se conectan a través del circuito del relé y sirven para derivar la salida de intensidad secundaria del transformador de intensidad del relé en prevención de tensiones secundarias muy elevadas.

Los metrosil tienen forma de anillo de disco y se instalan externamente.

Sus características de funcionamiento siguen la siguiente expresión:

$$V = C \cdot I^{0.25} \quad (3.9)$$

donde:

V = tensión instantánea aplicada a la resistencia no lineal (“metrosil”)

C = constante de la resistencia no lineal (“metrosil”)

I = intensidad instantánea a través de la resistencia no lineal (“metrosil”).

Si se aplica una tensión sinusoidal a través de la metrosil, la intensidad eficaz será aproximadamente 0,52x el pico de intensidad. Este valor de intensidad se calcula del siguiente modo:

$$I(rms) = 0,52 \cdot \left(\frac{V_s(rms) \cdot \sqrt{2}}{C} \right)^4 \quad (3.10)$$

donde:

V_s (eficaz) = valor eficaz de la tensión sinusoidal aplicada a través de la metrosil.

Esto se debe a que la forma de onda de la intensidad a través de la resistencia no lineal (“metrosil”) no es sinusoidal, sino sensiblemente distorsionada.

Para la aplicación satisfactoria de una resistencia no lineal (“metrosil”), sus características deben cumplir los siguientes requisitos:

- En el ajuste de tensión del relé, la intensidad de la resistencia no lineal (“metrosil”) debe ser lo más baja posible, nunca mayor de aproximadamente 30mA eficaces en el caso de transformadores de intensidad de 1A, y de aproximadamente 100mA eficaces en el caso de transformadores de intensidad de 5A.

- Con la máxima intensidad secundaria, la tensión de la resistencia no lineal (“metrosil”) debe estar limitada a 1500V eficaces o picos de 2120V durante 0,25 segundos. Con mayores ajustes de tensión del relé, no siempre es posible limitar el fallo de tensión a 1500V eficaces, por lo que deben tolerarse tensiones de fallo más elevadas.

En las tablas siguientes se muestran los tipos de Metrosil más normalmente necesarios, en función del índice de tensión del relé, el ajuste de intensidad del relé, etc.

Unidades Metrosil para relés con TI de 1 Amp:

Las unidades Metrosil con TI de 1 Amp han sido diseñadas para cumplir con las siguientes restricciones:-

- En el ajuste de tensión del relé, la intensidad de la Metrosil debe ser inferior a 30mA eficaces.
- Con la máxima intensidad secundaria de fallo interno, la unidad Metrosil debe limitar la tensión a 1500V eficaces siempre que sea posible.

Tabla 3.1: Unidades Metrosil recomendadas normalmente para su utilización con TI de 1Amperio.

Tensión del relé. Ajuste	Característica nominal		Recomendado	Tipo Metrosil
	C	β	Relé de polo sencillo	Relé de polo triple
Hasta 125V eficaces.	450	0,25	600A/S1/S256	600A/S3/1/S802
De 125 a 300V eficaces	900	0,25	600A/S1/S1088	600A/S3/1/S1195

Nota: Las unidades Metrosil de polo sencillo se suministran normalmente sin soporte de montaje salvo que el cliente indique lo contrario.

Unidades Metrosil para relés con TI de 5 Amp. Estas unidades Metrosil han sido diseñadas para cumplir con los siguientes requisitos:

- En el ajuste de tensión del relé, la intensidad de la Metrosil debe ser menor de 100mA eficaces (las intensidades máximas que pasan las unidades están bajo la descripción de su tipo).
- Con la máxima intensidad secundaria de fallo interno, la unidad Metrosil debe limitar la tensión a 1500V eficaces durante 0,25 segundos. Con los mayores ajustes del relé, no es posible limitar la tensión de fallo a 1500V eficaces, por lo que deben tolerarse tensiones de fallo mayores (indicadas por *, **, ***).

Tabla 3.2: Unidades Metrosil recomendadas normalmente para su utilización con TI de 5 Amp y relés de polo sencillo:

Secundaria interna intensidad de fallo	Tipo METROSIL recomendado			
	Ajuste de tensión del relé			
Amperios rms 50 A	Hasta 200V rms 600A/S1/S1213 C=540/640 35 mA rms	250V rms 600A/S1/S1214 C=670/800 40 mA rms	275V rms 600A/S1/S1214 C=670/800 50 mA rms	300V rms 600A/S1/S1223 C=740/870* 50 mA rms
100 A	600A/S2/P/S1217 C=470/540 70 mA rms	600A/S2/P/S1215 C=570/670 75 mA rms	600A/S2/P/S1215 C=570/670 100 mA rms	600A/S2/P/S1196 C=620/740* 100 mA rms
150 A	600A/S3/P/S1219 C=430/500 100 mA rms	600A/S3/P/S1220 C=520/620 100 mA rms	600A/S3/P/S1221 C=570/670** 100 mA rms	600A/S3/P/S1222 C=620/740*** 100 mA rms

Nota: *pico de 2400V **pico de 2200V ***pico de 2600V.

En ciertas situaciones se pueden ensamblar discos sencillos. Consulte con el fabricante para que le detallen sus aplicaciones.

Notas:

- Las unidades Metrosil recomendadas para su utilización con TI de 5 Amperios también se pueden aplicar con relés de polo triple. Consisten en tres unidades de polo sencillo montadas en el mismo terminal pero aisladas eléctricamente unas de otras. Para encargar estas unidades especifique "Metrosil del tipo de triple polo", seguido de la referencia del tipo de polo sencillo.
- Se pueden suministrar las unidades Metrosil para ajustes de tensión del relé más elevados e intensidades de fallo si lo solicita.

3.2. Protección de sobrecorriente (51/50) [5], [6].

Esta protección está constituida por un elemento de sobreintensidad no direccional de dos etapas. Este elemento puede utilizarse para proporcionar protección de respaldo de retraso temporal al sistema y protección de alto nivel para operaciones rápidas ante fallos del generador.

La primera etapa tiene una característica de temporización que se puede ajustar tanto como retardo de tiempo inverso (IDMT) o de Tiempo definido (DT).

La segunda etapa tiene un temporizador de tiempo definido que se puede ajustar en cero para que se ponga inmediatamente en funcionamiento.

Directrices para el ajuste de la protección de sobreintensidad.-

La primera etapa de la protección de sobreintensidad se puede seleccionar estableciendo la "Función" con cualquiera de los ajustes inversos o DT.

La primera etapa puede proporcionar protección de respaldo para fallos en el generador y el sistema. Para ello debe estar coordinada con la protección aguas abajo para proporcionar discriminación de los fallos del sistema, ajuste del umbral de intensidad.

Para proporcionar la protección de respaldo del generador y del sistema, se debe alimentar el elemento desde los TI conectados en los terminales del generador.

Si se utiliza el terminal final de los TI, el elemento proporcionará protección sólo al sistema, salvo que el generador esté conectado en paralelo a una segunda fuente de alimentación.

La segunda etapa de protección de sobreintensidad puede activarse estableciendo la “ $I > 2$ Función” en DT, con lo que se proporciona una característica de funcionamiento en tiempo definido. Cuando se utilizan terminales TI, se puede ajustar la segunda etapa como protección de sobreintensidad instantánea, proporcionando protección contra fallos internos del generador. El ajuste de intensidad de la segunda etapa, “ $I > 2$ Ajuste de intensidad”, puede establecerse como el 120% del máximo de corriente de falla del generador, normalmente 8 x intensidad de plena carga. El tiempo de funcionamiento, “ $I > 2$ Retardo temporal”, debe ajustarse como 0s para el funcionamiento instantáneo. Entonces la etapa será estable ante fallos externos en los que la intensidad de fallo del generador estará por debajo del ajuste de intensidad de la etapa. En el caso de fallos internos del generador, la intensidad de fallo estará suministrada desde el sistema y será superior al segundo ajuste de intensidad de la etapa, con lo que se consigue una rápida reparación del fallo interno.

3.3. Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión y protección de mínima impedancia. [7], [8], [9].

Un generador es también una fuente de alimentación a los fallos del sistema hasta que la protección del sistema aisle la falla. La protección de respaldo debe aplicarse al generador para que se disparen las fallas en el caso de que falle la protección principal aguas abajo o de los interruptores.

La intensidad de falla que alimenta el generador variará durante la condición de fallo tal como indica la curva de decrecimiento del generador que se muestra en la Figura 3.6. La respuesta de intensidad de fallo vendrá determinada por la acción del regulador automático de tensión del generador. En algunos generadores, la intensidad de falla arranca un circuito ‘de refuerzo’ AVR que mantiene la intensidad de falla a un nivel relativamente alto. Si el regulador de tensión está ajustado para su control manual o no existe ningún circuito de refuerzo, se puede atenuar gravemente la intensidad de falla, lo que implica el lento funcionamiento de la protección de respaldo ante fallos del sistema. En el peor de los casos la intensidad de fallo caerá por debajo de la corriente de plena carga del generador, por lo que no funcionará una protección de sobreintensidad sencilla que tenga un ajuste por encima de la intensidad de carga total.

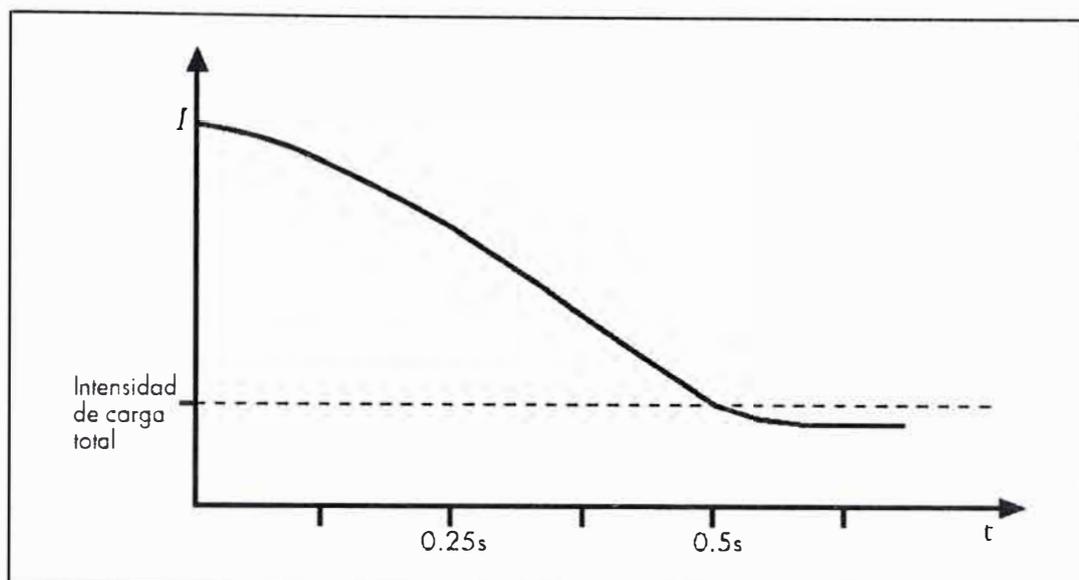


Figura 3.6: Curva típica de decrecimiento de la intensidad de fallo del generador

La protección de respaldo del sistema debe funcionar rápidamente durante un fallo y no debe funcionar en condiciones de carga. Para que así sea, se utilizan normalmente dos métodos de protección de respaldo:

- **Protección de sobreintensidad dependiente de la tensión.** Un elemento de tensión mínima detecta la presencia de un fallo reajustándose el ajuste del relé convenientemente. La protección de sobreintensidad dependiente de la tensión puede operar en modo de 'tensión controlada' o 'tensión restringida'.
- **Protección de impedancia mínima.** Este elemento se ajusta para supervisar la impedancia del sistema en los terminales del motor. El elemento se pondrá en funcionamiento si la impedancia medida debajo del umbral ajustado.

El modo de funcionamiento vendrá determinado por las preferencias de la filosofía de protección aplicada. En cualquier caso y en ciertas circunstancias, se pueden observar sutiles beneficios en la aplicación de una forma de protección frente a la otra.

Protección de sobreintensidad dependiente de la tensión (51V).

La tensión en terminales del generador caerá mientras duren las condiciones de fallo por lo que se puede utilizar un elemento de medición de la tensión para controlar el ajuste de intensidad. Al detectar un fallo se reduce el ajuste de intensidad en un factor K. Así se garantiza la reparación de los fallos en lugar de ser necesaria la presencia de la característica de decrecimiento del generador. Para controlar cada elemento de sobreintensidad de fase se utilizan tensiones compuestas, tal como se muestra a continuación.

Intensidad de fase	Tensión de control
Ia	Vab
Ib	Vbc
Ic	Vca

Si se selecciona el funcionamiento de sobreintensidad dependiente de la tensión, se puede ajustar el elemento en dos modos diferentes, sobreintensidad controlada por tensión o sobreintensidad restringida por tensión.

Protección de sobreintensidad controlada por tensión.

En este modo de funcionamiento, el sensor de mínima tensión se utiliza para producir una modificación del paso en el ajuste de intensidad del relé, cuando la tensión cae por debajo del ajuste de tensión. En condiciones de carga, a tensión plena, el relé puede tener un ajuste de alta intensidad mayor que la intensidad de plena carga. En condiciones de fallo, el relé se conmuta a un ajuste más sensible para conseguir una reparación rápida del fallo. En la figura 3.7 se muestra la característica

de funcionamiento del ajuste de intensidad cuando se selecciona el modo de control por tensión.

Si el generador está conectado directamente a una barra colectora, es preferible la protección de sobrecorriente controlada por la tensión.

Recomendaciones para el ajuste de la función de sobrecorriente controlada por la tensión. El factor de multiplicación del ajuste de intensidad, debe ser para proporcionar una intensidad primaria de funcionamiento menor del 50% de la intensidad mínima de fallo de estado estacionario en el caso de una falta de fase múltiple en el terminal remoto de un circuito, si el generador es la única fuente. Así se garantiza que el elemento proporcionará la protección de respaldo adecuada ante un fallo no reparado en ese circuito.

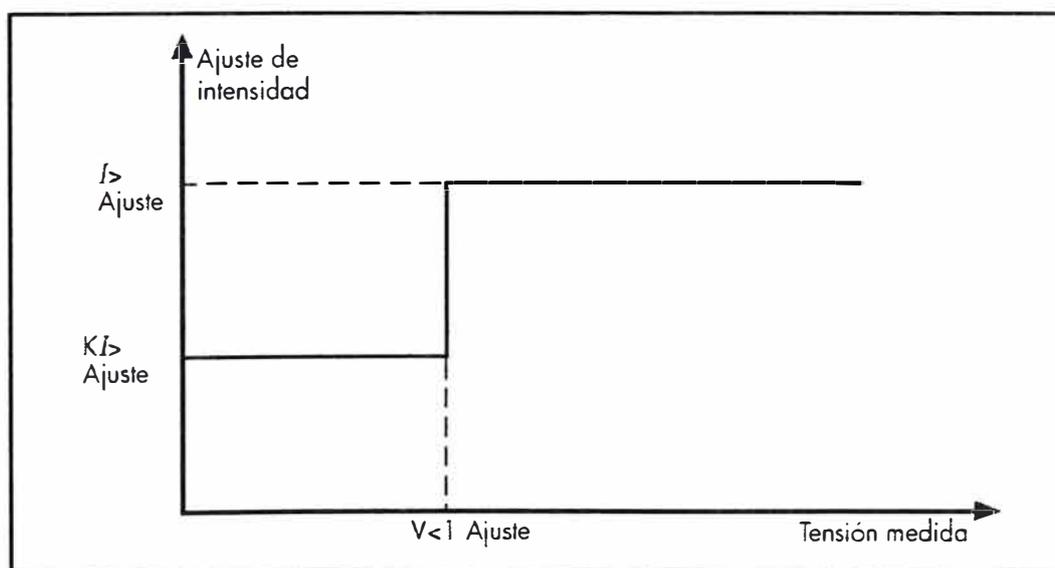


Figura 3.7: Modificación del nivel de captación de intensidad en protección de sobrecorriente controlada por la tensión.

La característica de fallo de protección controlada por la tensión debe estar coordinada con la protección del circuito saliente en el caso de un fallo del circuito en condiciones mínimas de la central.

Si existen fuentes en paralelo, puede ser que el fallo del circuito remoto no produzca una reducción suficiente de la tensión que active la característica de fallo. En estas aplicaciones se puede utilizar un elemento de tiempo de tensión mínima para reparar el fallo. Si no, se puede utilizar una protección térmica de secuencia inversa.

El ajuste de tensión para la conmutación entre las características de carga y fallo, debe ser superior a la tensión en terminales en el caso de una falla ante el que sea necesaria la protección de respaldo. En un sistema con puesta a tierra sólida, se puede hacer que el elemento sea insensible a faltas de tierra asegurándose de que el ajuste de tensión esté por debajo del $57\%V_n$ (tensión mínima de fase a fase en el caso de falta a tierra monofásica). El ajuste más normal sería el $30\%V_n$. Un ajuste de tensión mayor del $57\%V_n$ permitirá que la característica de funcionamiento del relé se modifique tanto en el caso de faltas de fase como de tierra.

De acuerdo con las siguientes ecuaciones, se pueden determinar ajustes más precisos. La intensidad mínima de fallo en el caso de una falta de fase múltiple del terminal remoto en un circuito se puede determinar del siguiente modo. Este cálculo se basa en excitación sin carga aplicada y en acción de campo no forzado o AVR durante el fallo.

$$\text{Falta trifásica : } I_f = \frac{En}{\sqrt{(n \cdot R_f)^2 + (X_s + n \cdot X_f)^2}} \quad (3.11)$$

$$\text{Falta fase a fase : } I_f = \frac{3En}{\sqrt{(2n \cdot R_f)^2 + (X_s + X_2 + 2n \cdot X_f)^2}} \quad (3.12)$$

Donde:

I_f = Intensidad primaria mínima del generador vista para el fallo del terminal del circuito multifásico.

E_n = Fase sin carga-fallo electromagnético del neutro interno del generador.

X_s = Reactancia sincrónica del eje directo del generador.

X_2 = Reactancia de la secuencia de fase inversa del generador.

R_f = Resistencia de la secuencia de fase positiva del circuito.

X_f = Reactancia de la secuencia de fase positiva del circuito.

n = Número de generadores en paralelo.

La tensión de estado estacionario del relé en condiciones de fallo externo se puede deducir del siguiente modo:

$$\text{Falta trifásica : } V_{\phi-\phi} = \frac{En \cdot \sqrt{3((nR_f)^2 + (nX_f)^2)}}{\sqrt{(nR_f)^2 + (X_s + nX_f)^2}} \quad (3.13)$$

$$\text{Falta de fase a fase : } V_{\phi-\phi} = \frac{2En \cdot \sqrt{3((nR_f)^2 + (nX_f)^2)}}{\sqrt{(2nR_f)^2 + (X_s + 2nX_f)^2}} \quad (3.14)$$

El ajuste de intensidad, debe ser menor que la I_f calculada anteriormente. El ajuste de tensión, debe ser mayor que $V_{\phi\phi}$. Con la protección de sobreintensidad controlada por la tensión se proporciona una utilidad de retardo temporal.

Protección de sobreintensidad restringida por la tensión.

En el modo de restricción de tensión, la intensidad de funcionamiento efectiva del elemento de protección es continuamente variable al igual que la tensión varía entre dos umbrales, tal como se muestra en la Figura 3.8.

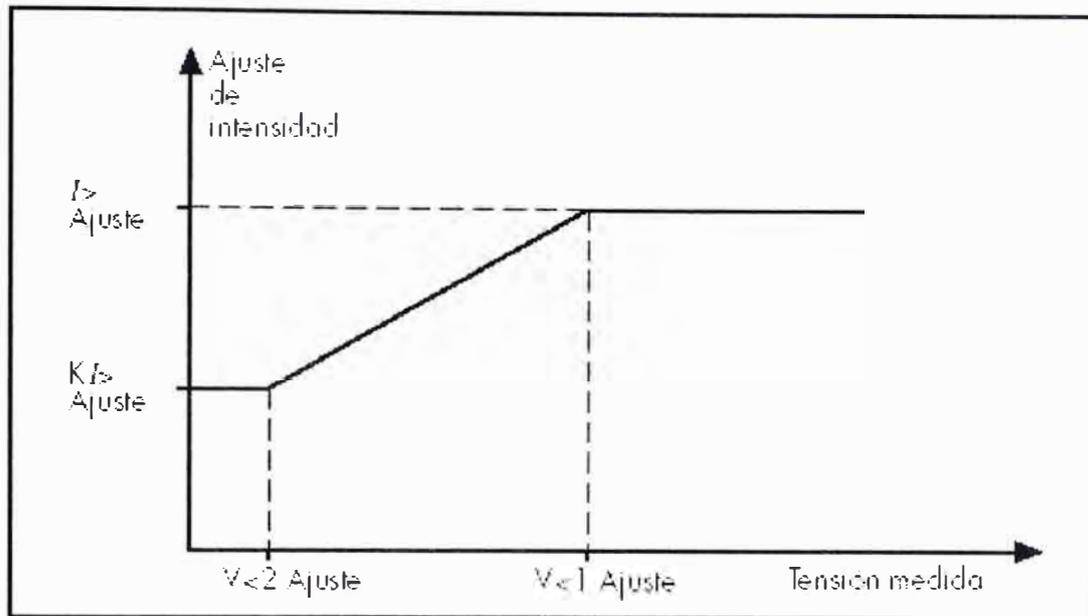


Figura 3.8: Modificación del nivel de captación de intensidad en protección de sobreintensidad restringida por la tensión.

En este modo es relativamente difícil determinar el comportamiento de la función de protección durante un fallo. En cualquier caso, se considera que este modo de protección se ajusta mejor a las aplicaciones en las que el generador está conectado al sistema a través de un transformador del generador. En caso de una conexión indirecta del generador, una falta de fase a fase sólida en la barra colectora sólo provocaría un colapso parcial de la tensión de fase a fase en los terminales del generador.

Para mejorar la sensibilidad de la función de protección de sobreintensidad restringida por la tensión en el caso de faltas de alta tensión de fase a fase alimentadas a través de un transformador elevador $Yd1$ o $Yd11$, la utilidad de transformación de la señal de tensión apropiada debe modificarse como parte de los ajustes del relé. Antes, esta corrección de las señales de tensión se dirigía adoptando

la medida de la tensión de fase a neutro o mediante la utilización de un TI de interposición estrella/delta. En el caso de los relés digitales no se puede adoptar esta aproximación puesto que las entradas de tensión del relé son compartidas con otras funciones de protección y medición que se verían afectadas negativamente por la corrección de la señal de tensión.

Recomendaciones para el ajuste de la función de sobreintensidad controlada por la tensión: Los criterios en los que debe basarse la función de protección de sobreintensidad restringida por la tensión son similares a los del modo de control por la tensión. Cuando los ajustes del relé no sean los más sensibles, como por ejemplo en el caso de tensiones menores que el ajuste, debe asegurarse la coordinación con la protección aguas abajo. Tal como se describió anteriormente, se pueden seleccionar el umbral de intensidad, la característica y el retardo temporal.

La función de sobreintensidad restringida por la tensión debe ser capaz de responder ante un fallo del terminal remoto del circuito de salida. Cuando el generador esté conectado a través de un transformador elevador, no estarán presentes en la ubicación del relé las cantidades de secuencia cero en el caso de faltas a tierra del lado de alta tensión. Por lo tanto, en este caso lo normal sería utilizar la protección térmica de secuencia inversa como protección de respaldo.

El elemento térmico de secuencia de fase inversa también proporcionará la protección de respaldo en el caso de faltas de fase a fase. Por esta razón, sólo se considerará la detección de un fallo del terminal remoto del circuito trifásico, con el generador protegido como única fuente.

En el caso de un fallo del terminal remoto trifásico, se pueden calcular los niveles de tensión e intensidad en la ubicación del relé. Debe asegurarse que el ajuste de

intensidad del relé, esté establecido en menos del 50% de la intensidad de fallo. Igualmente, debe asegurarse que el umbral de tensión, esté establecido en un valor superior al de la tensión medida en el relé. No será necesaria ninguna otra reducción del ajuste de intensidad en el caso de fallos del conjunto, que admitirá intensidades mayores y tensiones menores. Cualquier otra reducción en el ajuste de intensidad en el caso de fallos del conjunto hará más difícil la coordinación con la protección de sobreintensidad del circuito local (si esto no constituyera ya un problema).

A continuación se proporcionan las magnitudes de la intensidad y tensión primarias de estado estacionario que se presentan en el caso del fallo del terminal remoto del circuito trifásico:

$$I_f = \frac{En}{\sqrt{(n \cdot R_f)^2 + (X_s + n \cdot X_f)^2}} \quad (3.15)$$

$$V_{\phi-\phi} = \frac{En \cdot \sqrt{3} \cdot [(n \cdot R_f)^2 + (n \cdot X_f)^2]}{\sqrt{(n \cdot R_f)^2 + (X_s + n \cdot X_f)^2}} \quad (3.16)$$

Donde:

I_f = Intensidad primaria mínima del generador que se presenta en el caso del fallo del terminal del circuito multifásico.

En = Fallo electromagnético interno de fase neutra sin carga del generador.

X_s = Reactancia sincrónica del eje directo del generador.

X_2 = Reactancia de la secuencia de fase inversa del generador.

X_t = Reactancia del transformador elevador.

R_f = Resistencia de la secuencia de fase positiva del circuito.

X_f = Reactancia de la secuencia de fase positiva del circuito.

n = Número de generadores en paralelo.

Todas las magnitudes anteriores hacen referencia al lado del generador del transformador.

En el caso de una falta a tierra de alta tensión, el ajuste superior del umbral de tensión, debe establecerse por debajo del nivel inferior de tensión corregida de fase a fase, para asegurarse de que el elemento no es sensible a la falta. En caso de una sólida puesta a tierra de alta tensión, esta tensión sería como mínimo del 57% de la tensión nominal de funcionamiento.

Tal como se mencionó, con la protección de sobreintensidad restringida por la tensión se proporciona una utilidad de retardo temporal. Si se ajusta el temporizador con un valor distinto de cero, se retarda el reinicio de los temporizadores de los elementos de protección durante ese periodo.

Protección de impedancia mínima (21) [3], [8], [9].

Cuando se ajusta el elemento en modo de impedancia mínima, éste funciona con una característica de impedancia no direccional trifásico de tiempo definido que se muestra en la Figura 3.9.

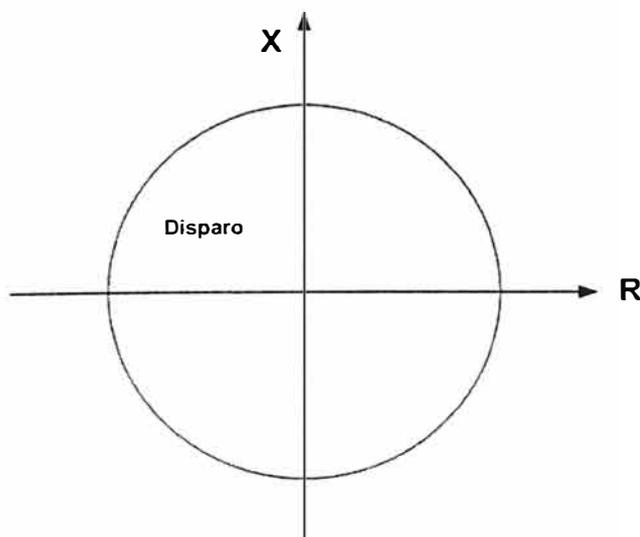


Figura 3.9: Característica de disparo del elemento de impedancia mínima

La impedancia de cada fase se calcula del siguiente modo:

$$Z_{ab} = \frac{V_{ab}}{I_a} \quad Z_{bc} = \frac{V_{bc}}{I_b} \quad Z_{ca} = \frac{V_{ca}}{I_c} \quad (3.17)$$

Con la tensión medida aplicada, el elemento funciona como un relé de sobreintensidad de tiempo definido. Funciona con intensidades menores según se reduce la tensión, por lo que es similar a un elemento de sobreintensidad restringida por la tensión, funcionando con una característica de tiempo definido.

La protección de impedancia mínima es una alternativa a la protección de sobreintensidad dependiente de la tensión. Suele ser más solicitada debido a la facilidad de su configuración. Sin embargo, puede ser difícil proporcionar la coordinación adecuada con las protecciones de sobreintensidad de tiempo inverso aguas abajo.

Recomendaciones para el ajuste de la función de impedancia mínima: Se puede seleccionar la protección de impedancia mínima ajustando la “Función de respaldo” como ‘Impedancia mínima’. El ajuste de impedancia del relé, “ Ajuste $Z<$ ”, debe ser del 70% de la impedancia máxima de carga. Esto supone un margen adecuado para sobrecargas cortas, variación de tensión, etc. junto a una adecuada protección de respaldo ante fallos del generador, del transformador del generador y de la barra colectora.

El retardo temporal, “ Retardo temporal $Z<$ ” debe permitir la coordinación con los dispositivos de sobreintensidad aguas abajo.

3.4. Protección de mínima tensión (27). [3], [8], [9].

Normalmente, no es específicamente necesaria la protección de tensión mínima en los esquemas de protección de generadores. Sin embargo, en ocasiones se

emplean como elementos de enclavamiento de otros tipos de protección, tales como los de fallo de campo. La protección de tensión mínima puede utilizarse también como protección de respaldo para proporcionar la sensibilidad adecuada con los elementos dependientes de la tensión, de impedancia mínima o de secuencia de fase inversa.

En un generador o conjunto de generadores, hay diversas razones que pueden producir una condición de tensión mínima prolongada. Una razón podría ser el fallo del equipo de regulación de la tensión (AVR). Cuando se utiliza un transformador auxiliar para alimentar los equipos auxiliares del generador, como pueden ser bombas de alimentación de la caldera, ventiladores, bombas de lubricación, etc, una condición de tensión mínima prolongada puede afectar al rendimiento del generador. Si se prevé esta situación, debe considerarse la aplicación de una protección de tensión mínima con retardo temporal.

Se suministra un elemento de tensión mínima de dos etapas. Se puede ajustar el elemento para su funcionamiento a tensiones de fase a fase o de fase a neutro. Cada etapa tiene un retardo independiente que se puede ajustar en cero para que funcione con inmediatez. También se puede seleccionar la lógica fija incluida en el relé para permitir que funcione el elemento que se inhibirá durante los periodos en que el generador se aísla del sistema externo.

Recomendaciones para el ajuste de la protección de tensión mínima: Si la función de protección de tensión mínima se va a utilizar como protección de respaldo, el ajuste de tensión, "Ajuste de tensión $V < 1$ ", debe establecerse por encima de la tensión de fase a fase en estado estacionario que el relé prevea para el caso de un fallo trifásico en el terminal remoto de cualquier circuito conectado al bus del

generador. Se debe permitir que los generadores conectados en paralelo contribuyan en el caso de un fallo de intensidad, para intentar mantener elevada la tensión del generador. Si se ajusta el elemento para que funcione a tensiones de fase a fase, se puede minimizar la operatividad en el caso de faltas a tierra, por lo tanto ajuste el “Modo de medición $V<$ ” como ‘Fase a fase’. En la Sección sobreintensidad controla por tensión, se muestran las ecuaciones que determinan la tensión de fase a fase prevista por el relé en tales circunstancias.

La característica de funcionamiento debería estar normalmente ajustada en tiempo definido. Ajuste del retardo temporal de la “Función $V<1$ ”, debería estar ajustado en coordinación con las protecciones aguas abajo así como con la protección de respaldo del sistema del relé, si está activada.

Además, el retardo debe ser suficiente como para prevenir el funcionamiento no deseado de la protección de tensión mínima en el caso de caídas transitorias de tensión. Esto puede suceder durante la reparación de otros fallos del sistema de alimentación o al iniciarse los motores locales. El retardo típico necesario estaría en torno a 3s-5s.

La segunda etapa se puede utilizar como una etapa de alarma para avisar al usuario de condiciones de tensión inusuales de manera que se puedan realizar las correcciones oportunas. Esto puede ser de gran utilidad si el motor está funcionando con el ajuste de AVR en control manual.

Cuando el relé se utiliza para proporcionar la protección necesaria para la conexión del generador en paralelo con el sistema local de suministro eléctrico, la autoridad local de suministro de electricidad puede recomendar los ajustes del elemento. Los ajustes deben prevenir la exportación de energía del generador al

sistema a tensiones fuera de los límites estatutarios impuestos por la autoridad de suministro.

Para prevenir el funcionamiento de cualquier etapa con tensión mínima durante una parada normal del generador, en el relé se incluye una lógica de polo muerto. Con ello se garantiza que al detectarse una condición de Polo muerto el elemento de tensión mínima se inhibirá.

3.5. Protección de sobretensión (59). [5], [7], [9].

Si el generador está en funcionamiento sin conexión a un sistema de alimentación o un generador está proporcionando alimentación a un sistema aislado, se puede producir una condición de sobretensión del terminal del generador. Esta sobretensión puede aparecer en el caso de un fallo en el equipo de regulación automática de la tensión o si el regulador de tensión está ajustado con control manual y el operador realiza un error. Para prevenir los posibles daños en el aislamiento del generador, la sobreexcitación prolongada de la central del generador, o los daños en las cargas del sistema de alimentación, se debe configurar una protección de sobretensión.

Cuando un generador está sincronizado con un sistema de alimentación con otras fuentes, puede producirse una sobretensión si el generador está poco cargado y está alimentando un alto nivel de intensidad de carga capacitiva del sistema de alimentación. También es posible una condición de sobretensión que sigue a la separación del sistema, puesto que el generador podría experimentar un rechazo de carga completa estando aún conectado a parte del sistema de alimentación original. El equipo de regulación automática de la tensión y el regulador del motor deben responder con rapidez para corregir la condición de sobretensión en todos estos casos. Sin embargo, la protección de sobretensión puede prevenir los posibles fallos del regulador de tensión o en el caso de que el regulador haya sido ajustado con control manual. En el caso de generadores hidráulicos, el tiempo de respuesta del equipo regulador de la velocidad puede ser tan lento que se produzca una sobretensión transitoria de hasta el 200% del valor nominal de velocidad. Incluso bajo la acción de un regulador de tensión, este exceso de velocidad puede provocar

una sobretensión transitoria de hasta el 150%, lo que puede producir un rápido deterioro del aislamiento.

Se proporciona un elemento de sobretensión de dos etapas. Se puede ajustar el elemento para que funcione con tensiones de fase a fase o de fase a neutro. Cada etapa tiene su retardo temporal independiente que se puede ajustar en cero para su inmediato funcionamiento.

Directrices para el ajuste de la protección de la sobretensión: Los generadores normalmente pueden soportar una condición continuada de sobretensión del 5%. El fabricante del generador deberá indicar el tiempo que soporta sobrecargas de tensión mayores.

Para prevenir el funcionamiento durante faltas a tierra, el elemento debe funcionar con las tensiones de fase a fase. El umbral de sobretensión, “ Ajuste de tensión $V>1$ ”, debe estar normalmente establecido entre el 100% y el 120% de la tensión nominal de fase a fase prevista por el relé. El retardo, “ Retardo temporal $V>1$ ”, debe ajustarse para prevenir los disparos no deseados de la función de protección de sobretensión retardada debidos a las sobrecargas de tensión transitorias que no implican riesgos para la central generadora, como por ejemplo el rechazo de carga que sigue a un control correcto de AVR/Regulador. El retardo típico que se debe aplicar es de entre 1s y 3s, y mayor ajustes menores del umbral de tensión.

La segunda etapa se puede utilizar para proporcionar protección de sobretensión instantánea de alto nivel de ajuste. Normalmente se debe aplicar un ajuste de umbral, “ Ajuste de tensión $V>2$ ”, de entre el 130 y el 150% de la tensión nominal de fase a fase prevista por el relé, siempre en función de lo que advierta el fabricante de la central. Para el funcionamiento instantáneo debe ajustarse el retardo temporal, en 0s.

Si el relé se utiliza para proporcionar la protección requerida para la conexión del generador en paralelo con el sistema local de suministro eléctrico, la autoridad local en materia de suministro de electricidad debe notificar los ajustes del elemento. Los ajustes deben prevenir que el generador exporte energía al sistema con tensiones fuera de los límites estatutarios impuestos por la autoridad del suministro.

Si se selecciona el funcionamiento de fase a neutro, se debe tener cuidado para asegurarse de que el elemento se graduará con las protecciones aguas abajo durante faltas a tierra, cuando la tensión de fase a neutro puede incrementarse significativamente.

3.6. Protección de mínima frecuencia (81U). [5], [7], [9].

El funcionamiento con frecuencia mínima de un generador se producirá cuando la carga del sistema de alimentación exceda de la capacidad del motor primario de un generador aislado o un grupo de generadores. Puede producirse una sobrecarga del sistema de alimentación cuando éste se divide, dejando la carga conectada a un conjunto de generadores 'aislados' cuya capacidad supera. Esto se puede compensar con una restricción automática de la carga (rechazo de carga). En tal caso, el funcionamiento con frecuencia mínima sería una condición transitoria. En el caso de que la restricción de carga no surtiera efecto, se debería proporcionar a los generadores de la protección de frecuencia mínima de respaldo.

Una condición de frecuencia mínima, con tensión nominal, puede producir la sobreexcitación de un generador y de su central eléctrica asociada. Sin embargo, las consideraciones más críticas tendrían relación con el agotamiento de las placas que se vieran afectadas por generadores de turbina de alta velocidad, especialmente los conjuntos accionados por turbinas de vapor. Si no está funcionando a la frecuencia

nominal, pueden producirse resonancias anormales de placa que, en caso de que fueran prolongadas, podrían llevar a la fractura de los componentes del disco de la turbina. Los efectos pueden ser acumulativos, por lo que debe limitarse al máximo el funcionamiento a frecuencias distintas del nominal para evitar la necesidad de inspecciones y revisiones prematuras. Es difícil combatir el funcionamiento a frecuencias mínimas, ya que hay pocas cosas que se puedan hacer en la estación del generador en el caso de una sobrecarga, aparte de cerrar el generador.

Los relés digitales, ofrecen cuatro etapas independientes de protección de frecuencia mínima de retardo temporal definido. Además se pueden reconfigurar otras dos etapas adicionales de sobrefrecuencia como protección de frecuencia mínima reprogramando el esquema lógico programable. La protección de frecuencia mínima puede configurarse, además de para ser capaz de iniciar el disparo del generador, para iniciar la restricción de carga si fuera apropiado. Para permitir que se desactive cada etapa de la protección de frecuencia mínima cuando esté abierto el interruptor, se proporciona un esquema lógico fijo que se puede seleccionar para prevenir los disparos de carga innecesarios.

Directrices para el ajuste de la protección de frecuencia mínima: La función de protección debe ajustarse de manera que los límites de frecuencia tiempo declarados del generador no se infrinjan. Normalmente, se puede mantener continuamente una condición de frecuencia mínima del 10%.

En esquemas de generadores industriales, en los que la generación y las cargas están bajo control normal o del propietario, la función de protección de frecuencia mínima puede utilizarse para iniciar la restricción de carga del sistema local. Se puede proporcionar una restricción de frecuencia mínima/carga de cuatro etapas. La última

etapa de la protección de frecuencia mínima debe utilizarse para disparar el generador.

Si se proporciona un equipo de restricción de carga independiente, la protección de frecuencia mínima debe estar coordinada con él. Esto garantizará que no se producirá el disparo del generador en el caso de una restricción efectiva de carga después de una sobretensión del sistema. Se pueden configurar dos etapas de protección de frecuencia mínima, tal como se muestra en la Figura 3.10, para la coordinación con una restricción de carga del sistema de etapas múltiples.

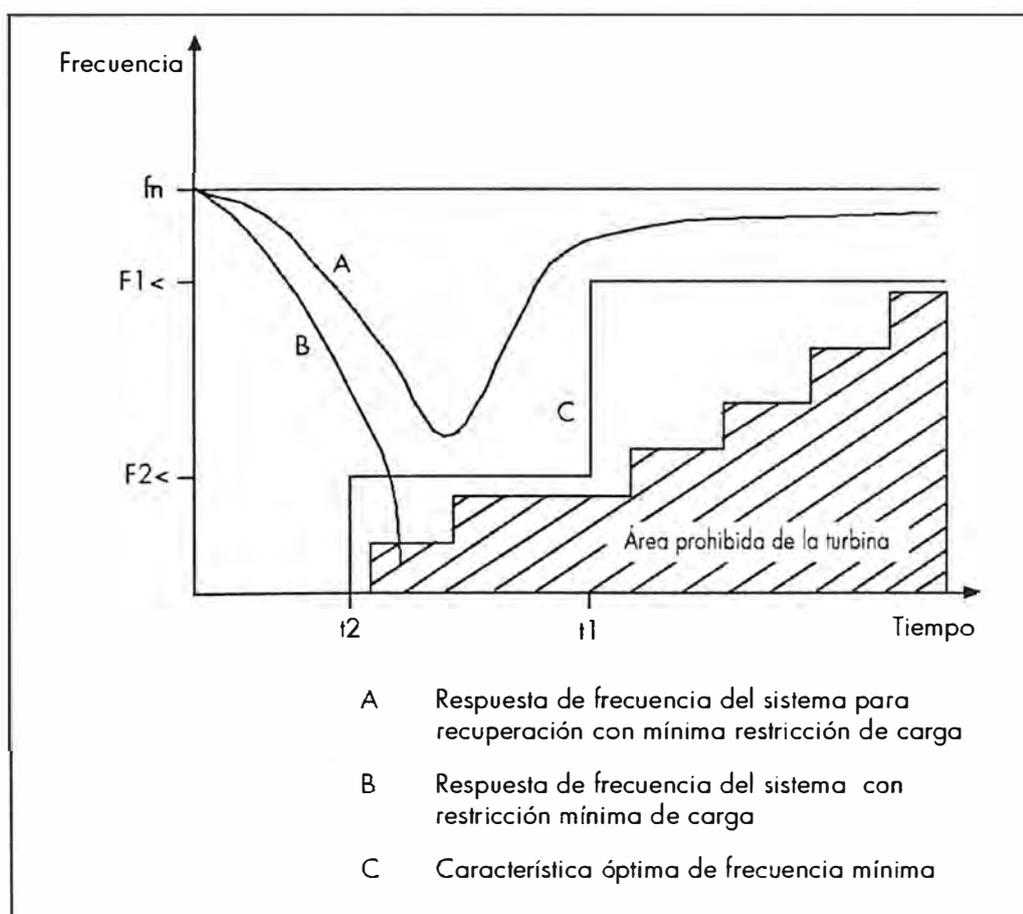


Figura 3.10: Coordinación de la función de protección de frecuencia mínima con la restricción de carga del sistema.

Para prevenir el funcionamiento de cualquier etapa de frecuencia mínima durante el normal cierre del generador, en el relé se incluye la lógica de “polo muerto”. Este bloqueo selectivo de las etapas de protección de frecuencia permitirá que esté activada una sola etapa de protección durante la sincronización o el funcionamiento fuera de línea para prevenir la sobreexcitación no sincronizada del motor. Cuando el motor esté sincronizado, y el interruptor esté cerrado, todas las etapas de la protección de frecuencia estarán activadas para proporcionar, si se desea, un esquema de restricción de carga de múltiples etapas.

Si el relé se utiliza para proporcionar la protección necesaria para conectar el generador en paralelo con el sistema local de suministro de electricidad, la autoridad local del suministro debe comunicar los ajustes del elemento. Los ajustes prevendrán la exportación de energía desde el generador al sistema a una frecuencia fuera de los límites estatutarios impuestos por la autoridad del suministro. Si la carga local externa excede la capacidad del generador, se puede utilizar la protección de frecuencia mínima para proporcionar protección ante la ‘Pérdida de conductores principales’.

3.7. Protección contra pérdida de campo (40). [5], [8], [9].

La pérdida parcial o total de campo en un generador síncrono es perjudicial tanto para el generador como para el sistema de energía al que está conectado. Esta condición deberá ser detectada rápidamente y, para evitar los daños al generador, se lo deberá aislar del sistema. Una condición de pérdida de campo que no haya sido detectada puede tener un impacto devastador en el sistema de energía al provocar una pérdida del respaldo de potencia reactiva, y crear un consumo substancial de la

misma. Si no es detectada con rapidez en los generadores grandes, esta condición puede ocasionar un colapso del voltaje del sistema a través del área.

Si se reduce o pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla, y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad. Si ocurre una pérdida total de campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída en el voltaje terminal, el generador va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario, se perderá el sincronismo. El cambio desde la operación sobreexcitada normal a la operación subexcitada ante una pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre durante un período de tiempo (segundos, por lo general) dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado. La curva de capacidad del generador (Figura 3.11) define los límites de operación del generador.

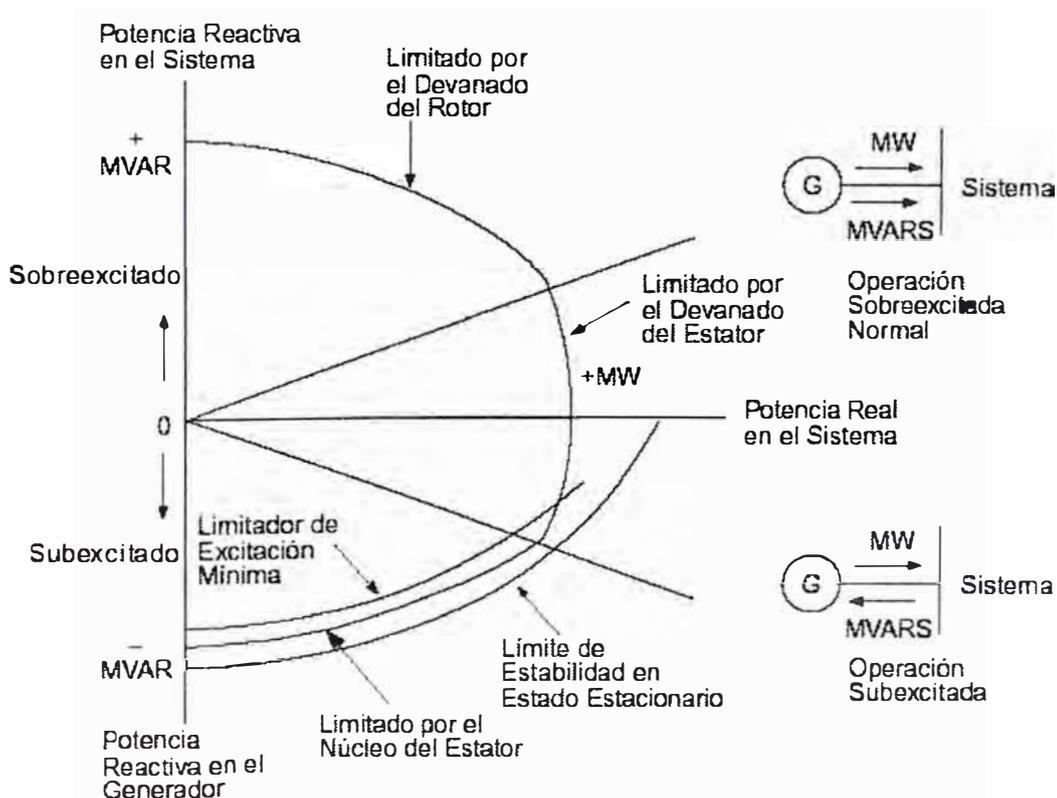


Figura 3.11 Curva de capacidad del generador.

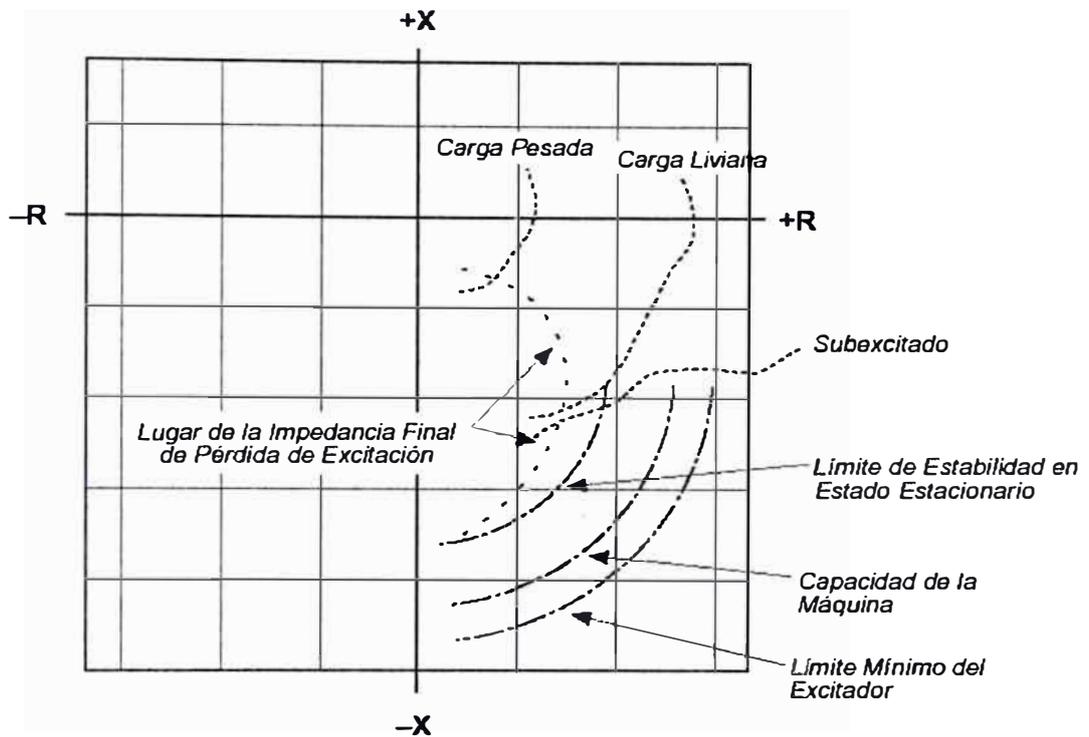


Figura 3.12 Característica de pérdida de campo del generador.

El método aplicado más comúnmente en la detección de pérdidas de campo del generador es el uso de relés de distancia para detectar la variación de impedancia como es percibida desde los terminales del generador. Se ha demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a diversos niveles de carga, la variación de impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina tendrá las características que muestra el diagrama R-X en la Figura 3.12. Los relés de pérdida de campo en generadores antiguos usan típicamente una característica de mho de zona única, como se exhibe en la Figura 3.13.

El relé mide la impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina, y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular. El relé está compensado desde el origen en $1/2$ de la reactancia transitoria longitudinal ($X'd/2$).

para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falla.

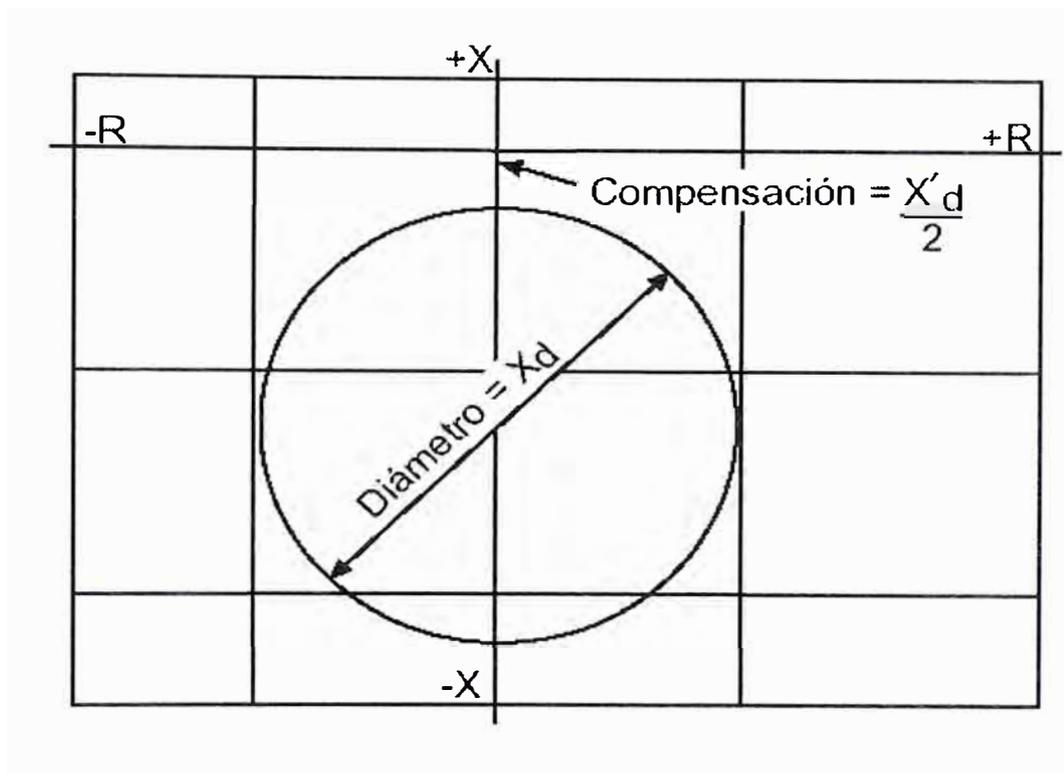
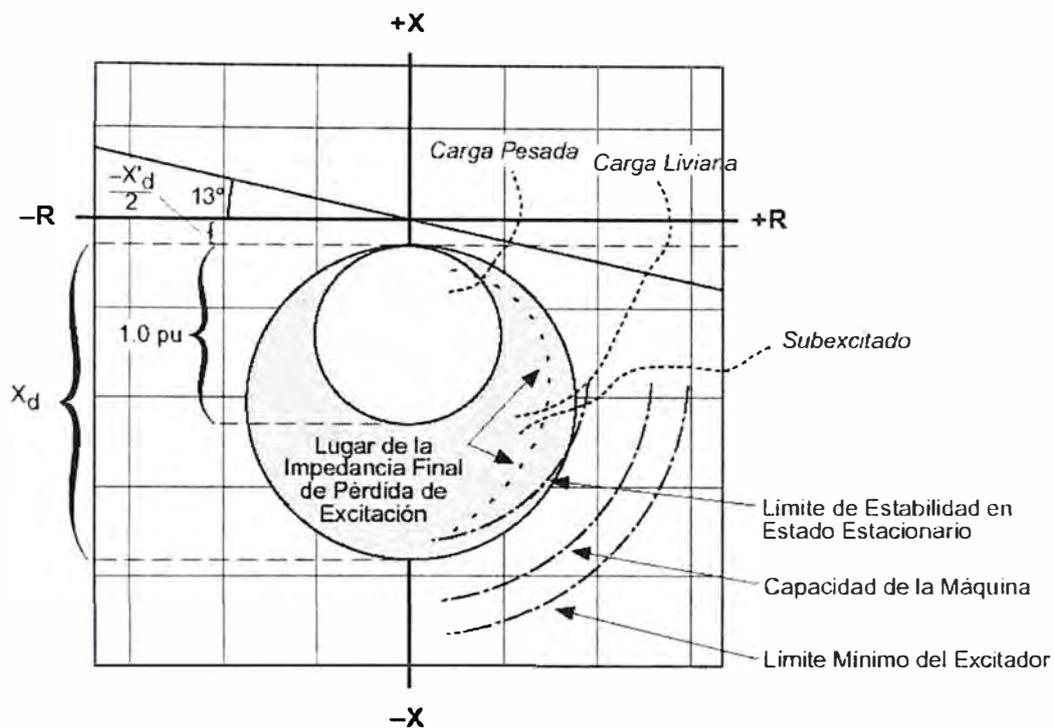
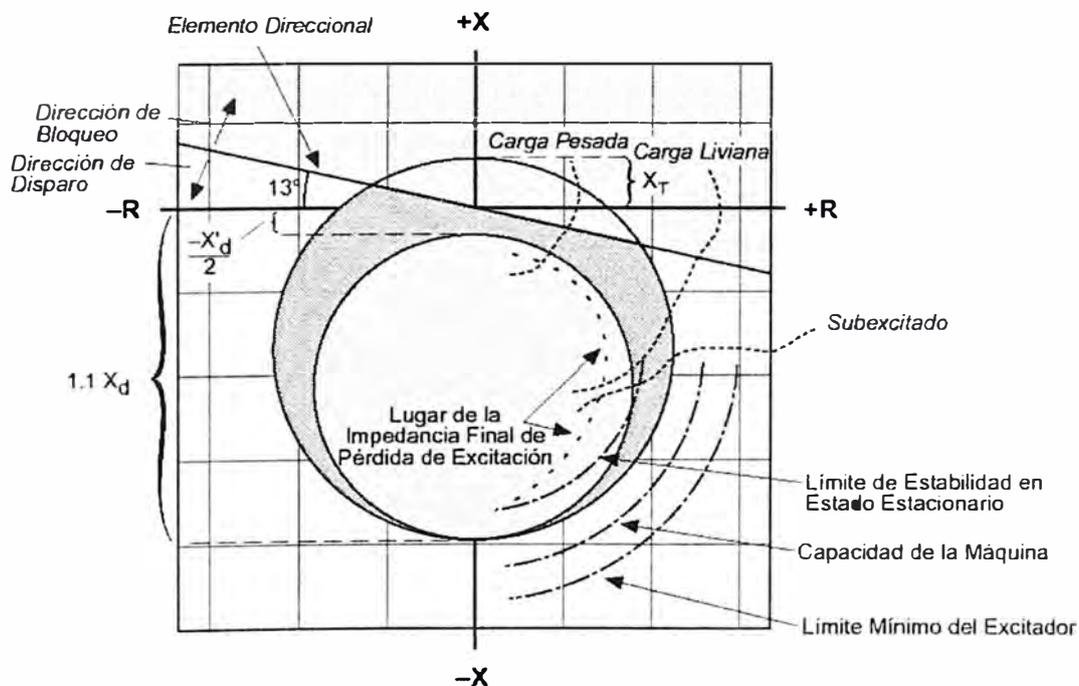


Figura 3.13 Pérdida de campo (característica) con un antiguo relé de mho compensado de zona única.

El diámetro del círculo está ajustado para igualar la reactancia sincrónica longitudinal. Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. Este retardo de tiempo incrementa el tiempo de operación del relé, lo que significa que los MVAR extraídos por el generador persisten durante un tiempo más prolongado, haciendo al sistema de energía más susceptible al colapso del voltaje. Numerosas empresas eléctricas han adquirido modernos relés de mho de dos zonas para mejorar la protección. Estos esquemas se muestran en la Figura 3.14.



A) Pérdida de campo usando el método de compensación de mho de dos zonas.



B) Pérdida de campo usando el método de elementos direccionales y dos unidades de impedancia.

FIGURA 3.14 A y B. Características de pérdida de campo usando el método moderno de mho de dos zonas.

El círculo mho interno está ajustado para disparo instantáneo, y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con mho interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso del voltaje en toda el área.

3.8. Protección contra desbalance (46). [3], [7], [9].

Hay diversas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de secuencia negativa de corriente que inducen una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. El efecto superficial de la corriente de doble frecuencia del rotor hace que ésta sea forzada sobre los elementos de la superficie del rotor. Dichas corrientes del rotor pueden producir temperaturas excesivas en muy corto plazo.

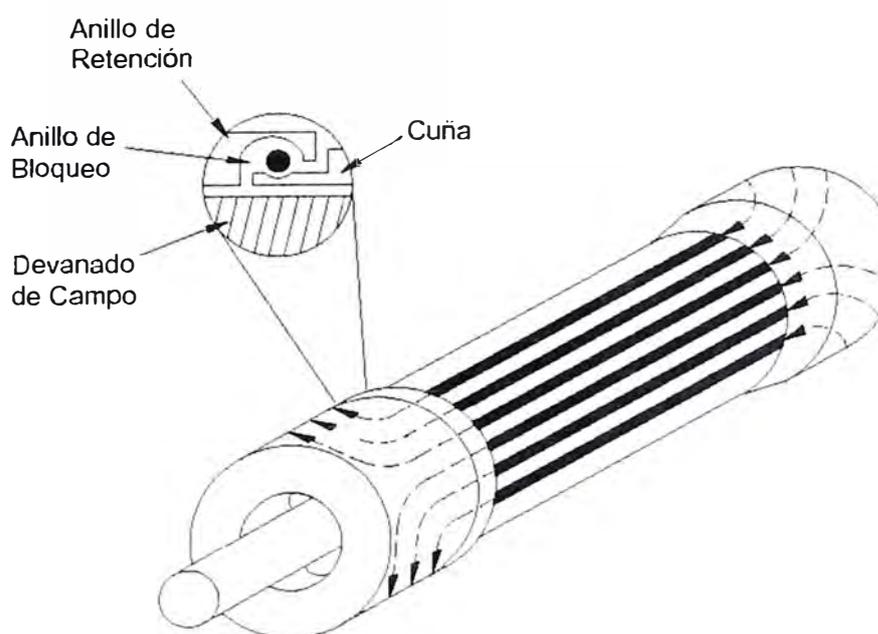


Figura 3.15 Corrientes en la superficie del rotor.

La Figura 3.15 muestra el flujo general de la corriente de secuencia negativa en un rotor de máquina cilíndrico.

Flujos similares de corriente de secuencia negativa ocurren también en máquinas de polos salientes. La corriente circula a través del contacto metal-a-metal de los anillos de retención hacia las cuñas forjadas del rotor. Debido al efecto superficial, en los devanados de campo circula sólo una parte muy pequeña de esta corriente de alta frecuencia. El calentamiento por secuencia negativa que excede los límites térmicos del rotor, resulta en fallas.

Estos límites se basan en la siguiente ecuación, para un generador determinado:

$$K = I_2^2 \cdot t \quad (3.18)$$

Donde:

K = una constante que depende del diseño y tamaño del generador

t = tiempo en segundos

I_2 = valor RMS de la corriente de secuencia negativa en “por unidad”

La capacidad de corriente desequilibrada continua de un generador está definida en ANSI C50.13. Esta norma establece que “el generador deberá ser capaz de soportar, sin dañarse, los efectos de un desequilibrio de corriente continuo que corresponde a una corriente I_2 de secuencia de fase negativa de los siguientes valores, en tanto que no se exceda el kVA nominal y que la corriente máxima no exceda el 105 por ciento de la corriente nominal en ninguna de las fases”.

CAPACIDAD DE CORRIENTE DESEQUILIBRADA CONTINUA

Tipo de Generador	I_2 Permisible (porcentaje del valor nominal del estator)
<i>Polo Saliente</i>	10
Con devanados amortiguadores conectados	5
Con devanados amortiguadores no conectados	
<i>Rotor Cilíndrico</i>	
Enfriado indirectamente	10
Enfriado directamente – hasta 960 MVA	8
961 hasta 1200 MVA	6
1201 hasta 1500 MVA	5
Estos valores expresan también la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa bajo reducidas capacidades de KVA del generador.	

Tabla 3.3: Capacidad de corriente desequilibrada de los generadores síncronos según ANSI C50.13.

Estos valores expresan también la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa bajo reducidas capacidades de KVA del generador.

Una práctica común es el suministrar protección al generador contra condiciones de corrientes desequilibradas externas que podrían dañar la máquina. Esta protección consiste en un relé de sobrecorriente temporizado que es sensible a la corriente de secuencia negativa. Para esta protección, existen dos tipos de relés: un relé de sobrecorriente temporizado electromecánico con característica extremadamente inversa, y un relé estático o digital con una característica de sobrecorriente temporizada correspondiente a la capacidad de corriente de secuencia negativa del generador. El relé de secuencia negativa es habitualmente la única protección contra las condiciones de conductor abierto o polo abierto del interruptor. La baja magnitud de las corrientes de secuencia negativa producidas por este tipo de evento (típicamente, 10-20% del valor nominal del estator) impide que otros relés de fallas suministren protección. En los relés electromecánicos de secuencia negativa, el

ajuste del enganche (*pickup o valor de arranque*) mínimo puede dar sólo un 60% de la sensibilidad de corriente nominal del estator. Por lo tanto, estos relés no suministran protección contra condiciones de fase abierta o de polo abierto del interruptor del generador, que son eventos de secuencia negativa frecuentes en la industria. Se necesita la sensibilidad de los relés estáticos o digitales de secuencia negativa. Como casi todos los generadores de 20 años o más están protegidos con relés electromecánicos de secuencia negativa, ésta es un área importante para el mejoramiento.

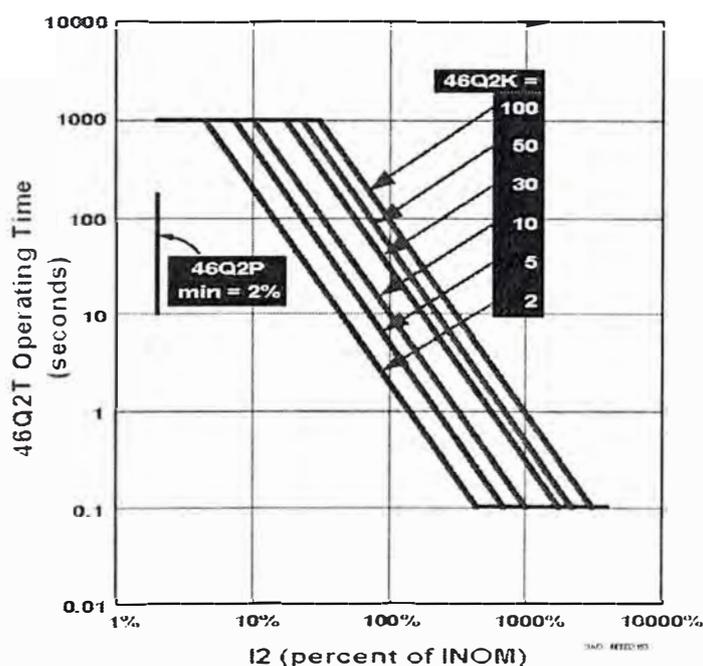


Figura 3.16 Característica de operación de la función 46.

3.9. Protección contra potencia inversa (32).

Se espera que, en funcionamiento normal, un generador suministre potencia activa al sistema. Si falla el motor primo (turbina) del generador, el generador sincronizado al sistema de potencia comenzará a tomar potencia activa de la red comportándose como 'motor'. Esta inversión del flujo de potencia debida a la

pérdida de potencia del motor primo puede ser detectada por el elemento de potencia inversa.

Las consecuencias de la actuación del generador como motor dependerá del tipo de motor primario y del nivel de potencia recibida desde el sistema. En la siguiente tabla siguiente se especifican los niveles típicos de potencia de motorización y los posibles daños de motorización que se pueden producir en diversos tipos de centrales generadoras.

Tabla 3.4: Tabla de potencias de motorización y posibles daños en diversos tipos de motores primos

Motor primario	potencia de motorización (índice porcentual)	Posibles daños
Motor Diesel	5% - 25%	Riesgo de incendio o explosión de combustible no consumido.
El nivel de motorización depende del índice de compresión y del espesor del diámetro del cilindro. Para limitar la pérdida de potencia y el riesgo de daños es necesaria una rápida desconexión.		
Turbina de gas	10% - 15% (eje partido) >50% (simple eje)	En algunos conjuntos de engranajes, pueden aparecer daños debido al par inverso en los dientes del engranaje.
La carga de compresión en motores de eje sencillo implica una potencia de motorización mayor que la de los motores de eje partido. Es necesaria una rápida desconexión para limitar la pérdida de potencia o los daños.		
turbinas hidráulicas	0,2 - >2% (paletas fuera del agua) >2,0% (Paletas en el agua)	Puede producirse la cavitación de paletas y ruedas con un largo periodo de motorización.
La potencia es baja cuando las paletas están por encima del nivel del canal de desagüe. Los dispositivos de detección de flujo hidráulico son a menudo los mejores medios para detectar una pérdida de control. Se recomienda la desconexión automática en el caso de funcionamiento automático.		
Turbinas de vapor	0,5% - 3% (Conjuntos de condensación) 3% - 6% (Conjuntos sin condensación)	Pueden aparecer daños por fatiga térmica en las paletas de turbinas de baja presión cuando el flujo de vapor no puede disipar las pérdidas por rozamiento.
Pueden producirse daños rápidamente en los conjuntos sin condensación o si se pierde el vacío en conjuntos con condensación. Se debe utilizar protección de potencia inversa como método secundario de detección, debiéndose utilizar exclusivamente para producir una alarma.		

Directrices para el ajuste de potencia inversa: El Ajuste de la potencia inversa, debe ser menor del 50% de la potencia de motorización, es más los valores típicos del nivel de potencia inversa en los generadores se obtendrá de la tabla 3.4.

La función de protección de potencia inversa debe estar retardada para prevenir falsos disparos y alarmas durante las oscilaciones del sistema de potencia o en el momento de la sincronización.

Normalmente, se debe aplicar un ajuste de retardo, de 5s.

3.10. Protección contra fallas a tierra (64). [4], [7], [9].

Los neutros generadores son conectados a tierra pero, para limitar los daños que las faltas de tierra les pueden producir, es frecuente conectar los generadores de alta tensión a tierra mediante una impedancia. Esta condición influye sobre la aplicación de la protección 64.

Cabe indicar que prácticamente existen dos formas de conectar el neutro a tierra, una es la de emplear una impedancia instalada en el lado secundario de un transformador de distribución cuyo primario está conectado entre neutro y tierra (conocido como puesta a tierra de alta impedancia), o simplemente emplear una impedancia en forma directa sin emplear transformador. La elección del tipo de aterramiento depende de la forma como el generador se conecte al sistema, si lo hace a través de un transformador elevador en forma directa, se emplea la puesta a tierra de alta impedancia, en cambio se emplea la otra condición si lo hace a través de la conexión en paralelo de múltiples generadores conectados a una barra común en el lado de baja tensión.

La impedancia de puesta a tierra se emplea para limitar la intensidad de falta a tierra a una intensidad de plena carga o menor, y cuando la puesta a tierra es de alta impedancia la corriente de falla a tierra se limita a un valor que es del orden de los 10 A.

Un inconveniente que va a enfrentar la protección de falla a tierra que existe una tensión de tercer armónico entre neutro y tierra, provocando una corriente circulante entre neutro y tierra de la misma frecuencia. Esta tensión depende de la característica de magnetización del núcleo de allí que su valor se obtiene de las pruebas hechas al generador.

Se pueden emplear varios métodos para la protección contra fallas a tierra, entre ellas tenemos a:

- Función de sobrecorriente en el neutro (51N).
- Función de desplazamiento de la tensión de neutro (59N).

A éstas protecciones se las suele conocer como protección contra fallas a tierra porque la presencia de las corrientes y tensiones de tercer orden entre neutro y tierra las obliga a insensibilizarse y por lo tanto no cubrir el 100% del devanado del estator contra fallas a tierra.

Función de protección de falla tierra del estator (51N). [4], [8], [9].

Las características más importantes de esta protección son:

- Corriente operada desde un CT en la vía de tierra del neutro.
- Funcionamiento a partir de una intensidad procedente de un TI en la conexión a tierra del neutro.
- Dos etapas de disparo independientes.

- La primera etapa de disparo puede incorporar una temporización mediante curva IDMT de tipo inverso estándar o a tiempo definido.
- La segunda etapa de disparo puede ser temporizada mediante tiempo definido instantánea.
- Puede utilizarse para proporcionar protección contra cortocircuitos entre espiras.
- No Inmune al tercer armónico.

El porcentaje del devanado que se puede proteger mediante un elemento de falta a tierra del estator es limitado. En el caso de faltas a tierra cercanas al generador neutro, la tensión será baja, por lo que el valor de intensidad de fallo se verá fuertemente reducido. En la práctica, se puede proteger aproximadamente el 95% del devanado del estator. En el caso de fallos en el último 5% del devanado, la intensidad de falta a tierra es tan baja que no se puede detectar mediante este tipo de protección de falta a tierra.

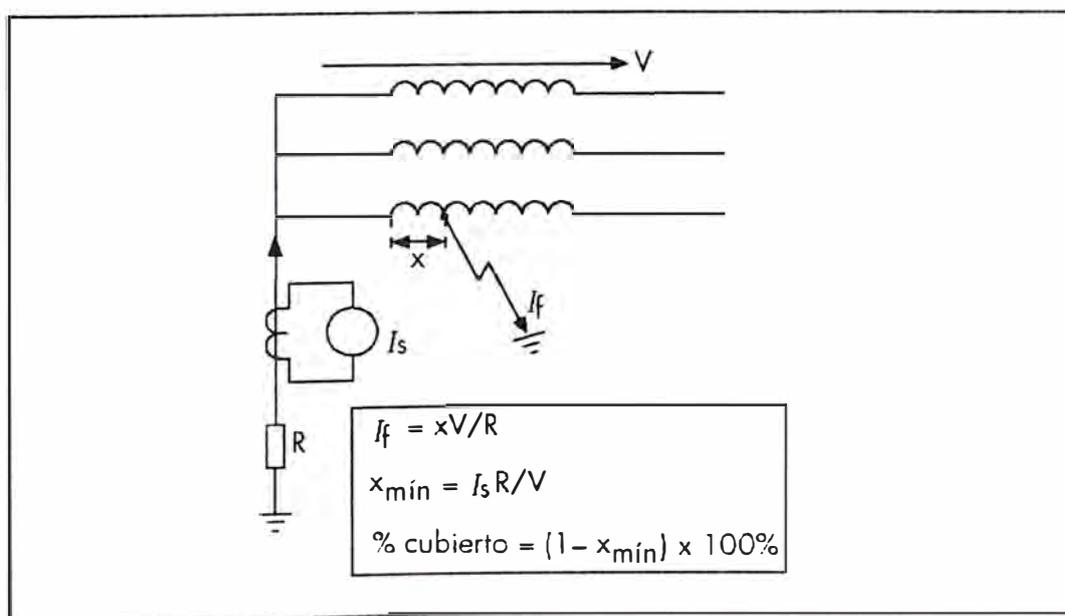


Figura 3.17: Cobertura eficaz de la protección de falta a tierra del estator

En la mayoría de las aplicaciones se asume esta limitación, ya que las posibilidades de que se produzca una falta a tierra en este último 5% del devanado, donde la tensión a tierra es baja, son pequeñas.

Seguidamente se muestra cómo calcular el porcentaje de devanado que cubre la protección de falta a tierra, con referencia a la Figura 3.17.

A fin de facilitar la explicación, trataremos por separado la aplicación de la protección según la forma de aterramiento:

Aplicada a generadores con aterramiento a través de una impedancia.

La protección debe estar ajustada de forma selectiva en cuanto a tiempo se refiere con otras protecciones de faltas a tierra.

El ajuste empleado debería ser menor del 33% del nivel de falta a tierra.

Debería fijar un ajuste de un 5% del nivel de falta a tierra para aplicaciones en las que la protección diferencial proporciona menos del 95% de la cobertura del bobinado del estator.

Aplicada a generadores con aterramiento a través de una impedancia.

Puede alimentarse desde un TI en el circuito primario o secundario del transformador de distribución.

Con un TI en el circuito primario, la protección tiene la ventaja de poder detectar una falta que produzca una descarga disruptiva en el bobinado del primario del transformador de distribución.

Con el TI en el circuito secundario, la protección tiene la ventaja de ser capaz de detectar un cortocircuito en la resistencia de carga.

Puede fijarse un ajuste sensible del 5% en la primera etapa de disparo y una pequeña temporización para estabilizar la protección contra pequeñas intensidades a tierra debidas a faltas en el TT o de fugas a tierra durante faltas en el sistema de AT.

La segunda etapa de disparo puede utilizarse como ajuste alto. Un ajuste del 10% y un funcionamiento instantáneo aseguran la eliminación rápida de faltas a tierra del generador.

Función de protección de desplazamiento de tensión neutra (59N).

En un sistema de alimentación trifásico en buen estado, la suma de las tensiones de secuencia cero u homopolar es nominalmente cero, al igual que el vector suma de tres vectores equilibrados separados unos de los otros por un ángulo de 120° . Pero en el caso de los generadores, como en caso anterior, por la característica no lineal de la característica de magnetización, ésta no es cero completamente, si no que obedece a la tensión residual de tercer orden, obligando a que la protección ajuste su protección por encima de este valor. Cuando se produce una falta a tierra en el sistema primario, se deshace este “equilibrio” produciéndose una tensión ‘residual’ de mayor valor. Esto se puede medir, por ejemplo, en los terminales secundarios de un transformador de tensión con una conexión secundaria “delta abierto”. Por lo tanto, se puede utilizar un relé de medición de tensión residual para ofrecer protección de falta a tierra en este sistema. Fíjese que esta condición provoca una subida de la tensión neutra con respecto a tierra que se denomina normalmente “desplazamiento de tensión neutra” (NVD).

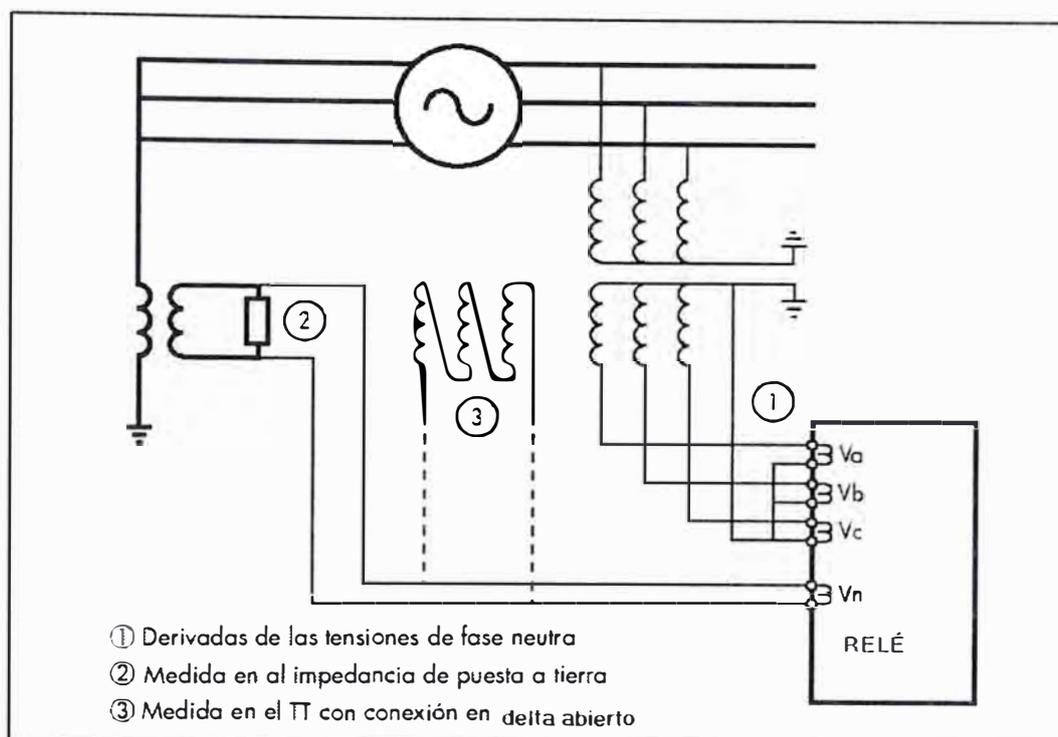


Figura 3.18: Conexiones alternativas del relé para la protección de desplazamiento de tensión del neutro/ sobretensión residual.

Alternativamente, si el sistema tiene puesta a tierra de alta impedancia o de transformador de distribución, la tensión de desplazamiento del neutro se puede medir directamente en la ruta a tierra con un TT monofásico. La tensión residual resultante será pequeña en el caso de faltas cercanas al neutro del generador. Por lo tanto, igual que sucedía con la protección de falta a tierra del estator, sólo se puede proteger con fiabilidad el 95% del devanado del estator.

Es importante notar que cuando se aplica una protección de sobretensión residual en un generador con aterramiento directo, esta tensión se generará en el caso de que se produzca una falta a tierra en cualquier parte de esa sección del sistema, por lo que la protección NVD debe estar coordinada con otras protecciones de falta a tierra.

En el caso de un generador directamente conectado a tierra, la protección de desplazamiento de tensión del neutro debe estar coordinada con todas las

protecciones de falta a tierra que haya aguas abajo. Para garantizar la coordinación, el ajuste de tensión de la función de protección de desplazamiento de la tensión del neutro debe ser mayor que el ajuste efectivo de la protección de intensidad de falta a tierra de la misma zona de falta a tierra. El ajuste efectivo de la tensión de la protección de intensidad de falta a tierra debe establecerse mediante las siguientes ecuaciones:

En el caso de un TT con conexión delta abierta.

$$V_{\text{eff}} = (I_{\text{poc}} \times Z_e) / (1/3 \times V_1/V_2)$$

En el caso de un TT de punto neutro monofásico.

$$V_{\text{eff}} = (I_{\text{poc}} \times Z_e) / (V_1/V_2)$$

donde:

V_{eff} = ajuste efectivo de tensión de la protección de intensidad.

I_{poc} = intensidad primaria de funcionamiento de la protección de intensidad.

Z_e = impedancia de la puesta a tierra.

V_1/V_2 = relación de transformación del TT.

Se debe garantizar también que el ajuste de tensión del elemento es superior a cualquiera de los niveles de tensión residual presentes en el sistema. Un ajuste normal de la protección de sobretensión residual es 5V.

Se puede utilizar la segunda etapa de la protección como etapa de alarma en sistemas sin conexión a tierra o con conexión a tierra de muy alta impedancia en los que el sistema puede operar durante una cantidad considerable de tiempo bajo una condición da falta a tierra.

Cuando el generador está conectado a tierra a través de un transformador de distribución, no es necesaria la coordinación con las protecciones de falta a tierra del

sistema. En estas aplicaciones, el ajuste de tensión de NVD debe estar configurado normalmente como el 5% del índice de tensión. Así se protegerá el 95% del devanado del estator.

3.11. Protección contra fallas a tierra al 100%. [3], [4], [9].

En la puesta a tierra de alta resistencia del neutro del generador, se utiliza un transformador de distribución y una resistencia secundaria. La resistencia secundaria es usualmente seleccionada de modo que en una falla entre fase y tierra en los terminales del generador, la potencia disipada en la resistencia sea aproximadamente igual a los voltamperios reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de los transformadores conectados a los terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla entre fase y tierra estará generalmente limitada entre 3 y 25 amperios primarios.

El esquema de protección contra falla a tierra del estator usado más comúnmente en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relé de sobrevoltaje con retardo de tiempo (59N) conectado a través de la resistencia de puesta a tierra para detectar el voltaje de secuencia cero, como se muestra en la Figura 3.19.

El relé que se usa para esta función está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a los voltajes de tercera armónica y otros voltajes armónicos de secuencia cero presentes en el neutro del generador. Típicamente, el relé de sobrevoltaje tiene un ajuste mínimo aproximado de enganche (*pickup*) de 5V. Con este ajuste y las relaciones típicas de los transformadores de distribución, este esquema es incapaz de detectar fallas a través de todo el devanado del estator.

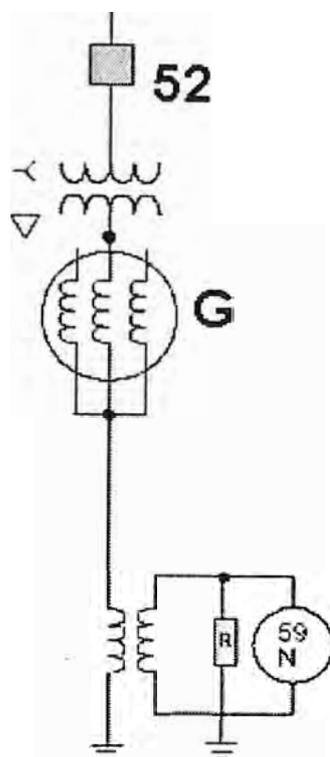


Figura 3.19: Generador con puesta a tierra de alta impedancia.

El esquema de protección con 59N es claro y confiable, sin embargo este relé protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Esto es así pues una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, cerca del neutro, no produce suficiente voltaje residual de 60 Hz. Es importante dotar a los principales generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado. Los generadores de 20 años o más tienen típicamente sólo un 90-95% del devanado del estator protegido contra fallas a tierra.

Muchas empresas eléctricas han realizado mejoras para tener protección contra fallas a tierra en un 100% del devanado del estator. Uno de los métodos es usar un relé de bajo voltaje de tercera armónica. Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas: ellos

surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación, y la carga de la máquina. Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro.

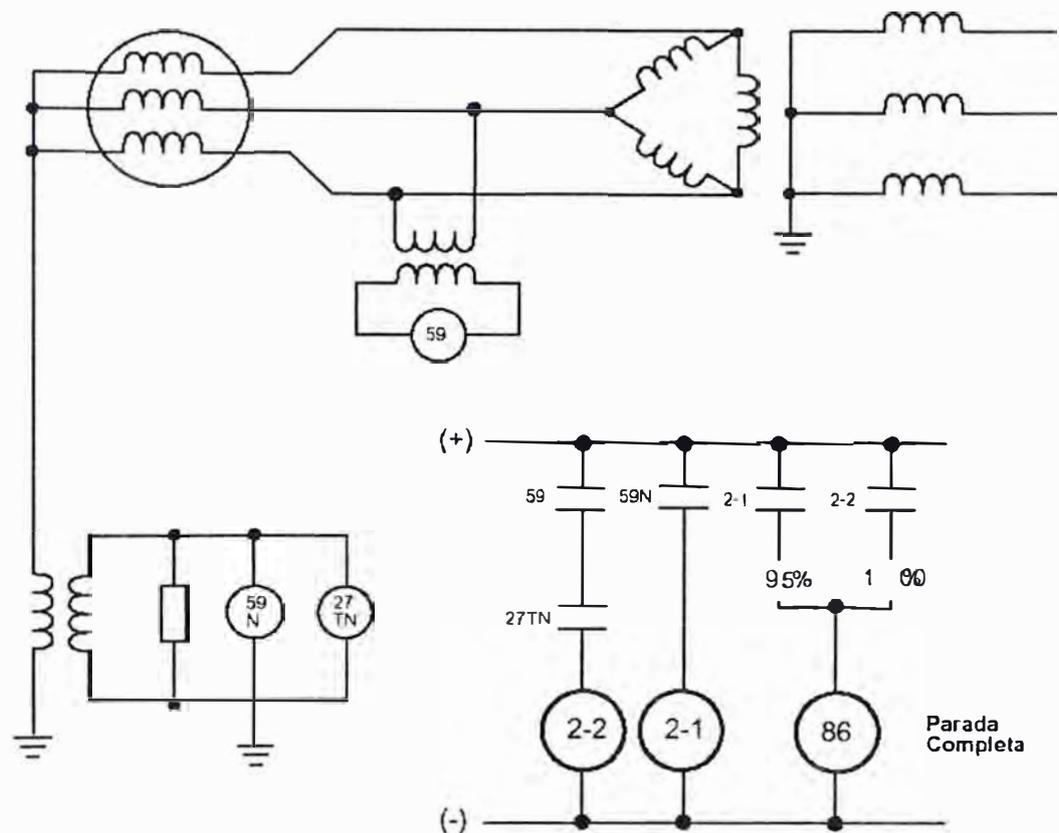


Figura 3.20: Esquema de protección contra falla a tierra con subtensión de tercer armónica.

donde:

59 Relé Supervisor de Sobrevoltaje Instantáneo.

59N Relé de Sobrevoltaje Sintonizado a la Frecuencia Fundamental (60Hz)

27Th Relé de Bajo Voltaje Sintonizado a la Frecuencia de Tercera Armónica (180 Hz).

2-1, 2-2 Temporizadores.

Uno de los métodos está basado en el hecho que el nivel del voltaje de tercera armónica en el neutro disminuye en las fallas cercanas al neutro. Por lo tanto, un relé

de bajo voltaje que opera con el voltaje de tercera armónica medido en el extremo del neutro puede usarse para detectar fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden detectarse con una protección convencional contra falla a tierra, como puede ser un relé de sobrevoltaje (59N) que opere en el voltaje neutro de 60 Hz. La combinación de ambos relés protege al 100% del devanado del estator. En la Figura 3.20 se muestra un esquema simplificado de protección que emplea esta técnica. La Figura 3.21 ilustra la superposición de las funciones del 27TN (tercera armónica) y del 59N para proteger al 100% del devanado del estator.

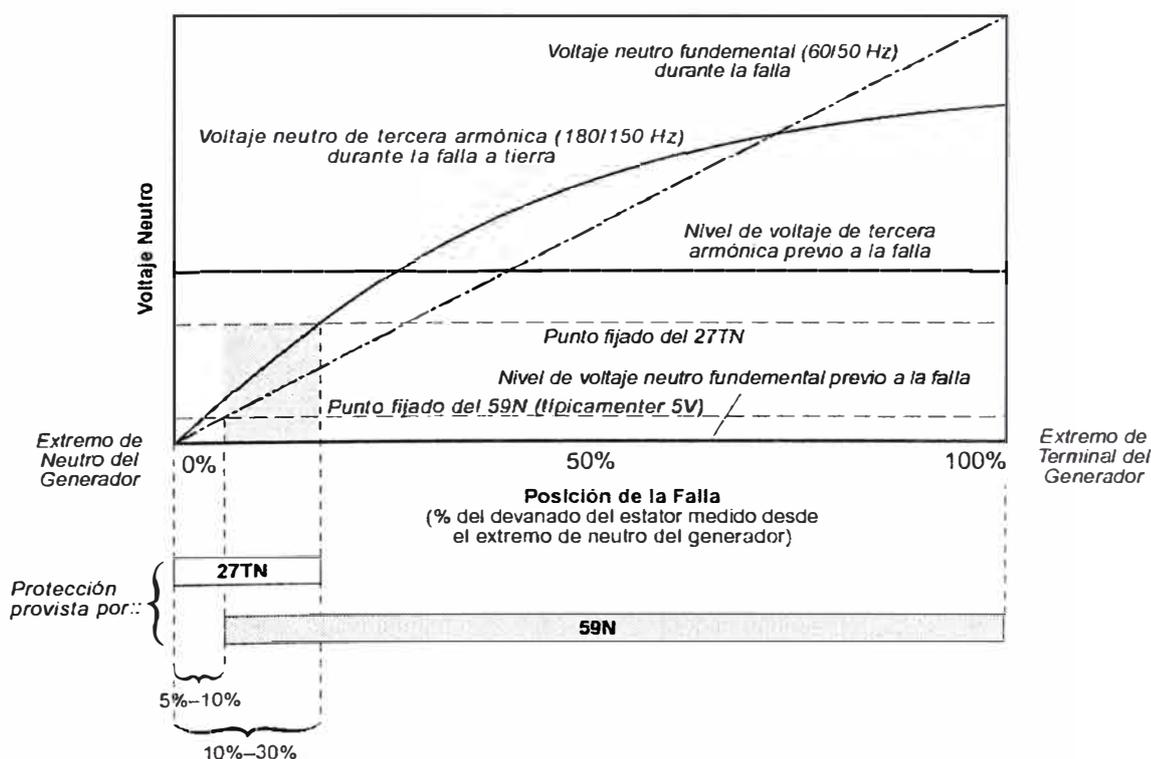


Figura 3.21: Superposición del relé 59N con el de tercer armónica (27TN).

3.12. Protección de sobreexcitación. [3], [5], [9].

La sobreexcitación de un generador o un transformador conectado a los terminales del generador puede producirse si el índice de tensión a frecuencia excede

unos límites determinados. La alta tensión o la baja frecuencia, que producen un incremento del índice de V/Hz, provocará altas densidades de excitación en el núcleo magnético del generador o del transformador. Esto puede llevar a la saturación del núcleo del generador o del transformador y la inducción de flujo de dispersión en los componentes no laminados no diseñados para transportar flujo eléctrico. Las corrientes parásitas resultantes en los componentes sólidos (por ejemplo, las clavijas y abrazaderas del núcleo) y en los terminales de las chapas estampadas del núcleo pueden provocar un rápido sobrecalentamiento y los subsiguientes daños.

Es más probable que se produzca una sobreexcitación durante el arranque o el cierre de la máquina mientras el generador no está conectado al sistema. Los fallos en el control automático del sistema de excitación, o los errores en el control manual del circuito de campo del motor, pueden permitir la generación de una tensión excesiva. También puede producirse una sobreexcitación durante el funcionamiento en paralelo si el generador ha sido sincronizado con la red de suministro local.

En estas circunstancias, si el sistema de excitación del generador no responde correctamente, una pérdida repentina de carga puede provocar una condición de sobretensión.

Generalmente, se producirá una condición de sobreexcitación del generador o de un transformador del generador si el índice V/Hz excede los 1,05p.u, es decir, con una condición de sobretensión del 5% al índice de frecuencia.

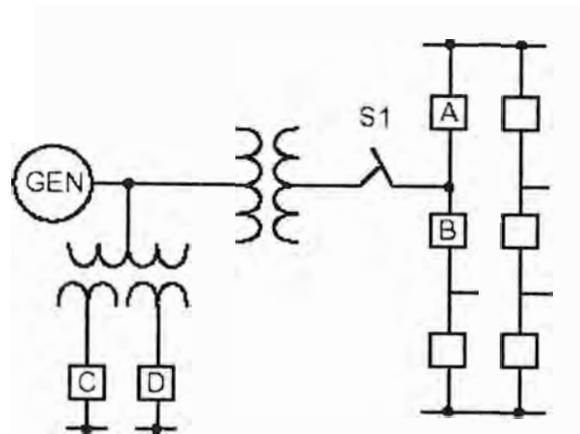
El ajuste del umbral de la etapa de alarma de sobreexcitación, se puede configurar más bajo que el ajuste de la etapa de disparo para proporcionar una indicación de que existen unas condiciones anormales y alertar al operador para que ajuste los parámetros del sistema consecuentemente.

Los ajustes de retardo temporal se deben elegir para igualarse a las características soportadas por el generador o el generador/transformador protegido. Si se selecciona una característica de tiempo inversa, el ajuste del multiplicador de tiempo, debe elegirse de manera que la característica de funcionamiento se iguale a la característica que soporta el generador o generador/ transformador. Antes de formular estos ajustes deben consultarse las características soportadas por el fabricante.

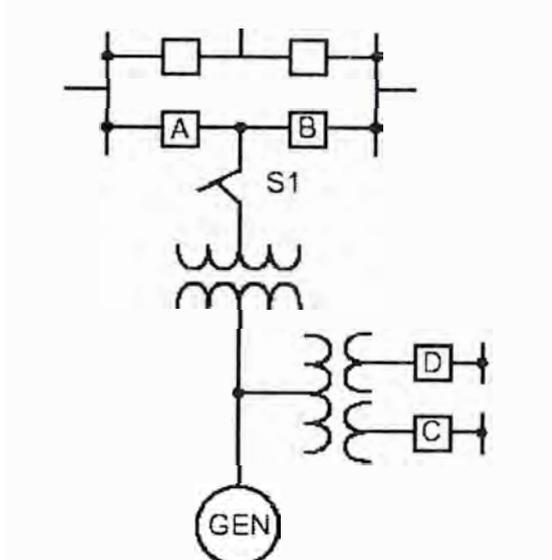
3.13. Protección contra energización inadvertida. [3], [5], [7], [9].

La energización inadvertida o accidental de generadores síncronos ha sido un singular problema en la industria en los años recientes. Varias máquinas grandes resultaron dañadas, y en algunos casos completamente destruidas, al ser energizadas accidentalmente mientras se encontraban fuera de línea. La frecuencia de estos eventos llevó a que los fabricantes de generadores recomienden que el problema sea atendido usando esquemas de relés de protección dedicados.

Cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea en virador, o parando por inercia, funciona como un motor de inducción y puede dañarse en pocos segundos. Numerosas máquinas grandes han sido severamente dañadas, y en algunos casos completamente destruidas. Errores de operación, contorneamientos en la cabeza del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control, o una combinación de estas causas, resultaron en la energización accidental de generadores mientras estaban fuera de línea.



A) Típica Estación con un Interruptor y Medio



B) Típica Estación con Bus en Anillo

Figura 3.22: Diagramas unifilares de estaciones generadoras de A.T.

Errores de Operación - Los errores de operación han ido aumentando en la industria al hacerse las estaciones generadoras de alto voltaje más complejas con el uso de configuraciones de un interruptor y medio y de bus en anillo. La Figura 3.22 muestra diagramas unifilares típicos para dos de tales Estaciones.

Estos diseños de estaciones ofrecen suficiente flexibilidad para permitir que se saque de servicio un interruptor de generador de alto voltaje (A o B) sin requerir que el

generador sea también retirado del servicio. Existen seccionadores de interruptor (no se muestran) para aislar al interruptor durante la reparación. Sin embargo, cuando la unidad está fuera de línea, los interruptores de generador (A y B) se devuelven generalmente al servicio como interruptores de bus para completar una fila en una estación de un interruptor y medio o completar un bus de anillo. Ello resulta en que el generador sea aislado del sistema usando únicamente un seccionador abierto de alto voltaje (S1).

Un generador, al energizarse accidentalmente con voltaje de sistema trifásico mientras está en virador, funciona como un motor de inducción. Durante la energización trifásica de un generador parado, se induce en el rotor un flujo rotativo a frecuencia sincrónica. La resultante corriente de rotor es forzada en itinerarios subtransitorios en el cuerpo del rotor y los devanados amortiguadores (si los hay), similares a los itinerarios de corriente del rotor para corrientes de secuencia negativa del estator durante el funcionamiento monofásico del generador. Se produce un rápido calentamiento del rotor, que lo puede dañar en muy poco tiempo. La impedancia de la máquina durante este intervalo de alto deslizamiento es equivalente a la reactancia de secuencia negativa del generador.

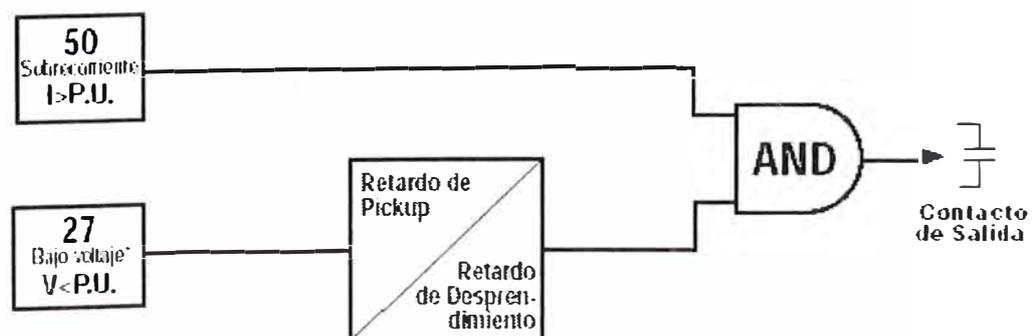


Figura 3.22: Diagrama lógico de la función de energización inadvertida.

Debido a las severas limitaciones de la protección de generadores con relés convencionales para detectar la energización inadvertida, se desarrollaron e instalaron esquemas de protección dedicados. Contrariamente a los esquemas convencionales que dan protección cuando el equipo está en servicio, estos esquemas proporcionan protección cuando el equipo está fuera de servicio. Por ello, al implementar esta protección debe tenerse sumo cuidado de no quitar la energía c.c. de disparo ni las magnitudes de entrada del relé al esquema cuando la unidad protegida está fuera de línea. Un método usado comúnmente para detectar la energización inadvertida es el esquema de sobrecorriente supervisado por voltaje exhibido en la Figura 3.22. Un elemento de bajo voltaje con retardos ajustables de tiempo de enganche y desenganche supervisa un relé de sobrecorriente instantánea. Los detectores de bajo voltaje arman automáticamente el disparo por sobrecorriente al sacarse de línea al generador. Al devolverse la máquina al servicio, el detector va a desactivar o desarmar el relé de sobrecorriente.

Contorneamiento en la Cabeza del Interruptor - El extremo esfuerzo dieléctrico relacionado con los interruptores de HV y EHV (voltaje alto y extra-alto) y el pequeño espacio de separación de contactos característico de sus requisitos de interrupción a alta velocidad, pueden provocar contorneamiento de contactos. Este contorneamiento de contactos (generalmente en uno o dos polos) es otra causa de la energización inadvertida de generadores. El riesgo de contorneamiento es mayor justo antes de la sincronización o justo después de sacar de servicio a la unidad. Durante este período, el voltaje a través del interruptor abierto del generador puede ser el doble del voltaje normal al deslizarse la unidad angularmente con el sistema.

En este período, una pérdida de presión en algunos tipos de interruptores HV y EHV puede ocasionar el contorneamiento de uno o más polos del interruptor, energizando el generador y provocando un flujo significativo de corriente desequilibrada dañina en los devanados del generador. Esta singular condición de falla del interruptor debe detectarse y aislarse rápidamente para evitar daños substanciales al generador.

3.14. Protección térmica con resistencia dependiente de la temperatura. [5], [6], [9].

La sobrecarga prolongada de generadores puede provocar el sobrecalentamiento de sus devanados, produciendo un envejecimiento prematuro de su aislamiento o, en casos extremos, un fallo del aislamiento. El desgaste o la falta de lubricación de los rodamientos puede provocar también calentamientos localizados en el interior de la carcasa de rodamiento. Para proteger contra cualquier calentamiento localizado o generalizado, el relé tiene la capacidad de admitir entradas de hasta 10 dispositivos de detección de resistencia de temperatura de 3 hilos Tipo A PT100 (RTD). Sus conexiones se muestran en la Figura 3.23.

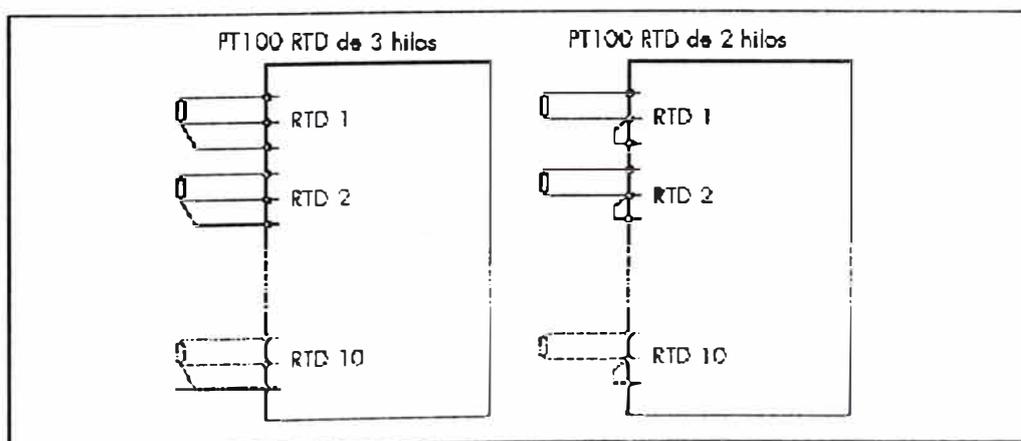


Figura 3.23: Conexiones de los reguladores térmicos RTD

Estos reguladores pueden disponerse estratégicamente en áreas del generador susceptibles de sobrecalentarse o de dañarse por calentamiento. Si los transformadores de potencia están colocados cerca del generador protegido, se puede asignar a algunos RTD la tarea de proteger contra sobrettemperatura al transformador o transformadores. Así se puede proteger contra el sobrecalentamiento del foco caliente del devanado o de exceso de temperatura en el depósito del aceite aislante.

Normalmente, un regulador RTD PT100 puede medir temperaturas en un rango de -40° a $+300^{\circ}\text{C}$. La resistencia de estos reguladores varía con la temperatura; a 0°C tienen una resistencia de 100Ω . El relé puede determinar la temperatura en cada ubicación de reguladores, lo que puede ser útil para:

- Supervisión de temperatura, visualizada local o remotamente a través de las comunicaciones del relé.
- Iniciar una alarma si el umbral de temperatura se excede durante más tiempo que el indicado por el retardo temporal.
- Producir un disparo si se excede el umbral de temperatura durante más tiempo que el indicado por el retardo temporal.

Tabla 3.5.: Temperaturas típicas de funcionamiento de centrales protegidas.

Parámetro	Temperatura típica de servicio en carga total	Sobrecarga a corto plazo
Temperatura de rodamientos de generadores	60-80°C, dependiendo del tipo de rodamiento	60-80°C+
Temperatura superior de los transformadores	80°C (50-60°C por encima de la ambiental).	Se asume normalmente del aceite un gradiente de temperatura a partir de la temperatura del devanado de tal modo que los RTD del aceite superior pueden proporcionar protección al devanado
Temperatura del foco caliente del devanado	98°C para una edad normal del aislamiento. Se debería dar una sobrecarga cíclica.	140°C+ durante emergencias.

Estas cifras son sólo orientativas; las cifras reales deben solicitarse a los fabricantes de los equipos..

3.15. Protección de deslizamiento de polo. [5], [7], [9].

Un generador podría deslizar un polo, o experimentar un fallo de sincronización con otras fuentes del sistema de alimentación, en el caso de un fallo de excitación o de una excitación anormalmente débil o como resultado del retardo de la reparación de un fallo del sistema. Esta situación se podría agravar cuando

existe un vínculo de transmisión débil (alta reactancia) entre el generador y el resto del sistema de alimentación.

El proceso de deslizamiento de polo que sigue a un fallo de excitación se expuso anteriormente. La función de protección de fallo de campo del relé debe responder a estas situaciones para proporcionar un disparo con retardo temporal.

Las oscilaciones del par/potencia mecánico/eléctrico que siguen a un fallo de la excitación pueden ser relativamente suaves. Si se produce el deslizamiento de polo con la excitación máxima (f.e.m. del generador >2.0 captación), las oscilaciones de par/potencia y las fluctuaciones en la tensión del sistema de alimentación que siguen a la pérdida de estabilidad pueden ser mucho más graves. Puede ser necesario en motores grandes que se proporcione protección para disparar el generador en tales circunstancias para prevenir los daños en la central o eliminar las oscilaciones en el sistema de alimentación.

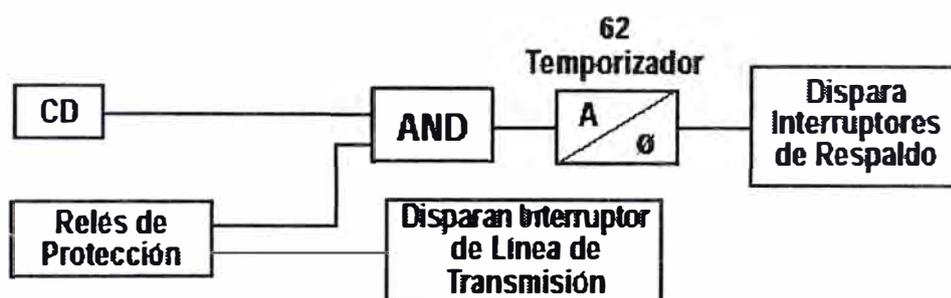
La protección de deslizamiento de polo se solicita normalmente para generadores relativamente pequeños que funcionan en paralelo con fuertes suministros públicos.

Este caso podría ser el de un cogenerador que funciona en paralelo con el sistema de distribución de una utilidad pública, que puede ser una fuente relativamente fuerte, pero en la que no se proporciona protección de alta velocidad para fallos del sistema de distribución. El retardo en la reparación de los fallos del sistema puede suponer una amenaza para la estabilidad de la central del cogenerador.

3.16. Protección de fallo del interruptor. [5], [8], [9].

Cuando el sistema de relés de protección opera para disparar el interruptor automático del generador pero el interruptor no funciona, es preciso activar un

esquema de falla del interruptor. Dadas las sensibilidades requeridas, hay importantes diferencias entre la manera de aplicar un esquema de falla local del interruptor en un interruptor de generador y en un interruptor de línea de transmisión. La Figura 3.24 exhibe el diagrama funcional de un esquema típico de falla del interruptor usado en un interruptor de línea de transmisión.



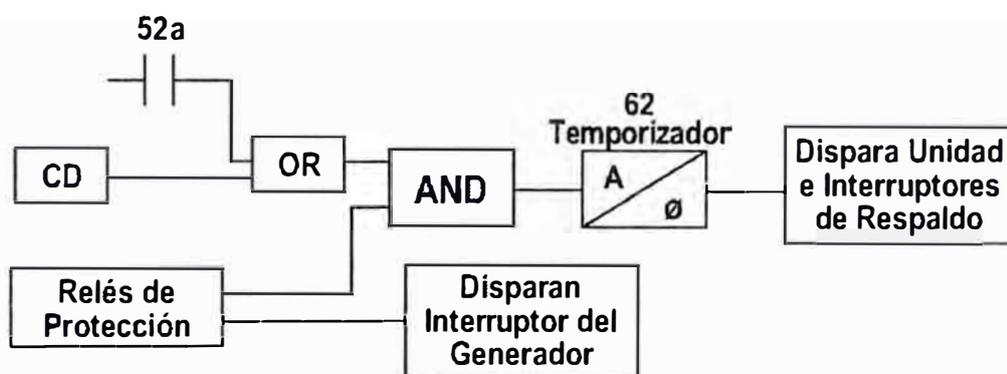
CD - Detector de Corriente

62 - Temporizador de Falla del Interruptor con Retardos Ajustables de Enganche y Cero Desenganche

Figura 3.24: Diagrama funcional típico de falla del interruptor de L.T.

Cuando los relés de protección detectan una falla, van a intentar disparar el interruptor primario de la línea de transmisión e iniciar a la vez una falla del interruptor. Si el interruptor de línea no despeja la falla durante un intervalo de tiempo especificado, el temporizador va a disparar los interruptores de respaldo necesarios para sacar de servicio al interruptor automático que ha fallado. El disparo exitoso del interruptor primario está determinado por el desaccionamiento de su detector de corriente, que detiene el temporizador de falla del interruptor (62). Sin embargo, cuando el esquema de falla del interruptor se aplica a un interruptor de generador, su disparo puede no ser iniciado por un corto circuito sino por una condición anormal de operación en la que puede haber muy poca, o no haber,

corriente de corto circuito. Las condiciones anormales de operación como el sobrevoltaje, la sobreexcitación, la baja frecuencia excesiva, la potencia inversa y las fallas a tierra del estator, no producirán suficiente corriente para operar los detectores de corriente. El conmutador del interruptor 52a deberá usarse en paralelo con los detectores de falla para dar indicaciones adicionales en un esquema de falla del interruptor para interruptores de generador. Esta lógica se exhibe en la Figura 3.25.



52a - Contactos Auxiliares del Interruptor Automático

CD - Detector de Corriente

62- Temporizador de falla del interruptor con retardos ajustables de enganche y cero desenganche.

Figura 3.25. Diagrama funcional de un esquema de falla del interruptor de generador.

Si cada polo del interruptor opera independientemente, los conmutadores “a” en los tres polos del interruptor deben ser puestos en paralelo y conectados en el circuito lógico. Este puede ser un ítem para mejoramiento si no se usó la lógica que muestra la Figura 3.25 al ponerse en servicio el generador original.

CAPITULO IV

4. APLICACIONES.

Tomando en cuenta las recomendaciones anteriores, se realiza los ajuste para las protecciones del generador de la C.T. MALACAS, cuyas características son las siguientes:

Potencia nominal	:	119,2 MVA.
Tensión nominal	:	13,8 kV
X _d	:	2,27 p.u.
X' _d	:	0,26 p.u.
X'' _d	:	0,2 p.u.
Relación del TI	:	6000/5 A.
Relación del TP	:	144000/120V
Impedancia del sistema	:	0,012p.u. (a los valores base de 125 MVA y 220 kV).

4.1. Aplicación de la protección de falla a tierra del estator.

El relé diferencial que se empleó es de las siguientes características:

Marca	:	ABB
Tipo	:	RAGEK, 59 G.
Función	:	59 GN
Característica	:	temporizado.
Relación – TP	:	14400/240 V (GNT)
Resistencia de aterramiento	:	0.43 ohmios (sobre el lado del secundario del TP).

Protección contra Falla a tierra al 95%

Pick-up de tensión	:	6 V
Dial de tiempo	:	50 ciclos (0,83 s)

Protección contra Falla a tierra al 100%

Relé habilitado	:	$U_g > 109 \text{ V}$ ($> 13080 \text{ V}$)
Relé deshabilitado	:	$U_g < 92 \text{ V}$ ($< 11040 \text{ V}$)
Pick-up de tensión	:	$U(\text{componente } 180 \text{ Hz}) < 2,4 \text{ V}$
Dial de tiempos	:	50 ciclos (0,83 s).

El ajuste de porcentaje diferencial o pendiente, se puede fijar de 15 a 40 %

4.2. Aplicación de la protección diferencial del generador.

Relé tipo	:	ABB/219M2570, 87M
Función	:	87G.
Característica	:	diferencial restringido.
Relación TI-lado del neutro	:	7000/5 A, estrella (CT2)*5/5,83 A (TI intermedio).
Relación TI-lado de la salida	:	6000/5 A, estrella (CT8)*5/5 A (TI intermedio).
Corriente nominal del generador	:	4987 A.
Pick-up corriente	:	$I = 0.5 \text{ A } 12\%$. 4.155 A secundarios.

4.3. Aplicación de la protección de sobretensión del generador.

Marca	:	ABB
Tipo	:	411C4175,59D.
Función	:	59 G
Característica	:	tiempo definido.
Relación – TP	:	$(14400/(1,73))/(120/1.73)$ V (VT3)
Tensión nominal del Generador		13800V
Pick-up de tensión		U=130V (113%).
Dial de tiempos		2 segundos.
		115 V (secundario)

4.4. Protección de subfrecuencia del generador.

Marca	:	ABB
Tipo	:	422C1276,81
Función	:	81-1, 81-2
Característica	:	Temporizado .
Relación – TP	:	$(14400/(1,73))/(120/1.73)$ V (VT3)
Frecuencia nominal del Generador		60 Hz
Pick-up de frecuencia, escalón A		f = 58.2 Hz (97%, 3492 r.p.m., alarma)
Tiempo		1.5 segundo (90 ciclos).
Pick-up de frecuencia, escalón B		f = 55Hz (91.7%, 3300 r.p.m., contactos de respaldo)
Tiempo		1.5 segundo (90 ciclos).

Pick-up de frecuencia, escalón C	$f = 57 \text{ Hz}$ (95%, 3420 r.p.m., disparo del CB de A.T.)
Tiempo	1.5 segundo (90 ciclos).
Pick-up de frecuencia, escalón D	$f = 55 \text{ Hz}$ (91.7%, 3300 r.p.m., disparo del interruptor del generador)
Tiempo	1.5 segundo (90 ciclos).

4.5. Protección de potencia inversa (ajuste bajo)

Marca	:	ABB
Tipo	:	437W4670,32R
Función	:	32.1
Característica	:	con retardo
Relación – TP	:	$(14400/(1,73))/(120/1,73) \text{ V (VT3)}$
Relación TI	:	$7000/5 \text{ A, (CT3)*5/5,83 A}$
Pick-up de potencia	:	$P = -1.5 \text{ MW}$
Ajuste de corriente	:	0.045 A
Tiempo	:	5 segundos.

4.6. Protección de potencia inversa (ajuste alto).

Marca	:	ABB
Tipo	:	437W4676,32R
Función	:	32.2
Característica	:	con retardo
Relación – TP	:	$(14400/(1,73))/(120/1,73) \text{ V (VT4)}$

Relación TI	6000/5 A, (CT7)
Pick-up de potencia	P=-4.3 MW
Ajuste de corriente	0.150 A
Tiempo	0.2 segundos.

4.7. Protección contra pérdida de excitación.

Tipo	ABB/426E1170, 40
Función	40
Característica	Con retardo
Relación TP	$14400/\sqrt{3} // 120/\sqrt{3}(VT3)$
Relación TI	7000 / 5 A (CT3)
Impedancia Zlr	Z = 42.0 Ohm dial 42, Q = -53 Mvar
Impedancia Zsr	Z = 2.0 Ohm dial 4
Tiempo	t = 1.0 secundario

4.8. Protección contra sobreexcitación.

Tipo	ABB/411H4176,59F
Función	24
Característica	Definido
Relación TP	$14400/\sqrt{3} // 120/\sqrt{3}(VT3)$
Tensión nominal del generador	13800 V
Frecuencia nominal del generador	60 Hz
Valor	2.20 V/Hz 115%
Dial de tiempos	t = 6 secundario (fijo)
	115 V secundario

4.9. Protección contra falla a tierra del rotor.

Tipo	ABB/430F0261, 64F
Función	64
Resistencia	R = 4.7 kOhm I = 1.0 mA a tierra

4.10. Protección de secuencia negativa.

Tipo	ABB/427F3571, 46Q
Función	46
Característica	Tiempo inverso
Relación TI	7000 / 5 A CT3)
Corriente nominal del generador	4987 A
Tap	3.5 A 4900 A primario
Pick up de la secuencia negativa	0.12 x Tap 0.420 A
Dial de tiempo	# 4, k = 10 4 . 2.5 seg. = 10 seg.
Requerimiento del generador	$I_{2cont} = 8\% = 0,285 A$ $(I_2)^2 t \leq 10$

4.11. Protección de sobrecorriente controlado por tensión

Tipo	ABB/427F3571, 46Q
Función	51 V A, B, C
Característica	Tiempo inverso
Relación TI	7000/5 A CT3)
Relación TP	$14400/\sqrt{3} // 120/\sqrt{3} (VT3)$
Corriente nominal del generador	4987 A

Tensión nominal del generador	13800 V	
Tap	3.5 A	
Dial de tiempos	# 1.8	
Pick up solo si	$U < 78\%$	$U < 90 \text{ V}$

4.12. Esquemas de protección típicos.

Los esquemas de protección que se emplean en la protección de generadores, dependen de varios factores; como son la potencia del generador, la importancia dentro del sistema de potencia, la filosofía de protección a emplear, la protección existente, entre otros. Para dar una idea de los esquemas que se emplean adjuntamos a continuación una configuración de protección típica para un grupo generador-transformador, dada por ANSI IEEE C37.102 1995 [5].

OSERVACIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.

1. Los generadores síncronos, son máquinas que tienen un comportamiento diferente al de otros elementos del sistema de potencia. Entre ello podemos citar el desbalance de corrientes que induce tensiones y corrientes en el rotor elevando su temperatura.
2. Debido a la característica no lineal de la curva de magnetización y a su operación fuera de la zona lineal, hace que aparezca una tensión de tercer orden entre su neutro y tierra. [8]
3. Las variaciones bruscas de carga lo afectan, pudiendo sacarlos de sincronismo.
4. La pérdida de fuerza motriz, hace que se motoricen poniendo en peligro al motor primo, ya que como sabemos toda máquina rotativa puede funcionar como motor o como generador.
5. La pérdida parcial ó total de su excitación hace que su capacidad de generación se reduzca, corriéndose el riesgo de que pierda el sincronismo, si no se libera de carga a este generador.
6. Las fallas a tierra en el rotor no son peligrosas si se trata de una falla simple a tierra, pero si se tratara de una falla doble a tierra, se puede provocar desbalance del rotor llevándola a una severa vibración que provocará un desgaste prematuro de los cojinetes y hasta en caso extremo, hacer que el rotor roce con el estator.
7. Las protecciones eléctricas no sólo actúan cuando existe falla en el generador si no también cuando existen condiciones anormales, que pongan en riesgo la máquina. Uno de esos casos resulta ser la carga desbalanceada, las sobretensiones, las variaciones bruscas de carga, entre otros.

8. La protección diferencial es una de las protecciones más importantes, que detectan fallas a tierra y cortocircuitos entre fases. Una de las dificultades de la protección diferencial es la detección de cortocircuitos entre espiras de una misma fase, ya que estos generan gran cantidad de calor y un calentamiento muy rápido de la zona donde se produce el cortocircuito. Esta protección diferencial no se puede ajustar al mínimo ya que este podría tener un falso disparo debido a los errores de los transformadores de corriente y a la saturación de estos de ocurrir un cortocircuito cercano al generador debido a la presencia de la componente continua. De allí que se haga necesario la inclusión de bobinas de frenado.
9. La protección contra fallas a tierra es una de las protecciones más importantes en el generador, ya que es la falla de mayor probabilidad de ocurrencia y puede causar mucho daño en los generadores si no es controlada, este podría provocar un arco que podría soldar sus láminas del núcleo. Esta falla es controlada por impedancias que se conectan entre el neutro del generador y tierra. Gran parte de las protecciones que se emplean con dicho cometido no logran cubrir el 100% del devanado, en su mayoría al 95%; no detectando fallas cercanas al neutro del generador, pero de hacerse necesario deberá cubrirse al 100% el devanado del estator contra fallas a tierra, para ello se emplea relés de subtensión de tercer armónico, ya que las fallas cercanas al neutro lo anulan o lo reducen al mínimo.
10. La protección contra pérdida de campo evalúa el comportamiento de la impedancia del generador, al cambiar de cuadrante, del primero al cuarto cuadrante. Las antiguas protecciones solo tomaban en cuenta una zona y actuaban sin tomar en cuenta la carga. Las protecciones modernas con tecnología

digital emplean un relé MHO de dos zonas que les permite discriminar según el tamaño de la carga el tiempo de actuación, ello resulta ser una ventaja, ya que el generador debe permanecer lo más que se pueda en servicio, claro está sin poner en riesgo su vida útil, para evitar oscilaciones en la red que pueda provocar en el peor de los casos un colapso.

11. La protección de secuencia negativa se ajusta según la capacidad térmica que tenga el rotor, que está dada por una constante que la da el fabricante del generador.
12. La protección de potencia inversa es una protección que se ajusta en función al tipo de motor primo que mueva al generador. Esta protección más que una protección del generador es una protección de la turbina.
13. Las protecciones de sobrecorriente controlados por tensión son protecciones de respaldo a la protección diferencial, se apoyan en la discriminación de la tensión porque según la ubicación de la falla varía la tensión que recibe el relé. Si la falla es próxima al relé, el relé recibe una tensión reducida y puede cambiar su ajuste a un valor menor que le permita reducir su tiempo de operación.
14. Las nuevas protecciones que se han incluido para los generadores, como es el caso de la energización inadvertida, permite hacer más segura la operación del generador.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Máquinas eléctricas, tomo 2.

Autor: A.V. Ivanov – Smolenski

Editorial Mir Moscú

1ra. Edición – reimpreso en 1988

[2] Electrical Engineering Handbook-SIEMENS

SIEMENS AG, Berlín, München and JOHN WILEY & SONS LIMITED.

Primera edición, reimpreso en 1990

[3] Power System Protection

by Paul M. Anderson, Power Math Associates.

Mc Graw – Hill IEEE, PRESS - 1999

[4] IEEE Guide for Generator Ground Protection

C37.101-1993

[5] IEEE Guide for AC Generator Protection

C37.102-1995

[6] American National Standard Requirements for cylindrical rotor synchronous generators

ANSI C50.13-1977

[7] Protective Relaying: Principles & Applications

By J. Lewis Blackburn.

MARCEL DEKKER INC.-NY-1987

[8] Protección de instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas

Por: Paulino Montané

Editorial Marcombo. Boixareu editores - 2da. Edición 1991

[9] Protective Relays. Application Guide

GEC ALSTHOM T & D Protection & Control

Third edition