



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
" CUAUTITLAN "

ESTUDIO DE LAS MAQUINAS SINCRONAS
EN SU APLICACION COMO
GENERADORES SINCRONOS

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
QUE PRESENTAN:

**CARLOS ALBERTO ALMARAZ CRUZ
JOSE LUIS SANCHEZ MENDEZ
ANTONIO GARCIA FIGUEROA**



Universidad Nacional
Autónoma de México

UNAM



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

J U R A D O

PRESIDENTE	ING. ANTONIO HERRERA MEJIA
VOCAL	ING. JOSE ANGEL CORTES CENICEROS
SECRETARIO	ING. BENJAMIN CONTRERAS SANTACRUZ
1er SUPLENTE	ING. RICARDO RAMIREZ VERDEJA.
2o SUPLENTE	ING. ESTEBAN CORONA E.

Con todo el amor y adoración le dedico
a mi madre de quien, sus adorables
y encanecidos, cabellos son la llama
eterna que ilumina mi fe, dicha
y esperanza.

MARCELINA CRUZ VDA. DE ALMARAZ.

A mis hermanos por la ayuda que me brindaron

Arturo
Silvia
Lupe
Carmela
Magdalena
Ma. de Jesus
Ma. de los Angeles.

A mi esposa y a mi hija
Margarita Edith
Alejandra Edith

CARLOS A. ALMARAZ CRUZ

Con todo el agradecimiento a mi escuela, a los --
profesores que con sus conocimientos y experiencias ayu
daron a mi formación profesional.

También mi agradecimiento cordial a los Ingenie--
ros, MANUEL VIJO ZUBICARAY, JUAN VARGAS SIERRA, JOSE --
LUIS DAVILA CAMARGO, EMILIO DEL VALLE MEZA. Quienes tu
vieron con mi persona diferencias y gentilezas nunca an
tes experimentadas, brindandome ante todo su amistad y -
colaboración

Cumplidamente agradezco a mis amigos y compañeros
de la FES-C quienes lucharon conmigo en la etapa de mi_
vida como estudiante y me brindaron su confianza y apo-
yo.

A MI DIRECTOR DE TESIS

CARLOS A. ALMARAZ CRUZ

C O N T E N I D O

PAGINA

INTRODUCCION. 5

CAPITULO I.

I.1	Relación entre inducción electromagnética y fuerza electromotriz.	8
I.2	Ley de Faraday de la inducción electromagnética.	10
I.3	Factores que afectan la magnitud de la fem inducida.	12
I.4	Sentido de la tensión inducida Regla de Fleming.	14

CAPITULO II.

Motor sincrónico.	15	
II.1	Funcionamiento del motor.	16
II.2	Arranque de los motores sincrónicos.	18
II.3	Arranque de un motor sincrónico con carga.	21
II.4	Correctores de factor de potencia para motores sincrónicos.	25
II.5	Curvas V en los motores sincrónicos.	27
II.6	Condensadores sincrónicos.	35
II.7	Cálculo de la mejora del factor de potencia de un motor sincrónico usando el método de KW-KVAR.	39
II.8	Como deben estar construidas las máquinas sincrónicas.	41

CAPITULO III.

Principios del funcionamiento del generador síncrono.	48
III.1 Alternador monofásico.	50
a) Generación de un ciclo eléctrico.	50
b) Frecuencia eléctrica generada.	53
c) Tensión eléctrica generada.	57
d) Potencia eléctrica generada.	65
e) Alternador trifásico.	68
f) Principios de operación del alternador.	73
III.2 Número de polos.	94
III.3 Reacción de armadura.	95
III.4 Relación de corto circuito.	96
III.5 Reactancia síncrona.	101
III.6 Reactancia de la máquina bajo condiciones de C.C.	104

CAPITULO IV.

Descripción del generador.	108
IV.1 El estator.	109
IV.2 El rotor.	123
IV.3 Sistemas de excitación.	130
a) Excitación con generadores de C.D.	132
b) Excitación con C.A. y rectificadores.	138

IV.4	Los reguladores de voltaje.	143
	a) Para generadores con excitatriz.	143
	b) Para generadores con excitación estática a base de tiristores.	144
IV.5	Sistema de enfriamiento.	146
	a) Sistema enfriado por aire.	154
	b) Enfriamiento con hidrógeno.	159
IV.6	Equipos y accesorios.	164
	a) Los detectores de temperatura.	164
	b) Sistema de aceite y sellos.	165

CAPITULO V.

	Características de operación del generador.	173
V.1	Limitación por temperatura.	174
V.2	Sincronización.	180
V.3	Trazado del diagrama circular.	188
V.4	Criterios de estabilidad.	200

CAPITULO VI.

	Fallas eléctricas en el generador.	210
VI.1	Fallas eléctricas en operación.	211
VI.2	Fallas eléctricas y protección de los generadores.	212
VI.3	Fallas de corto circuito entre fases dentro del embobinado del generador.	212

VI.4	Fallas a tierra en el estator del generador.	220
VI.5	Fallas en el rotor.	228
VI.6	Fallas por pérdidas de campo.	229
VI.7	Fallas a tierra en el campo.	234
VI.8	Fallas internas en el generador.	238
VI.9	Fallas por sobre voltaje.	239
VI.10	Fallas por sobreexcitación.	243
VI.11	Fallas de sobrecorriente de secuencia negativa.	247
VI.12	Fallas por temperatura alta en el estator.	251
VI.13	Fallas de potencia inversa.	253
CAPITULO VII.		
	Mantenimiento preventivo.	258
VII.1	Objetivo de mantenimiento preventivo.	259
CONCLUSIONES.		
		280
BIBLIOGRAFIA.		
		282

I N T R O D U C C I O N

La intención de este trabajo es dar a conocer una amplia información teórica de las máquinas síncronas y su aplicación como generadores síncronos, esperando contribuir con este trabajo a los técnicos del área eléctrica como para los estudiantes de la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Todos y cada uno de los aspectos de la vida moderna manifiestan la influencia y utilidad de la energía eléctrica. La energía eléctrica propicia el desarrollo industrial, trayendo como consecuencia elevar el nivel tecnológico y económico del país. Actualmente la energía es un exponente de producción conjuntamente con la industria petrolera.

Tomando en cuenta las necesidades mundiales del consumo de energía eléctrica, se han construido diferentes centrales generadoras de electricidad, como son las centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, centrales nucleoelectricas; basándose en el balance energético con el que cuenta el país.

Tomando en cuenta la necesidad de generar energía eléctrica es necesario conocer la máquina que produce este tipo de

energía, esta máquina se llama generador síncrono que sirve para transformar una potencia mecánica en una potencia eléctrica.

Se exponen en esta tesis los principios fundamentales, la descripción de cada una de sus partes, así como la operación de esta máquina, realizándole las pruebas necesarias las cuales son analizadas de acuerdo a sus fallas para así buscar los métodos de corrección y obtener un rendimiento eficiente en los generadores síncronos de alta capacidad que se ocupan actualmente en las plantas donde se genera la energía eléctrica.

Se expresan también las protecciones eléctricas que deben tener dichos generadores síncronos de acuerdo a sus características.

Para el mejor entendimiento de este tema, se recopilaron los siguientes antecedentes históricos de los generadores síncronos.

El generador se basa en la ley de inducción electromagnética de Faraday obtenida en 1831.

En 1888 Charles Pearson, desarrolla el primer turbo-generaador de corriente alterna.

En 1922 el uso de piezas sólidas forjadas, permiten obtener generadores hasta de una capacidad de 20 MW a 3000 r.p.m.

En 1939 el generador más grande era del orden de los 30 MW a 50 MW, con una velocidad de 3600 r.p.m.

Durante la segunda guerra mundial, el desarrollo se detuvo en 60 MW y 300 r.p.m. Como novedad se introduce como refrigerante el hidrógeno.

En la posguerra el incremento de la potencia de la máquina, sólo fue posible mediante el aumento de la corriente del estator, donde se pudo observar que había disposición de pérdidas elevadas en el cobre. El hidrógeno sustituyó definitivamente el aire como refrigerante y se alcanzaron potencias hasta de 275 MW.

El desarrollo posterior fue posible al introducir enfriamiento de agua en los conductores del estator, alcanzándose se hasta la fecha potencias hasta del orden de los 660 MW.

El generador de mayor capacidad construido en E.U.A., alcanza los 1250 MVA. Normalmente todos los generadores de potencia llevan un transformador en su salida que ajusta la tensión del generador a la tensión necesaria de transmisión.

CAPITULO I

BASES FUNDAMENTALES

1.1 RELACION ENTRE INDUCCION ELECTROMAGNETICA Y FUERZA ELECTROMAGNETICA

Para la mayoría de las finalidades prácticas, la conversión de la energía eléctrica a mecánica y viceversa, puede ser considerada como una reacción reversible. Esto no es cierto por completo, ya que en el proceso se originan otras formas de energía que no son deseables (como calor, luz y energía química), las cuales determinan pérdidas de energía en el sistema electromecánico. De tal forma que los efectos electromagnéticos más importantes son los relacionados con una fuerza mecánica aplicada con un cuerpo en presencia de campos eléctricos y magnéticos, por ejemplo una masa que consta de partículas cargadas, principalmente de protones y electrones en movimiento del cuerpo.

Considerando los efectos que a continuación se mencionan:

1. La fuerza de atracción que existe entre las placas con carga opuesta de un condensador. Esta fuerza es de naturaleza mecánica. Si se colocara una muestra de dieléctrico entre estas placas, tendería a moverse hacia la parte del campo eléctrico que presenta mayor intensidad, por lo tanto, el campo eléctrico actúa de tal manera sobre una muestra de dieléctrico, que tiende a mantener un campo electrostático (eléctrico) de densidad máxima.

Por esta razón, si la muestra de dieléctrico es de forma irregular, se dispone de modo que su eje más largo o masa máxima sea paralelo al campo. De tal forma que unas partículas de mica dispersas sobre una superficie se alinien en presencia de un campo eléctrico.

2. Principio de Reluctancia: sobre una muestra de material magnético situada en un campo magnético actúa una fuerza mecánica. La fuerza tiende a actuar sobre el material de tal manera que le sitúa en la parte del campo magnético que presenta la densidad mayor, si el material tiene una forma irregular, tenderá a disponerse de tal forma que produzca una reluctancia magnética mínima y en consecuencia una densidad de flujo máxima. Por lo tanto, las partículas de limadura de hierro se disponen en el seno de un campo magnético, paralelamente a la dirección del campo.

1.2 LEY DE FARADAY DE LA INDUCCION ELECTROMAGNETICA

El descubrimiento de Michael Faraday en 1831 fue la generación de una tensión debida al movimiento relativo entre un campo magnético y un conductor de electricidad.

Faraday denominó esta tensión "inducida", debido a que sólo se produce cuando existe movimiento relativo entre sí pero

sin que exista contacto físico entre el conductor y el campo magnético.

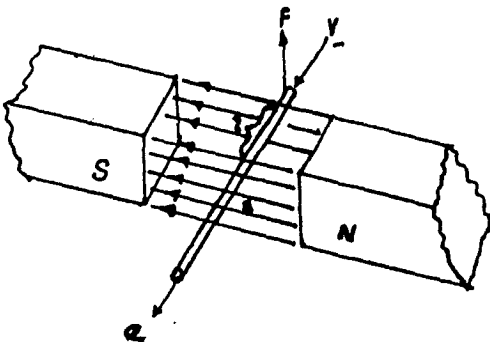
El enunciado de Faraday puede expresarse de la siguiente forma: "El valor de la tensión inducida en una sola espira de hilo conductor es proporcional a la velocidad de variación de las líneas de fuerza que la atraviesan y conectadas con ellas".

Newmann en 1845 expresó la fuerza electromotriz inducida generada (FEM) en la siguiente ecuación:

$$E_{med} = \frac{\phi}{t} \times 10^{-8} \quad \text{volts ...} \quad \text{Ec. (1)}$$

que nos dice que la FEM es directamente proporcional a la velocidad de variación del flujo conectado donde:

E_{med} = tensión media generada en una sola espira (volts/espira)



ϕ = número de Maxwells (líneas de fuerza magnética concatenada con la espira)

t = tiempo en segundos en que son concatenados ϕ en línea

10^{-8} = número de líneas que una sola espira debe de concatenar cada segundo a fin de inducir una tensión

1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA MAGNITUD DE LA FEM INDUCIDA

La expresión cuantitativa de Newmann de la Ley de Faraday Ec. (1) es cierta únicamente cuando el circuito magnético es físicamente idéntico tanto al final como al principio y durante el periodo de variación de la concatenación del flujo.

En las máquinas eléctricas rotatorias, la variación de concatenación de flujo no queda claramente definido o no es fácilmente medible en cada espira individual a causa de la rotación del inducido como de la excitación. Para esto es más conveniente expresar esta velocidad de variación en relación con la densidad de flujo media y la velocidad relativa entre este campo y un conductor único que se desplaza a través de él, por lo tanto la FEM inducida puede expresarse como:

$$e = BL_c V 10^{-8} \text{ volts...} \quad \text{Ec. (2)}$$

donde:

B = densidad de flujo en Gauss (líneas/unidad de área)

L_c = longitud del conductor en (cm)

v = velocidad relativa entre el conductor y el campo
(cm/seg)

La ecuación (2) puede deducirse de la ecuación (1), de la siguiente forma: si el conductor de la Fig. (1.1), recorre una distancia ds en el tiempo dt , la variación de la concatenación del flujo puede expresarse como:

$$d\phi = -Bl ds$$

pero puesto que; $e = (d\phi/dt) 10^{-8}$

sustituyendo como: $e = Bl (ds/dt) * 10^{-8}$ volts

$$ds/dt = v$$

$$e = Blv 10^{-8} \text{ volts}$$

La densidad del flujo como la velocidad relativa ya sea del conductor o del campo son uniformes y entonces los valores instantáneos y medios de FEM inducida son iguales.

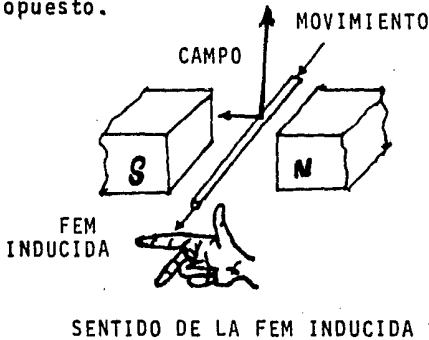
Para una longitud activa, determinada del conductor el producto en la Ec. (1), representa la velocidad de variación de la concatenación del flujo, de la que depende el valor del FEM inducida en un conductor dado de longitud.

1.4 SENTIDO DE LA TENSION INDUCIDA - REGLA DE FLEMING

La relación entre los sentidos de la FEM inducida al campo magnético y el movimiento del conductor se representa mediante la regla de Fleming.

La regla de Fleming de la mano derecha presupone que el campo es fijo y el conductor se mueve con respecto al campo fijo, puesto que la tensión inducida depende del movimiento relativo entre el conductor y el campo.

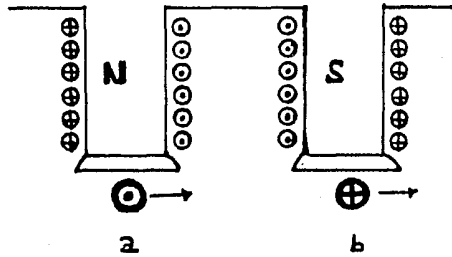
Puede explicarse en el caso de un conductor fijo y un campo móvil, pero suponiendo que el conductor se mueve en sentido opuesto.



CAPITULO II
MOTOR SINCRONO

II.1 FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR

Para poder observar el funcionamiento del motor síncrono nos basamos de acuerdo a la figura (II.1)



PAR DESARROLLADO POR EL MOTOR SINCRONO

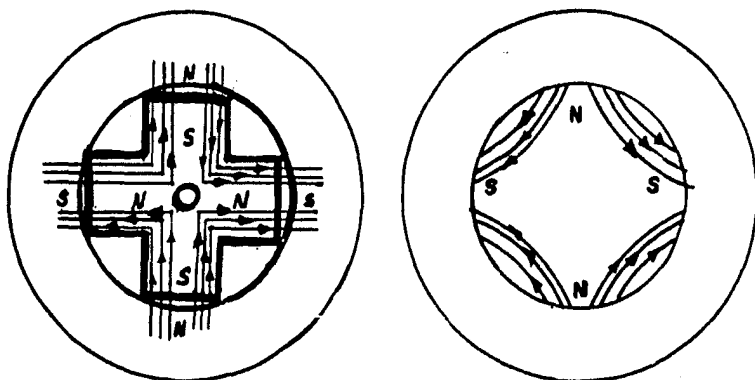
En esta figura se presenta un conductor (a) por el que circula una corriente hacia el observador y está colocada frente a un polo norte donde se desarrolla un par que tiende a arrastrar el conductor de izquierda a derecha si la corriente es alterna, su sentido se invertirá en la segunda mitad del período, y el par actuará entonces de derecha a izquierda, de tal forma que el par resultante para cualquier número de períodos completos es nulo y no se puede dar origen a un movimiento continuo.

Esto es lo que ocurre en los motores síncronos en reposo, la corriente en los inducidos es alterna y los polos tienen una polaridad fija por estar excitados con corriente continua, por lo tanto el motor síncrono como tal no desarrolla

par alguno.

Pero si al conductor (a) se puede llevar de alguna manera hasta colocarlo delante del polo siguiente que es un polo sur durante el semiperiodo en que la corriente ha cambiado de sentido, el par que se produzca actuará también de izquierda a derecha y el conductor tenderá a moverse de una manera continua. Por lo tanto en un motor síncrono los conductores deben de pasar de un polo al siguiente, durante cada semiperiodo para que el motor gire de una manera continua. Si se trata de los campos giratorios un conductor cualquiera debe de pasar frente a un polo en cada semiperiodo.

Para un campo magnético giratorio producido por corrientes polifásicas en un estator tetrapolar, como se indica en la figura (II.2).



CAMPO MAGNETICO GIRATORIO PRODUCIDO POR CORRIENTES POLIFASICAS

Este campo gira a velocidad de sincronismo, los polos S del rotor serán atraídos por los polos N y los polos N por los polos S. En consecuencia el rotor puede girar a la velocidad de sincronismo del campo del estator, si la frecuencia es constante.

Pueden producirse pequeñas fluctuaciones momentáneas de la velocidad, pero si la velocidad media difiere ligeramente del valor de sincronismo, el par medio se anulará casi inmediatamente y el motor se parará.

La relación entre la velocidad y el número de polos y la frecuencia es la siguiente:

$$S = (120f)/P$$

Para el arranque de un motor síncrono es necesario que se use un devanado amortiguador, ya que el motor síncrono no puede arrancar por sí solo. Este método es el más común y no requiere máquinas especiales auxiliares.

II.2 ARRANQUE DE LOS MOTORES SINCRONOS

El motor síncrono debe de llevar una velocidad suficientemente cercana a la velocidad síncrona, a fin de quedar en sincronismo con el campo giratorio. Los medios con los cuales se llega a la velocidad correspondiente son:

- a) Un motor de corriente continua acoplado al eje del motor síncrono.
- b) Uso de la excitatriz como motor de corriente continua
- c) Un pequeño motor de inducción de por lo menos un par de polos menos que el motor síncrono
- d) El uso de devanados amortiguadores como motor de inducción de jaula de ardilla

En los primeros tres métodos es necesario que haya poca o ninguna carga sobre el motor síncrono, que la capa del motor de arranque (c.c. ó c.a) esté comprendida entre el 5% y el 10% de la potencia nominal del motor síncrono acoplado a él.

El cuarto método que es el más simple y usual y no requiere máquinas auxiliares es el que usan los devanados amortiguadores, que es un motor de inducción de jaula de ardilla.

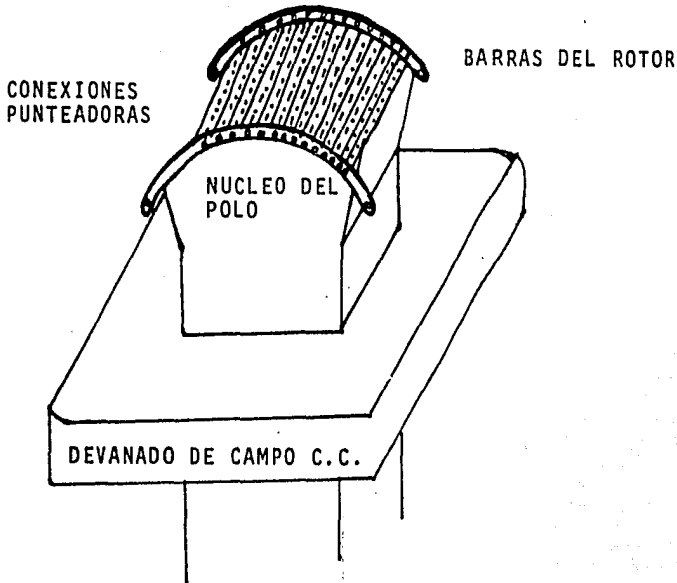
El objeto del devanado amortiguador es el de estabilizar la marcha del motor cuando gira a velocidad uniforme. Este devanado amortiguador abraza el flujo constante debido a las F.M.M. combinadas de los polos del inductor y del inducido y no ejerce acción alguna sobre el funcionamiento del motor.

Cuando se emplean máquinas de movimiento alternativo que alimentan una red, su par variable dá lugar a pulsaciones pendulares entre los motores y los alternadores síncronos que es difícil eliminar.

El objeto del devanado amortiguador es oponerse a esta tendencia del rotor a oscilar mientras gira.

ARRANQUE DE UN MOTOR SINCRONO

EL DEVANADO AMORTIGUADOR SE PRESENTA EN LA[FIG. II.3]



POLO DE UNA MAQUINA SINCRONA DE C.C.

Se nota que las conexiones punteadas que cortacircuitan las barras del rotor, tienen agujeros para permitir la unión con el siguiente juego de bobinas del polo siguiente, de esta manera se forma un devanado completo en forma de jaula de ardilla y aunque las barras no tienen la capacidad para llevar la carga nominal del motor síncrono, son suficientes para el arranque del motor síncrono como motor de inducción.

Cuando se arranca un motor síncrono sobre sus devanados amortiguadores:

- a) El devanado de excitación de c.c. es cortacircuitado y se aplica la corriente alterna al estator llevando al motor a la velocidad del vacío como motor de inducción
- b) Se aplica corriente continua al devanado de excitación y la corriente de excitación se regula de manera que se absorbe una corriente mínima de la red de corriente alterna

II.3 ARRANQUE DE UN MOTOR SINCRONO CON CARGA

Los motores síncronos de tipo normal con amortiguadores de corrientes de baja resistencia tienen par de arranque relativamente bajo, sin embargo, como el comportamiento de los

motores síncronos durante el arranque es el de un motor de inducción, su par de arranque se puede aumentar, incrementando la resistencia del arrollamiento del rotor. Además, puesto que en el motor síncrono los arrollamientos en jaula de ardilla no actúan de manera eficaz durante la marcha normal, la disposición de los arrollamientos de arranque no queda sujeta a las limitaciones que se presentan en el motor de inducción. (en el motor de inducción, un devanado de arranque de alta resistencia dá origen a un deslizamiento en marcha normal con reducción del rendimiento y el estudio del devanado presta dificultades) en los motores síncronos la resistencia de jaula de ardilla puede ser suficientemente elevada para que dé un gran par de arranque y el motor pueda ponerse en marcha con considerable carga. La elevada resistencia de la jaula de ardilla puede dar origen a un deslizamiento de valor tan grande de dificultad que se puede vencer poniendo en corto circuito el devando inductor al acercarse al rotor al sincronismo.

En muchos casos se requiere un gran par de arranque pero de valores escalonados, para así obtener el par de arranque necesario para diferentes cargas, se reclama de la red una potencia aparentemente excesiva.

Para hacer frente a estas exigencias se emplean motores síncronos con amortiguadores devandos por fase.

Un motor de este tipo se reconoce inmediatamente porque emplea cinco anillos rosantes, dos para el devanado de excitación de c.c. y tres para el devanado de corriente alterna del rotor bobinado conectado en estrella.

El comportamiento en el arranque del devanado amortiguador bobinado, es similar al del motor de inducción de rotor bobinado, puesto que se usa una resistencia de arranque externa como se indica en la figura (II.4).

Para mejorar el par de arranque y cuando se aplica la tensión de excitación de corriente continua, el motor se pone en sincronismo combinando el elevado par de arranque del motor de inducción de rotor bobinado (hasta tres veces el par normal de plena carga), con las características de funcionamiento del motor síncrono, velocidad constante y corrección del factor de potencia, (el motor asíncrono-sincronizado). El motor síncrono de rotor simple ha encontrado numerosas aplicaciones en los casos en que se requiera arranque con carga, además de velocidad constante.

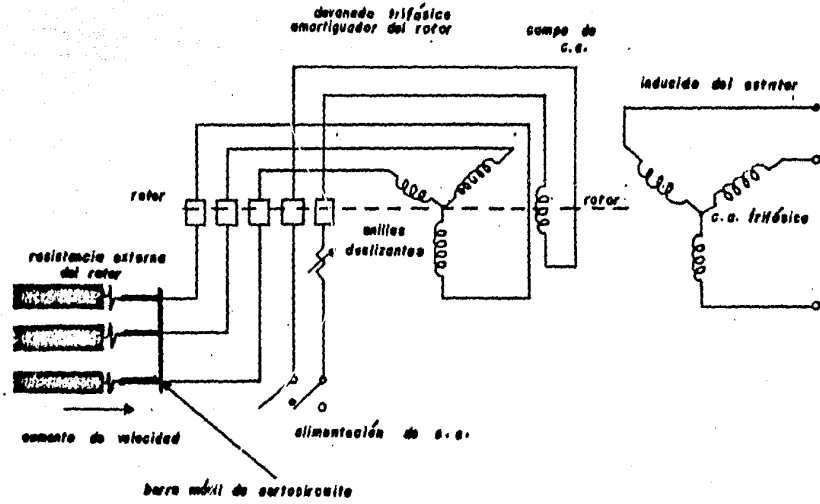


Fig. 11.4 diagrama esquemático del motor eléctrico con amortiguador
devanado.

II.4 CORRECTORES DE FACTOR DE POTENCIA POR MOTORES SINCRONOS

En un receptor trifásico se absorbe I_L amperios a una tensión V_n y su factor de potencia es $\cos \theta_1$, para elevar el factor de potencia hasta la unidad. Por medio de un motor síncrono al mismo tiempo que el motor desarrolla una potencia mecánica y requiera absorber.

$$\sqrt{3}VI = P \text{ de línea}$$

Para esto se supone que el sistema está conectado en estrella y V_n es la tensión entre fase y neutro para esto, hacemos uso de un diagrama vectorial tal como se muestra en la figura (II.5).

La corriente de los receptores I_L retrasada θ_1 con relación a V_n se descomponen en I_1 corriente activa e I_2 corriente reactiva que están en cuadratura.

El motor síncrono debe absorber primero una corriente en cuadratura y adelantada I_2' retrasada de tal forma que:

$$I_2' = I_2 = I_L \sin \theta_1$$

También debe absorber una corriente activa I_1' para compensar sus pérdidas y la potencia absorbida por la carga.

La corriente total requerida por el motor síncrono será:

$$I_S = \sqrt{(I_1)^2 + (I_2)^2}$$

y su factor de potencia valdrá:

$$\text{Cos } \theta_S = I_1' / I_S$$

II.5 CURVAS V EN LOS MOTORES SINCRONOS

Para una potencia P suministrada a un motor trifásico síncrono se mantiene constante y la corriente de inducción I_f varía. Esto implica que el factor de potencia de un motor trifásico es:

$$P = \sqrt{3} VI \text{ Cos } \theta$$

donde:

V = tensión en terminales

I = intensidad de corriente en la línea

COS θ = factor de potencia

Como P y V son constantes, cualquier disminución del factor de potencia debe ir acompañada de un aumento de intensidad.

Si para una potencia real constante a $F.P. = 1$, si varía su factor de potencia se provoca que la corriente de campo I_f , aumente o disminuya.

Si se tiene un factor de potencia adelantado, la corriente I_f disminuye y la corriente de armadura aumenta.

Sobre las curvas se puede localizar las líneas de factor de potencia idéntico a diferentes cargas reales (MW), nos relacionan por lo tanto F.P. corriente de campo, corriente de armadura o potencia aparente.

Las curvas V destacan el hecho de que la corriente de armadura es mínima cuando se tiene un factor de potencia igual a 1 y cuando el factor de potencia se adelanta o atrasa la corriente de armadura es mayor.

Las familias de curvas V para un motor síncrono se muestran en la figura (II.6).

Para el trazo de la curva V es necesario conocer:

- a) La tensión de la corriente continua (U_c)
- b) La intensidad de la corriente continua (I_c)
- c) La frecuencia (f)
- d) La tensión en los bornes (U_b)

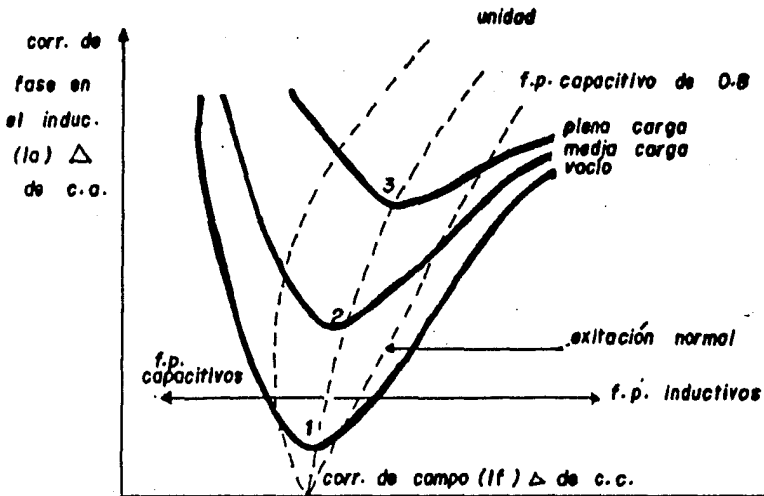


Fig. 11.6. a) Relación entre la corr. en el inducido y la corr. de excitación para varias cargas.

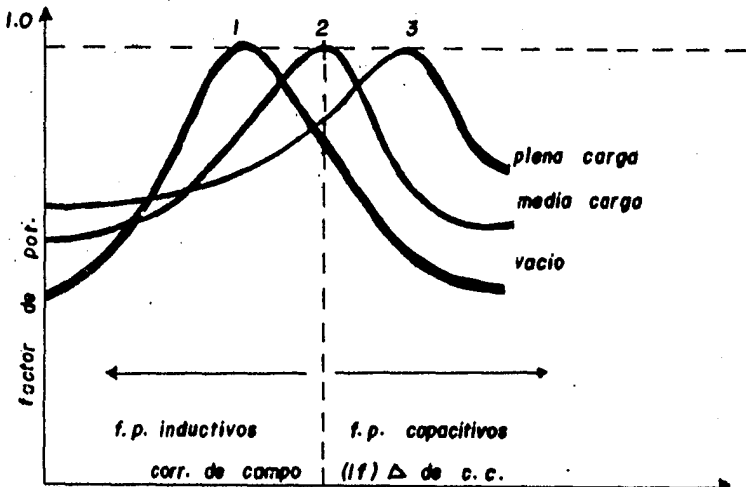


Fig. 11.6. b) Relación entre el f.p. y la corr. de excitación para varias cargas.

e) La corriente de excitación (I_{ex})

f) Las corrientes en cada fase si el motor es trifásico
(I_1) (I_2) (I_3)

De acuerdo a ésto, podemos calcular la potencia absorbida tratándose de corrientes alternas trifásicas, con la siguiente expresión:

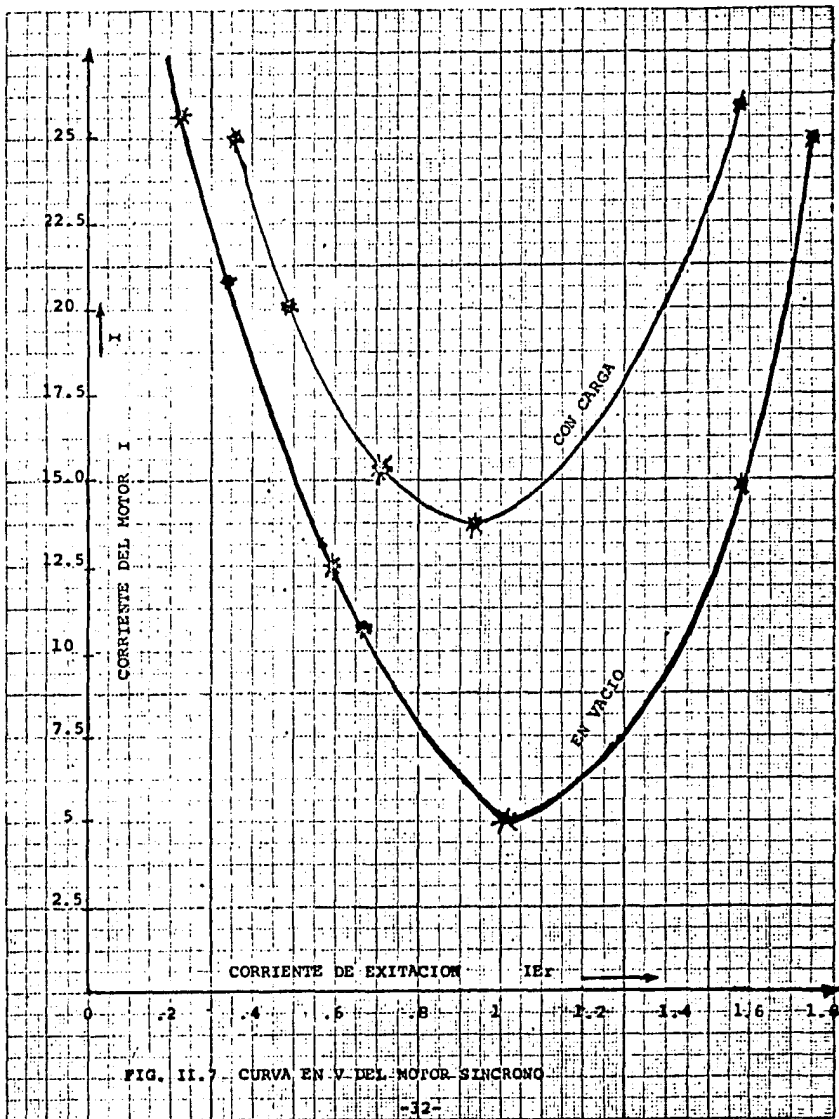
$$P_b = \sqrt{3} V_b I$$

Para el trazado de esta curva se tomó como ejemplo un motor al cual se le tomaron una serie de datos con el fin de diseñar una tabla correspondiente de datos.

El motor síncrono de 2.5 kVA, 38 Vc.c. acciona una máquina de c.c. que funciona como dínamo suministrando a la red una corriente (I_c) y obligando por tal motivo al motor síncrono a que desarrolle una potencia mecánica.

Mientras (I_c) permanezca constante, podrá considerarse así mismo como constante la potencia mecánica suministrada por el motor síncrono.

Tomando datos al motor a diferentes valores de acuerdo a dos parámetros, se formuló la siguiente tabla:



Número de orden	Uc	Ic	f	Ub	Iex	I ₁	I ₂	I ₃	I	Observaciones
	V.	A.	Hz	V.	A.	A.	A.	A.	A.	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	66	3	53	33.2	0.37	25	25	25.5	25.2	Subexcitación
2	66	3	53	33.2	0.37	25	25	25.5	25.2	Corriente
3	66	3	53	33.2	0.37	25	25	25.5	25.2	Retrasada
4	66	3	53	33.2	0.37	25	25	25.5	25.2	
5	66	3	53	34.2	0.92	13	14	14.5	13.8	Excitación normal
6			53	34.2	0.92	13	14	14.5	13.8	Cos $\theta = 1$
7			53	34.2	0.92	13	14	14.5	13.8	
8	Polea		53	34.8	1.48	25	26	27	26	
9			53	35.2	0.26	25	26.5	26	26.5	Corriente retrasada
10	Lcca		53	35.2	0.26	25	26.5	26	25.8	
11			53	35.2	0.26	25	26.5	26	25.8	
12			53	35.2	0.26	25	26.5	26	25.8	
13			53	35.2	0.26	25	26.5	26	25.8	
14			53	35.2	0.26	25	26.5	26	25.8	
15			53	37.8	0.98	5.5	5.5	5.5	5.5	Cos $\theta = 1$
16			53	37.8	0.98	5.5	5.5	5.5	5.5	
17			53	37.8	0.98	5.5	5.5	5.5	5.5	
18			53	37.8	1.70	24	25	25.5	24.8	Corriente avanzada

De acuerdo a los valores de la tabla podemos trazar la curva V, que se presenta en la figura (II.7).

Para el punto más bajo de la curva (correspondiente a la fila 5) de la tabla de datos, en que la corriente es puramente activa y $\cos \phi = 1$ tenemos que el motor síncrono absorbe una potencia de: $P_b = \sqrt{3} (34.2) (13.8) = 817 \text{ W}$.

Si quitamos la carga al motor síncrono entonces obtendremos en la misma forma una curva V correspondiente a la marcha en vacío. En este caso el punto más bajo de la curva (fila 15 de la tabla de datos) corresponde a la potencia absorbida de: $P_{b0} = \sqrt{3} (37.8) (5.5) = 360 \text{ W}$.

Siendo la resistencia de una fase de arrollamiento de 0.2Ω las pérdidas de calor por joule en el estator conexión en delta son:

P_{cu1} = pérdidas en carga por calor de joule en el arrollamiento del estator.

$$P_{cu1} = 3 (5.5/\sqrt{3})^2 (0.2) = 6.05 \text{ W}$$

Para el caso de la fila 5 tendrían un valor de:

$$P_{cu1} = 3 (13.8/\sqrt{3})^2 (0.2) = 38.08 \text{ W}$$

De tal forma que la potencia absorbida de 820 W tenemos una mecánica cedida por el motor síncrono de:

P_{bo} = potencia en los bornes

P_m = potencia mecánica

P_b = potencia en los bornes

$P_m = P_b = P_{bo} = P_{Cu1} = 820 - 360 - 38$

$P_m = 422 \text{ W}$

Como la corriente I_{ex} con $\cos \theta = 1$ varía muy poco entre la marcha en vacío y la marcha con carga y por consecuencia también P_{ex} puede mirarse como constante.

La última ecuación es válida lo mismo si la corriente de excitación proviene de una excitatriz acoplada en el mismo eje, que si es suministrada del exterior.

Esta diferencia es solo sensible para el rendimiento, que con excitación propia es de:

$$\eta = (P_m/P_b) 100\%$$

y con excitación independiente tenemos:

$$\eta = (P_m/P_b + P_{ex}) 100\%$$

Que el presente caso, con una tensión de excitación de 63 volts resulta:

$$\eta = \frac{422 (100)}{820 + (63)(0.92)} = 48\%$$

Si opera con una excitación muy diferente, por ejemplo la de la fila 8, la potencia suministrada será la misma que

antes; en cambio la potencia absorbida aumentará con respecto a la de la fila 5, por valor del aumento de las pérdidas por calor de joule, las que valdrán;

$$P_{Cu1} = 3(26/\sqrt{3})^2 (0.2) = 135.2$$

$$P_b = 820 + (135.2 - 38) = 917$$

Donde:

$$\cos \phi = \frac{P_b}{\sqrt{3} U_b I} = \frac{917}{\sqrt{3} (34.8)(26)} =$$

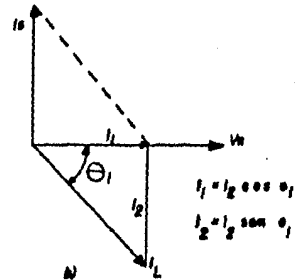
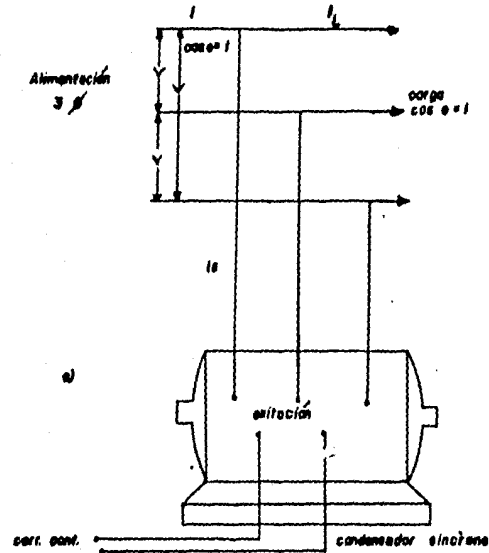
$$\cos \phi = 0.58$$

II.6 CONDENSADORES SINCRONOS

Como los motores síncronos sobreexcitados actúan como condensadores, reduciendo la corriente reactiva es posible conectarlos en paralelo con los sistemas, para mejorar su factor de potencia.

Pueden construirse máquinas síncronas de C.A., menos caras que los condensadores fijos comerciales para potencia, tensiones nominales extremadamente elevadas, con el resultado de que los condensadores síncronos no accionan carga mecánica. La corrección de f.p., mediante condensadores síncronos se puede expresar tal como se muestra en la figura (II.8)

fig. 22.8 Condensador síncrono usado para aumentar el f. de pot. hasta 1.



Donde se representa una carga trifásica que absorbe una corriente de intensidad I_L y tensión V con factor de potencia $\cos \theta_1$ y corriente con retraso de fase para determinar qué potencia debe de tener el condensador síncrono acoplado al sistema, para elevar el factor de potencia hasta la unidad.

Tenemos el sistema montado en estrella, siendo V_n la tensión entre la fase y el neutro.

Utilizando el diagrama vectorial tal como está expresado en la fig. (II.8.b) en el cual la intensidad I_2 está retrasada θ_1 con relación a V_n .

Descomponiendo I_1 en dos, una componente activa $I_1 = I_L \cos \theta_1$ y una componente reactiva $I_2 = I_L \sin \theta_1$.

La corriente activa de un condensador síncrono funcionando en vacío es pequeña comparada con la corriente reactiva y está defasada 90° con respecto a la corriente activa.

Al determinar la corriente total absorbida por el condensador síncrono su corriente activa puede despreciarse. Por lo tanto para un f.p. = 1 la corriente en el condensador I_S será igual a la corriente reactiva, I_2 en avance, y la potencia aparente del condensador será de:

$$(V_n I_S) = (V_n I_2) \text{ VA por fase y la potencia trifásica es:}$$

$$3(V_n I_s)/1000 \text{ kVA}$$

La pequeña corriente activa absorbida por el condensador síncrono para compensar las pérdidas, debe añadirse a I_1 con lo que aumenta ligeramente la corriente activa.

Si se desea elevar el f.p. a un valor inferior a la unidad debe emplearse un condensador síncrono de menor potencia.

En la práctica no resulta económico elevar la potencia de 0.95 a 0.98 por lo poco que se gana con un aumento superior a dichos valores.

Al utilizar un condensador síncrono para corregir el f.p. sóloamente se debe de tener en cuenta los factores económicos. La instalación del condensador síncrono está justificada sóloamente cuando su amortización y gastos de explotación son considerablemente inferiores al aumento del costo kWh producido por el reducido valor de f.p.

Cuando los consumidores de energía eléctrica pagan por la energía consumida en kWh simplemente por kW instalados, no les produce ningún perjuicio el que sea bajo el f.p., excepto probablemente el ligero aumento en el costo de su acometida.

El f.p. es perjudicial para la compañía suministradora, ya que debe de instalar generadores, líneas y transformadores de mayor capacidad de tal forma que muchos contratos de energía establecen penalidades cuando el factor de potencia es bajo.

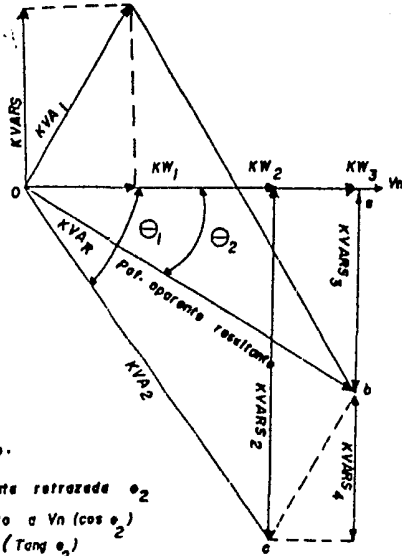
II.7 CALCULO DE LA MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA DE UN MOTOR SINCRONO USANDO EL METODO DE KW-KVAR

El cálculo y predicción de la mejora del factor de potencia añadiendo un motor sincrónico, generalmente se simplifica por el método de kW - KVARs. Donde se representan las cargas individuales y combinadas en función de sus componentes en fase y en cuadratura.

Este método resulta significativo para la determinación del f.p. de un motor sincrónico necesario, para accionar una carga dada y producir la corriente necesaria para elevar el f.p. global del sistema a un valor determinado.

En este método la tensión es constante, la potencia activa en kilovatios y la potencia reactiva en kilovars, son proporcionales a las intensidades de corriente activa y reactiva. A continuación se presenta el diagrama vectorial para determinar la potencia de un motor sincrónico por el método de kW - KVAR.

Diagrama para determinar la potencia de un motor sincrónico por el método de los KW'S y KVARS.



$\cos \theta_2 = f.p.$
 $ob = KVA_R$ que está retrasado θ_2
 con respecto a $Vn (\cos \theta_2)$
 $ob = KVAR = KW_3 (\text{Tang } \theta_2)$
 $KVARS_2 = KW_2 (\text{Tang } \theta_1)$ potencia reactiva
 necesaria en la instalación.
 $KVARS_1 = KVARS_4$
 $KW_1 = KW$ de líneas absorbidos por la instalación y el motor.
 $KW_2 = "$ que absorbe por líneas y por el motor industrial.
 $KW_3 =$ total de KW'S absorbidos.

fig. 11.9

II.8 COMO DEBEN DE ESTAR CONSTRUIDAS LAS MAQUINAS SINCRONAS

El estator debe de estar formado por láminas o chapas de hierro aislados entre sí, agrupadas en paquetes de 60 a 100 mm entre los cuales quedan huecos de ventilación de 8 a 15 mm. Cuando la longitud del estator es muy grande se disponen láminas de papel especial, presspan o de cualquier otro aislante adecuado; debiendo tener distancias entre sí de 10 a 20 mm, con el objeto de localizar a esa longitud los cortos circuitos entre las chapas.

Las chapas son soldadas entre sí con el fin de evitar el alabeo.

La carcasa se procura que sea lo menos pesada y que tenga la resistencia mecánica suficiente, además se le dá una forma adecuada para que existan las mejores posibilidades de una refrigeración eficaz. Por regla general, la rueda polar lleva unas aletas que en forma análoga a la de un ventilador helicoidal, inyecta parte del aire aspirado hacia las cabezas de las bobinas pasando a través de las aberturas practicadas en la carcasa, encima de las chapas y otra parte por las endidas o canales de ventilación.

En máquinas grandes se emplean también canales axiales que atraviezan transversalmente la corona de chapas.

En el arrollamiento, generalmente las ranuras semicerradas van revestidas interiormente de tubos cerrados de material aislante como el presspan o mica.

Los conductores se introducen en las ranuras por los lados en caso de estar abierto el revestimiento de las ranuras. En la construcción de una máquina es común y muy ventajoso que las bobinas se ejecuten separadamente de la máquina, dándoles en moldes una forma determinada para luego colocarlas en dicha máquina; las bobinas están hechas de conductores redondos, planos o de tipo de cordón.

Los aislantes de los conductores están clasificados de la siguiente forma:

Clase O. Seda, papel, algodón. Estos aislantes deben resistir una temperatura de operación de 90°C.

Clase A. Algodón, seda, papel y materiales orgánicos combinados entre sí, deben de resistir una temperatura de operación de 105°C.

Clase B. Mica, fibra de vidrio, estos aislantes deben resistir una temperatura de 130°C.

Clase H. Materiales inorgánicos o sus combinaciones con sustancias aglutinantes apropiadas, tales como las re-

sinas de silicio donde su temperatura de operación es de 180°C.

El espesor de la capa aislante de conductores redondos está fijado de acuerdo con las clasificaciones de aislantes mencionados anteriormente.

Para conductores planos y de tipo redondo como de cordón se puede contar que el espesor es de 0.4 a 0.6 mm.

Para cualquier espesor de las vainas o envolturas de material aislante que se ocupa generalmente en las máquinas síncronas se pueden tomar de acuerdo a la siguiente tabla.

TENSION VOLTIOS	ESPESOR DE AISLAMIENTO EN LAS RANURAS	SEPARACION EN MM
500	1 mm papel	10
1000	1.2 mm papel	15
3000	2 mm micanita	25
6000	3 mm mica	30
10000	3.5 mm mica	40

El material aislante de un devanado, casi siempre se impregna de aceite o barniz, siendo expulsado el aire de las fibras por el líquido.

Durante este proceso pueden quedar capas de aire entre los conductores aislados, o bien entre estos y la envoltura, las que en tensión elevada son peligrosas ya que, con ellas pueden originarse descargas de efluvios.

Este tipo de descarga se forma por el aumento de temperatura donde se forma ozono y ácido nítrico que destruye el material aislante. Para evitar este tipo de descargas se ponen las bobinas en un horno, donde se hace vafo, aspirando se todo lo posible el aire que estas pueden contener, calentándolas al mismo tiempo. En seguida se sumergen dentro de un baño de barniz muy caliente y a presión de modo que penetre dentro de las bobinas.

Rueda Polar- Como material para la rueda polar se emplea acero fundido en forma de chapas, o para tipos grandes hierro fundido.

Núcleos- Los núcleos están hechos de acero fundido o de chapa y forman con la rueda polar propiamente dicha un cuerpo único, posteriormente se les aplican las piezas polares.

La sujetación de las piezas polares o de los polos tienen que ser tal que resista la fuerza centrífuga de todas las piezas y también la bobina; dicha fuerza se determina por:

$$Z = MV^2/r = GV^2/(9.81)r = (\text{kg})$$

donde:

G = peso en kg.

r = radio de inercia mts.

V = velocidad periférica correspondiente al embalamiento
mts./seg.

El radio de inercia se calcula de acuerdo a la siguiente
fórmula:

$$r = \sqrt{e^2 + h^2/4}$$

para $h = e/2$ tendremos $r \sim 1.03 e$

para $h < 2/2$ bastará que $r \sim e$

donde:

e = distancia al centro de gravedad.

h = altura del conductor en la ranura.

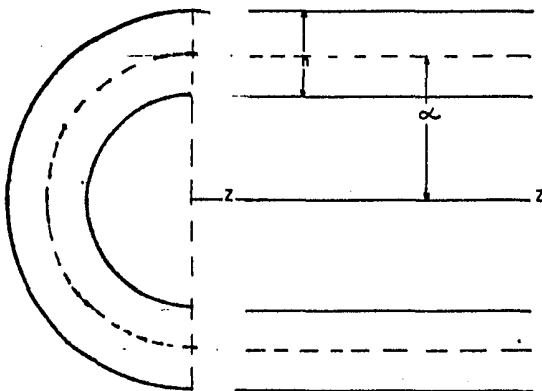


Fig. II.9

Cróquis para definir el radio de inercia.

Ventilación - En este tipo de máquinas la ventilación se efectúa casi exclusivamente por aletas que se unen formando un ventilador especial, donde las aletas van separadas unas de otras, fijándose a la rueda polar, la ventilación por aire circulatorio en cuyo sistema, la misma cantidad de aire pasa alternativamente de la máquina a un refrigerando, permanece siempre limpio a una temperatura regulable y contenido a una cantidad de oxígeno limitada, que evita la rápida propagación del flujo en caso de incendiarse el generador.

La cantidad de aire para la ventilación de una máquina puede estimarse como:

$$V = p_p / 1100 t_e \dots \text{ m}^3/\text{seg}$$

donde:

V = cantidad de aire para la ventilación de una máquina

P_p = potencia perdida

t_e = exceso de temperatura sobre el ambiente de las partes a enfriar

donde:

$$t_e \approx 20^\circ \dots 30^\circ$$

La potencia absorbida será:

$$P_v = (1.1 V) v^2$$

donde v presenta la velocidad en metros por segundos en el perímetro exterior del ventilador.

La cantidad de aire solo depende naturalmente del calor que habrá de evacuarse por el aire de refrigeración, para esto se toman las pérdidas totales.

En máquinas grandes el aire de refrigeración es aspirado de la sala de máquinas e impulsado a través de los canales de ventilación por el arrollamiento y la corona del estator volviendo al exterior por una conducción especial.

O bien, la carcasa de la máquina está herméticamente cerrada, no comunicando con el aire de la máquina, en cuyo caso el aire refrigerado se hace entrar y salir de la máquina por conductos especiales.

C A P I T U L O I I I

PRINCIPIOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR SINCRONO

LA FUERZA ELECTROMOTRIZ INDUCIDA - FEMI .

Esta fuerza electromotriz inducida está basada en la ley de Faraday.

$$e = -Nd\theta/dt$$

La fuerza electromotriz inducida es proporcional a la velocidad cambio de la magnitud de las líneas de campo magnético con cada conductor.

Esto es: FEMI igual al producto de números de conductores por la derivada del flujo con respecto al tiempo.

En cualquier generador girando a velocidad constante la FEMI puede ser alterada variando el flujo magnético mediante la variación de la corriente de excitación aplicada al embobinado del rotor.

Las máquinas con rotores de polos salientes y los que tienen rotores lisos operan bajo los mismos principios, la diferencia está en algunos detalles de diseño.

El resultado de la forma de onda inducida por un rotor girando a velocidad constante dentro de un embobinado de armadura es la forma senoidal.

$$e = 2f\Phi N \text{ sen } \omega \quad (\text{Volts})$$

Para un generador de dos polos un ciclo completo de voltaje ocurre en una vuelta completa del rotor.

El principio de inducción de una fuerza electromotriz se presenta en la anterior figura (III.1).

III.1 ALTERNADOR MONOFASICO

a) Generación de un ciclo eléctrico

Se sabe que un imán permanente proporciona un campo magnético constante que es incapaz de inducir corriente alguna. Por esto es necesario moverlo para que en la bobina cause un campo magnético variable, que si induce una corriente alterna (C.A.).

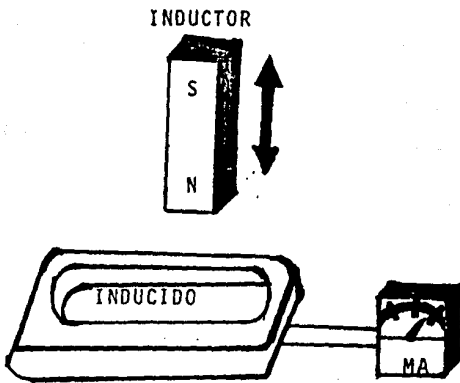


FIGURA III.2 CAMPO MAGNETICO VARIABLE INDUCE C.A.

El miliamperímetro indica con el movimiento alternativo de su aguja, que el sentido de la corriente inducida está cambiando, por lo cual se trata de corriente alterna (C.A.).

El imán permanente que está actuando como inductor, tiene la ventaja de no poderle variar la intensidad de su campo magnético, por lo cual será sustituido por el electro-imán, alimentado por corriente directa, el cual producirá un campo magnético constante, idéntico al imán.

En la siguiente figura, el electro-imán es el rotor del alternador monofásico, que proporciona el campo magnético variable, requerido para la inducción.

Para simplificar la ilustración, se omiten los anillos rozantes y las escobillas, necesarios para alimentar el rotor.

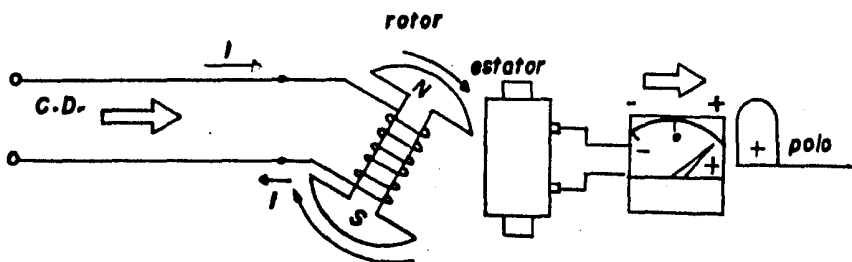


fig. III-3 Inducción debida al polo norte

Al pasar el Polo Norte del rotor frente a la bobina del estator, se induce en la bobina una corriente en sentido (+), la aguja del miliamperímetro se mueve de cero a máximo (+) y regresa a cero indicando que se ha llevado a cabo un medio ciclo (+).

Al pasar el Polo Sur, frente a la bobina del estator en ella se induce una corriente en sentido (-).

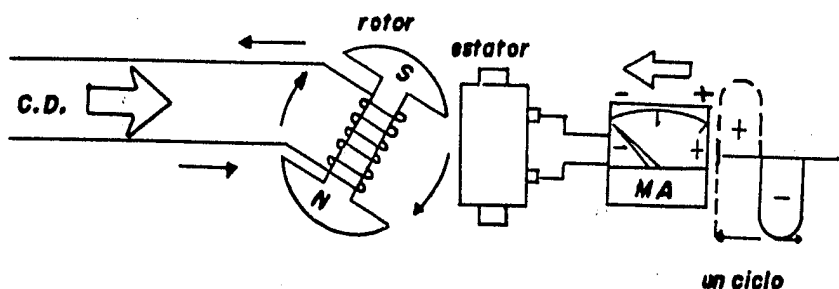


fig. III.4 Inducción debido al polo sur.

La aguja del miliamperímetro se mueve de cero a máximo (-) y regresa a cero, indicando que se ha llevado a cabo otro medio ciclo pero ahora (-) de esta manera tenemos que:

- El rotor de dos polos magnéticos, al dar una vuelta completa produce un ciclo eléctrico.

b) Frecuencia Eléctrica Generada

1. Efecto de la velocidad del rotor

Si el rotor de los polos, gira a razón de una vuelta por cada segundo, tendremos una frecuencia de un ciclo/segundo. En cambio si lo hacemos girar a razón de 60 vueltas por segundo tendremos una frecuencia de 60 ciclos por segundo (60 Hz).

Cuando el rotor gira a 60 vueltas en un segundo, en 60 segundos que tiene un minuto, alcanzará a dar 60 veces más vueltas que en un segundo, o sea $60 \times 60 = 3600$ vueltas por minuto. Como una vuelta es lo mismo que una revolución, será lo mismo decir 3600 revoluciones por minuto (RPM).

En conclusión el rotor de dos polos, debe de girar a 60 vueltas por segundo, equivalente a 3600 RPM, para producir la frecuencia de 60 Hz.

La frecuencia eléctrica depende de la velocidad de rotación del rotor, o sea que:

- A mayor velocidad de rotación del rotor la frecuencia eléctrica generada es mayor también.

2. Efecto del número de polos del rotor

Veamos ahora como podemos cambiar la cantidad de polos magnéticos en el rotor del alternador, recordando que el sentido

de la corriente directa en las bobinas, determinan la ubicación de sus polos norte-sur.

La regla que tendremos presente, indica que el lado por donde entra la corriente, crea un polo norte y por donde sale crea un polo sur, tal como se especifica en la siguiente figura III.5

Con las cuatro bobinas del rotor, se pueden obtener dos o cuatro polos, de acuerdo con la conexión que se haga con ellas, tal como se muestra en la figura III.6

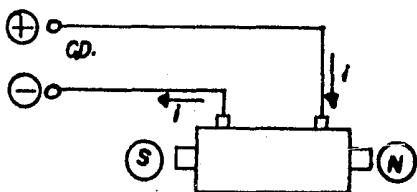


Fig. III.5 los polos dependen de la forma de alimentación

2 POLOS

4 POLOS

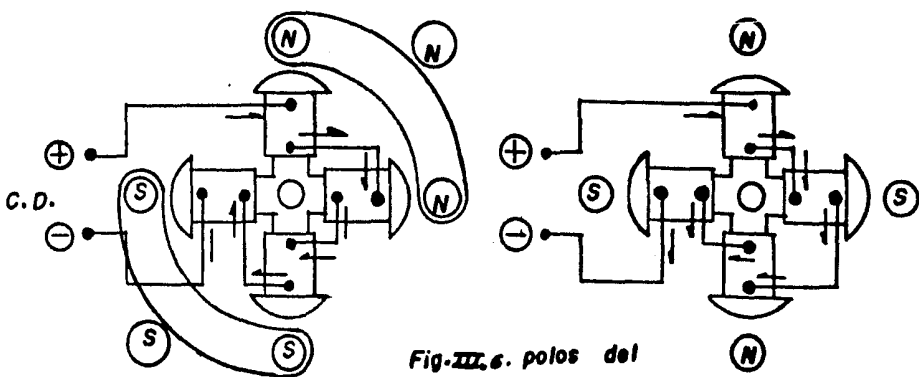


Fig. III.6. polos del rotor

EL ROTOR DE CUATRO POLOS AL DAR UNA VUELTA COMPLETA
 PRODUCE AHORA CICLOS COMO SE VE EN LA FIGURA. III-7

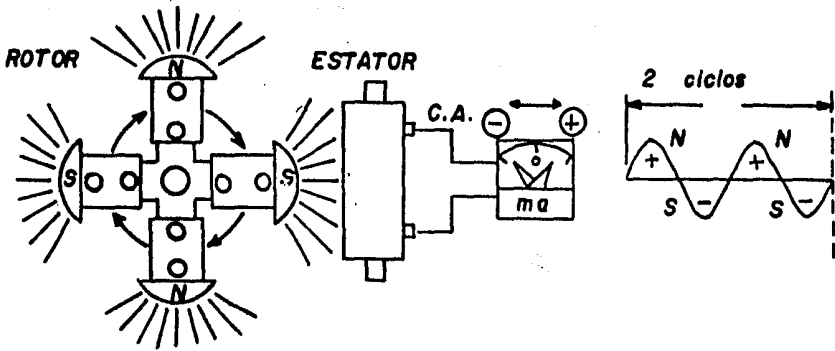


Fig. III.7 rotor de cuatro polos

En este caso, al dar una vuelta al rotor, habrá pasado frente a una bobina del estator los cuatro polos y cada polo, genera medio ciclo, de tal manera que una vuelta corresponde ahora a dos ciclos.

Este rotor de cuatro polos al girar a 30 vueltas por segundo (1800 RPM), generará una frecuencia de 60 ciclos por segundo, puesto que cada vuelta genera 2 ciclos. En cambio el rotor de dos polos al girar a la misma velocidad de 30 ciclos por segundo, puesto que cada vuelta genera un ciclo. Vemos entonces, que para una misma velocidad (1800 RPM), con dos polos se generan 30 cps y con cuatro polos se generan 60 cps, o sea:

- Para una misma velocidad del rotor, a mayor cantidad de polos se genera mayor frecuencia eléctrica.

Hemos visto que al aumentar la velocidad del rotor, la frecuencia eléctrica aumenta, y por otra parte hemos constatado que a mayor cantidad de polos del rotor, se tiene mayor frecuencia eléctrica.

Esto quiere decir que la frecuencia eléctrica (f) generada, es directamente proporcional a la velocidad del rotor (RPM) y a la cantidad de polos (P), como lo indica la fórmula siguiente:

$$f = (\text{RPM}) (P) / 120$$

Usando esta fórmula, se obtiene la frecuencia (f), para diferentes velocidades del rotor y número de polos (P), en la tabla siguiente

F Cps.	VELOCIDAD DEL ROTOR (RPM)			
	2 POLOS	4 POLOS	8 POLOS	16 POLOS
25	1500	750	375	187.5
30	1800	900	450	225.5
50	3000	1500	750	375
60	3600	1800	900	450

c) Tensión, Eléctrica Generada

1. Efecto de la corriente de excitación I_{ex}

En el alternador monofásico se conecta un voltímetro a la bobina del estator para medir la tensión eléctrica generada (FEM) en dicho estator además se pone un rotor de dos polos alimentado por corriente directa de excitación, a través de un reostato de campo [70] para regular la corriente de excitación y un interruptor llamado "Quebradora de Campo" (41) como se ilustra en la figura (III.8).

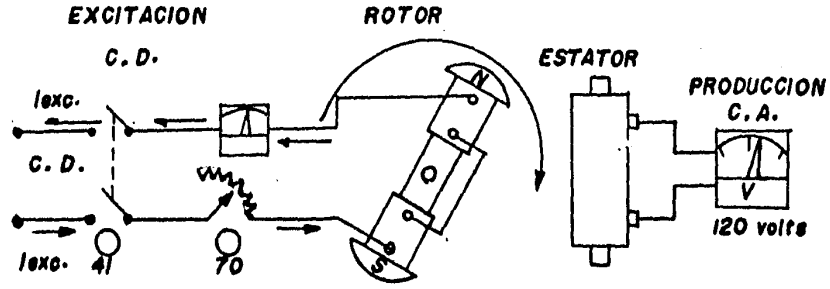


Fig. III.8. Influencia de la excitación

En este alternador se tiene un circuito de corriente directa llamado de excitación y además se tiene otro circuito llamado de producción.

Inicialmente el interruptor de campo (41) debe estar abierto y el reostato (70) debe estar en su posición de máxima resistencia; una vez que el rotor alcanza su velocidad de 3600 RPM, el interruptor (41) es cerrado y se procede a excitar gradualmente al rotor, disminuyendo el reostato (70) hasta alcanzar un amper de intensidad de corriente de excitación, en cuyas condiciones el voltómetro indica una tensión inducida de 120 volts, en este ejemplo.

En el proceso de excitación se observa que:

Al aumentar la corriente de excitación en el rotor, la tensión generada también aumenta.

Esto se debe a que un aumento de corriente de excitación, aumenta la intensidad del campo magnético del rotor.

2. Efecto de la velocidad del rotor

En los turbogeneradores, la velocidad de rotación depende del vapor que entra a la turbina; ese vapor se regula mediante válvulas especiales actuadas por un mecanismo regulador de velocidad (65), el cual abre más las válvulas para aumentar la velocidad de la turbina y del rotor del alternador.

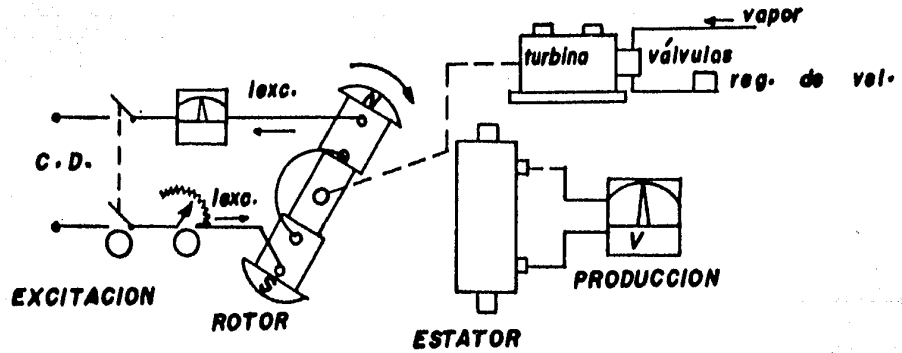


Fig. III.9. influencia de la velocidad

Si el alternador de la figura (III.9) opera con 1000 RPM, por ejemplo, se excita de manera que produzca una tensión generada de 100 volts y luego se le incrementa la velocidad desde 1000 RPM hasta 2000 RPM, observándose que aun cuando no es aumentada la corriente de excitación, la tensión generada aumenta.

La anterior es posible debido a que al incrementar la velocidad del rotor es aumentada a la rapidez de variación del campo magnético inductor y se sabe que cuando esto sucede, aumenta la tensión eléctrica generada (inducida), por tal motivo se concluye que:

- Al aumentar la velocidad de rotación del rotor del alternador, la tensión generada en el estator, también aumenta.

3. Efecto de las espiras del rotor

Se sabe que al aumentar las espiras (vueltas) en una bobina, la intensidad de campo magnético también aumenta.

Si se aumentan las espiras de las bobinas del rotor, conservando constante la corriente de excitación, la intensidad del campo magnético del rotor aumentará y con ello también aumentará la tensión generada, por lo anterior se concluye:

- Al aumentar las espiras del rotor del alternador, la tensión generada en el estator, también aumenta.

4. Efecto de las espiras del estator

El alternador con rotor de dos polos, aparece en la figura (III.10) de manera simplificada, con una sola bobina en el estator.

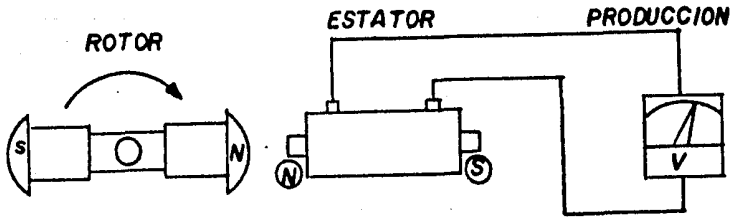


Fig. III.10, estator con una bobina, rotor de dos polos

Se observa que el Polo Norte del rotor, induce un polo norte en el estator, lo cual es una regla en la inducción magnética.

Aumentando ahora otra bobina en el estator, pero ubicada diametralmente opuesta a la primera, se logrará el mejor aprovechamiento del campo magnético, figura (III.11).

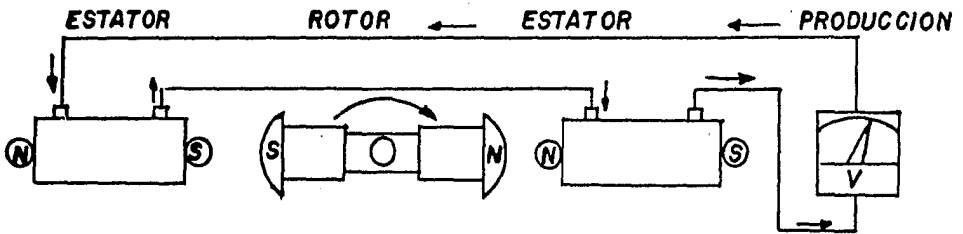


Fig. III. 11.

Las conexiones de las bobinas del estator deben practicarse como se ilustra en la figura (III.11), para que no se contrapongan y se anulen los polos magnéticos inducidos por el rotor, con los polos que produce la corriente generada en el estator. Obsérvese que se ha respetado la regla de que por donde entra la corriente a la bobina, crea un polo norte y por donde sale crea un polo sur.

El rotor es de cuatro polos como se ilustra en la figura (III.12).

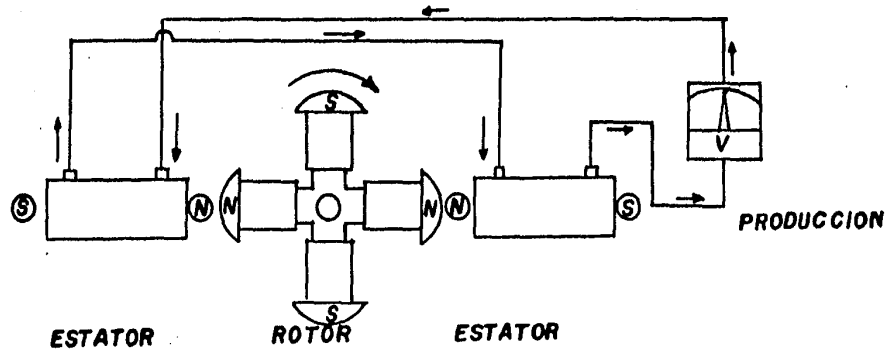


Fig. III.12. Estator con 2 bobinas, rotor con 4 polos

De no hacerse las conexiones mostradas, el campo magnético del rotor se verá neutralizada por el campo magnético de la corriente inducida en el estator y el resultado será que no habrá producción.

En ambos casos, con rotor de dos polos o con rotor de 4 polos, al aumentar las espiras del estator, aumentará la tensión generada; esto se debe a que una misma intensidad de campo magnético del rotor cortará una mayor cantidad de espiras, induciendo una tensión por cada espira cortada, sumándose cada una de ellas y resultando una mayor tensión.

En resumen, se tiene que:

- Al aumentar las espiras de las bobinas del estator, la tensión generada en el mismo estator es mayor.

d) Potencia Electrica Generada

Fijada la tensión eléctrica que el alternador puede generar, la corriente que salga del estator vá a depender de la cantidad de aparatos eléctricos que tenga que alimentar el generador; pero el límite de la intensidad de corriente que puede alimentar el generador lo marcará la temperatura de las bobinas del estator, ya que la corriente calentará esas bobinas con el cuadro de la intensidad que solicita la carga.

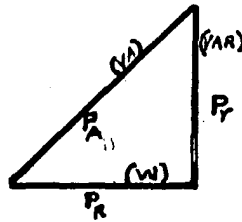
Habiéndose fijado la intensidad de corriente máxima que el alternador puede entregar sin calentarse peligrosamente a las bobinas del estator (no más de 85°C), ésta será su corriente nominal o sea su corriente de plena carga.

La potencia eléctrica P_A del alternador será el producto de la tensión nominal (V_N) por la corriente nominal (I_N) expresada en voltamperes (VA) o en kilovoltamperes (KVA), o sea:

$$P_A = V_N I_N \quad \text{Alternador monofásico}$$

$$P_A = 1.732 (V_N I_N) \quad \text{Alternador trifásico}$$

$$\sqrt{3} = 1.732$$



La potencia real P_R del alternador, que es la parte de la energía real que efectivamente se aprovecha en los aparatos eléctricos, (cargas), se expresan en watts (w), en kilowatts (KW) o en megawatts (MW), se emplea el wattmetro para medirla.

Los alternadores más grandes y modernos usados en CFE (1980) son una potencia real de 300 MW, con una tensión nominal de 20,000 volts y una intensidad de corriente nominal del orden del 9,800 amperes.

Para que un alternador pueda entregar mayor corriente, con su tensión nominal y sin calentarse anormalmente, será necesario que las bobinas de su estator, sean construidas de conductores de cobre con calibre más grueso, puesto que los conductores de mayores calibres tienen mayor capacidad de conducción de la corriente.

El mismo efecto se tiene si se ponen más bobinas conectadas en paralelo, como se indica en la figura (III.13) para un alternador con rotor de 4 polos.

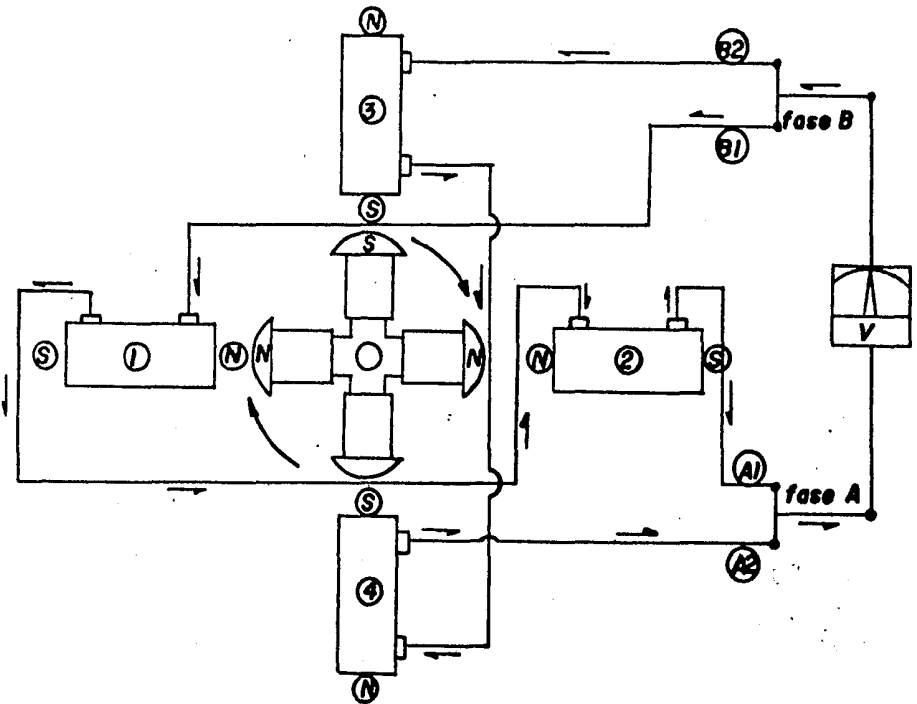


Fig. III.13 estator con 4 bobinas, rotor con 4 polos

e) Alternador Trifásico

1. Defasamiento de la intensidad de corriente

La diferencia entre un alternador trifásico y un monofásico radica únicamente en su estator, ya que su rotor puede ser exactamente el mismo en ambos casos.

El estator del alternador monofásico tiene fundamentalmente una bobina bien distribuida, para envolver al rotor y así aprovechar su campo magnético; en cambio el estator del alternador trifásico tiene tres bobinas igualmente distribuidas. Para facilitar su comprensión se ubica en la figura (III.14).

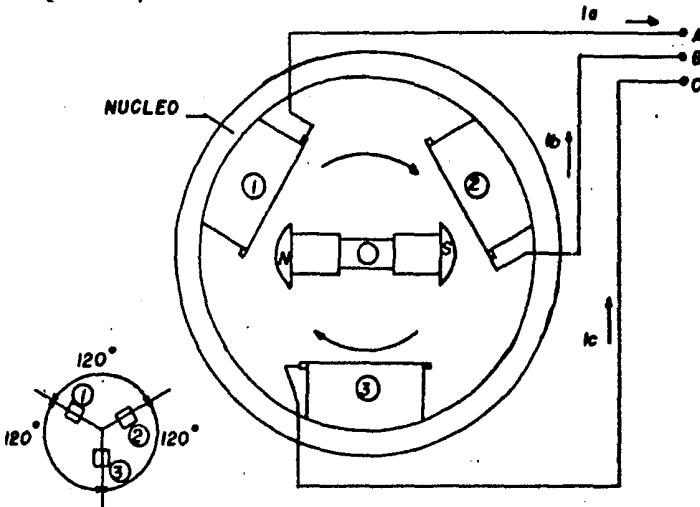


Fig. III.14. el alternador trifásico

Las bobinas (1), (2) y (3), del estator están colocadas a 120° una de otra, de tal manera que el polo norte del rotor pasa primero frente a la bobina (1), después tiene que girar a 120° para llegar frente a la bobina (2) y finalmente debe girar otros 120° para llegar frente a la bobina (3).

Por otra parte, se ve en la figura (III.14), que de la bobina (1) sale la fase "A", de la bobina (2), sale la fase "B" y de la bobina (3), sale la fase "C", las tres puntas restantes de las bobinas se interconectan para formar el neutro de la conexión estrella; el neutro no está conectado para simplificar.

Al conectar las líneas de fuerza del campo magnético del polo norte del rotor a las espiras de la bobina (1), se induce la tensión que impulsa a los electrones a moverse, formando la intensidad de corriente (I_A) de la fase "A".

Un instante después, el polo norte del rotor, llegará frente a la bobina (2) para dar la "orden de salida" a los electrones que forman la intensidad de corriente (I_B) de la fase "B", esta corriente ya sale con un atraso o defasamiento de 120° respecto a la corriente de la fase "A" (I_A).

Un instante más tarde, el mismo polo norte del rotor, pasará frente a la bobina (3) para dar la orden de salida a los electrones que forman. La intensidad de corriente (I_C) empezó a circular con un retraso de 120° respecto a (I_B) y un defasamiento de 240° respecto a (I_A).

Para hacer las conexiones mostradas, se usa el procedimiento siguiente:

- Se anota en los extremos de las 4 bobinas del estator los polos norte y sur que el rotor debe inducir en el estator

- Se conectan las bobinas (1) y (2) de manera que al circular la corriente en el estator, no neutralice a los polos inducidos por el rotor, señalando el circuito de producción una salida (A_1) y un regreso (B_1) de la corriente alterna generada en el estator recordándose que las bobinas (1) y (2) deben de conectarse en serie entre sí.

- Se conectan las bobinas (3) y (4) de manera similar a las (1) y (2), marcando una salida (A_2) y un regreso (B_2), de la corriente del estator.

- Finalmente se conectan las dos salidas (A_1) y (A_2), para formar la fase (A) del generador, así como los regresos (B_1) y (B_2), para formar la fase (B) del mismo generador.

Con los dos grupos de bobinas conectadas en la figura anterior, se tienen dos circuitos independientes de la misma capacidad, que al conectarlos en paralelo, suministran el doble de corriente y por consecuencia se tendrá el doble de potencia.

De la manera anterior, se generan las corrientes trifásicas defasadas 120° una de otra, debido a la imposibilidad de que los polos magnéticos inductores entren simultáneamente frente a cada una de las tres bobinas del estator.

Para identificar cuáles son las bases "A", "B" y "C", se utilizan dos lámparas y una bobina conectadas en estrella, como se ilustra en la figura (III.15), al principio se conectarán indistintamente y se irán intercambiando hasta identificar las fases.

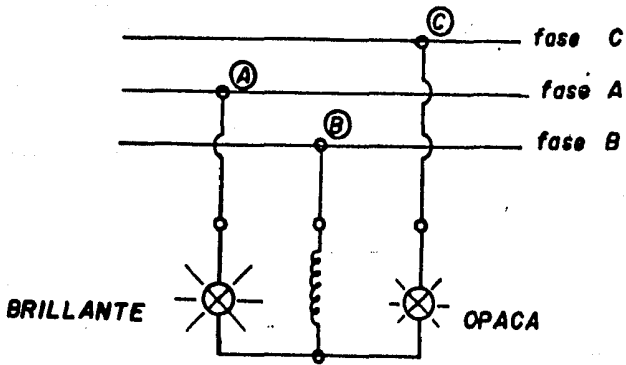


Fig. III.15. Identificación de las fases

La punta de la bobina siempre será la fase "B", la punta de la lámpara brillante será la fase "A" y la otra punta será la fase "C", de esta forma en el circuito (Fig. III.15) la fase "C" resulta ser superior, la fase "A" la del centro y la fase "B" la de abajo.

La tensión de línea y la tensión de fase.

Al generar el alternador, su tensión nominal, se tendrán las tensiones eléctricas de línea (entre fases) y las tensiones de fase (entre cada fase y neutro), como se aprecia en la figura (III.16).

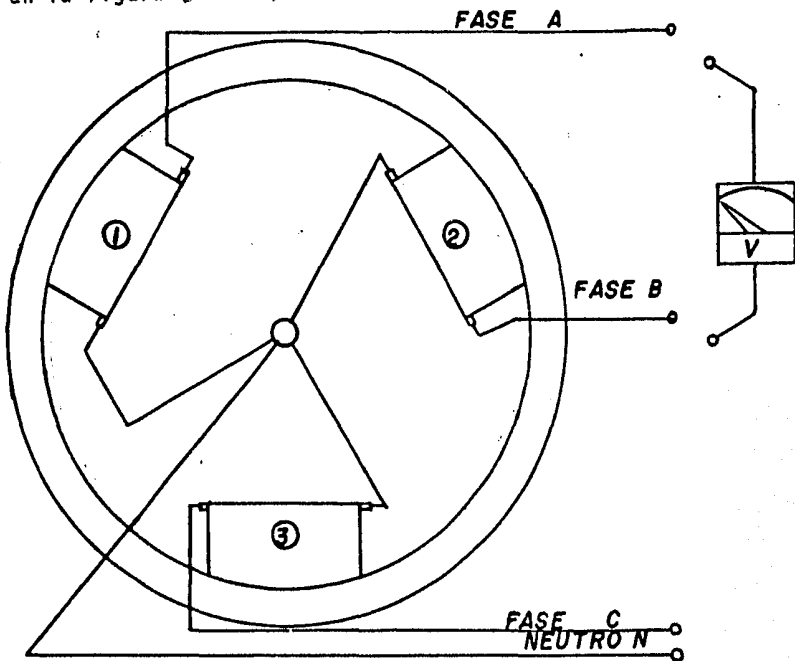


Fig. III.16. tensiones trifásicas generadas

Para un caso específico, las tensiones medidas son:

$$V_{AB} = 220 \text{ volts}$$

$$V_{AN} = 127 \text{ volts}$$

$$V_{BC} = 220 \text{ volts}$$

$$V_{BN} = 127 \text{ volts}$$

$$V_{CA} = 220 \text{ volts}$$

$$V_{CN} = 127 \text{ volts}$$

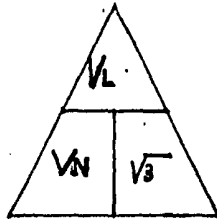
Se puede constatar que:

$$220 = 127 \times \sqrt{3}$$

Como 220 es la tensión de línea (V_L) y 127 es la tensión de fase (V_N), se tiene el triángulo siguiente:

$$V_L = V_N \times \sqrt{3}$$

$$V_N = V_L / \sqrt{3}$$



f) Principios de Operación del Alternador

1. Generalidades

Los fundamentos de operación de los alternadores son los mismos para un alternador trifásico y para uno monofásico; por esta razón nos referimos exclusivamente al alternador trifásico

sico, ilustrado en la figura (III.17), donde se ha omitido el neutro del estator y las escobillas del rotor, para evitar complicaciones de dibujo.

El circuito de excitación es de 60 volts de corriente directa y un ampere de intensidad de corriente, cuanta con su interruptor de campo (41) que aparece abierto; con su reostato de campo (70) que aparece en su posición de máxima resistencia; y también con su ampermetro de corriente directa, para la intensidad de corriente de excitación.

El alternador trifásico (figura III.17) tiene una potencia de 1000 W, (1 kW), su corriente nominal es de 5 amp. su tensión nominal es de 220 volts de corriente alterna, genera una frecuencia de 60 ciclos por segundo.

El circuito de producción que sale del alternador, cuenta con un voltámetro conectado en paralelo, para indicar la tensión generada entre fases (de línea), cuyo valor nominal de 220 volts; cuenta con un frecuencímetro conectado en paralelo para medir la frecuencia generada en hertz o sea ciclos por segundo, cuyo valor nominal es 60 Hz; cuenta también con un ampermetro de corriente alterna en cada una de las tres fases para medir la intensidad de corriente (I_A), (I_B) e (I_C), que el alternador entrega.

La carga está representada por las tres lámparas incandescentes (1), (2) y (3), además se dispone de un interruptor (52) trifásico para conectar y desconectar esa carga.

La turbina, acoplada al rotor del alternador para impulsarlo, recibe el vapor a través de las válvulas gobernadoras que controlan el paso del vapor de acuerdo con las órdenes que reciben del regulador de velocidad (65), para mantener la velocidad de 3600 RPM, indicada en el tacómetro.

Figura III.17, véase hoja anexa,

2. Puesta en servicio del alternador
1. Asegúrese que el interruptor de campo (41) está abierto y que el reostato (70) se encuentra en su posición de máxima resistencia.
2. Confirme que el interruptor (52) está abierto.
3. Alimente vapor a la turbina, siguiendo las instrucciones de rodado para el caso, hasta alcanzar 3600 RPM que indicará el tacómetro de la turbina.
4. Cierre el interruptor de campo (41)
5. Gire lentamente el reostato (70) hacia la derecha, con lo cual la corriente de excitación aumenta y es indicada en el ampermetro.

6. Continúe incrementando la excitación, hasta que se obtenga la tensión generada de 220 volts.
7. Ajuste la velocidad de rotación del rotor hasta que se obtenga 60 Hz en el frecuencímetro.
8. Teniendo en el circuito de producción los 220 volts y 60 Hz, el alternador ha quedado listo para tomar carga, ya que ahora está trabajando en vacío y los amperímetros de las fases indican cero.

3. Efecto de la excitación

Al aumentar la corriente de excitación al rotor, la intensidad del campo magnético también aumenta, y con ello aumenta la tensión generada.

Al aumentar la intensidad del campo magnético en el rotor, este tiene mayor dificultad para girar, puesto que aumenta la fuerza de atracción con el fierro del núcleo laminado, que está fijo; por ello tiende a frenar al rotor, cuya velocidad se reduce y en consecuencia la frecuencia disminuye, por lo anterior se concluye que:

- Al incrementar la excitación del rotor, la tensión genera da aumenta y la frecuencia disminuye.

NOTA: Los números 41, 52, 65, 70, 90 etc.,
corresponden a las normas ASA

PARA RELEVADORES.

77

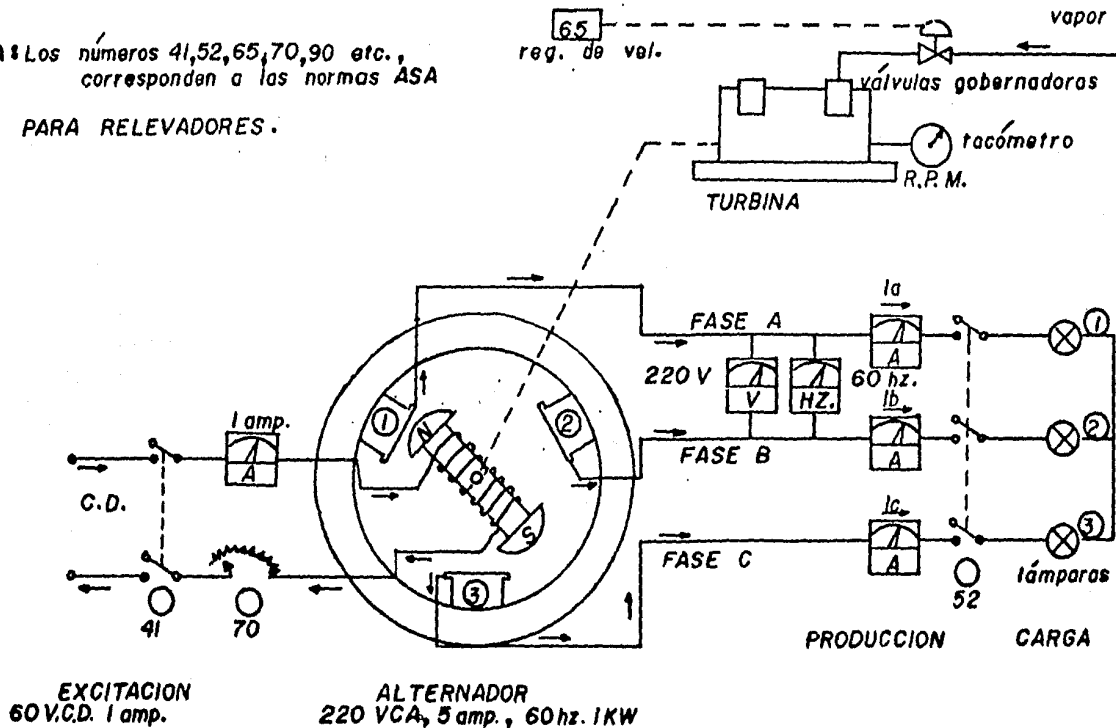


Fig. III.17. operacion del alternador trifásico.

4. Efecto de la velocidad del rotor

Al aumentar la velocidad del rotor, la cantidad de ciclos por segundo que generan los polos del rotor, aumenta y por ello se dice que la frecuencia aumenta.

También se incrementa la rapidez con que corta el campo magnético a los conductores de las bobinas y por ello la tensión aumenta, por lo anterior, al incrementar la velocidad del rotor, la frecuencia y la tensión aumentan.

5. Efecto de la carga

Al cerrar el interruptor (52) de la figura anterior, circulará la corriente desde las bobinas del estator a la carga; la corriente que circula por esas bobinas crea un campo magnético en el estator, que frena al campo magnético del rotor y su velocidad disminuye. Al bajar la velocidad, disminuye la frecuencia y también la tensión.

Por lo anterior, ante un aumento de carga, se tiene lo siguiente:

1. Una disminución de la tensión generada, que se compensa aumentando la corriente de excitación, con el reostato (70).
2. Una disminución de la frecuencia, que se compensa aumentando la velocidad a su valor normal, admitiendo más va-

por a la tūrбина mediante mayor apertura de las vālvulas gobernadoras.

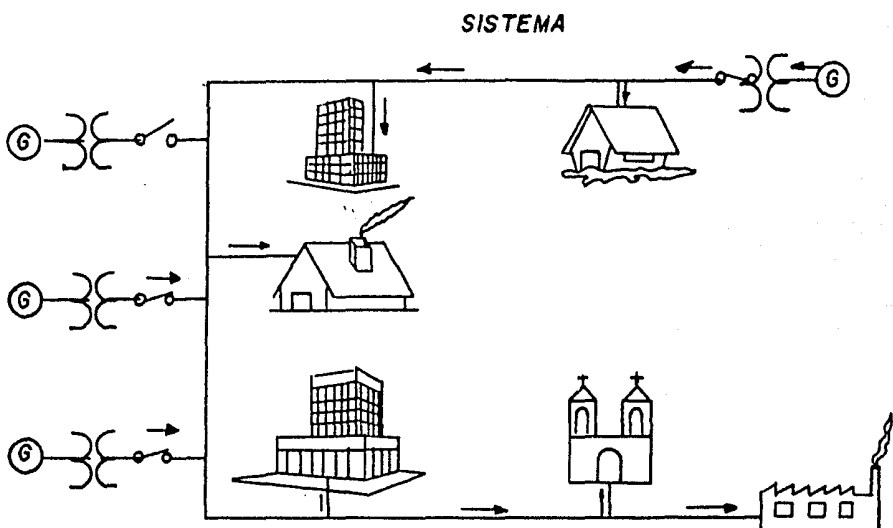


Fig. VII.18. el sistema eléctrico.

En la práctica, debido a que las condiciones de carga cambian a cada instante, la tensión y la frecuencia se regulan automáticamente.

La tensión se controla mediante el regulador automático de voltaje. La frecuencia se controla mediante el regulador de velocidad (65).

Estos controles automáticos, junto con las buenas condiciones de operación del equipo de las centrales eléctricas, hacen posible la calidad de buen servicio, consistente en:

BUENA TENSION
CONTINUIDAD DE SERVICIO

BUENA FRECUENCIA
COSTO RAZONABLE

6. Sincronización

La sincronización es la conexión de un generador a un sistema eléctrico, al cual ya están conectados otros generadores y los usuarios de la energía eléctrica, como se ilustra en la figura III.18.

Para sincronizar un "generador" al "sistema" es necesario que se satisfagan las condiciones siguientes:

- a) Que la tensión del generador sea igual a la tensión de sistema
- b) Que la frecuencia del generador sea igual a la frecuencia del sistema
- c) Que el ángulo de fase del generador sea igual al ángulo de fase del sistema

6a. Las tensiones deben ser iguales

La primera condición para efectuar la sincronización es tener la tensión del generador igual a la tensión del sistema.

Para conseguir que el generador iguale a la tensión del "sistema" se deberá actuar sobre la excitación del generador; para saber cuándo se ha cumplido esta condición; es necesario usar un voltmetro para medir la tensión del generador y otro voltmetro para medir la tensión del sistema, conectadas tal como se ve en la figura III.19.

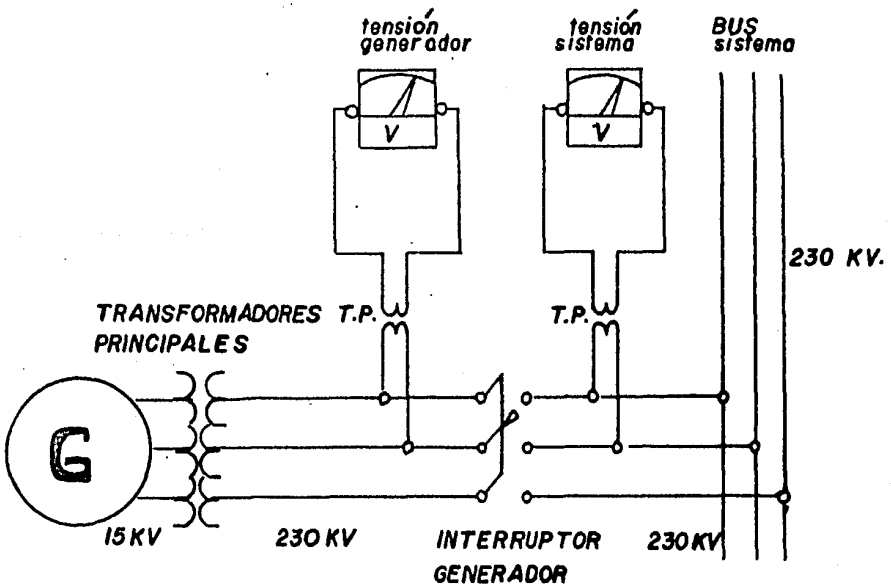


Fig. 3312 conexión de voltímetros.

Los voltmetros son conectados a través de un transformador de potencia (T.P.) que reduce la tensión de 230 kV a un valor de 120 V; pero esos 120 V, son proporcionales a la tensión real de la línea; por ello aunque los voltmetros son alimentados con 120 volts, su escala es graduada directamente para indicar 230 kV.

NOTA: Por simplicidad en los transformadores, no se presenta conexión en primario (15 kV) y secundario (230 kV).

6b. Las frecuencias deben ser iguales

La segunda condición para sincronizar un generador, es hacer que la frecuencia de este sea igual a la frecuencia del sistema.

Para conseguir lo anterior, se deberá actuar sobre la velocidad del generador; para saber cuándo se cumple esta condición, es necesario usar un frecuencímetro para medir la frecuencia del generador y otro para medir la frecuencia del sistema, conectadas como se ilustra en la figura III.20.

NOTA: Por simplicidad en los transformadores no se presenta la conexión en primario (15 kV) y secundario (230 kV).

conexión de
frecuenciómetros

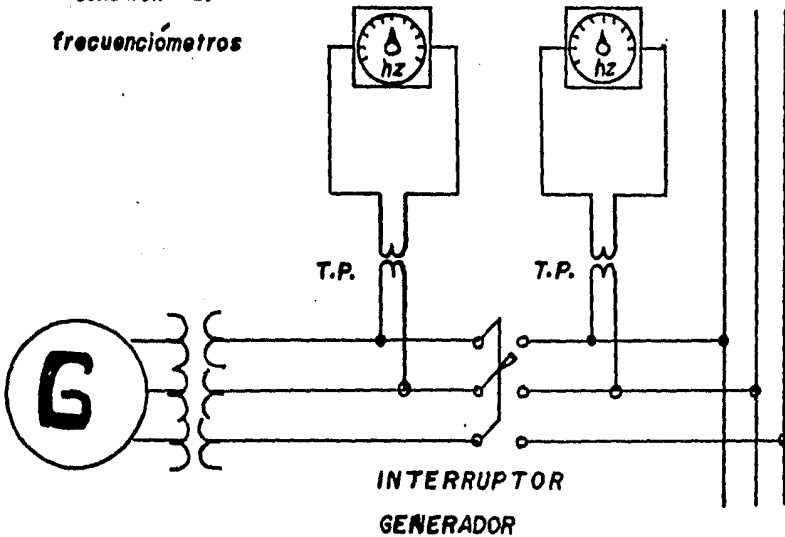


Fig. III.20

La condición se cumplirá cuando el generador esté produciendo 60 ciclos cada segundo (60 Hz), igual que el sistema.

Para comprender mejor esta condición, podemos imaginar al "sistema" representado también por otro engrane; para que los dos engranes puedan acoplarse (sincronizarse), es necesario que ambos giren a la misma velocidad.

Se observa que a pesar de que los dos engranes giran a la velocidad de 3600 RPM, no se pueden acoplar, debido a que

los dientes topan entre sí, de manera idéntica, es posible que el generador no pueda sincronizarse, a pesar de generar 60 Hz igual que el sistema. Para ello debe satisfacerse la tercera condición de sincronización.

6c. Los ángulos de fase deben ser iguales

La tercera y última condición para sincronizar es lograr que el ángulo de fase del generador, sea igual al ángulo de fase del sistema.

Para lograr lo anterior, es necesario actuar sobre la velocidad del generador, a fin de hacer un ajuste fino.

El aparato que nos indica cuándo se cumple esta tercera condición, es el sincronoscopio.

El sincronoscopio consta de dos bobinas, una se conecta al generador y la otra al sistema, pero ambas a través de un transformador de potencial; de esta manera su aguja gira a una velocidad igual a la diferencia de frecuencia entre el sistema y el generador.

Este aparato hace girar su aguja hacia la derecha, o sea en sentido de fast (rápido), cuando el generador tiene una frecuencia mayor que la del sistema, hace girar su aguja hacia

la izquierda, o sea en sentido de slow (lento), cuando el generador produce una frecuencia menor que el sistema. Cuando la aguja se detiene, significa que las frecuencias del generador y del sistema, son exactamente iguales.

Cuando la aguja del sincronoscopio se detiene en "las 6" de un reloj imaginario, significa que las ondas de tensión eléctrica, están defasadas en 180° lo cual sería idéntico a tener los dientes en engranes a tope.

En este caso, a pesar de tenerse tensiones iguales y frecuencias iguales, no se puede sincronizar el generador, en virtud de estar defasado 180° con ello sus tensiones están en oposición, de manera semejante a los engranes que tienen sus dientes a tope y no se pueden acoplar.

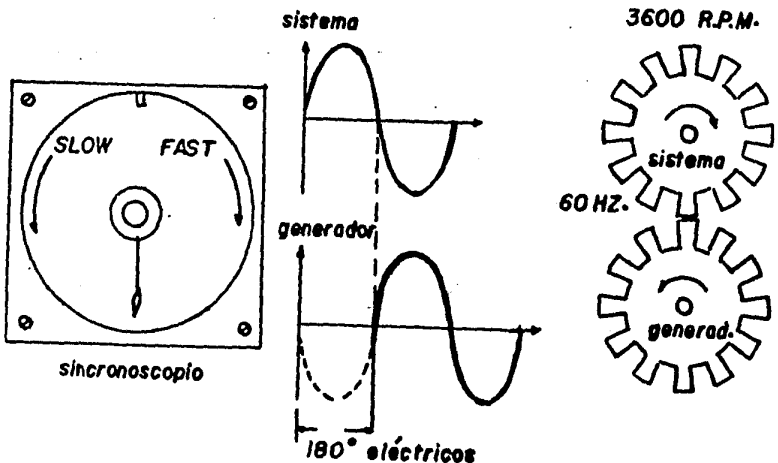


Fig. III.21 Generador defasado 180° con el sistema.

Quando la aguja del sincronoscopio se detiene en las 9 ó en las 3, significa que las ondas de tensión -- eléctrica están defasadas 90° ó 270° nuevamente, las tensiones y las frecuencias son iguales, pero el generador está defasado 90° y por ello no se puede sin cronizar todavía, de manera semejante a los engranes que tienen sus dientes parcialmente a tope y en consecuencia no se pueden acoplar. Véase figura III.22.

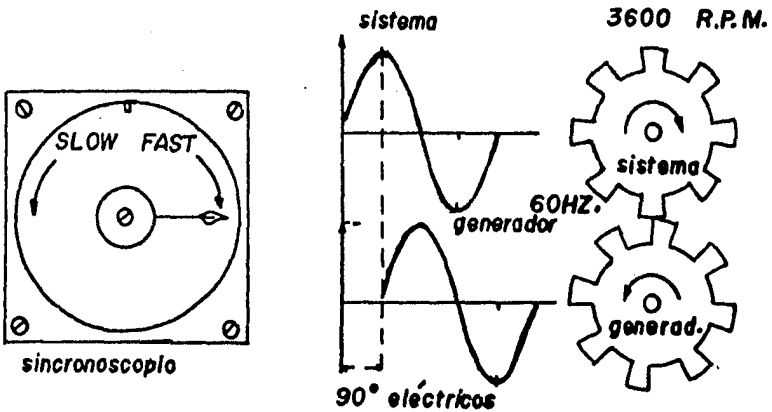


FIG. III.22 GENERADOR DEFASADO A 90° CON EL SISTEMA.

Cuando la aguja del sincronoscopio está en "las 12", significa que las ondas de tensión están en fase.

En este caso, se cumplen las tres condiciones para la sincronización del generador con el sistema.

1. Igualdad de tensiones entre el generador y sistema
2. Igualdad de frecuencias entre el generador y sistema
3. Generador en fase con el sistema

Por lo anterior, el generador podrá sincronizarse con el sistema, de igual manera como los dos engranes podrán acoplarse perfectamente, es recomendable sincronizar a una frecuencia de 60.1 Hz (1/10 arriba de la frecuencia del sistema), para evitar que se motorice el generador

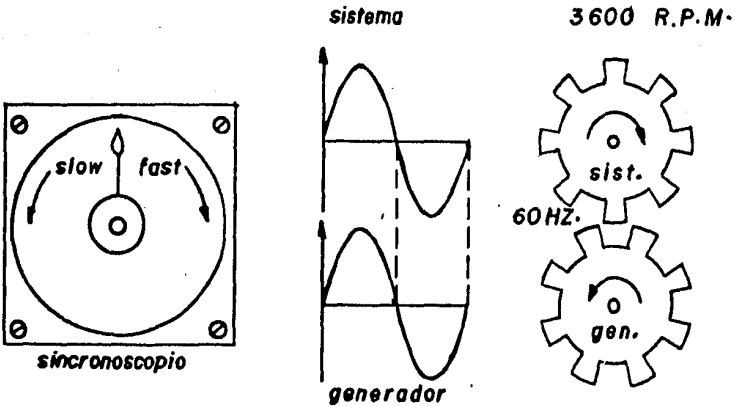


Fig. 27.23. generador en fase con el sistema.

6d. Sincronoscopio en lugar de lámparas

Antiguamente se usaron lámparas incandescentes (focos), en lugar del sincronoscopio, que es más sensible y preciso que las lámparas. También se usa una combinación de sincronoscopio y lámparas, con lo que se tiene una indicación de respaldo.

Esas lámparas se conectaban en serie, como se ilustra en la figura III.24, en cuyo caso el momento de sincronización es indicado cuando las lámparas se apagan.

En la ilustración se considera al generador de 220 volts, 60 Hz y al sistema con iguales características; por ello los transformadores de potencial, no son necesarios para conectar estos instrumentos ni tampoco las lámparas de sincronización que son de 220 volts.

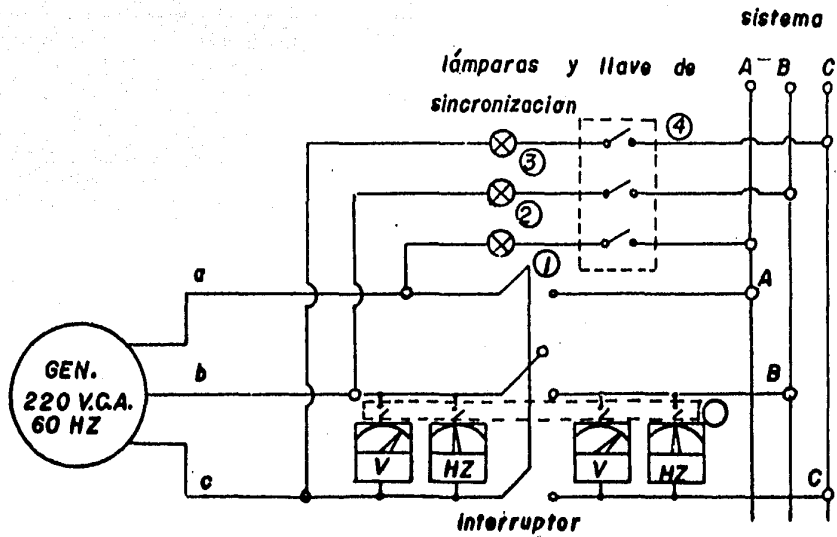


Fig. 17.24. Lámparas de sincronización.

La lámpara (1) es conectada entre la fase "A" del generador y la misma fase "A" del sistema; las lámparas (2) y (3) están conectadas de manera similar a las fases "B" y "C".

Las lámparas así conectadas, se apagarán y encenderán simultáneamente, las tres, haciéndolo cada vez más lento, cuando más se acerca la frecuencia del generador a la frecuencia del sistema; cuando ya se tienen las tres condiciones de sincronización cumplidas, entonces las tres lámparas se apagan, ese será el momento preciso de sincronizar, cerrado el interruptor del generador.

Considerando que ya las tensiones y frecuencias son iguales, las lámparas encenderán y apagarán juntas, por no estar en "fase" el generador con el sistema. La lámpara uno, se podrá imaginar conectada como en las figuras siguientes.

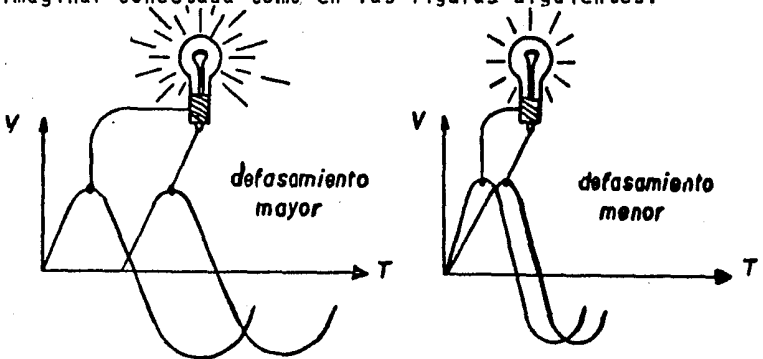


Fig. III.2s. defasamiento enciende las lámparas.

Se observa que con defasamiento mayor, la tensión que recibe la lámpara, es mayor e ilumina más; cuando el defasamiento es menor, la iluminación es menor; cuando el defasamiento sea nulo, la tensión se anula y la lámpara se apaga. Es el momento de sincronizar.

Cuando las tres lámparas no se conectan fase "a" con fase "A", fase "b" con fase "B" y fase "c" con fase "C", se dice que no están en fase; en este caso, las tres lámparas encenderán y apagarán una después de otra, pero no simultáneamente.

6e. Tablero de sincronización

En las centrales eléctricas es muy práctico tener los instrumentos antes mencionados en un tablero perfectamente visible con el objeto de facilitar la sincronización. Hay una gran variedad de disposiciones de esos instrumentos; en la figura III.26

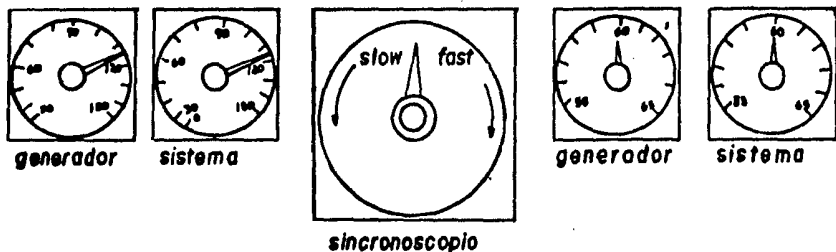


Fig. III.26. tablero de sincronización.

Las leyendas que aparecen en el pié de cada aparato, también son muy variadas, a continuación se anotan algunos términos usados.

GENERADOR	SISTEMA
entrante	circulante
entrada	salida
máquina	bus
ENTRADO	BASE

Independientemente de la disposición de los instrumentos y leyendas usadas, se emplea una llave de sincronización, que tiene las funciones siguientes:

- a) Conectar los instrumentos de medición de la tensión de la frecuencia y del ángulo de fase
- b) Dar el permisivo para cerrar el interruptor que sincronice el generador

6f. Maniobra de sincronización

Ya teniendo la turbina girando a la velocidad normal (3,600 RPM); se procederá de la manera siguiente:

- a) Cierre el interruptor de campo (41)

- b) Excite el generador, accionando el reostato de campo (70), hasta alcanzar la tensión nominal del generador
- c) Cierre la "Llave de sincronización", lo cual pone en servicio los instrumentos del tablero de sincronización
- d) Ajuste la tensión del generador con el reostato (70), hasta que se iguale a la frecuencia del sistema
- e) Ajuste la velocidad de la turbina, elevándola para hacer que la aguja del sincronoscopio gire hacia "fast" (rápido), con lo cual la frecuencia del generador es ligeramente mayor que la del sistema
- f) Afine disminuyendo muy lentamente la velocidad de la turbina, haciendo que la aguja del sincronoscopio gire cada vez más lento. Al pasar demasiado lento por la marca de las "12" es el momento preciso de sincronizar, cerrando el interruptor del generador
- g) Para tomar carga, aumente lentamente la velocidad de la turbina, con lo cual se acelera el generador y se debe observar la intensidad de corriente que va entregando y también la potencia real en W, KW o MW, que el generador va entregando, cuidando de no sobrepasar los valores nominales, para no sobrecargar el generador

h) Demasiada corriente de excitación, calienta anormalmente el rotor, el límite son 90°C

i) Demasiada corriente de carga, calienta anormalmente el estator, el límite máximo permitido son de 85°C

III.2 NUMERO DE POLOS

Si la máquina tiene varios polos, la frecuencia de generación dependerá de la velocidad por el número pares de polos.

$$F = \frac{P}{2} \times \frac{N}{60}$$

Estando en ciclos por segundo, P, número de polos y N la velocidad en revoluciones por minuto.

Y para una frecuencia dada, la velocidad es:

$$N = \frac{120 f}{P}$$

Es posible conectar las tres fases de la armadura en delta o en estrella, pero un generador de alto voltaje se conecta invariablemente en estrella, además la magnitud del desplazamiento o ángulos de carga depende de la reacción de corriente de excitación (I_M/I_A).

I_M = corriente de campo vacío

I_A = corriente de campo en corto circuito con corriente de estator nominal

I_A , es una medida de la reacción de armadura del generador y la relación de corto circuito.

La reducción de la relación de corto circuito provoca un incremento en el ángulo de carga. Para una carga particular del generador, dos de las más importantes características de un generador son la reacción de armadura y la relación de corto circuito.

III.3 REACCION DE ARMADURA

En los generadores, para mantener el flujo magnético constante en el entrehierro y por consiguiente la FEMI constante, el principal problema es contrarrestar los efectos de la reacción de armadura.

La FEMI en la armadura es la suma de la tensión terminal de la máquina más la caída de la impedancia real del generador $I(r_a + jX_S)$. Cuando el efecto de la saturación magnética es despreciable, el voltaje del generador es proporcional a la corriente de campo. Por tanto, el vector OE_a representa la corriente de campo requerida para este voltaje.

La corriente de excitación de plena carga está representada por el vector OE_o y la diferencia de las corrientes de campo $OE_o - OE_a$, es debida a la reacción de armadura, tal

como se presenta en el diagrama vectorial de la figura III.27. Los flujos magnéticos siempre están en fases con las corrientes que los producen, por lo que pueden ser tratados en términos magnetomotrices. Por lo tanto podemos definir la reacción de armadura como el flujo magnético producido por las corrientes eléctricas que circulan por cada una de las fases del estator. Este flujo magnético debido a la disposición de los conductores es de amplitud constante y gira a la velocidad del rotor cuando las corrientes son balanceadas en las 3 fases.

Diagrama vectorial de las tensiones del generador (Fig. III.27) (ver pág.

III.4 RELACION DE CORTO CIRCUITO

Se ha mencionado que cuando una carga de factor de potencia atrasada es conectada a un generador, la corriente de excitación deberá incrementarse una cantidad suficiente para neutralizar el efecto desmagnetizante de la reacción de armadura.

Además existe una caída de voltaje inductiva en la máquina cuando el generador es cortocircuitado en sus terminales; la corriente de corto circuito solamente es limitada por la impedancia de la máquina.

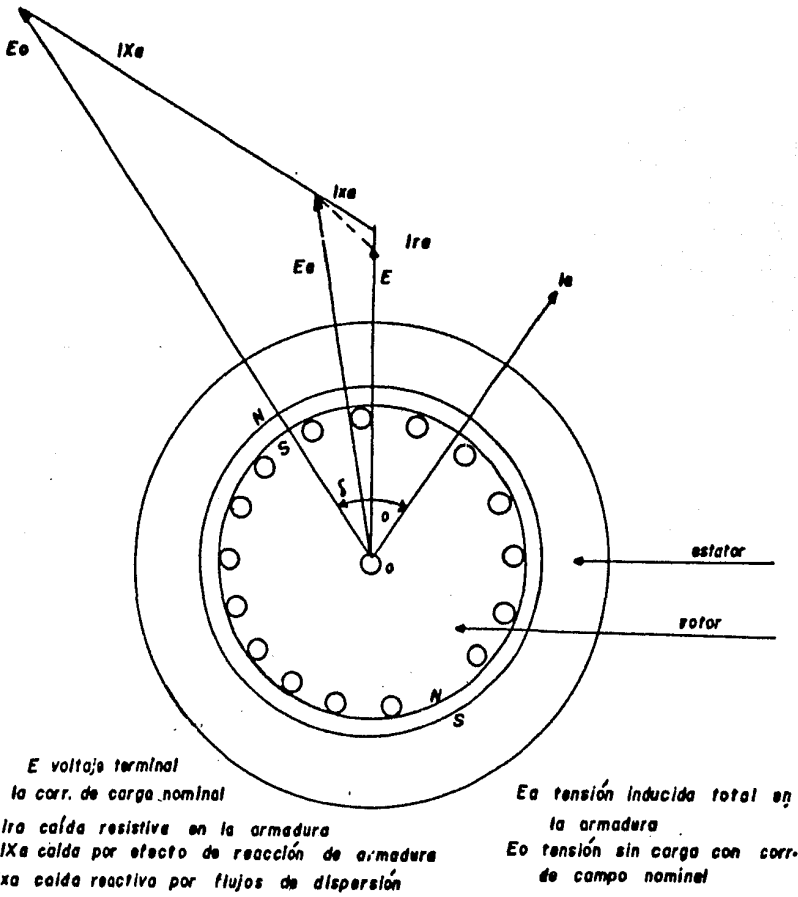


FIG. III.27 DIAGRAMA VECTORIAL DE LAS TENSIONES DEL GENERADOR

La resistencia de armadura es despreciable comparada con la reactancia síncrona. Por tanto, la corriente se atrasa 90° del voltaje del estator y la reacción de armadura es totalmente desmagnetizante.

Si la corriente de campo se ajusta, de manera que la corriente circulante del generador sea igual a la nominal de plena carga, la corriente de campo requerida conducirá a una relación definida con respecto a la corriente de campo requerida para inducir el voltaje nominal con terminales abiertas. Esta relación se conoce como relación de corto circuito.

La relación de corto circuito de un generador, es la relación entre la corriente de excitación con la máquina en corto circuito.

Características de circuito abierto y corto circuito:

La relación de corto circuito (R_{cc}), es una medida del tamaño físico de una máquina síncrona nominal a un factor de potencia, KVA y velocidad dadas. La relación de corto circuito se define como la relación de corriente de campo para voltaje de cero carga nominal, a velocidad nominal, a la corriente de campo para voltaje de cero carga nominal, a velocidad nominal, a la corriente de campo para la corriente de armadura nominal en corto circuito.

Características de circuito abierto y corto circuito (Fig. III.28) (ver hoja anexa).

En la figura III.28, O_b es la corriente de campo que produce un voltaje nominal en la característica de corto circuito y O_g , la corriente de campo para corriente de corto circuito nominal. Por tanto, la relación de corto circuito es $R_{cc} = \frac{O_b}{O_g}$

Para tener una idea de la influencia de la R_{cc} sobre el tamaño físico de una máquina síncrona, considere una máquina en donde la longitud "g" del entrehierro se duplica, dejando en el embobinado de la armadura y las dimensiones del hierro del estator constantes. Si la reluctancia del hierro fuera despreciable, la corriente de excitación en vacío necesitará duplicarse también para producir el mismo voltaje terminal. Al duplicar la longitud del entrehierro se reducen los valores no saturados de la reactancia de la reacción de armadura, un medio de su valor original, de tal manera que solamente cerca de la mitad del flujo resultante original es necesario para producir la corriente del corto circuito nominal. Pero como la reluctancia se duplicará en el entrehierro de la F.M.M. requerida en la prueba de corto circuito será prácticamente la misma que anteriormente. Sin embargo, se requirió dos veces la corriente de campo para producir la tensión nominal en vacío.

VOLTS
entre líneas de
circuito abierto

CORRIENTE
de
de cortocircuito

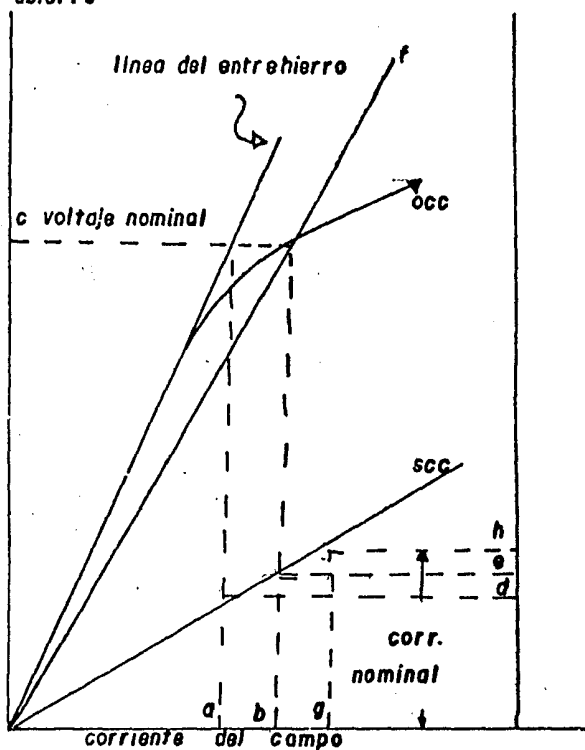


FIG. III.28 CARACTERÍSTICAS DE CIRCUITO ABIERTO Y CORTO CIRCUITO

Por tanto, al aumentar la corriente de excitación se tendrán más pérdidas en el rotor y la máquina deberá hacerse más grande.

Como alternativa quedaría dejar la corriente de excitación constante y duplicar el número de vueltas, lo cual también llevaría a una máquina más grande.

III.5 REACTANCIA SINCRONA

Utilizando las curvas de saturación y corto circuito de la máquina de corriente de campo requerida para que circule en las terminales del generador en corto circuito, la corriente nominal de la máquina en el estator es de (AD) . Esta corriente de campo está compuesta de dos partes correspondientes a $IX_a = (A-A')$ y la corriente $IX_a = (A'-D)$, la cual representa la reacción de armadura.

La corriente de campo se mantiene después de quitar el corto circuito, la FEMI se elevará en las terminales del generador a un valor muy superior al voltaje nominal.

Despreciando la saturación magnética en voltaje alcanzado $(D G)$ volts sobre la línea del entrehierro.

Si se toma en consideración la saturación será $(D H)$, es claro que cuando el generador está en corto circuito,

cualquiera de éstos dos voltajes aparentes, pueden ser con siderados para la circulación de la corriente de corto cir cu ito.

El voltaje es la caída interna y tendrá una forma (IX)

Consideramos--D F 100% D G 245%

El valor (X_s) se denomina reactancia síncrona no saturada y es no saturada porque vá asociada a la línea de entre-
hierro (A G) la cual lleva la pendiente del incremento del voltaje del generador cuando el hierro no está saturado y requiere poca fuerza magnétomotriz.

$$X_s = \frac{\text{Amperes de campo para corriente de plena carga en CC}}{\text{Amperes de campo para voltaje nominal en C.A.}}$$

Si una línea de saturación se utiliza para determinar la reactancia síncrona, el valor (X_s) será menor.

En la figura (III.28) el voltaje de 100% se intersecta por la curva de saturación en el punto K'.

La línea (A K'H) es la línea de saturación para 100% de voltaje y considerando esta línea se podrá obtener la reac ta ncia síncrona saturada.

La reactancia síncrona saturada es igual a la inversa de la relación de corto circuito.

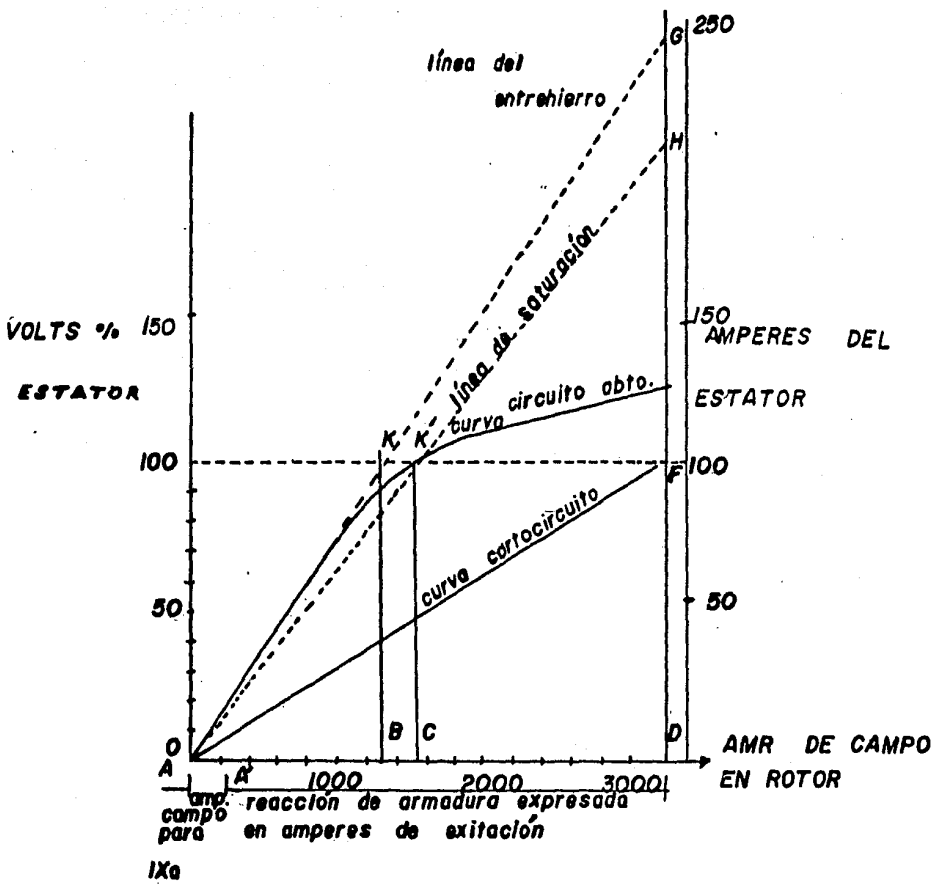


FIG. III.28 CURVAS TÍPICAS DEL CIRCUITO ABIERTO

La reactancia síncrona no saturada es suficientemente precisa para el análisis de problemas. Pero un estudio de estabilidad de la máquina o en corto circuito, las reactancias saturadas deberán usarse.

Básicamente un generador es un electroimán que obedece las leyes del circuito magnético, la permeabilidad del hierro el cual construyó la trayectoria del flujo magnético decrece con la saturación magnética, por eso la curva de saturación de circuito abierto tiene esa configuración.

Por consiguiente los cálculos que consideran el estado de saturación magnético para los valores de reactancias, deberán ser basados en el incremento o decremento de permeabilidad.

III.6 REACTANCIA DE LA MAQUINA BAJO CONDICIONES DE C.C.

Cuando un corto circuito sucede en las terminales de un generador excitado a voltaje nominal, una fuerte corriente circulará excediendo el valor establecido varias veces. La corriente decrecerá rápidamente del valor inicial pero el generador deberá diseñarse para soportar los esfuerzos desarrollados por el impulso de corriente inicial.

Si se observan las ondas de corriente de corto circuito de un generador en oscilogramas, se distinguen dos características:

1. El valor inicial de cada corriente es diferente y asimétrico
2. Los valores pico, decrecen rápidamente primero y después suavemente hasta alcanzar un valor estable

El grado de asimetría depende de un instante del ciclo de voltaje en el cual ocurrió el corto circuito, si el corto circuito ocurre cuando el voltaje pasa por cero la corriente alcanzará un valor máximo, si ocurre cuando el voltaje pasa un punto máximo la corriente será simétrica.

En la práctica el valor máximo de corriente de corto circuito logrado es de 1.8 veces el valor simétrico.

Los términos subtransitorio y transitorio son aplicados a los rápidos cambios de corriente que ocurren inmediatamente después de un corto circuito y para tomarlos en cuenta deberán considerarse reactancias transitorias en el generador. Cuando una variación brusca de carga ocurre en la máquina, la reactancia es mucho menor que el valor sincrónico.

Un corto circuito representa una variación súbita de carga y sólo la reactancia transitoria de la máquina limita la corriente de corto circuito. La corriente se atrasa 90° al voltaje y la reacción de la armadura es completamente desmagnetizante.

Hay un transitorio más corto denominado efecto subtransitorio.

La elevación de corrientes de corto circuito en el estator es casi instantáneo y el rápido cambio de flujo magnético asociado con él, reduce corriente de Eddy en las cargas polares del rotor y en los embobinados de amortiguamiento, el efecto es reducir la reactancia de la máquina abajo del valor transitorio y el resultado es la corriente subtransitoria.

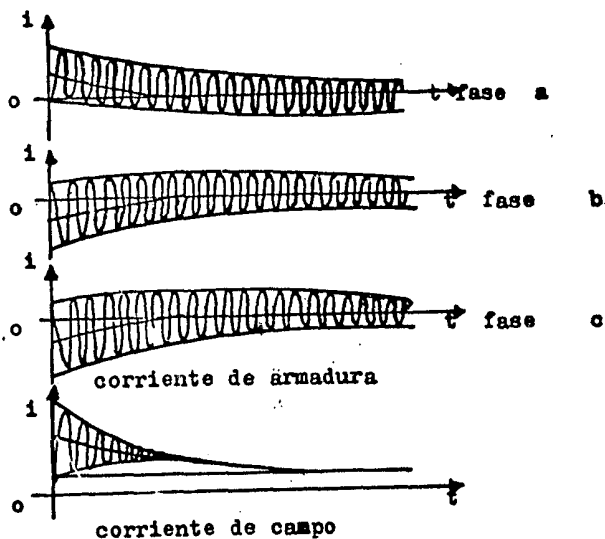


fig. III.29a Oscilogramas de las corrientes producidas por un corto-circuito trifásico aplicado a las terminales de un generador que estaba operando en vacío.

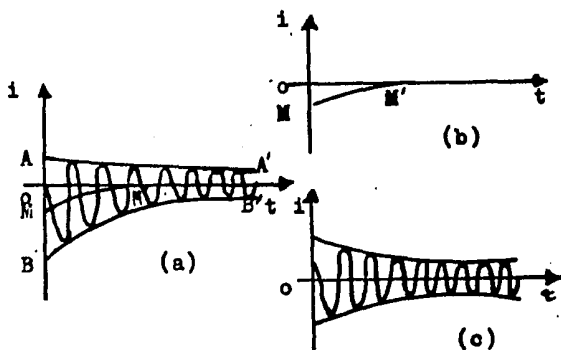


fig. III.29b Descomposición de la corriente de corto-circuito.

C A P I T U L O I V

DESCRIPCION DEL GENERADOR

IV.1 EL ESTATOR

Al girar la rueda polar cambia la polaridad magnética del hierro del estator, con el mismo ritmo de la corriente que se genera, por tanto, esta variación del flujo obliga a que el cuerpo de hierro del estator esté formado con laminaciones, en general, se emplea laminación de un espesor de 0.5 mm para dinamos, cubierta por un lado con papel fino o con barniz especial. El paquete de láminas queda subdividido por canales de ventilación y se mantiene unido por placas de presión colocadas a ambos lados; el conjunto se introduce en la carcasa.

La carcasa puede ser una sola pieza de fundición, o en el caso de máquinas grandes de varias piezas fundidas atornilladas entre sí o de planchas de acero laminado (plancha de calderas), soldadas unas y otras. Su forma se determina según el sistema de ventilación.

En las máquinas de polos salientes, estos actúan como aletas de ventilación su efecto se incrementa mediante ventiladores colocados a ambos lados.

Esto es el caso de generadores de máquinas hidráulicas o máquinas diesel. El aire caliente se acumula en el espacio anular de la carcasa del estator, del cual se extrae, por

lo general por la parte interior. El aire circula radialmente de adentro a afuera, a través del paquete de láminas del estator. Se habla entonces de "Ventilación radial de dentro a afuera". El máquinas impulsadas por turbinas de vapor de más de 30 MW el generador normalmente es enfriado por hidrógeno, debido a que es un medio refrigerante más eficaz que el aire y que permite extraer el calor disipado en los embobinados del rotor del estator y en la laminación del núcleo, o sea extrae las pérdidas magnéticas y eléctricas del generador y mediante cambiadores de calor de hidrógeno agua, cede el calor extraído a un circuito de agua de circulación de baja temperatura, por último esta agua de circulación tira el calor a la atmósfera en la torre de enfriamiento de la unidad.

El hidrógeno circula en un circuito cerrado impulsado por dos ventiladores montados en la flecha que lo impulsa hacia el centro a través de conductos hechos en la laminación para este propósito.

En máquinas mayores de 250 MW, se han utilizado conductores con ductos de enfriamiento en el estator, o sea dentro de la barra Roebel se montan ductos para enfriar el cobre directamente, en estos ductos, dependiendo del sistema circula hidrógeno o agua.

En máquinas mayores de 700 MW, se requiere enfriamiento por agua de los conductores del rotor y del estator.

ARROLLAMIENTO DEL ESTATOR

El estator de una máquina síncrona soporta un arrollamiento trifásico. Se aloja ese arrollamiento en las ranuras del paquete de láminas del estator, de acuerdo con la sección que requiera el conductor, es decir, debido a la intensidad de la corriente, estará formado por barras de cobre. Normalmente las bobinas de los generadores están construidas de una sola vuelta.

En la mayoría de los casos se usan ranuras abiertas con cierre por cuñas, ya que en oposición a lo que ocurre en las máquinas síncronas, si no tiene importancia mantener una baja intensidad de la corriente de magnetización con las ranuras abiertas, es más fácil la construcción del arrollamiento, pues entonces las bobinas pueden aislarse fuera de la máquina, para introducirlas como un todo. El aislamiento de los lados de bobinas, consta de varias capas de papel mica. Al formar la bobina, cada capa de aislamiento se calienta y se comprime. El aglutinante de las capas se aplica líquido (en general se trata de goma, laca o laca de baquelita o algún preparado de resina), para lograr que aquellas queden bien pegadas. Este aislamiento de las bobinas

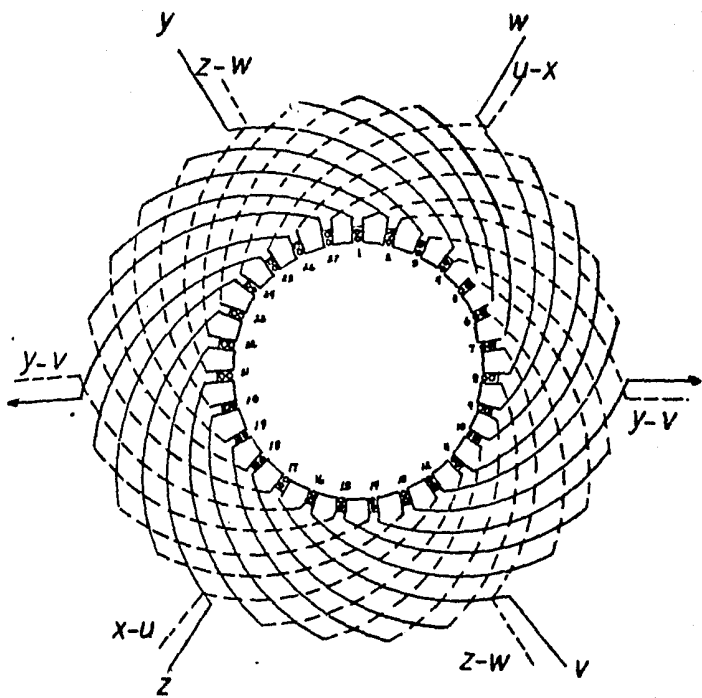


FIG. IV.2 DEVANADO DEL ESTATOR VISTO DEL LADO DE EXCITACION

debe sobresalir de los bordes frontales de las ranuras en la longitud adecuada a la tensión de la máquina para que las "trayectorias de fuga" no sean demasiado cortas, también el espesor del aislamiento de las bobinas depende del voltaje, por ejemplo, para la tensión usual de 6000 voltios suele ser de unos 2 a 2.5 milímetros a cada lado.

Los conductores vienen aislados con cinta de vidrio y resina. Un paquete de conductores de sección rectangular forman la barra, la cual se aísla con cinta de mica y resina epóxica o poliéster, se impregna al alto vacío y al final se le cubre una cinta de vidrio para protección mecánica.

Esta se barniza con pintura semiconductora. En la ranura la pintura semiconductora es de baja resistencia, en el ca bezal se usa una pintura de alta resistencia. En las máquinas muy grandes de tensiones medias, la intensidad de la corriente es tan grande que hay que recurrir al arrolla miento de barras (dos de ellas por ranura). Las barras se aíslan como los lados de las bobinas moldeadas. Se conec tan entre sí, mediante uniones especiales en forma de arco o boquillas que se atornillan o se remachan y se sueldan.

Sóloamente en las máquinas pequeñas para baja tensión el arrollamiento del estator es análogo al de las máquinas

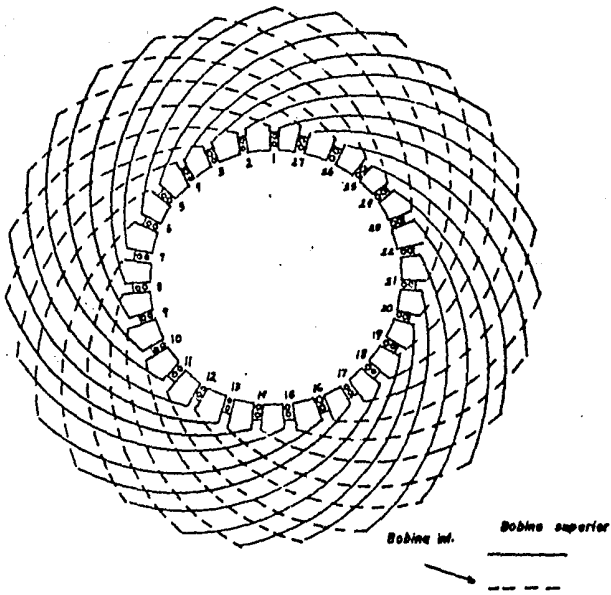


FIG. IV.3 DEVANADO DEL ESTATOR VISTO DEL LADO DE LA TURBINA

asíncronas de la misma potencia, y se obtiene introduciendo en la abertura de la ranura cada uno de los conductores; en este caso, en lugar de emplear manguitos cerrados se utiliza un aislamiento de la ranura, que una vez colocados los conductores se dobla y queda aprisionado por el cuña.

Cabezales del arrollamiento - La parte de las bobinas que queda fuera de las ranuras (cabezales de bobinas o conexiones frontales), puede tener un aislamiento menor o igual que los lados, las cabezas de bobinas, que en conjunto se denominan "cabezal del arrollamiento" se encuentran en una superficie cilíndrica o en una superficie cónica.

En la mayoría de los casos se necesitan varias de esas superficies, se dice entonces que el arrollamiento posee varios planos de cabezales de bobina, aun cuando no se trate de verdaderos planos, sino de superficies cónicas o cilíndricas. A menudo cierta cabeza de bobina debe pasar de un plano a otro.

Fijación de las cabezas de arrollamiento - En las máquinas grandes hay que asegurar las cabezas de arrollamiento para que resistan las fuerzas que desarrolla la corriente. Estas son pequeñas durante el funcionamiento normal de la máquina; pero el caso de un corto circuito, la intensidad llega a ser 15 veces mayor que la nominal, y las fuerzas que son proporcionales al cuadrado de la corriente, son

225 veces más intensas. Las fuerzas de corto circuito tienden a enderezar las bobinas y a separar los conductores recorridos por corrientes de signos opuestos, por ellos las cabezas de las bobinas se fijan mediante anillos amarrados a las placas de presión de los paquetes de laminación del estator, y por medio de bridas que ligan las cabezas de estos pernos manteniéndolos en una posición fija, mediante cuñas y separadores aislantes amarrados entre sí con hilo de cañamo o dacrón.

Barras compuestas - En las máquinas de gran potencia, la intensidad de la corriente y por lo tanto la sección de los conductores es tan grande que el campo disperso de las ranuras produce, por inducción intensas corrientes de Foucault en los conductores, lo que conduce a grandes pérdidas adicionales si se emplean barras macisas, en tales casos se utilizan barras compuestas de varios conductores, que deben cambiar su posición mútua dentro de la ranura, para que en todos ellos se induzca la misma tensión. Las mejores barras compuestas son aquellas que las que cada conductor ocupe, desde el principio hasta el fin de una ranura, todas las posiciones posibles dentro de ella, como por ejemplo, la barra Roebel.

DISENO DEL ESTATOR

El estator prefabricado con su devanado es insertado en en la carcaza del estator compuesta en dos partes y unidas por pernos.

El núcleo del estator se prefabrica aparte de la carcaza y está formado de paquetes de laminado de acero barnizado os por ambas caras. Para el prensado del laminado se han previsto anillos de presión de fundición de aluminio recocido y dedos de presión para apretar eficazmente los dientes del cuerpo del estator. Barras de anclaje son soldadas al laminado para conectar los anillos de presión.

El devanado del estator es un devanado de barras en dos capas (enrollado cónico) tipo Roebel o sea con transposición de los conductores parciales y aislados.

Las cabezas de los devanados están reforzadas mediante cordones de fibra de vidrio, y soportadas en apoyos triangulares fijados a los anillos de presión. Este dispositivo de apoyo permite mantener rígidas las cabezas de las bobinas en el sentido radial y elásticas en el sentido axial, lo que hace que el devanado del estator pueda dilatarse independiente al cuerpo del laminado.

Esta forma constructiva ofrece, junto al escaso saliente de los devanados, una elevada resistencia a los esfuerzos provocados por cortocircuitos.

El cuerpo del laminado con el devanado del estator forman una unidad acabada. Esta unidad se introduce en la parte inferior de la carcaza y se solda conjuntamente con las cuñas de ajuste.

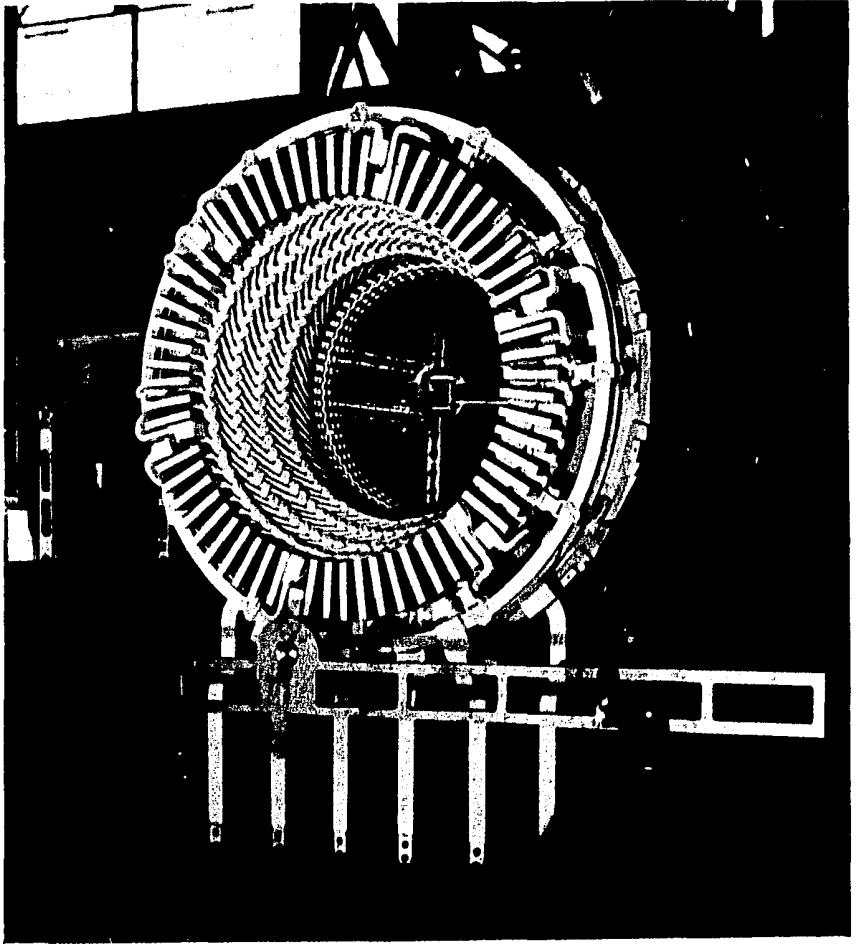


FIG. IV.1 ESTATOR COMPLETAMENTE TERMINADO SIENDO INSER EN LA PARTE INFERIOR DEL SOPORTE

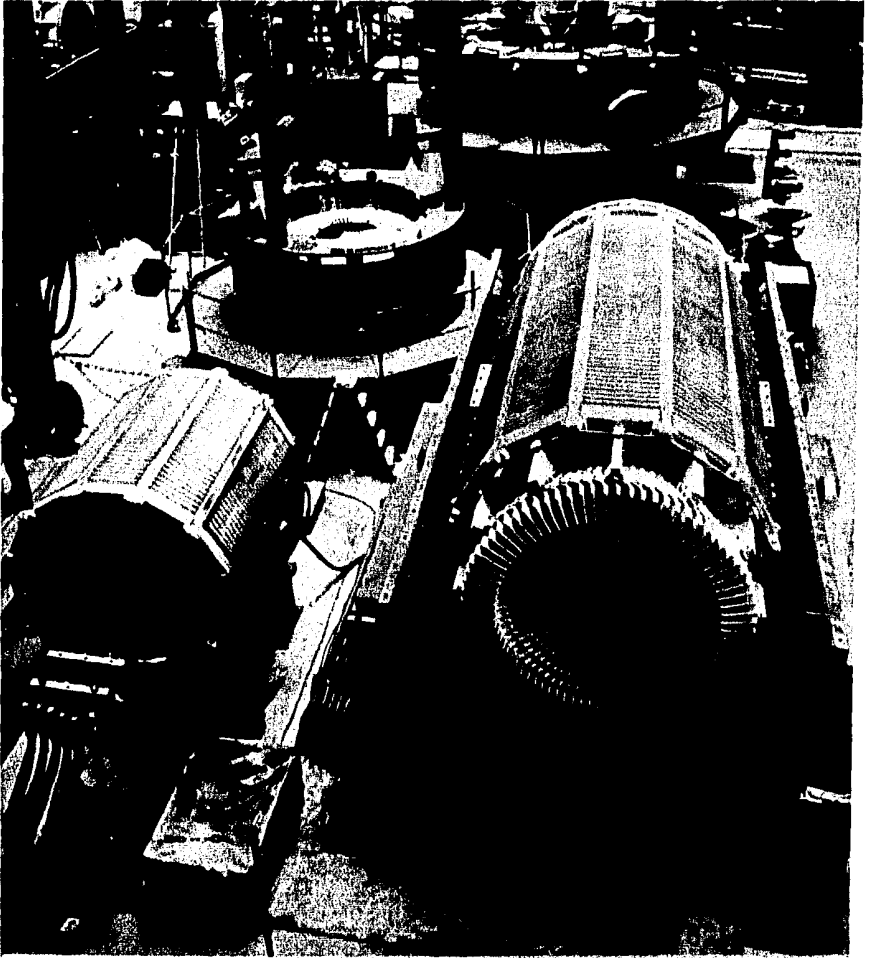


FIG. IV.4 ESTATOR LISTO PARA EL ENSAMBLE..

DISENO DEL ROTOR

El cuerpo del rotor es una pieza unitaria forjada con la extensión de la flecha en el extremo del accionador. Las pruebas minuciosas de los materiales antes y después del maquinado aseguran una calidad altamente uniforme.

Las ranuras paralelas alojan a las bobinas del rotor las que consisten de conductores huecos de cobre estirado en frío. El cobre de los conductores ha sido aleado con plata con objeto de incrementar su resistencia al calor. Como aislamiento se ha utilizado nomex y fibra de vidrio endurecida. Las expansiones inevitables de las bobinas bajo condiciones de operación, son permitidas por el inserto axial de los conductores.

La jaula amortiguadora consiste de duñas ranuradas, de buena conductividad, conectadas por los anillos de cortocircuito situados en el interior de los capuchones de retención a ambos extremos del rotor. Ellos están conectados por medio de lengüetas de contacto de plata endurecida.

Las terminales del devanado del rotor son sujetas en posición por capuchones de acero especial antimagnético fijados al cuerpo del rotor por medio de inserción en caliente y se fijan mediante cierres tipo Bayoneta. Ventiladores axiales dispuestos a ambos extremos del rotor, impulsan el aire de enfriamiento a través de la máquina.

El rotor es balanceado estática y dinámicamente y probado durante dos minutos con un 20% de sobrevelocidad. Bajo estas condiciones el cuerpo del rotor y los capuchones han sufrido un esfuerzo de no más del 66% de sus límites de fluencia respectivos.

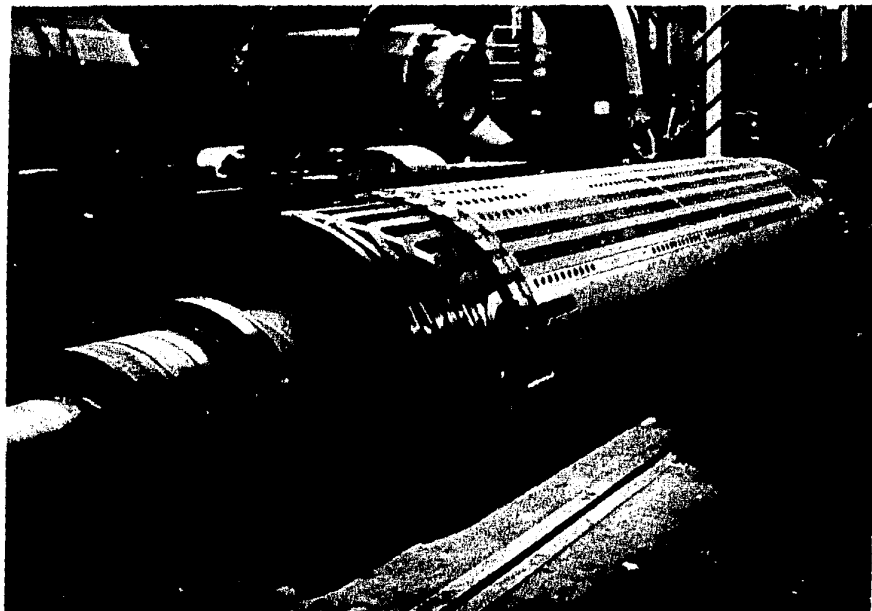


FIG. IV.5 ROTOR CON EL DEVANADO DE LA EXCITACION EN POSICION.

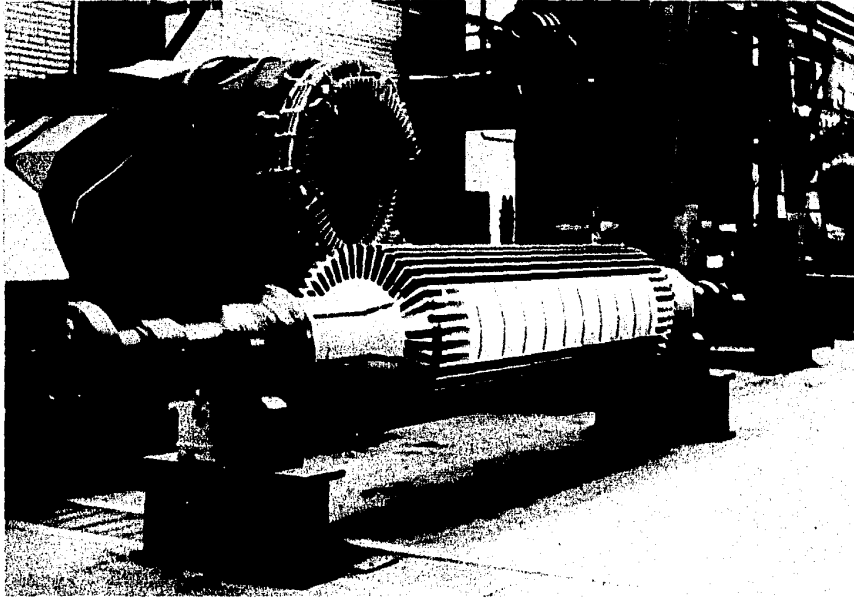


FIG. IV.6 ROTOR MAQUINADO LISTO PARA COLOCARSE EN EL DEVANADO.

IV.2 EL ROTOR

La forma del rotor de una máquina sincrona de pequeña velocidad es muy diferente de la correspondiente a una máquina de gran número de revoluciones, la diferencia no se debe a la velocidad de giro sino a la velocidad periférica, ya que ésta es la que determina la sollicitación mecánica de los materiales por la fuerza centrífuga. Una máquina de 3600 RPM sobre todo si es pequeña, puede tener una velocidad periférica regular e incluso baja; por el contrario, una máquina grande que girara a esta velocidad, puede tener una velocidad periférica muy alta. Prácticamente las grandes velocidades periféricas (80 a 160 mts/seg), van ligadas siempre con las mayores velocidades de giro, como es el caso de los turbogeneradores. Los generadores de las centrales hidráulicas funcionan con frecuencia a velocidades periféricas entre 40 y 70 metros por segundo y en las máquinas pequeñas de este tipo se tienen velocidades de 20 hasta 40 mts. por segundo. En las máquinas impulsadas por motores de émbolo, la velocidad periférica está comprendida entre 20 y 40 mts por seg.

Para velocidades periféricas hasta de 80 mts/seg, se construye el rotor como rueda polar, es decir, de modo que los planos se fijen a una corona y cada uno de ellos esté provisto de una bobina de excitación. Tales rotores reciben el nombre de "Rotores de polos separados", o "Rotores con po-

los salientes".

Los rotores de los turbogeneradores y también los que giran a velocidades periféricas mayores de 80 mts/seg se construyen sin polos salientes, se dice entonces que son "rotores cilíndricos" o de "polos lisos".

En el caso de polos salientes para velocidades periféricas pequeñas y medianas, hasta de 40 a 45 RPM, los polos se fijan por medio de tornillos a la corona. Sólomente en algunos casos los polos son piezas salientes de la corona; en estos casos, las zapatas polares deberán atornillarse una vez colocados el arrollamiento.

Los motores con polos salientes son para velocidades periféricas grandes (de 30 a 80 mts/seg), los polos se fijan a la corona mediante colas de milano o cabezas de T y se aseguran con chavetas de tal modo que no se aflojen ni cuando la máquina está parada. Cuando la máquina gira, la fuerza centrífuga se encarga de que encajen firmemente. El juego que queda al fijarlas, mediante chavetas no debe impedir el paso del flujo magnético del polo hacia la corona, cuando los polos son muy anchos, es necesario emplear varias colas de milano o cabezas en T, procurando entonces que todos los elementos de fijación soporten una carga uniforme.

Los polos pueden fabricarse como piezas macizas de acero para dínamo o con laminaciones del mismo material. Si los polos de laminación se han de fijar con tornillos, habrá que introducir en ellos piezas de acero roscadas. No son suficientes las roscas talladas en el paquete de laminación, como se acostumbra en los polos fijos de las máquinas de corriente continua. Si los polos son macizos, las zapatas polares deben fijarse con laminaciones, así se evitan las pérdidas de corrientes de Foucault, llamadas también pérdidas superficiales. En las zapatas polares pueden introducirse los paquetes de lámina en ranuras practicadas en la cabeza del polo y fijarse mediante pernos. Entre paquetes de láminas quedan entonces varios pasos macizos remitidos con relación a las láminas, cuya posición más favorable debe ser frente a las aberturas de ventilación del estator, los paquetes de láminas pueden fijarse mediante colas de milano a la cabeza del polo, con lo que se logra una superficie lisa.

El arrollamiento suele hacerse, en las máquinas grandes, con cinta de cobre pulido, bobinada de canto, mientras que en las pequeñas se compone de alambre aislado, la caja de bobinas suele ser soldada.

Los rotores de polos continuos se emplean exclusivamente en los turbogeneradores. Dada su gran velocidad periférica,

en el caso de los generadores bipolares que giran a 3600 RPM, el rotor está formado generalmente por un cilindro macizo de un acero especial (por lo común acero al cromo-níquel o al cromo-molibdeno). La sollicitación mecánica producida por la fuerza centrífuga en estos rotores es tan grande que la pieza forjada debe tener propiedades uniformes en todo su volúmen. Para poder comprobar tales propiedades, se hace en este tipo de rotores una perforación de la que se toman probetas para determinar la resistencia del material, durante su fabricación.

Otra forma constructiva de los rotores para generadores bipolares es el rotor de ranuras paralelas. Aquí las ranuras no están dispuestas radialmente, sino que se fresan paralelas entre sí y las bobinas de excitación se introducen en ellas paralelamente al eje, es decir, pasan por el espacio que en un rotor cilíndrico estaría ocupado por el eje. Por consiguiente, el eje se substituye por dos muñones. Estos deben aislarse del rotor mediante separadores de acero no magnético, pues de lo contrario pondrían en corto circuito magnético el arrollamiento de excitación, esta construcción tiene la ventaja de mantener bien firme el arrollamiento del rotor y de no requerir casquetes.

Las ranuras en las que se coloca el arrollamiento de excitación se fresan en el cilindro del rotor. También es posible

formar las ranuras introduciendo dientes en otras ranuras de cola de milano, practicadas en el cilindro del rotor.

Esta construcción tiene la ventaja de reducir notablemente el diámetro del cilindro macizo del rotor. Así se hace más fácil la fabricación de esa difícil pieza de forja. Los dientes pueden construirse como el cuerpo del rotor, con acero al cromo-níquel o al cromo-molibdeno, o con laminación para dínamos, suelen tener aberturas de ventilación y si las ranuras están distribuidas uniformemente en el período del rotor, como ocurre siempre en la construcción ya citada de dientes insertados, el arrollamiento ocupa sólo $2/3$ o los $3/4$ del total de ranuras, así se produce un campo magnético trapezoidal que se aproxima mucho a la forma senoidal deseada. Si las ranuras se producen por fresado, se dejan sin tallar los segmentos del cilindro que corresponden a los arcos polares. Pero no siempre se produce así, ya que para tener en cuenta la forma del campo magnético es necesario, a menudo, fresar ranuras en los arcos polares si bien de una profundidad menor. Normalmente el método de fresado de ranuras es el que se usa para rotores grandes.

El arrollamiento de excitación se compone de bobinas formadas generalmente con cinta de cobre de tal modo que cada conducto ocupe toda la ranura. Como aislamiento se emplea mica, material que soporta el gran calentamiento producido

por las altas corrientes en el arrollamiento del rotor.

El arrollamiento se fija en la ranura, por medio de cuñas. Estas son también necesarias en las ranuras que no contengan arrollamiento para apuntalar los dientes. Estas últimas cuñas como las del arco polar, se fabrican a veces de acero con el fin de reducir las armónicas superiores de las ranuras, por el contrario, para las ranuras con arrollamiento y a veces también en las que carecen de él, se emplean cuñas totalmente de bronce o construidas en gran parte con ese material, que sirven al mismo tiempo como barras amortiguadoras.

Fuera de las ranuras se fija el arrollamiento mediante casquetes campanas que establecen al mismo tiempo la conexión entre las cuñas de las ranuras para formar el arrollamiento amortiguador. Para los casquetes se utiliza acero no magnético (acero al níquel o al manganeso), que tienen una resistencia mecánica muy alta. El material empleado para los bandajes adquiere mayor resistencia mecánica al estirarlo en frío, aunque disminuya notablemente su ductibilidad, su mayor resistencia mecánica no puede aprovecharse plenamente, pues no es uniforme la carga que actúa en las diversas capas. Los casquetes tienen la ventaja sobre los bandajes de mantener el arrollamiento en una posición perfectamente determinada debido a su rigidez. Por ello, el refrigerante

tiene acceso a él y puede bañarlo enteramente sin que sea necesario que esté apoyado, si se utilizan bandajes, conviene que el arrollamiento quede apretado contra una base, para que no pueda desplazarse. Estos desplazamientos producirían fallas en la distribución del peso que daría lugar a vibraciones. Pero como quiera que en las máquinas grandes se produzcan grandes dilataciones, el asiento del arrollamiento debe disponerse de modo que pueda deslizarse sobre patines. En caso de corto circuito, los casquetes ofrecen una seguridad mayor pues conducen casi sin resistencia hasta los extremos de aquellos, las grandes intensidades que se producen entonces en el arrollamiento amortiguador. Tampoco fallan los casquetes cuando se produce un arco por corto circuito en el arrollamiento del estator, mientras que los bandajes se desueldan con facilidad, originando así mayores daños que los provocados por el arco mismo. Pero los bandajes son más baratos que los casquetes. Por ello se hacen a veces bandajes protegidos por casquetes de tamaño reducido, combinando así ventajas de ambos sistemas de fijación.

La conducción de la corriente al arrollamiento de excitación se hace mediante dos anillos rozantes dispuestos sobre el eje al lado de la rueda polar. Ambos anillos pueden estar situados el uno inmediatamente al lado del otro; en las grandes máquinas impulsadas por turbinas hidráulicas con el

eje vertical, se encuentran en el lado más accesible de la máquina, es decir, en la parte superior pueden colocarse también ambos lados del rotor (sobre todo en los turbogeneradores).

Los anillos rozantes se fabrican de cobre, bronce o acero, las escobillas se forman con mezclas de metales finamente pulverizados con grafito sometida la masa a una presión, esas escobillas tienen una tensión de paso muy pequeña y un bajo coeficiente de rozamiento.

Para generar la corriente de excitación, se emplea casi siempre una máquina especial llamada excitatriz, acoplada a la principal o montada en el extremo libre del eje de la misma. La parte fija de la excitatriz se monta a veces sobre la coraza de la principal, cuando se trata de máquinas pequeñas. En las máquinas grandes de eje vertical, sobre la cubierta superior de la misma, y en las máquinas grandes de eje horizontal fuera del cojinete de la principal, pero sobre la misma placa de cimentación.

IV.3 SISTEMAS DE EXCITACION

Los sistemas de excitación de turbogeneradores, deben ser confiables, estables en operación y de rápida respuesta para cambios en los requerimientos de corriente de excitación,

ésto depende del excitador o sistema de excitación de potencia y el control del mismo. La respuesta nominal del excitador se define como:

= Relación de incremento de voltaje de excitación en volts por segundo/voltaje de excitación del generador.

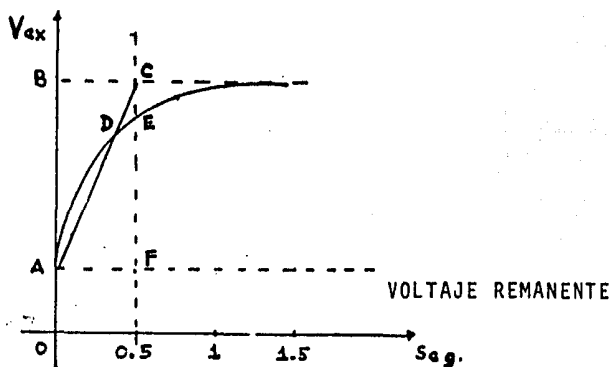


FIGURA IV.7 RESPUESTA DE VOLTAJE DE UN EXCITADOR

La figura IV.7 representa un ejemplo donde \underline{DA} es la relación del $\frac{\text{voltaje}}{\text{segs.}}$ de excitación requerido para lograr el voltaje nominal del generador en vacío a una temperatura del rotor a 75°C , y ADE es la característica voltaje/tiempo del excitador con origen en A.

Así la pendiente de la línea $AC = \frac{AB}{AF}$ volts/seg

pero	AF = 0.5 seg. como especifica
entonces	AC = 2 AB
y respuesta nominal del	
excitador =	2AB

Considerar la respuesta del excitador en términos de voltaje de excitación a generador en vacío, puede introducir errores cuando se considera con carga, pero casi no hay diferencias.

El sistema de excitación de un generador comprende: el excitador principal, excitador piloto, excitadores auxiliares y el sistema de control de voltaje. Los excitadores pueden ser de CD a CA con rectificadores.

a) Excitación con generadores de CD

Los excitadores de corriente directa son máquinas con devanados shunt (derivación), δ compound (compuesto) para mejorar su respuesta. Las características en circuito abierto y diagrama básico de un excitador autoexcitado shunt, se muestra en la figura IV. 8a es importante notar la región de voltaje inestable HB como OE es la corriente de excitación cuando BE es el voltaje en el circuito del campo shunt, BE/OE es el valor de la resistencia crítica del circuito.

La línea de esta resistencia crítica coincide con la pendiente de la característica de voltaje: es decir, el voltaje es indefinido y puede variar libremente del valor H , debido al magnetismo remanente del excitador, el valor B , debido a la corriente de campo OE . Aún pequeños incrementos de temperatura en el devanado del campo contribuyen a inestabilidad de voltaje. Un método para mejorar este efecto es insertar una hoja de saturación detrás de cada pieza polar como se ve en la figura IV.8c, por la reducción de la sección magnética, la hoja se satura más pronto que el cuerpo polar, introduciendo la característica no lineal requerida. Las características se muestran en la figura y un aspecto adverso es la reducción del voltaje de techo del excitador.

El excitador principal normalmente está excitado por un excitador piloto separadamente a excepción de pequeños generadores. Y la ventaja de esto es no solo voltaje más estable, sino también mejor respuesta de voltaje a cambios en la corriente real, en el cual el voltaje sube 5 veces más rápido en 0.5 seg., en excitadores excitados separadamente que en los auto-excitados.

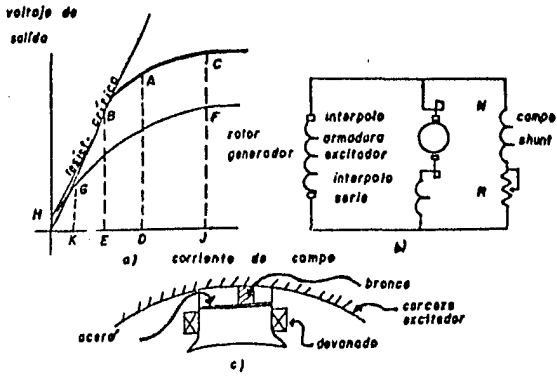


Fig. II) excitador, devanado shunt.

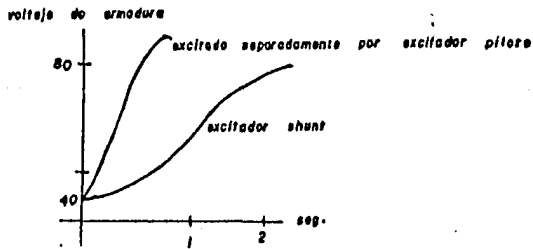


Fig. III) respuesta de volaje de un excitador.

Arreglos típicos para excitadores excitados separadamente se muestran en las figuras IV.9a y IV.9b, el campo negativo mostrado en la figura IV.5a proporciona una relación de respuesta (BIAS) negativa en el excitador, con la cual el comportamiento se mejora cuando la carga se rechaza. Este campo negativo constituye una carga constante al excitador piloto, pero se justifica y este simple sistema no es posible en sistemas de CA excitador-rectificador.

FIGURA (IV.9a) ARREGLO TÍPICO DE DEVANADOS DE CAMPO DE EXCITADOR.

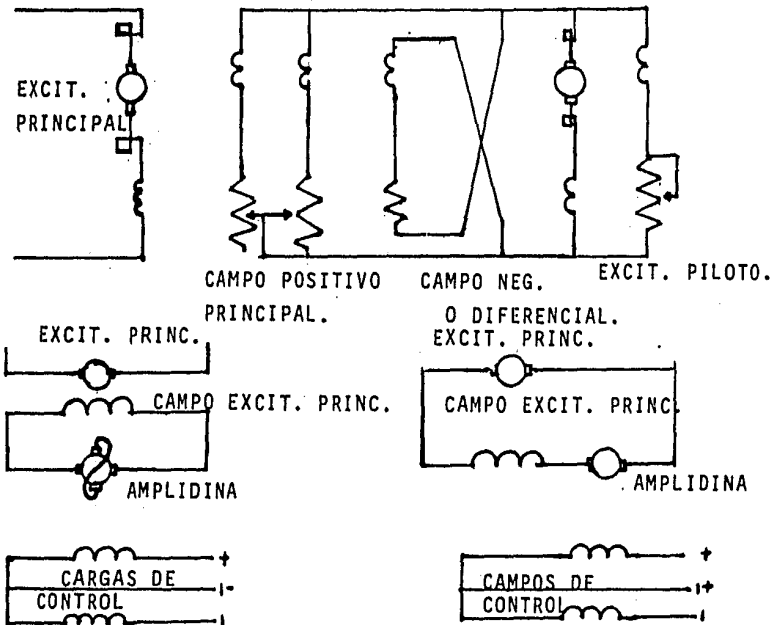
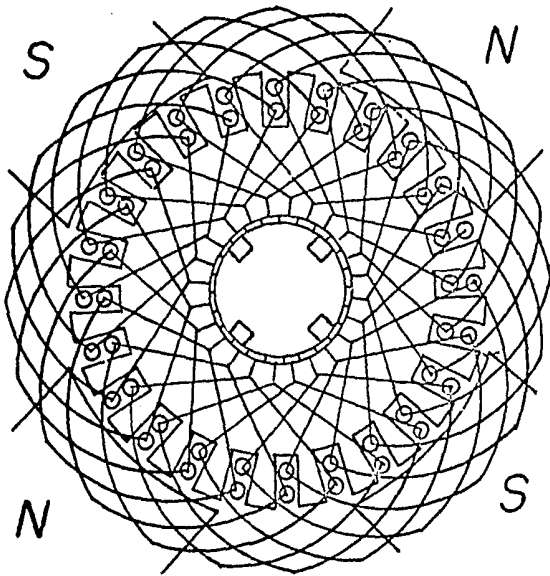


FIGURA.(IV.9b) CIRCUITOS PARA CONTROL DE CAMPO POR AMPLIDINAS.



Una amplidina se muestra como control del excitador (Fig. IV.9c), la amplidina es un amplificador rotativo y responde a señales en los campos de control. Normalmente hay un número de campos de control que reciben señales de diferentes puntos del sistema de excitación del generador.

Las armaduras de excitadores de CD normalmente no se construyen para altas velocidades periféricas comparadas con rotores de turbogeneradores y los límites de los diseños normales son de 15000 pies/min. Es más, aún cuando los conmutadores se construyen con anillos de acero de retención, estos operan en límites de solo 1200 pies/min. Por tanto, excitadores directamente acoplados no se construyen

para máquinas grandes de 2 polos, con acoplamiento reductor se mueven en los grandes excitadores.

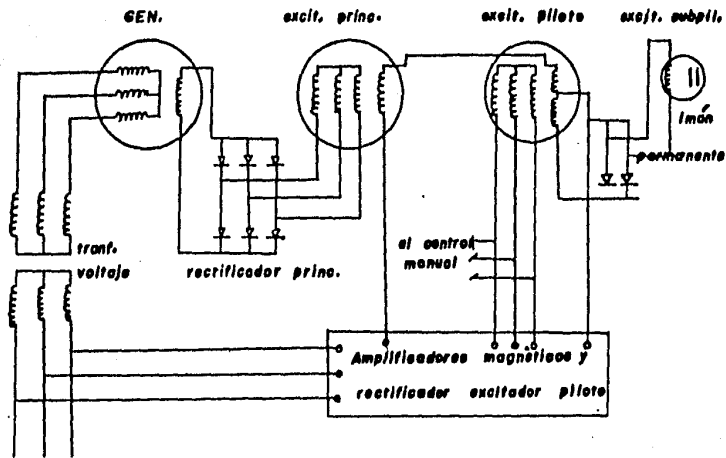
b) Excitación con CA y rectificadores

Los excitadores principales de CA son los más usados en máquinas grandes, porque hace posible el uso de campos revolventes de 2 y 4 polos robustos. Se eliminan conmutador y portaescobillas de C.D. y se incluyen sólo los anillos rozantes. El excitador piloto es una parte necesaria y en la práctica es excitado a su vez por otro de corriente alterna como un generador de imanes permanentes como se muestra en la figura IV.10

El excitador principal de CA es semejante a un turbogenerador y todos los principios le son aplicables. Como son enfriados por aire sus devanados deben operar a densidades no mayores de 2000 amp/pulg².

La máquina debe operar a un amplio rango de voltaje y corriente con valores de techo considerablemente mayores que los de plena carga. Es más, la salida del excitador debe responder rápidamente a cambios de excitación de sus terminales del rotor, lo cual se logra con la reducción del entrehierro y rotor laminado.

FIG. IV.10 DIAGRAMA BASICO DE UN SISTEMA CON EXCITACION DE C.A.



El principio del circuito magnético es que el excitador debe operar tan cerca como sea posible. En la zona no saturada de su característica de magnetización para mantener una relación lineal entre la excitación controlada del excitador principal y el voltaje que aparece en los anillos rozantes del generador. En la actualidad se usan 4 polos. Una consideración más, es lograr una alta reactancia subtransitoria en el excitador y en las máquinas modernas, esta llega a ser de 38 a 40%.

El sistema de diodos rectificadores usa válvulas de mercurio y en la actualidad es a base de semiconductores, pero estos están expuestos a sobrecorrientes de tiempos suficientemente largos (en términos de milisegundos), que causan excesivos calentamientos en los elementos y a sobrevoltajes de pico que causan destrucciones completas.

La capacidad de los diodos rectificadores se selecciona en base al voltaje continuo de trabajo, voltaje de pico inverso que debe soportar capacidad continua de corriente y capacidad corriente-tiempo en sobrecargas. En cualquier conjunto rectificador debe haber suficientes diodos en serie y/o paralelo para soportar por amplio margen los esfuerzos de corriente y de voltaje, además algunas protecciones para el sistema como son: a) fusibles de alta capacidad de ruptura y características de tiempo, bajo la capacidad de diodos y

b) transistores supresores de voltaje instalados en diferentes ramas en la entrada y salida para eliminar los picos o transitorios de sobrevoltaje que se presentan especialmente durante las maniobras con interruptores (switcheos).

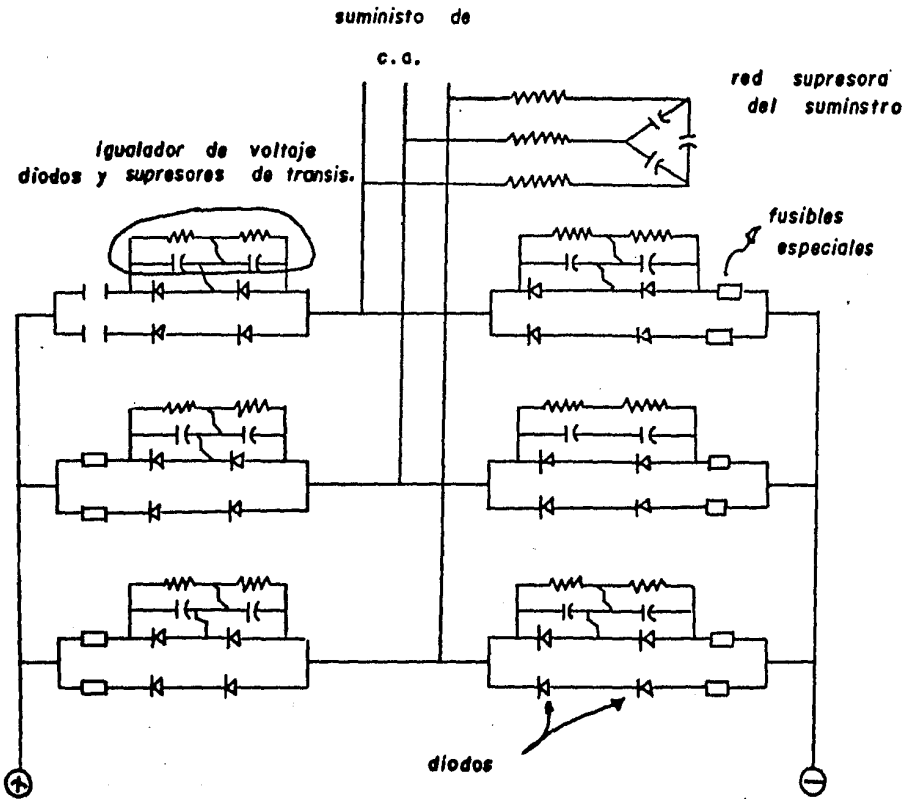


Fig. II/A diagrama básico para una sección de rectificadores.

Las condiciones principales de operaciones que se toman en cuenta para la selección del sistema de rectificadores son:

- a) Los voltajes de techo y de operación del sistema, deben de considerarse en las características de los rectificadores
- b) El generador bajo condiciones de deslizamiento-polar de operación asncrona a gran deslizamiento, presenta altos voltajes de pico en los anillos rozantes. La suma de estos voltajes, más el voltaje de excitación presente en el circuito de excitación cerrado, aparecera en las terminales del rectificador y sus elementos deben poder bloquearlo.
- c) Las características de corriente tiempo de un rectificador están determinadas por una curva, es indispensable que dicha curva no se intersecte por otra característica corriente/tiempo, proveniente de la carga del sistema. Por ejemplo, en un CC, en las terminales del generador, un CC en el lado CD del rotor, se generan corrientes de muchas veces el valor nominal, y aunque las protecciones involucradas lleguen a operar, mientras se libere la falla, es necesario que las características térmicas de los rectificadores soporten la magnitud de corriente/tiempo de falla por librarse.

En la práctica los rectificadores operan continuamente a 50% de su valor nominal y 30% a 40% del valor de voltaje de pico inverso.

IV.4 LOS REGULADORES DE VOLTAJE

El regulador de voltaje es un sistema de control que, a partir de una señal del potencial de salida de la máquina, que va compensada por una señal de corriente para la correcta distribución de los reactivos entre las unidades, la compara contra un valor deseado y si se encuentra una diferencia, procede a dar una señal para que se corrija esa situación. A la diferencia entre el valor real y el valor deseado se le conoce con el término de "error" y esta diferencia se utiliza por medio de amplificadores para producir la corrección en la corriente del campo del generador.

Dependiendo del tipo de sistema de excitación se utiliza el tipo de regulador de voltaje.

a) Para generadores con excitatriz

El regulador de voltaje podrá ser de señal de voltaje real compensada la cual se rectifica y se compara contra la tensión constante de un diodo zener. El ajuste del valor deseado, se hace mediante un potenciómetro y el "error", me-

diente amplificadores magnéticos entra amplificando a una amplidina de donde se afecta al campo de la excitatriz principal y la corriente de campo del generador.

También en lugar de amplidina se puede tener amplificadores magnéticos rotatorios o sea generadores de CD en cascada.

b) Para generadores con excitación estática a base de tiristores

El regulador es totalmente estático y afecta el ángulo de disparo de los tiristores.

Como este valor depende de una señal de CD fija de entrada el error se suma o resta a este valor inicial.

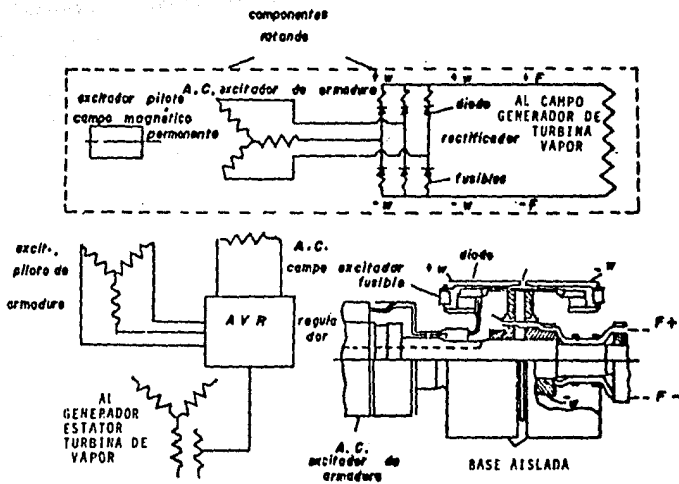


FIG. IV.12 SISTEMA ESQUEMATICO DE EXCITACION SIN ESCOBILLAS

IV.5 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

Todos los aislamientos de devandos se deterioran con sobrecalentamiento y ya que la transferencia de calor en los devandos convencionales a través de la pared del aislamiento, es retardado por la barrera térmica de dicho aislamiento, es indispensable considerar este sistema de enfriamiento de vital importancia para la vida útil de la máquina, la máxima temperatura de un generador debe limitarse a un valor que no cause el deterioro de los materiales aislantes demasiado rápido.

Esta consideración marca los límites de temperatura fijados en las normas y es importante en la prueba de temperatura que se conozca el punto caliente y el promedio de temperatura de los devandos. El promedio de temperatura de cualquier bobina con conductores de cobre pueden obtenerse del cálculo de resistencia de las bobinas frías y calientes, de la manera siguiente:

R_1 = resistencia de bobina a la temperatura inicial θ_1 °C

R_2 = resistencia de bobina a la temperatura final θ_2 °C

entonces:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{234.5 + \theta_2}{234.5 + \theta_1}$$

de aquí:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (234.5 + \theta_1) - 234.5$$

Las temperaturas de los devandos del estator se verifican mientras el generador está en operación en el caso del rotor, la temperatura del devanado se calcula comparando el voltaje del rotor y su corriente en un medidor de OHMS graduado en grados centígrados. La temperatura en el embobinado del estator se mide por termocoples, embebidos en un número de posiciones determinadas. Las normas especificadas que deben ser 6 detectores en las ranuras del estator para generadores medianos y cuando menos 3 para turbogeneradores pequeños. En la actualidad en grandes generadores se especifican 9 en las ranuras, 3 en los dientes y 3 en el núcleo del estator. Los detectores embebidos se distribuyen de manera tal que den una representación real del calentamiento del estator.

Una mejora en los turbogeneradores es el entrehierro amplio entre estato y rotor, el cual es necesario para obtener una relación de corto circuito adecuada, que a su vez se dijo que es uno de los principales criterios para obtener una operación estable del generador. El entrehierro amplio es también benéfico en la ventilación de las máquinas, además, de permitir alto flujo de aire o gas entre el estator y rotor; hace que haya un pequeño intercambio de calor entre

las superficies. El análisis térmico de rotor y estator debe tratarse independientemente. Los componentes del aumento de temperatura en un generador se muestra en la figura IV.13y la figura IV.14

FIGURA IV.13 COMPONENTES DE TEMP. CON ENFRIAMIENTO CONVENCIONAL POR H.

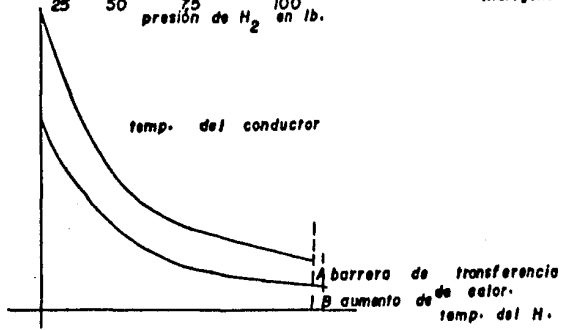
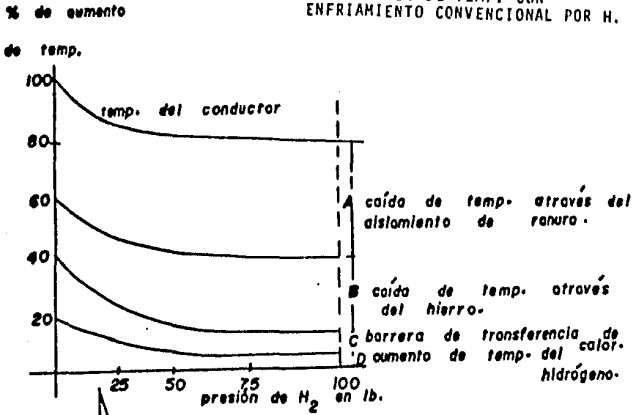


FIGURA IV.14 COMPONENTES DE TEMP. CON ENFRIAMIENTO DIRECTO POR HIDROGENO

En estas figuras se notan las altas caídas de temperatura existentes entre el conductor y el medio enfriante en máquinas de enfriamiento convencional. Los gradientes de temperatura en esta caída son a través del aislamiento de ranura y a través de la barrera de transferencia de calor entre el medio enfriante y las superficies enfriadoras. La definición precisa de gradiente de temperatura, es la caída de temperatura por unidad de espesor del medio, a través del cual el calor fluye. Hay 3 sistemas de ventilación: 1) enfriamiento superficial del estator y rotor por aire o hidrógeno. 2) enfriamiento interno por hidrógeno y 3) enfriamiento interno por agua.

aumento de temp. real en grados centígrados

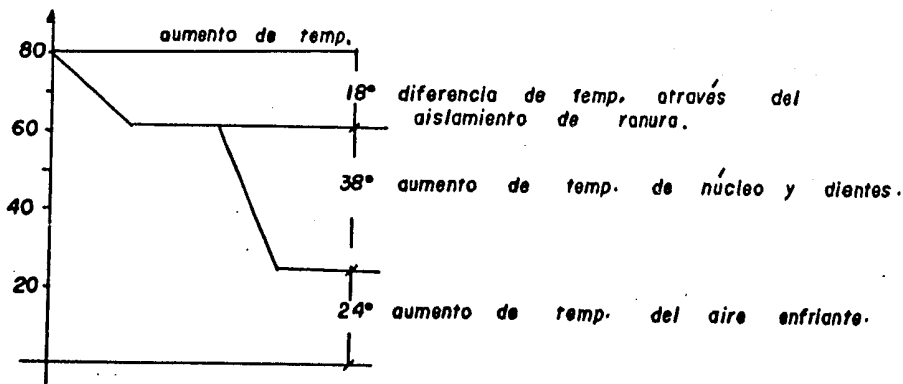


Fig. diferencias de temp. en estator enfriado por aire.

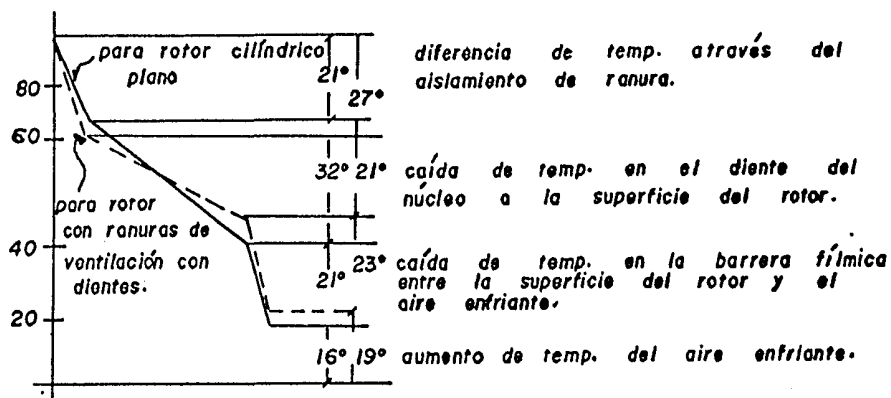


Fig. diferencias de temp. en rotor enfriado por aire.

Las diferencias de temperatura mostradas en las figuras IV.15 y IV.16, para estator y rotor de un generador en particular, pueden diferir de un diseño a otro, sin embargo las características generales son básicas y de ellas se nota:

- a) El calor se genera en el embobinado del estator y núcleo y como la transferencia de calor es mayor a menor nivel de temperatura, la caída de temperatura normalmente es de devanados a núcleo. Bajo condiciones estables se desprecia.

T A B L A I

CAPACIDAD GEN. MW :	60	100	200	250	500
CAPACIDAD GEN. MVA	75	125	222	412	588
REFRIG. ESTATOR	AIRE			AGUA	AGUA
REFRIG. ROTOR	AIRE				
METODO DE ENFRIAMIENTO					
a) ESTATOR	CONV.	CONV.	DIRECTO	DIRECTO	DIRECTO
b) ROTOR	CONV.	CONV.	DIRECTO	DIRECTO	DIRECTO
PESO TOTAL (TON)	200	230	240	290	385
MVA/TON	0.375	0.54	0.92	1.42	1.53

Las diferencias de temperatura entre dientes, donde ocurren las máximas pérdidas específicas del hierro y el hierro de respaldo. Hay que notar que la caída de temperatura a través del aislamiento de ranura se incrementa con mayor espesor de aislamiento.

b) La caída de temperatura entre el aire circulante y la superficie del rotor es la barrera de transferencia de calor. Esta diferencia de temperatura puede reducirse por el incremento de la turbulencia y/o el coeficiente de transferencia de calor del medio enfriante.

c) En el ejemplo ilustrado, hay un marcado decremento en la caída de temperatura entre el diente y la superficie del rotor. Esto es debido a la superficie incrementada, enfriada por la misma cantidad de aire y también por un flujo más turbulento en las ranuras de ventilación se pueden cortar bajo las ranuras del devanado y esas se llaman sub-ranuras.

Independientemente del refrigerante usado (aire, nitrógeno, helio, hidrógeno, etc), los gradientes de temperatura en generadores enfriados superficialmente, tienen las características de las gráficas anteriores. Por el contrario, en los devanados enfriados interiormente los gradientes en el aislamiento de ranura, dientes y barrera superficial son casi completamente eliminados, como se ve en la figura IV.14.

a) Sistema enfriado por aire

El calor específico del aire a temperatura y presión normal es de 0.2375 cal/gr/°C, y a temperatura de 20°C el calor específico aumenta alrededor de 0.242 cal/gr/°C. Consideremos que el aumento de temperatura del aire a través del generador es T_r (en °C).

Entonces, si el aire refrigerante está a una temperatura ambiente de 20°C, la masa del aire requerida para cada KW de pérdida por disiparse será:

$$M = \frac{240}{0.242} \text{ gr/seg/}^\circ\text{C}$$

como:

$$1 \text{ Kw} = 240/\text{seg}$$

entonces:

$$M = \frac{240}{0.242} \times \frac{1}{453.6} \times \frac{60}{T_r} \text{ lb/min}$$

$$M = \frac{131.5}{T_r} \text{ lb/min... (A)}$$

La ecuación anterior es una expresión básica. Considérese las características de temperatura de las figuras IV.15 y IV.16. El aumento de temperatura en el aire, debido a las pérdidas del estator es de 24°C, y a las pérdidas del rotor 19°C, entonces la masa de aire requerida para el enfriamiento del estator es:

$$M_e = \frac{131.5}{24^{\circ}\text{C}} \text{ lb/min.}$$

Por cada KW de pérdidas en el estator.

Simplemente para el rotor, la masa del aire requerida es:

$$M_R = \frac{131.5}{19^{\circ}\text{C}} \text{ lb/min}$$

Por KW de pérdidas.

El volumen de 1 lb de aire seco a presión y temperatura constante es:

$$R_C = 12.38 \text{ pies}^3$$

Entonces el volumen requerido para el estator (V_e) es de:

$$V_e = \frac{131.5}{24} \times 12.38 \times \frac{273 + 20}{273} \text{ pies}^3/\text{min}/\text{KW de pérdidas}$$

$$V_e = 73 \text{ pies}^3/\text{min}/\text{KW}$$

Volumen requerido para el rotor (V_a) es de:

$$\begin{aligned} V_R &= \frac{131.5}{19} \times 12.38 \times \frac{273 + 20}{273} \text{ pies}^3/\text{min}/\text{KW} \\ &= 92 \text{ pies}^3/\text{min}/\text{KW} \end{aligned}$$

Hay que mencionar que el aire debe de fluir por todos los ductos y orificios de ventilación a fin de lograr un sistema adecuado y que dicho aire encuentre resistencia para pasar; esta es la razón de los ventiladores para frizar la circulación del aire.

Si: P = presión de ventilador en pulg. de agua (1 pulg. de agua = 0.036 lb/pulg²)

V = velocidad del aire en pies/seg. en salida de ventilador

Q = cantidad de aire en pies/min

Entonces la potencia requerida para circular el aire es:

$$P = \frac{1}{33000} (5.2 pQ + 0.00117 QV^2) \text{ H.P.} \quad \text{Ec. B}$$

Para su mejor entendimiento, se muestra un ejemplo.

Ejemplo:

Obtener la cantidad de aire y la potencia del ventilador para un sistema de enfriamiento de un generador de 60 MW.

Si la eficiencia de un generador es:

$$n = 98.2\% \text{ (excluye pérdidas del excitador)}$$

$$\text{Pérdidas totales} = \frac{\text{MW} (100 - N) 1000}{100} = \text{KW}$$

Donde:

$$\text{Pérdidas totales} = 60 \times 1.8 \times 100/100 = 1080 \text{ KW}$$

Las pérdidas en el generador se distribuyen aproximadamente como sigue:

Fricción	10%	=	108
Enfriamiento	30%	=	324
Hierro estator	26%	=	280
I ² R	12%	=	130

I ² R rotor	12%	=	130
Pérdidas vagabundas	<u>10%</u>	=	<u>108</u>
	100%		1080 KW

Las pérdidas por fricción puede excluirse de los cálculos porque la ventilación y lubricación de las chumaceras se llevan a cabo por la refrigeración del aceite. Además para efectos de cálculos preliminares, todas las demás pérdidas pueden considerarse del estator, a excepción de I²R del rotor.

Así: pérdidas totales del estator = 712 KW

pérdidas totales del rotor = 130 KW

Tomando en cuenta que las pérdidas por fricción pueden excluirse y también I²R del rotor tenemos que:

Aire requerido para el estator = 842 x 73 pies³/min
= 61446 pies³/min

Aire requerido para el rotor = 130 x 92 pies³/min
= 11960 pies³/min

Cantidad total de aire de enfriamiento = 73426 pies³/seg.
= Q

La presión requerida pra hacer circular el aire = P

Donde $P = 8$ pulg de agua

La velocidad del aire a la salida del ventilador = V

Donde $V = 110$ pies/seg

De la ecuación (B) la potencia neta requerida del ventilador es:

$$P = \frac{1}{33000} (5.2 \times 8 \times 73426) + (0.00117 \times 73426 \times 110^2)$$

$$P = 124 \text{ HP}$$

El sistema del generador enfriado por aire es comparativamente simple por:

- a) La disponibilidad inmediata del refrigerante hace innecesario tomar consideraciones elaboradas para asegurar el suministro
- b) Las proporciones liberales del refrigerante dan una constante de tiempo térmica, la cual es adecuada para proteger los devanados contra un rápido sobrecalentamiento, si hay una falla parcial en el sistema de ventilación, bajo condiciones de carga.

Los ventiladores pueden operarse virtualmente libres de fallas y en un sistema bien diseñado, los principales

instrumentos requeridos son termómetros para comprobar la temperatura de entrada y salida de los enfriadores

b) Enfriamiento con hidrógeno

Las principales ventajas del generador enfriado por el hidrógeno son:

- a) Incremento de la eficiencia
- b) Incremento de la capacidad
- c) Alargamiento de la vida de la maquinaria

- a) El incremento en la eficiencia resulta de la reducción de la potencia requerida en el ventilador, que hace circular una cantidad adecuada de hidrógeno en el sistema.

Como se sabe, la densidad del hidrógeno a 0.5 lb/pulg² manométricas es solo 0.07 de la densidad del aire. La potencia requerida para circular el hidrógeno será de 1/4 de la potencia requerida para circular la cantidad de aire equivalente. En la práctica la potencia requerida es alrededor de 1/10 que la del aire, cuando el hidrógeno tiene un 98% de pureza.

- b) Con el hidrógeno como refrigerante, el gradiente de temperatura a través de la barrera flmíca entre la superficie enfriada y el refrigerante se reduce considerablemente.

Esto es debido al superior coeficiente de transferencia de calor del hidrógeno, y que el calor generado en la máquina puede moverse más eficientemente.

Así: los materiales activos de la máquina pueden ser cargados más de lo que es posible con enfriamiento por aire.

- c) La vida de un generador depende de la vida del aislamiento de las bobinas. Burbujas de aire en el aislamiento son fuentes de fallas y con el calentamiento originado por el funcionamiento de la máquina conjuntándose con las burbujas de aire, corre el riesgo de alcanzar altas temperaturas, lo que se llama descargas eléctricas por la presencia de ozono.

Los devanados de alto voltaje pueden fallar debido a la acción destructiva de las descargas, por efecto corona. Durante las descargas eléctricas debido a la presencia de ozono, se forma ácido nítrico y otros compuestos químicos y estos atacan cualquier material de aislamiento orgánico en materiales clase (B).

En el caso de descargas por efecto corona, no se presenta cuando se utiliza el hidrógeno como sistema de enfriamiento.

Al igual que los cálculos por sistemas de aire, con H_2 .

Calor específico del hidrógeno a 0.5 lb/pulg² manométrica y temperatura ambiente de 20°C es:

$$\begin{aligned} & (\text{calor específico del aire por calor específico relativo}) = \\ & = (0.242 \times 14.35) \\ & = 3.46 \text{ cal/gr/}^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Entonces de la ecuación (A) tendremos que la masa del hidrógeno por cada KW de pérdidas por disipar será:

$$M = \frac{131.5}{14.35 \text{ Tr}^\circ} = \frac{9.17}{\text{Tr}^\circ} \text{ lb/min}$$

Donde Tr° es también el aumento de temperatura de salida del refrigerante, si se aplicara a un generador diseñado para enfriamiento de aire, un enfriamiento por hidrógeno convencional a 0.5 lb/pulg² (es decir ligeramente mayor que la presión atmosférica, para evitar entrada de aire al sistema). La ventaja total significaría un aumento de capacidad de 20 al 25%. Si la carcasa del generador se hace resistente a la presión de tal manera que puedan lograrse 30 lb/pulg² manométricas, la capacidad de la carcasa aumentaría a un máximo de 35% sobre el sistema de enfriamiento por aire sobre una presión de 30 lb/pulg² la caída de temperatura a través del aislamiento de ranura, es la componente dominante en el aumento de temperatura del conductor, esto se muestra en la figura IV. 13

Para mantener el hidrógeno dentro de la carcasa del generador y a un nivel de pureza requerido, los generadores se diseñan con un sistema de sellos en la flecha y el equipo de control asociado para prevenir fugas de hidrógeno. Hay dos tipos básicos de sellos en las flechas, el tipo anillo y el tipo empuje. Normalmente se ocupa aceite como agente de sello. Pequeños huelgos se dan entre la cara del sello y el muñón del rotor y el aceite a presión en ese huelgo da el sello.

La presión de sellos debe de ser siempre mayor que la del hidrógeno, esto provoca que cierta cantidad de aceite fluya axialmente sobre la flecha, este aceite absorbe 10% por volumen de hidrógeno y lo lleva fuera del generador. Como el aceite al contacto con aire también absorbe cerca de 10% por volumen de aire y los lleva dentro del generador, este aire crea un serio problema, ya que para sacarlo es necesario eliminar la mezcla del hidrógeno y reemplazarlo con hidrógeno puro. Para lograr esto, el aceite normalmente se trata en vacío y el hidrógeno resultante se manda a la atmósfera, mientras se admite hidrógeno de algún suministro para repuesto al sistema.

Como complemento del sistema se cuenta con termómetros, que leen la temperatura entrada y salida de los enfriadores de hidrógeno. Así mismo, las temperaturas de entrada y salida

de agua de los enfriadores y temperatura de las cargas de los sellos. Otras mediciones necesarias son sobre diversas presiones, como: presión de suministro de H_2 , presión en la carcaza, presión de aceite en los sellos, presión diferencial entre sellos y carcaza, entre carcaza y agua en los enfriadores, etc. de estas presiones se toman señales de alarma o disparo cuando se excedan ciertos límites, tanto por la baja presión de sellos, como por la pureza de H_2 , es una magnitud esencial por lo que se incluye un medidor de pureza (normalmente la pureza no debe ser menor de 95%). Los medidores pueden utilizar diferentes principios como:

La desviación de la conductividad, el cambio de densidad; en este último se basa la mayoría de medidores porque la presión diferencial a través de un ventilador en un circuito de hidrógeno depende de la presión del gas, la densidad del gas y la velocidad del ventilador. Si la presión y la velocidad son constantes, como es el caso de un sistema operando normalmente cualquier variación en la presión de hidrógeno será debida al cambio de densidad.

Como el hidrógeno es higroscópico, se instala un secador de hidrógeno; la humedad que se introdujo al sistema de sellos durante los secados del aislamiento y de la humedad del aceite, etc., es removida en el secador.

Es conveniente anotar que el indicador de pureza del H_2 , también indica pureza de CO_2 , y de aire. Este medidor es de particular importancia para la maniobra de llenado de H_2 .

IV.6 EQUIPOS Y ACCESORIOS

a) Los detectores de temperatura

Están localizados en los embobinados de la armadura y en los ductos de gas, aquellos localizados en los ductos de gas miden la temperatura del gas entrando y saliendo de los enfriadores.

Los detectores de temperatura son del tipo de resistencia RTD y se tienen un número de ellos en el lado caliente de la máquina sobre la corriente del gas que sale de las bobinas del estator. Estos detectores leen la más alta temperatura en la máquina y esta temperatura determina la elevación que se tiene en las bobinas enfriadas internamente.

Los cables terminales de estas resistencias salen de la carcasa a través de una caja hermética a prueba de fugas de gas, desde donde se conectan a los registradores de temperatura.

b) Sistema de aceite y sellos

Para mantener la hermeticidad del generador y poder contener en forma segura el hidrógeno, el principal problema lo constituyen la entrada y salida de la flecha, para lo cual se dispone de un sistema de sello que mantiene una película de aceite sobre la flecha a presión de 0.3 kg/cm^2 a 0.8 kg/cm^2 sobre la presión del hidrógeno. Mediante esta sobrepresión, el aceite tiende a fluir en los dos sentidos de la flecha, impidiendo la salida del hidrógeno.

El aceite se desgacifica y se bombea de nuevo en circuito cerrado.

SISTEMA DE HIDROGENO

Para este sistema nos basamos en un generador de la central termoeléctrica de Tula Hidalgo, el volumen del generador núm. 1 de la Central del Valle de México de 150 MW es de 7400 pies³ y requiere una diferencia de presión de aceite de sellos de 4 psi. El flujo de aceite a los sellos, entrando a una temperatura de 110°F y a una presión total de H₂, es de 30 psi a 15 galones por minuto. La cantidad de CO₂ requerida para remover el aire de la carcasa es de 7400 pies³ o sea 8 botellas de 50 libras. La cantidad de CO₂ para remover el H₂ de la carcasa es de 14800 pies³ o sea 16 cilindros de 50 libras.

La cantidad de H_2 que se requiere para llenar la carcaza al 90% a una presión de 1 libra es de 4200 pies³, para subir de $\frac{1}{2}$ libras a 15 libras y 1400 pies³ más para subir $\frac{1}{2}$ libra a 15 libras y 1400 pies³ más para subir de $\frac{1}{2}$ libra a 30 libras 4800 pies³.

El máximo consumo de H_2 normal en operación es de 400 pies³ por día a 30 psi.

Por otro lado tenemos que, para los generadores Mitsubishi se requiere para remover el aire con CO_2 , se requiere también un volumen completo igual al del interior del generador y una hora de tiempo para remplazar el CO_2 con H_2 al 95% de pureza se requiere dos volúmenes del interior de la máquina de H_2 y un tiempo de 1 a 2 horas para presurizar el H_2 se requiere el valor de la presión en kg por cm² de veces el volumen interior del generador y un tiempo de 1 a 3 horas; para vaciar el H_2 con el del generador con CO_2 al 96% de pureza se requiere 1.5 volúmenes interiores del generador y una hora de tiempo.

El consumo máximo de H_2 del generador tiene las siguientes funciones:

1. Permitir el suministro y extracción de H_2 con seguridad utilizando CO_2 como medio de barrido.
2. Indicar al operador en cualquier momento la presión del gas en la máquina y mantenerla al valor deseado.

3. Indicar al operador en cualquier momento el valor del gas en la máquina
4. Secar el gas y eliminarle partículas de vapor de agua que pudieran entrar con el gas mismo o a través del aceite de sellos. La presencia de líquidos en la máquina son indicados por medio de una alarma en el tablero de H_2 .

La construcción del sistema comprende:

1. La estación de suministro de gas
2. Panel de control de gas
3. Secador de gas
4. Estación de válvulas
5. Detector de líquidos
6. Tuberías y válvulas

El suministro de H_2 se provee mediante válvulas manómetros, reguladores y tuberías que permiten introducirlos al generador. El sistema de suministro de CO_2 proporciona el medio para evacuar el aire del generador, durante el proceso de carga, una vez lleno de CO_2 se introduce H_2 hasta que el detector de pureza de H_2 indica 98% o más.

Normalmente 8 botellas de H_2 y 8 de CO_2 se requieren para cargar inicial en una unidad de 150 MW.

CHUMACERAS

En el diseño de chumaceras, las cantidades más importantes son las velocidades periféricas del muñón del rotor y la carga en el rodamiento.

La velocidad es:

$$V_b = \pi D_b N$$

y la carga de rodamiento

$$W_b = E_r / 2 D_b L_b$$

donde:

D_b = diámetro de la chumacera - diámetro del muñón del rotor

l_b = longitud de la chumacera

N = velocidad en revoluciones por minuto

W_r = peso del rotor

$D_b l_b$ = área proyectada de la chumacera

Valores típicos usados para diseño de grandes turbogeneradores son:

$$V_b = 15,700 \text{ pies/min}$$

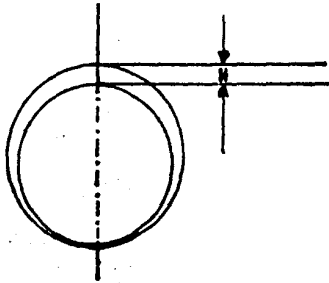
$$W_b = 180 - 240 \text{ lb/pulg}^2$$

El producto $V_b W_b$ es frecuentemente usado como parámetro en el diseño de chumaceras y los altos valores utilizados actualmente son posibles sólo con los más efectivos sistemas de lubricación forzada.

Los huelgos de las chumaceras se pueden calcular en forma aproximada como:

$$H = 0.0009 \text{ " } \phi \text{ collar en pulgadas} + 0.006 \text{ "}$$

$$H = 1.33 \text{ mils} \times \phi \text{ collar}$$



SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

Los dos ventiladores axiales dispuestos en ambos extremos efectúan un circuito de enfriamiento simétrico, siendo a su vez independiente de la disposición de los enfriadores respectivos.

La figura II.10 muestra una descripción detallada del sistema cerrado de enfriamiento de un generador tipo WY.

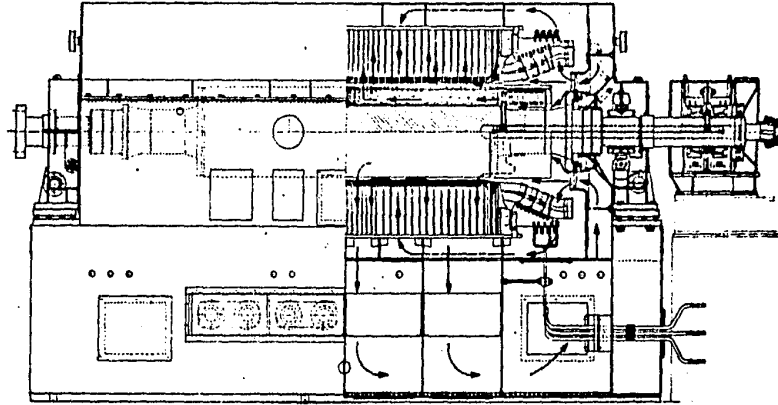
El aire de enfriamiento del rotor circula entre los capuchones de retención y la flecha hacia el espacio de las terminales de los devanados, en la vecindad de las ranuras, entra a través de las aberturas hacia los conductores huecos, donde la corriente de aire se bifurca. Una parte recorre los conductores huecos en las ranuras, entrando a la mitad del rotor a través de pasajes radiales en los devanados hacia el entrehierro. La otra parte recorre los conductores huecos sólo en las partes terminales. Finalmente abandona el espacio bajo los capuchones a través de ranuras en el cuerpo del rotor y pasa al entrehierro.

El aire de enfriamiento del estator se distribuye así mismo en dos flujos principales. Una parte de aire entra directamente en el entrehierro uniéndose al aire de enfriamiento procedente del enfriamiento de las terminales de los devanados del rotor, pasa al paquete de laminado del estator a través de canales radiales y desde ahí entra en la primera cámara de la carcasa. Desde ahí el aire es devuelto al ventilador pasando a través del primer enfriador. La otra parte enfría las terminales del devanado del estator pasando después a la segunda cámara a través de canales axiales fluyendo por el cuerpo de laminado en dirección hacia el

entrehierro donde de nuevo se bifurca. Una mitad se infiltra en la primera cámara, a través de otras aberturas, mientras que la otra mitad se mezcla en el centro de la máquina con el aire de enfriamiento procedente del rotor, atraviesa el paquete de laminado y vuelve al ventilador, pasando antes por la tercera cámara y el segundo enfriador.

El filtro de aire de compensación está situado en el punto más bajo de presión estática.

FIG. II.10 CORTE TRANSVERSAL DE UN GENERADOR.



C A P I T U L O V

CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL GENERADOR SINCRONO

V. CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL GENERADOR

V.1 Limitación por temperatura

El verdadero y más preciso límite de la capacidad de un generador lo determina la temperatura máxima que pueden soportar sus embobinados.

Suele suceder que los enfriadores de un generador se ensucian y su capacidad de intercambio de calor se reduce, esto obliga a reducir la carga de la máquina para no rebasar los límites de temperatura de los embobinados, es decir, la capacidad de la máquina se reduce.

Por lo general la vida útil de una máquina eléctrica dura lo que el aislamiento que protege a los conductores. Cuando el aislamiento falla, la vida útil de la máquina termina, puesto que el costo de reemplazar los embobinados sería aproximadamente la mitad del costo de la máquina. Treinta años es la duración normal que se espera de un generador.

A continuación se da una representación de las clases de los materiales aislantes, se dice que un material está impregnado cuando el aire entre las fibras del material es sustituido por una sustancia apropiada. Las sustancias deben de tener buenas cualidades aislantes, cubrir completamente las fibras del material y proporcionar una buena adhesión. No se deben producir burbujas cuando se evapora el solvente, no se deben deteriorar bajo la exposición prolongada a las temperaturas máximas de operación normal.

Clase O. - Esta clase de aislamiento incluye el algodón, la seda, el papel y los materiales orgánicos similares, cuando no están impregnados y muestran que son capaces de operación a una temperatura de 90°C según las pruebas normales.

Clase A. - Los materiales de esta clase son: algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares, ya sea que se utilicen por separado o que se use una combinación de ellos, cuando están apropiadamente integrados; materiales laminados o moldeados con rellenos de celulosa, resinas fenólicas, láminas y películas de acetato de celulosa y barnices orgánicos cuando se aplican a los conductores. Otros materiales se pueden incluir en esta clase, si son capaces de una operación a 105°C certificada por pruebas o la experiencia. Esta clase de aislamiento es la que se usa para fines generales, en las máquinas de carcasa del tipo abierto.

Clase B. - Materiales inorgánicos como la mica, la fibra de vidrio, el asbesto y sus combinaciones con sustancias apropiadas; y otros materiales orgánicos o inorgánicos cuyas pruebas normales demuestran su capacidad para una operación de 130°C. Esta clase de aislamiento se usa con frecuencia en motores que van a dar servicio con mayores elevaciones de temperatura o en ambientes con temperaturas más altas. También se usan en temperaturas de ambiente normal cuando la naturaleza de la carga puede requerir un mayor aumento de temperatura.

Clase F. - Los materiales inorgánicos que se mencionan para la Clase B; y otros materiales orgánicos o inorgánicos con sustancias aglutinantes apropiadas y que han mostrado por pruebas normales, ser capaces de soportar una operación a 155°C. Las máquinas con aislamientos de Clase F, están aumentando lentamente en número, siendo los mayores avances en el campo de los motores de C-C.

Clase H. - Materiales inorgánicos y sus combinaciones, incluyendo el elastómetro de silicio con sustancias aglutinantes apropiadas, tales como las resinas de silicio y otros materiales tales que han demostrado su capacidad para operar a 180°C en las pruebas normales. Normalmente las máquinas aisladas con los materiales de Clase F y H, son mucho más caras que las de Clase A.

Sus temperaturas más altas de operación, les permiten el uso de densidades más altas de flujo y de corriente, lo que, para una potencia normal determinada resulta en una máquina de tamaño menor y así prácticamente se contraresta el gasto adicional de los materiales aislantes. Las máquinas aisladas con Clase H, se usan sin reducción en el tamaño físico cuando las temperaturas ambientes son excesivamente altas, en grandes altitudes o donde el espacio disponible y los requerimientos de potencia se combinan para producir un excesivo aumento de temperatura sobre la temperatura ambiente normal.

Clase C. - Esta clase de materiales de aislamiento se componen solamente de mica, porcelana, cristal de cuarzo y materiales inorgánicos similares.

Otros materiales que han demostrado ser capaces de operar a temperaturas en exceso de 220°C, pueden ser incluidos en esta clase. Se debe de hacer notar que los materiales de clase C, se usan en situaciones especiales y no son considerados como artículos de producción.

La placa que indica la marca de un generador, contiene la información necesaria concerniente al aumento de la temperatura de la máquina, sobre la del ambiente normal o de la del aire entrante. La temperatura máxima del aire ambiente o del aire entrante es de 40°C. El aumento de temperatura indicado en la placa en grados centígrados es la elevación máxima de temperatura garantizada, medida por termómetros o termopares colocados sobre la superficie del devanado, según procedimiento normalizado cuando la máquina ha llegado a las condiciones de equilibrio térmico, a carga nominal aplicada.

La clase más utilizada de aislamiento en generador es la Clase B.

Los límites de elevación de temperatura para embobinados Clase B de generador están determinados por normas, las cuales

determinan valores de temperatura un poco menores a la temperatura máxima que puede soportar el aislamiento, y así tener un margen de seguridad que nos protege de los errores de medición.

Las normas japonesas establecen como límites de temperatura los siguientes; para embobinado Clase B:

Hidrógeno frío:	46°C (por detector)
Embobinado de estator:	65°C de elevación (por detector en embobinado)
Embobinado de rotor:	84°C de elevación (por resistencia)
Anillos colectores:	80°C de elevación (por termómetro)

Considerando una temperatura ambiente de 40°C.

Las normas americanas (USAS Standard) establecen:

Hidrógeno frío:	45-50°C (por detector)
Embobinados de estator:	65°C de elevación (por detectores en refrigerante desde los embobinados del estator)

Embobinado del rotor: 65°C de elevación (por resistencia)

Anillos colectores: 80°C de elevación (por termómetro)

Considerando temperatura ambiente de 40°C.

Como se ve, la temperatura máxima que se puede soportar en un embobinado de estator es de 105°C, pero es práctica en centrales de altiplano mexicano, no permitir una elevación de temperatura mayor de 90°C y antes de llegar a esta situación proceder a limpiar enfriadores de hidrógeno.

O sea que la operación normal es entre 60 y 80°C en el embobinado. Una elevación mayor de temperatura siempre indicará que están sucios los enfriadores de hidrógeno. Estos se pueden limpiar en operación bajando la carga de la unidad al valor especificado por el fabricante de la máquina, valiendo la pena considerar únicamente que se dispone de temperaturas de agua de circulación de 40°C máximos y esto permite tener un hidrógeno frío a 42°C máximo, cuando tenemos los enfriadores de hidrógeno limpios.

V.2 SINCRONIZACION

Los sistemas eléctricos de potencia se interconectan extensamente para dar una economía y confiabilidad de operación. La interconexión de sistemas de potencia de c.a. requieren generadores síncronos operando en paralelo entre sí, y es muy común para una planta generadora eléctrica, en donde dos o más generadores están conectados a un mismo BUS, y por medio de transformadores y líneas de transmisión con otras plantas generadoras, diseminadas sobre un área que es prácticamente la nación. Bajo condiciones normales de operación, todos los generadores y motores síncronos en un sistema interconectado operan en sincronismo entre sí. Las frecuencias de todas las máquinas síncronas son exactamente iguales, excepto durante cambios momentáneos en carga o excitación. Si una o varias máquinas síncronas grandes se salen de sincronismo respecto al resto del sistema, resulta una perturbación severa y a menos que pasos preventivos se tomen inmediatamente, el sistema se vuelve no estable, condición que puede tener como resultado un paro completo del sistema.

El comportamiento de generadores síncronos operando en paralelo es por lo tanto de importancia fundamental en el estudio de la operación de sistemas de potencia.

Es una práctica común de sincronizar un generador o condensador síncrono grande con el sistema antes de conectarlo

al sistema. La sincronización requiere las siguientes condiciones de la nueva máquina:

1. Secuencia correcta de fases
2. Los voltajes deben estar en fase con aquellos del sistema
3. La frecuencia debe ser casi exactamente igual a la del sistema
4. El voltaje de la máquina debe de ser aproximadamente igual al voltaje del sistema

La secuencia de fases del generador, generalmente se revisa cuidadosamente durante el tiempo de su instalación. Las condiciones (1) y (2) se aseguran por medio de un medidor de ángulo de fase conocido como un sincronoscopio que compara el voltaje de una fase de la máquina de entrada con aquel de la fase correspondiente del sistema trifásico. La posición del indicador del sincronoscopio, muestra el ángulo de fase entre el generador y los voltajes del sistema.

Cuando las frecuencias son iguales el indicador se estaciona. Cuando las frecuencias difieren, el indicador gira en una dirección o en otra, dependiendo de que el generador esté girando de prisa o despacio, a una razón igual a la diferen

cia entre su frecuencia y la del sistema. Las posiciones de fase y la frecuencia se controlan ajustando la velocidad de la turbina, moviendo el mando del generador.

Si el cierre del interruptor se efectuara con frecuencias iguales y voltajes en fase, condición que se observaría cuando la aguja del sincronoscopio estuviese en posición de la marca a 0° y sin moverse la máquina se conectaría al sistema sin afectarlo.

Sin embargo, dicha condición casi nunca es posible por lo que el cierre del interruptor se realiza cuando la máquina va ligeramente arriba o abajo de la frecuencia del sistema y pasa por la posición de cero grados de ángulo entre tensiones del sistema y de la máquina.

Si se sincroniza con frecuencia superior a la del sistema, o sea, con la aguja girando en sentido rápido, la máquina tomará carga real, o sea, entrará como generador.

Si se sincroniza con frecuencia superior a la del sistema, o sea, con la aguja girando en el sentido de lento, la máquina tomará energía del sistema y entrará como motor.

En esta condición se requiere que de inmediato el operador tome carga y que en caso de no hacerlo puede operar el re-

levador de potencia inversa y disparar la unidad. Si la máquina entra con voltaje menor que el voltaje del sistema, tomará bruscamente reactivos (MVAR entrando) y tiende a bajar el voltaje de barras.

Si la máquina entra con voltaje superior al del sistema, entra generando reactivos (MVAR saliendo) y tiende a elevar la tensión de las barras a donde se conecta.

En una sincronización siempre existe el riesgo de no efectuarla con un ángulo 0° . Si el ángulo de cierre es mayor a 15° producirá una sobrecarga brusca a la máquina de tal modo que si se llega a valores entre 40° y 180° de diferencia, la máquina se conectaría en corto circuito con el sistema y se dañaría severamente.

Una sincronización a 180° provoca una falla de corto circuito semejante a conectar en paralelo dos baterías o generadores de C.D. con polaridades inversas.

Durante el arranque de toda nueva unidad generadora, sus señales de su sincronoscopio y secuencia debe ser verificada cuidadosamente.

Curva de Capabilidad:

La curva de capacidad es una gráfica donde se muestran

las limitaciones en cuanto a potencia real (MW) y potencia reactiva (MVAR) de un generador.

Observando las curvas de capacidad, se puede observar que si la carga reactiva es positiva la máquina está sobreexcitada y dependiendo de la presión de hidrógeno del generador encontramos dos límites.

En esta situación la máquina actúa como generador de reactivos y la carga que soporta de tipo inductivo le provoca un F.P. atrasado y la corriente se atrasa al voltaje. En este caso el límite superior de la curva se debe al calentamiento del rotor (MVAR saliendo). Esta condición generalmente se tiene a la hora del pico y en las horas de alta demanda.

Sin embargo, si la carga se lleva a la máquina es capacitiva, esta se sub-excita, los (MVAR) son negativos el F.P. es adelantado, la corriente se adelanta al voltaje y el generador actúa como consumidor de reactivos (MVAR entrando).

En esta caso el límite inferior correspondiente a la esta-

bilidad de la máquina, ya que si está se sub-excita más pue
de perder su sincronismo.

Esta condición de F.P. adelantando se vuelve crítica en las
madrugadas cuando los sistemas tienen mínima demanda y to-
das las líneas energizadas con baja carga aportan sus reac-
tivos capacitivos únicamente.

En términos generales se debe de recordar que se habla de
generación de reactivos cuando tenemos capacitancias en el
sistema, como en las líneas largas en particular y los ge-
neradores sobre excitados con F.P. atrasado. Ambos elemen-
tos tienden a elevar la tensión del sistema. Y se habla
de consumidores de reactivos cuando se tienen cargas induc-
tivas, líneas cortas, transformadores y generadores con
F.P. adelantado.

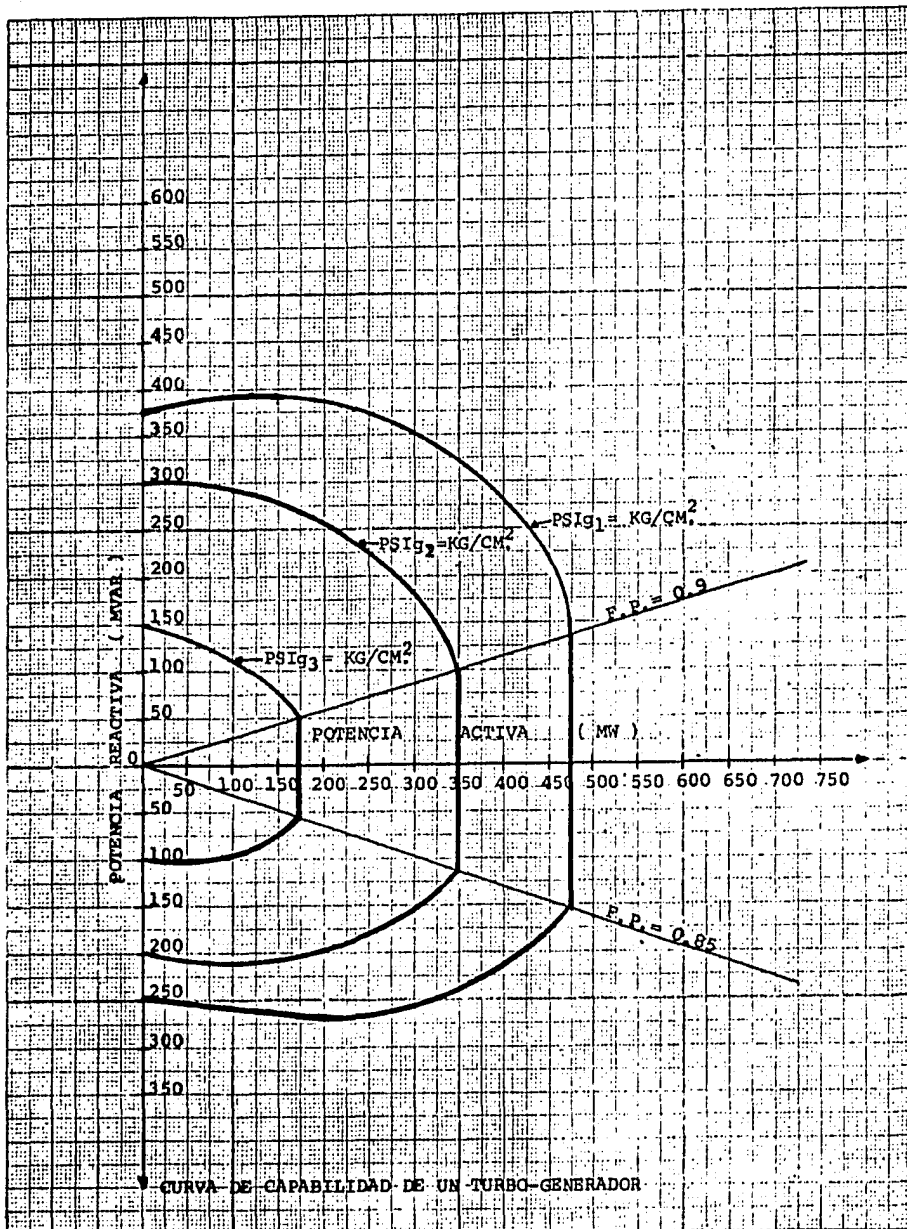
Todos estos tienden a disminuir la tensión del sistema.

Si un generador está conectado a una línea larga deberá
subexcitarse para consumir los reactivos que la línea gene-
ra, se dice que los reactivos entran en el generador.

Si un generador está conectado a una red de consumidores in

dustriales con gran número de motores de inducción que siempre atrasan la corriente y provocan carga reactiva, el generador deberá sobre excitarse y se dice que los reactivos salen del generador.

En un sistema siempre se tiene un equilibrio entre las cargas capacitivas, las cargas inductivas y los generadores síncronos. Estos últimos son los que proporcionan la diferencia de potencia reactiva que requiere el sistema en un momento dado.

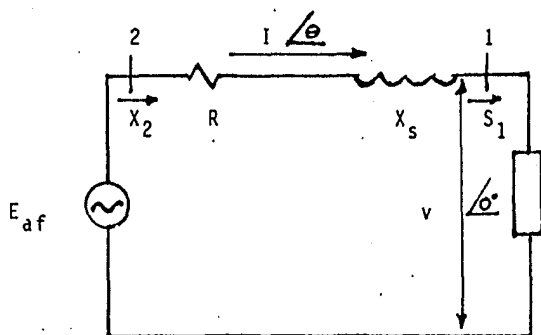


CURVA DE CAPABILIDAD DE UN TURBO-GENERADOR

V.3 TRAZADO DEL DIAGRAMA CIRCULAR

Consideramos un alternador representado por una fuerza electromotriz E_a y una impedancia interna $Z_d = R + X_s$,

donde: X_s = impedancia síncrona



$$E_{af} = v + IZ_d$$

$$= v + I (R + j X_s)$$

$$X_s = E_{ar} + X_a$$

FIG. V.2 ESQUEMA DE IMPEDANCIA INTERNA

Potencia aparente en los bornes de la máquina:

Régimen externo = S_1

Potencia aparente total interna:

Régimen interno = S_2

Reactancia síncrona = reactancia transitoria + reactancia de reacción de armadura

$$X_s = X^1 + X_A$$

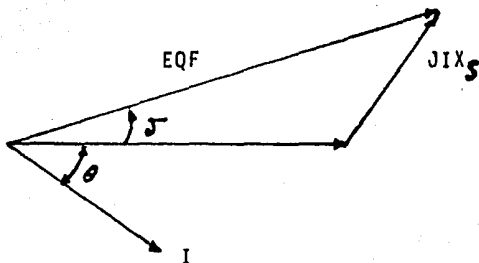


FIG. V.3

Diagrama vectorial despreciando R.

Considerando que la potencia reactiva adelantada es negativa y la potencia reactiva es positiva, la potencia puede escribirse como el producto del voltaje y la conjugada de la corriente.

$$S_1 = P_1 + Q_1 = V I^*$$

$$S_2 = P_2 + Q_2 = E_a I^* \quad \text{donde:}$$

$$I = I_R + J I_{img} \quad I^* = I_R - J I_{img}$$

$$I^* = I \cos \theta - J I \sin \theta$$

De la figura (V.1) tenemos:

$$I = \frac{E_a - V}{Z_d}$$

$$I^* = \frac{E_a^* - V^*}{Z_d^*}$$

sust. en S_1 y S_2

$$S_1 = VI^* = V \frac{E_a^* - V^*}{Z_d^*}$$

$$S_1 = \frac{VE_a^* - VV^*}{Z_d^*} \dots\dots\dots (1)$$

$$S_1 = -J \frac{V^2}{X_s} + J \frac{VE_a}{X_s} e^{-j\delta}$$

$$S_2 = J \frac{E_a^2}{X} - J \frac{E_a V}{X} e^{-j\delta}$$

$$Je^{-j} = e^j (90^\circ - \delta)$$

$$-Je^{-j} = e^j (\delta - 90^\circ)$$

Para los términos de S_1 tenemos:

$-J \frac{V^2}{X_s}$ ----- Describe un vector fijo al centro del diagrama circular

$+J \frac{VE_a}{X_s} e^{j(90^\circ - \delta)}$ ----- Describe un vector móvil que representa el radio de un círculo

Sumando este vector al anterior nos da como resultado la potencia real y reactiva que recibe el sistema P_1 y Q_1 .

Para los términos de S_2 :

$J \frac{E_a^2}{X_s}$ ----- Describe un vector fijo al cen
tro del diagrama circular

$\frac{E_a V}{X_s} e^{J(\delta - 90^\circ)}$ ----- Describe un vector móvil que re
presenta el radio de un círculo

Sumando este vector al anterior, nos dá como resultante la potencia real y reactiva que se entrega al sistema P_2 y Q_2 .

$$S_2 = E \frac{E_a^* - V^*}{Z_d^*}$$

$$S_2 = \frac{E_a E_a^* - E_a V^*}{Z_d^*} \dots\dots\dots (2)$$

Por otro lado tenemos que la representación de E_a es:

$$E_a = E_a e^{J\delta}$$

$$E_a = E_a \cos \delta + E_a \text{sen } \delta$$

$$E_a^* = E_a e^{-J\delta}$$

por lo tanto:

$$E_a^* = E_a e^{-J\delta} \quad E = e^{-J\delta} \quad \text{donde } e^{J\delta} e^{-J\delta} = 1$$

$$E_a^+ \cdot E_a^+ = E_a^2$$

$$VV^* = V^2$$

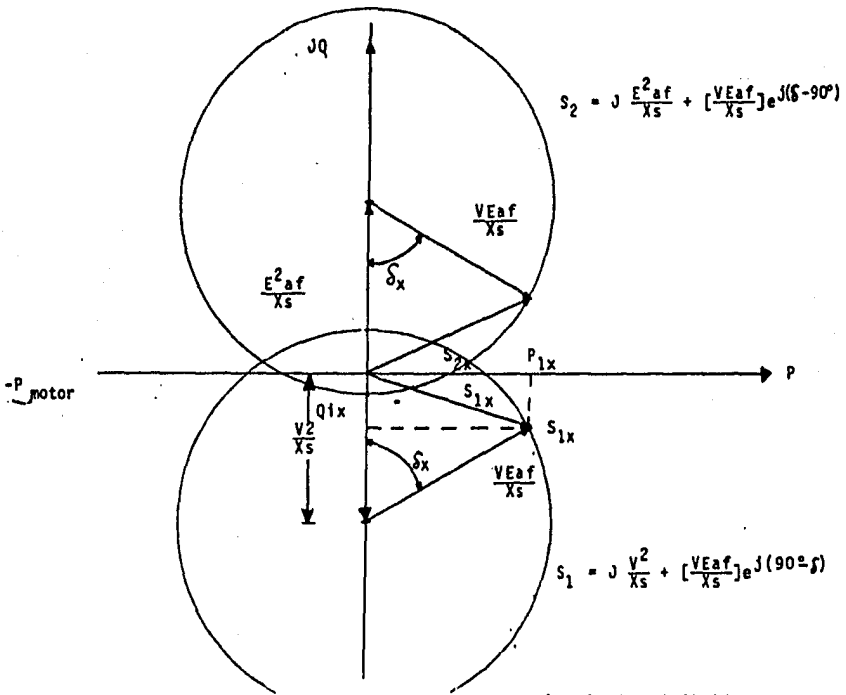
Sustituyendo en (1) y (2)

$$S_1 = \frac{VE_a e^{-j\delta} - V^2}{Z^*}$$

$$S_2 = \frac{E_a^2 - E_a V e^{j\delta}}{Z^*}$$

Descomponiendo estas ecuaciones en dos factores y despreciando:

$$R \text{ de } Z^* = R - j X_s$$



Para una máquina con Z_d , E_a y V constantes hay un límite definido de potencia que puede entregar el sistema si el ángulo rebasa los 90°

FIG. V.1 TRAZADO DEL DIAGRAMA CIRCULAR

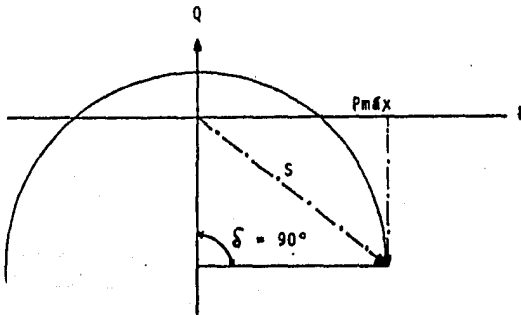


DIAGRAMA CIRCULAR DEL GENERADOR

Hay tres formas de expresar las características de un generador:

- Valores por ciento (%)
- Valores por unidad (P.U.)
- Valores reales

En la siguiente tabla se anotan pocos valores como ejemplo de un generador de 588 MVA.

<u>CANTIDAD</u>	<u>SIM-BOLO</u>	<u>VALOR POR CIENTO</u>	<u>VALOR POR UNIDAD</u>	<u>VALOR REAL</u>
Voltaje terminal	E_a	100%	1.00	$22000 \times \frac{1}{\sqrt{3}}$ volts/fase
Corrientes de armadura	I_a	100%	1.00	15440 amp
Reactancia de pérdida	X_a	20%	0.2	0.165 ohm/fase
Reactancia síncrona	X_s	245%	2.45	2.01 ohm/fase
Reactancia síncrona sat.	X_{ss}	208%	2.08	1.71 ohm/fase

La unidad de voltaje y corriente son valores nominales del generador. Las reactancias reales se derivan como sigue:

Reactancia de pérdidas: $I_a X_a = 20\% = 15440 X_a$

$$I_a X_a = \frac{20}{100} \times \frac{22000}{\sqrt{3}}$$

Donde: $X_a = \frac{20 \times 220}{15440 \sqrt{3}} = 0.165 \text{ ohm/fase}$

Reactancia síncrona:

$$IX_s = 2.45 = 15440 X_s$$

$$IX_s = \frac{2.45 \times 22000}{\sqrt{3}}$$

Donde: $JX_s = \frac{2.45 \times 22000}{15440 \times \sqrt{3}} = 2.01 \text{ ohm/fase}$

y similarmente para la reactancia síncrona saturada.

De lo anterior se puede ver que el porcentaje de reactancia de un generador, es la caída de voltaje real o aparente, cuando fluye la corriente plena. Así la reactancia de pérdidas o de fuga es real pero la reactancia síncrona es aparente. El efecto de ambos es lo mismo.

La ecuación del ángulo de potencia simplificada se puede escribir:

$$a) P = \frac{E_a E}{X_s} \text{ sen } \delta \quad \left(\frac{\text{capacidad del generador de MVA}}{100} \right)$$

cuando las cantidades se expresan en valores en por ciento

$$b) P = \frac{E_a E}{X_s} \text{ sen } \delta \text{ watts por fase}$$

donde: E = voltaje/fase interno del estator y es directamente proporcional a la excitación total del generador

X_s = reactancia síncrona en ohms/fase

c) $P = \frac{E_a E}{X_s} \text{ sen } \delta$ (capacidad del generador en MVA)

Cuando las cantidades se expresan en valores por unidad

De cualquiera de las tres ecuaciones anteriores el diagrama de carga general de un generador puede construirse como sigue:

- Trace el vector de voltaje terminal E_a perpendicular a una línea base horizontal como se muestra en la figura V. 5; desde A con el origen del vector E_2 de la corriente de carga AB atrasado de E_2 un ángulo de fase \emptyset . Entonces AB es también una medida de corriente de campo equivalente de la reacción de armadura.

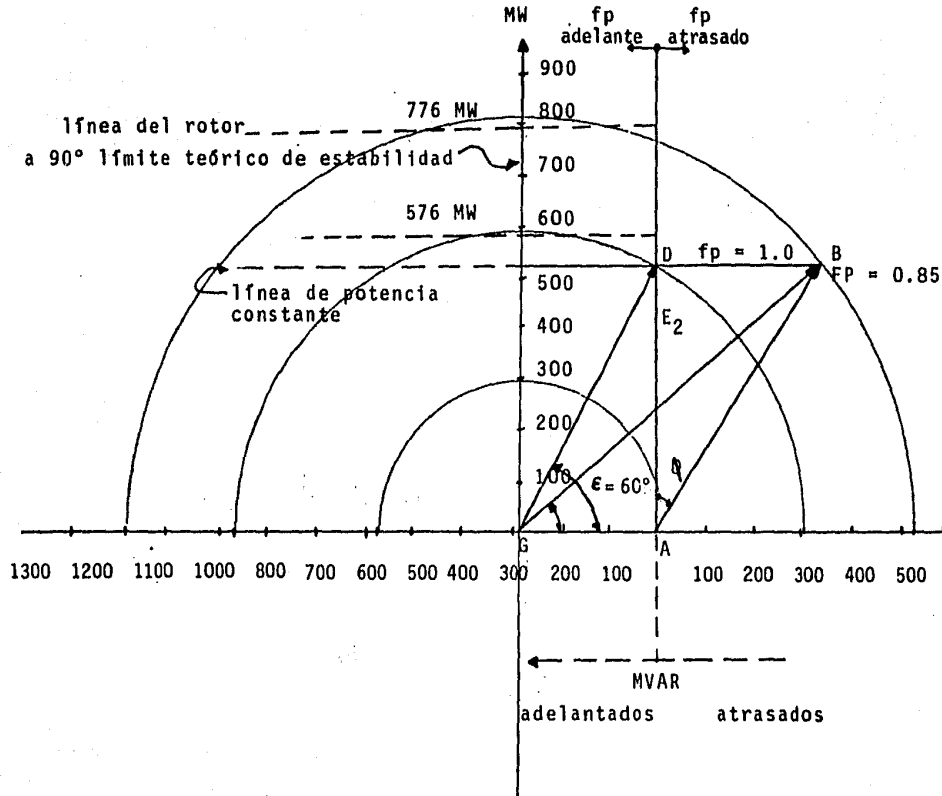


FIG. V.3 DIAGRAMA CIRCULAR DE UN GENERADOR DE 500MW

En la línea horizontal base, dibuje AG, de tal manera que $(AG/AB) = (1/X_s)$, es decir, la relación de corto circuito del generador. Entonces, AG es el amperaje del campo sin carga, a la misma escala como la reacción de armadura AB equivalente, y GB es la corriente de campo total.

Como GE representa la corriente de excitación nominal del generador, entonces, si la excitación permanece constante y ha de admitir más vapor a la turbina, el factor de potencia de carga evanzará desde la zona atrasada a la posición adelantada. El vector describirá un arco circular y cuando el ángulo del rotor sea 90° , la capacidad de potencia máxima del generador se habrá alcanzado. Un incremento mayor de potencia por medio de más vapor incrementará el ángulo del rotor más allá de 90° y la potencia del generador se reducirá. El incremento de potencia motriz se observaría por el rotor en su propia aceleración, y de aquí que la operación sería inestable, y el rotor empezaría con desplazamiento polar. Más aún, si la potencia del vapor no se reduce, el generador perdería sincronización del sistema interconectado y giraría asincrónicamente.

Cualquier corriente de campo entre un valor sin carga y carga nominal plena, producirá la característica semicircular cuando la potencia motriz al generador se cambie como se dijo. Así, si GB es la corriente de campo del generador

a 500 MW a plena carga con $\cos \delta = 0.85$, la capacidad de potencia máxima sería 776 MW como se muestra.

Ahora examinando a plena carga con factor de potencia unitario (f.p. = 1), vemos que, el vector de corriente de armadura es ahora AD en fase con el voltaje terminal E_2 . Entonces, de un razonamiento como el anterior, GD, es la corriente de campo requerida, y el ángulo de carga del rotor se incrementa de 40° a 60° .

Si GD se mantiene constante y la potencia motriz al generador se incrementa continuamente, un nuevo arco circular se describirá y la capacidad de potencia máxima del generador será 576 MW como se muestra.

Pueden trazarse una infinidad de círculos con diferentes corrientes de campo. Como el f.p. es unitario no hay potencia reactiva y los MVAR reactivos atrasados se representan a la derecha del vector AD, es decir en la región atrasada con respecto a E_2 , y los adelantados a la izquierda.

V.4 CRITERIOS DE ESTABILIDAD

La potencia eléctrica de salida de un generador (similar a la de una línea o transformador), tiene la siguiente característica.

Consideremos el circuito elemental de un generador formado por FEMF. E , la tensión terminal V y la caída de su impedancia $I(R + jX_s)$.

La potencia de salida es:

$$P_{sal} = VI(\text{f.p.})$$

$$P_{sal} = VI \cos \theta_2$$

$$Z_{sinc} = R + jX_s$$

$$I = \frac{E - V}{Z_{sinc}}$$

$$I = \frac{E \angle \delta - V \angle 0^\circ}{Z_s \angle \phi_1}$$

$$I = \frac{E}{Z_s} \angle \delta - \phi_1 - \frac{V}{Z_s} \angle -\phi_1$$

$$I \cos \theta_2 = \frac{E}{Z_s} \cos(\delta - \phi_1) - \frac{V}{Z_s} \cos(-\phi_1)$$

$$\cos(-\phi_1) = \cos \phi_1 = \frac{R}{Z_s}$$

$$\phi_1 = 90 - \alpha$$

$$\cos(\delta - \phi_1) = \cos(\delta - 90 + \alpha)$$

$$\cos - (90 - \delta - \alpha) = \cos(90 - \delta - \alpha)$$

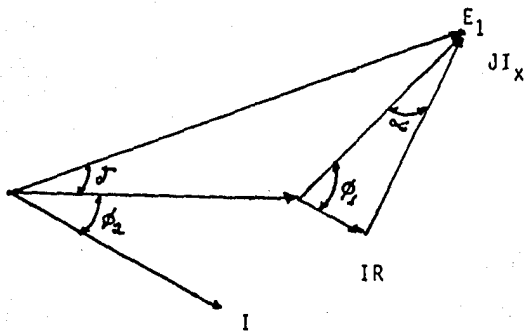


FIG. V.4 DIAGRAMA FASORIAL DEL GENERADOR

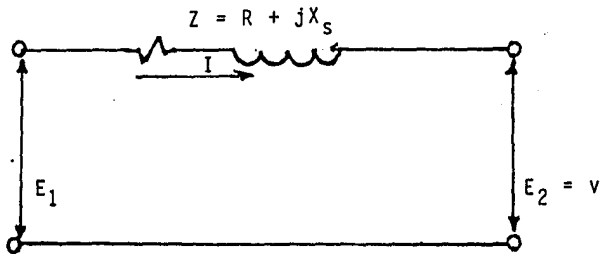


FIG. V.5 CIRCUITO ELEMENTAL DEL GENERADOR

$$\cos [90^\circ - (\delta + \alpha)] = \sin (\delta + \alpha)$$

$$I \cos \phi_2 = \frac{E}{Z_s} \sin (\delta + \alpha) - \frac{V}{Z_s} R$$

$$P_{sal} = \frac{EV}{Z_s} \sin (\delta + \alpha) - \frac{VR}{Z_s^2}$$

como α es muy pequeño y $Z \gg R$ se desprecian α y R quedando:

$$P_{sal} = \frac{EV}{Z_s} \sin \delta$$

La potencia trifásica de salida será:

$$P_{sal} = 3 \frac{E_{an} V_{an}}{Z \operatorname{sinc}} \sin \delta ; \quad P_{sal} = T \times W_s$$

$$T_{sal} = 3 \frac{E_{an} V_{an}}{Z \operatorname{sinc} W_s} \sin \delta ; \quad Z_s = X_s$$

La cual es la ecuación de la potencia de salida en función del ángulo de carga de un generador síncrono, que también es proporcional al par electromotriz ya que gira a velocidad constante.

En los problemas dinámicos reales, las oscilaciones son tal magnitud que la siguiente linealización no es permisible.

Las ecuaciones del movimiento deben ser mantenidas en su forma no lineal y frecuentemente los computadores analógicos o digitales ayudan al análisis, usando métodos numéricos para resolver los conjuntos de ecuaciones diferenciales.

El objeto del estudio es encontrar si se mantiene o no el sincronismo en una máquina, es decir, si el ángulo regresa o no a un valor de operación estable después de que la máquina ha sido sujeta a una perturbación considerable.

Para una máquina síncrona simple, puede usarse la interpretación gráfica de la energía almacenada en el rotor, como ayuda para determinar el máximo ángulo de oscilación y ver si se mantiene el sincronismo, suponiendo también un amortiguamiento despreciable. Esta simplificación del problema nos dará una visión profunda del mismo, aunque como ya dijimos, en la realidad no se permite.

Suponemos que la curva par-ángulo δ , corresponde a un motor síncrono por analizar. El motor inicialmente está descargado en su punto de operación en el origen de la curva.

Súbitamente se le aplica un par T de carga. El rotor bajo la presión de este par se frena un poco, retrasándose un cierto ángulo δ del eje del flujo magnético que lo arrastra a la velocidad síncrona.

Simultáneamente a la apertura entre rotor y flujo magnético, aparece un par electromagnético, $T_{\text{máx}}$. Sen δ que actúa en dirección de la velocidad síncrona y oponiéndose al par T de carga que frena al rotor; quedando este bajo la acción de:

$$T \text{ resultante} = T \text{ carga} - T \text{ máx. sen } \delta$$

Cuando δ crece llega al punto B sobre la curva, teniendo entonces:

$$T \text{ carga} = T \text{ máx. sen } \delta_B$$

$$T \text{ resultante} = 0$$

Pero el rotor en el lapso anterior fue frenado y perdió velocidad. Así que seguirá atrasándose más y haciendo crecer el par electromagnético $T \text{ máx. sen } \delta$.

$$T \text{ máx. sen } \delta > T \text{ carga}$$

$$T \text{ resultante} = T \text{ carga} - T \text{ máx. sen } \delta$$

Quedando el par resultante negativo con respecto al inicial antes de llegar a "B"; por lo que este nuevo par acelerará al rotor para recuperar la velocidad síncrona. Esto se logra en el punto "C" alcanzando δ máx.

Sin embargo, el rotor en "C" tiene un par $T \text{ máx. sen } \delta$ máx. $> T \text{ carga}$ en el cual lo acelera haciendo que su velocidad aumente a más de la síncrona y se adelante de nuevo.

En ausencia de amortiguamiento el rotor oscilaría entre $\delta = 0$ y $\delta = \delta$ máx. con amplitud constante y frecuencia natural.

Claro que, como en la realidad siempre hay amortiguamiento, las oscilaciones serán de amplitud decreciente alrededor del punto "B".

Ahora lo más importante es la integral

$$\int T ds = \text{energía}$$

o sea "OBA" corresponde al déficit de energía de la carga al inicio del proceso.

Este déficit se cubrió con la energía cinética del rotor, que llegó al punto "B" con menos velocidad que la síncrona. El área B-C-D, representa la energía que recibe el rotor para recuperar su energía cinética y alcanzar de nuevo su velocidad síncrona, en la primera excursión y una vez recuperada, ésta representa B - C - D la energía aceleradora del rotor para iniciar las oscilaciones, por tanto el punto "C" será aquel que haga que el área B-C-D sea igual al área O-B-A.

Este método de áreas iguales nos dá una manera burda de saber si el rotor se mantendrá en sincronismo si se le aplica una carga súbita dada. Proporciona un medio rápido de encontrar la máxima oscilación angular. El límite de estabilidad para esta máquina será aquel T carga que haga que el área O-A-B sea igual al área B-C-E-B.

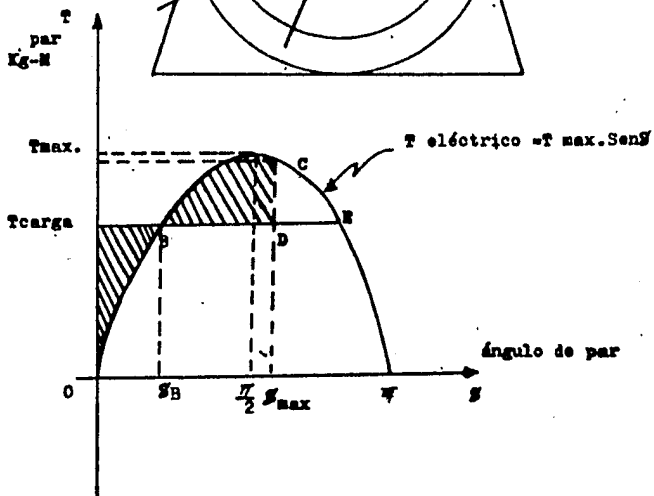
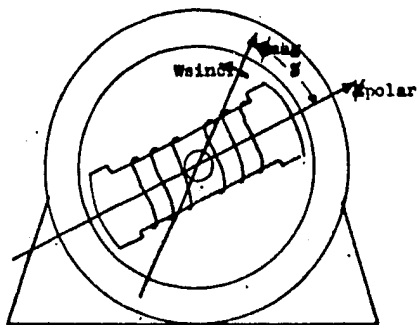
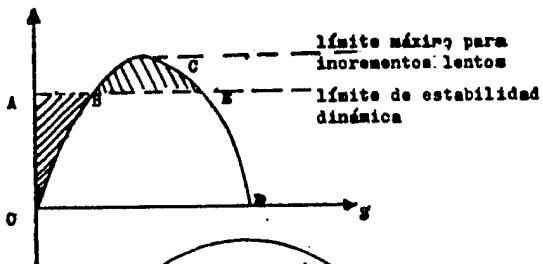
Ya que de otro modo si el área O-B-A es mayor al área B-C-E el rotor no recuperará jamás su velocidad síncrona. Este criterio sirve para interpretar las oscilaciones que sufre un generador al serle aplicada una carga súbita.

La carga incrementada aumentará la reacción de armadura y un nuevo ángulo δ deberá establecerse, pero antes de alcanzarse esta situación se tendrá un periodo de oscilaciones como el anteriormente descrito.

En 1960 hubo en la ciudad de Nueva York, una suspensión de energía eléctrica que se hizo famosa, porque tardo el apagón alrededor de 24 horas. La ciudad quedó paralizada y las pérdidas económicas fueron muy grandes.

Esto se debió a una pérdida de estabilidad del sistema que a grandes rasgos consistió en que una gran central se disparó súbitamente o un enlace del sistema se abrió y dejó toda la carga que soportaba a las otras centrales, esto provocó un abatimiento de frecuencia y el disparo de otras unidades quedando las restantes con cargas tan grandes, que perdieron su sincronismo y se iniciaron oscilaciones de potencia entre unas y otras de las unidades conectadas que provocó la salida de todas. Esta situación crea condiciones de desconcierto y no logran entrar las unidades grandes hasta que unidades menores de poca capacidad y que pueden autoarrancarse, se van sincronizando de nuevo.

El resultado fue un gran retraso en restablecer el sistema. Este riesgo es el peor peligro que se tiene en la operación de sistemas de potencia.



CAPITULO VI

FALLAS ELECTRICAS EN EL GENERADOR

FALLAS ELECTRICAS

VI.1 En operación

Pueden ser debidas a periodos de calentamiento indebido en los embobinados por falla de supervisión.

Pérdida de excitación por apertura del interruptor del campo que provoca que el generador salga de sincronismo y que trabaje como máquina síncrona o de inducción lo que provoca calentamiento de rotor muy fuerte y puede dañarlo muy seriamente. Esto es debido a que el rotor de los turbogeneradores es una pieza maciza de acero y no está laminado. Luego no puede tolerar que lo corten las líneas de flujo magnético permanente.

Apertura de fase - provoca que se presente un balanceo muy intenso y una componente de secuencia negativa elevada que afectará al rotor calentándolo, pues inducirá un flujo magnético rotando al doble de la frecuencia con respecto al rotor e induciendo corrientes parásitas muy elevadas, las que calientan en exceso al rotor.

Motorización - se presenta cuando la turbina se dispara y el generador queda conectado al sistema. Puede provocar desplazamientos de la flecha indebidos en el turbogenerador.

Rechazos de carga - se presentan al abrirse o dispararse el interruptor de máquina cuando está a plena carga. El riesgo es de que se desboque la unidad si no se cierran las válvulas de vapor y que los auxiliares se les aplique esta frecuencia.

VI.2 Failas eléctricas y protecciones de los generadores

Una falla en un generador invariablemente es de carácter permanente, su reparación requiere tiempo y es costosa, pues es to es necesario para saber cuales son las fallas y sus formas de protección.

VI.3 Fallas de corto circuito entre fases dentro del embobinado del generador

a) Protección diferencial del generador

La protección diferencial del generador protege principalmente contra corto circuito entre fases dentro del embobinado del generador. Cuando se trata del generador cuyo neutro está aterrizado a través de un reactor de reactancia baja, la protección diferencial detecta también corto circuitos interiores de fase a tierra.

b) Base de operación

La protección diferencial compara la corriente que sale

de un embobinado con la corriente que entra por el otro extremo del mismo embobinado. Si las dos corrientes son iguales el embobinado está bien, si las corrientes difieren el embobinado tiene una falla.

c) Conexión básica del esquema

La conexión trifásica de una protección diferencial del generador es la siguiente:

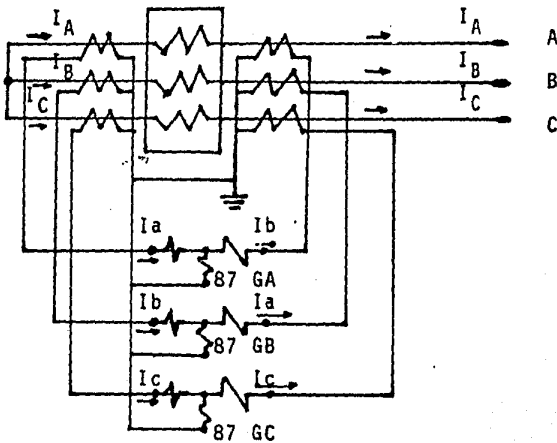


FIG. VI.1 PROTECCION DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87 G)

La operación del esquema es aplciada más fácilmente usando la representación monofásica. Para condiciones normales de operación o para una falla exterior las corrientes en la protección diferencial se reparten así:

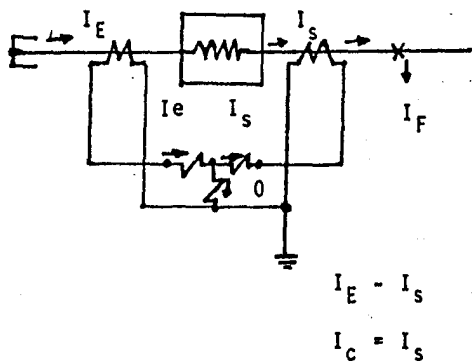
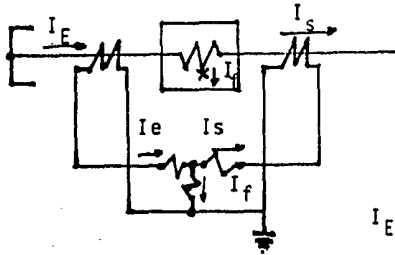


FIG. VI.2 ESQUEMA DE FALLA EXTERIOR

Para una falla interior las corrientes que recibe la protección diferencial son las siguientes:

FIG. VI.3 ESQUEMA DE FALLA INTERIOR



$$I_E = I_S + I_f$$

$$\therefore I_f = I_E - I_S$$

La bobina de Operación del relevador recibe corrientes únicamente cuando hay una falla dentro del generador. El relevador puede detectar únicamente fallas que quedan entre los dos juegos de transformadores de corriente.

d) Características del relevador diferencial

En los diagramas mostrados se aprecia que la diferencia entre una falla interior y una falla exterior consiste en la circulación de corriente a través de la bobina de operación del relevador. Teóricamente es posible usar relevadores que tienen únicamente esa bobina, relevadores de sobre corriente conectados diferencialmente.

El inconveniente práctico de emplear relevadores de sobrecorriente para esta aplicación consiste en que tende-

dería a operar con cualquier corriente de desbalance que podría ser causada por diferencias de precisión o de saturación de los dos juegos de transformadores de corriente y no solamente por fallas interiores. En consecuencia habría que usar ajustes de arranque relativamente altos para evitar disparos indebidos durante fallas externas, perdiéndose la sensibilidad inherente al esquema básico.

Este inconveniente se elimina usando relevadores diferenciales tipo "pendiente".

Estos relevadores tienen dos bobinas de retención y una bobina de operación. Al circular corriente a través de las bobinas de retención se produce un par que tiende a abrir los contactos, en oposición al par producido por la corriente que atraviesa la bobina de operación que tiende a cerrar contactos.

Los límites de operación del relevador diferencial se pueden representar gráficamente.

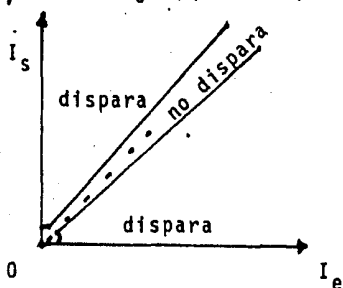


FIG. VI.4 LÍMITES DE OPERACION

Por "pendiente" de la característica se entiende la relación entre la corriente diferencial y la menor de las corrientes en las bobinas de retención.

$$S = \frac{I_e - I_s}{I_s} \quad S; \quad I_s < I_e$$

En protección diferencial de generadores es habitual usar una pendiente del orden del 10% en vista de que los transformadores de corriente en sus dos extremos son idénticos.

Existe una variante de relevador diferencial que es de "pendiente variable", su característica es más abierta en la parte alta de la gráfica.

La ventaja de esta característica es:

- Mayor inmunidad contra errores de transformadores de corriente a corrientes altas, pero conservando sensibilidad a corrientes bajas.

En la gráfica se observa que hacia el origen la característica se desvía de la línea recta que representa la pendiente constante. Esto se debe al resorte del relevador, que produce un par en el sentido de abrir contactos y cuyo efecto es más notorio en la parte gráfica, en donde los pares de las bobinas son más débiles.

Los relevadores diferenciales de generador, normalmente tienen una corriente de arranque del orden de 0.2 amp operando con una bobina de retención y la bobina de operación en serie (intersección de la gráfica con los ejes).

Como los relevadores diferenciales tienen limitada su zona de operación únicamente por la posición de los transformadores de corriente no requieren tiempo de coordinación con otros relevadores. En consecuencia, los relevadores diferenciales son siempre de alta velocidad. Los relevadores diferenciales de generador no tienen ajuste.

e) Conexiones de control

Los contactos de los relevadores diferenciales de las tres fases se conectan en paralelo para disparar un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual.

Este relevador auxiliar a su vez tienen los contactos que se amplían para las funciones siguientes:

TIPO	FUNCION	
a	Disparo interruptor generador	
b	Bloqueo cierre interruptor	
a	Disparo interruptor campo	
b	Bloqueo cierre interruptor	
a	Disparo válvula de paro	Planta termoeléct.

b	Disparo válvula de paro	Planta hidroeléc.
a	Disparo inerruptor de auxiliares	
b	Bloqueo cierre interruptor de auxiliares	
a	Alarma "disparo protección generador"	
a	Disparo válvula corte combustible caldera	Plantas termoeléc.
a	Disparo equipo contra incendio genera (CO ₂)	Plantas hidroeléc.
a	Iniciación transferencia auxiliares	

Este relevador es de reposición manual para impedir una reenergización inmediata. Se supone, se repondrá apenas después de haber cuando menos inspeccionado la unidad, por el tipo de protección que lo acciona, se considera que no debe de tener operaciones equivocadas y que únicamente dispara cuando ha habido un corto circuito en el generador.

f) Problemas de aplicación

La protección diferencial de generador es de las protecciones que menos problemas presentan. En su aplicación debe observarse las siguientes precauciones:

1. Empleo de transformadores de corriente en los dos extremos del generador (no usar transformador de corriente auxiliares)

2. Empleo exclusivo de los transformadores de corriente para la protección diferencial.
3. Localizar los transformadores de corriente de manera de proteger únicamente al generador (evitar incluir derivaciones a servicios propios).
4. Previsión cuidadosa de polaridad y faseo de transformadores.

VI.4 FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR

Las fallas a tierra en una bobina, pueden ser a su vez en ranuras o en cabezales contra los detectores de temperatura o contra la laminación directa.

La falla puede afectar varias laminaciones superficialmente o profundamente.

El punto más débil del devanado es la salida de la ranura porque en corto circuito ahí tienden los cabezales a enderezarse.

Las fallas del estator son sumamente graves y su reparación puede llevar de 2 a 6 meses.

a) Protección contra fallas en el estator del generador

Fallas contra la cual protege - La protección contra fallas

a tierra en el estator del generador trabaja sobre la base de detección de voltaje en el neutro de un sistema que opera con neutro aislado o aterrizado a través de una impedancia alta. En consecuencia esta protección detecta fallas monofásicas a tierra tanto en la mayor parte del embobinado del generador como en todas las conexiones a voltaje de generación: los ductos, embobinado de transformador de unidad y embobinado de transformador de auxiliares, etc.

Esta protección se aplica básicamente a generadores conectados en esquema unitario, o sea conectados directamente a un transformador elevador en los que el sistema a voltaje de generación se compone exclusivamente de equipo instalado dentro de la misma planta y no dotado de interruptores para su separación.

En el caso de generadores que alimentan directamente sistemas de distribución se emplea la puesta a tierra del neutro a través de un reactor de reactancia baja y la protección contra fallas a tierra del estator es proporcionada por los relevadores diferenciales respaldados por un relevador de sobrecorriente en el neutro, que a la vez respalda la protección de tierra de las líneas de distribución.

b) Bases de operación

Como ya se indicó la protección contra fallas a tierra en el

estator del generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador. El voltaje en ese punto en condiciones normales es cero, excepto la componente de tercera armónica, que puede ser apreciable pero fácilmente eliminable por medio de un filtro contenido dentro del propio relevador.

El voltaje en el neutro del generador será tanto más alto cuanto más alejada del neutro se encuentre la falla.

Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje; pero eso es el punto menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. El relevador habitualmente empleado tiene sensibilidad suficiente para cubrir el 90% a 95% del embobinado del generador.

c) Conexión básica del esquema

La conexión más común es la siguiente:

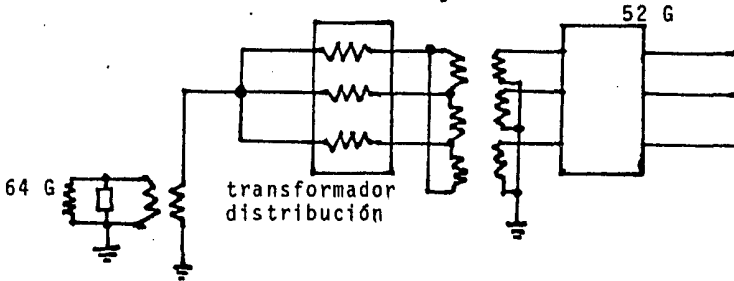


FIG. VI.5 PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR (64 G)

Se emplea un transformador de distribución en lugar de uno de potencial debido a que se requiere una resistencia para amortiguar el circuito. En instalaciones donde no habia esa resistencia se observaron fenómenos de ferrosistencia entre la inductancia de excitación del transformador de potencial y la capacitancia a tierra del embobinado del generador, resultando en sobrevoltajes transitorios.

La resistencia se selecciona de manera que la corriente resistirá a través del neutro sea de la misma magnitud que la corriente capacitiva en caso de falla.

Da generalmente corrientes del orden de 3 a 10 amp. en primario, para voltaje de generación de 13.8 a 21 Kv.

El transformador de distribución debe tener los datos siguientes:

Voltaje primario:	Igual al voltaje entre fases del generador
Voltaje secundario:	240 volts
Capacidad:	Que resista la corriente de falla durante 10 minutos sin exceder su calentamiento momentáneo máximo,

si esta protección se usa para dis
parar. En caso de que esta protec-
ción se use únicamente para dar
alarma, la capacidad continua del
transformador debe de ser igual o
superior a la corriente máxima de
falla

Enfriamiento: Natural, de preferencia con líquido
no inflamable o de diseño tipo
seco.

Existen dos alternativas para esta protección:

1. Resistencia primaria con el relevador de voltaje conec-
tado a una derivación en la parte baja. Estas resisten-
cias no tuvieron ventaja económica sobre el transforma-
dor de distribución y resistencia secundaria, como se
había esperado inicialmente.
2. Tres transformadores de potencial en conexión estrella-
delta, rota a la salida del generador. Debe usarse trans-
formadores de potencial sobredimensionados para evitar
problemas de ferromonancia, y se pueden presentar dis-
paros equivocados por fusión de fusible primario.

d) Características del relevador

El relevador de sobrevoltaje que se emplea para la protección contra fallas a tierra en el estator debe tener dos características especiales:

1. Filtro de 3a armónica o generalmente consiste en un capacitor en serie con la bobina del relevador que reduce su sensibilidad a la tercera armónica.
2. Rango bajo normalmente de 5 a 20 volts para energizarse.

Es habitual usar relevador con mecanismo de disco de inducción para esta aplicación, en vista de que no se requiere alta velocidad para librar este tipo de falla que es de baja corriente.

El voltaje de arranque se ajusta por medios del "tap" de la bobina de operación, el tiempo con la "palanca de tiempo" o sea variando el ángulo de recorrido del disco hasta cerrar el contacto.

e) Ajuste

1. Tap - El tap de la bobina se ajusta al valor requerido para la sensibilidad deseada. Generalmente se usa un ajuste bajo, tratando de cubrir la mayor parte posible del embobinado del generador.

Para cubrir el 95% del embobinado, el tap debe de ejecutarse a 5% del voltaje que se obtiene para una falla en la salida del embobinado, o sea que:

$$V_{\max} = \frac{240 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 138.7 \text{ volts en secundario}$$

$$V_{\text{tap}} = (0.05)(V_{\max})$$

$$V_{\text{tap}} = (0.05)(138.7) = 6.93 \text{ volts}$$

Se usará el tap más próximo: 5 o 7 volts

2. Palanca de tiempo admite un ajuste relativamente alto en vista de que la falla a tierra no causa destrucción de laminación por ser de corriente baja.

Por otra parte se desea un tiempo largo para evitar operaciones equivocadas para fallas exteriores, en las cuales puede reflejarse un voltaje a través del transformador de unidad por efecto capacitivo, que pudiera energizar a esta protección.

Como este voltaje no puede ser calculado con los datos disponibles normalmente y no se desea sacrificar sensibilidad de esta protección, se da un ajuste de tiempo largo para tener certeza que la falla exterior ya se halla librado.

Un ajuste normal de esta protección es fijar un tiempo del orden de 2 segundos para la falla que da el voltaje máximo (138.6 volts), resultando con un tiempo mayor para todas las demás fallas.

f) Conexiones de control

La protección contra fallas a tierra en el estator puede ser usada para disparar o bien incremento para dar alarma, en cuyo caso corresponde al operador parar la unidad en su operación mensual.

En generadores termoeléctricos es habitual disparar al relevador con esta protección. La razón para ello es que actúa también sobre el equipo contra incendio (CO₂). La protección contra fallas a tierra no la requiere por ser falla de baja corriente y abarca hasta el embobinado de baja tensión del transformador de unidad.

g) Problemas de aplicación

Los problemas básicos de aplicación son los siguientes:

1. Voltaje de tercera armónica
2. Limitación de alcance
3. Fallas reflejadas a través de un transformador

VI.6 FALLAS EN EL ROTOR

Las fallas a tierra en el rotor no son graves en tanto sean sólo un contacto a tierra. Como en un sistema aislado, un contacto a tierra no provoca ningún problema y normalmente se detecta con un relevador y este solo manda una alarma.

VI.6 FALLAS POR PERDIDAS DE CAMPO

Estas pérdidas son por excitaciones bajas, las causas principales de baja excitación son:

1. Regulador de voltaje desconectado y ajuste manual de excitación demasiado baja .
2. Falla de escobillas
3. Apertura del interruptor de campo principal o del campo del excitador
4. Corto circuito en el campo
5. Falta de alimentación

a) Protección contra pérdidas de campo

La protección contra pérdidas de campo tiene por función detectar excitación anormalmente baja y dar alarma a disparo antes de que la operación del generador se vuelva inestable.

b) Bases de operación

En la práctica se emplea únicamente en generadores de poca capacidad en las cuales se tiene certeza que únicamente operan con cargas a factor de potencia atrasado; aún así, este tipo de relevador requiere ser demorado y debe bloquearse

para poder cerrar el interruptor de campo.

La práctica común para generadores de tamaño mayor es emplear relevadores del tipo de distancia conectados a transformadores de corriente y potencial del generador para detectar si sus condiciones de excitación tienden a inestabilidad. Esto se basa en la localización de la impedancia "vista" por relevadores de distancia indica con toda precisión las condiciones de excitación en las cuales opera el generador.

c) Conexión básica del esquema

La conexión para la protección contra pérdidas de campo por medio de relevadores de tipo de distancia es la siguiente:

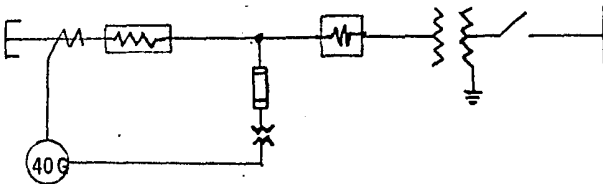


FIG. VI.6 PROTECCION CONTRA PERDIDA DE CAMPO (40 G)

El fenómeno de pérdida de excitación es trifásico de manera que se emplea solamente un relevador monofásico para detectarlo.

d) Características del relevador

El relevador de distancia empleado para protección contra pérdida de campo tiene una característica mho desplazada, orientada hacia la parte negativa de x en el diagrama R - X. La parte superior al eje R es eliminada ya sea por desplazamiento o por un elemento direccional adicional.

Como todos los relevadores de distancia, estos elementos son inherentemente instantáneos. El relevador puede contener en la misma caja un relevador de tiempo para demorar la operación del conjunto.

El elemento de distancia tiene dos ajustes:

1. Calcance (A)
2. Desplazamiento del origen (B)

La diferencia (o suma) define el diámetro del círculo. Véase Fig. VII.

e) Ajuste

1. Alcance

Si el relevador tiene un solo elemento de distancia se recomienda:

$$A = X_d + \frac{X'_d}{2} \quad (\text{reactancia sin saturación})$$

Si el relevador tiene dos elementos de distancia, se recomienda ajustarlos como sigue:

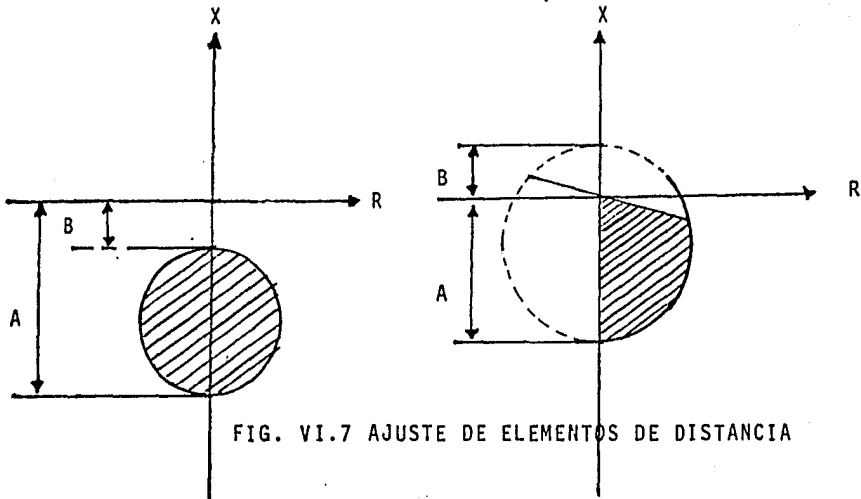


FIG. VI.7 AJUSTE DE ELEMENTOS DE DISTANCIA

Donde: $A_1 = J + \frac{X'd}{2}$ (zona 1) $A_2 = X_d + \frac{X'd}{2}$ (zona 2)

2. Desplazamiento

Si el relevador tiene desplazamientos únicamente hacia el lado negativo de X entonces se recomienda:

$$B = \frac{X'd}{2}$$

Si el relevador tiene desplazamientos también hacia el lado positivo de X el elemento de zona 1 se ajusta hacia el lado negativo con $B_1 = X'd/2$

El elemento de zona 2 se ajusta hacia el lado positivo de manera de rebasar un poco la reactancia del transformador más la del sistema de generación máxima:

$$B_2 \geq X_t + X_s$$

Con la relación anterior se logra que la curva del relevador sea paralela a la del límite de estabilidad.

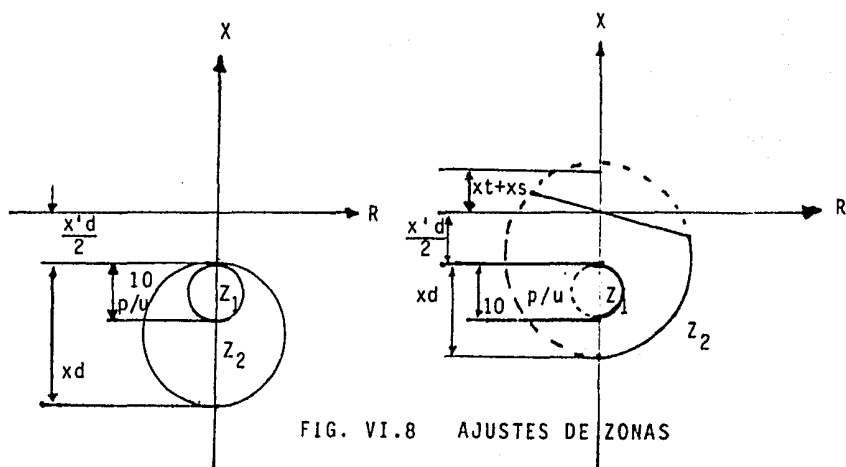


FIG. VI.8 AJUSTES DE ZONAS

3. Tiempo de disparo

El margen de seguridad es el siguiente:

Para la zona 1 se recomienda, - $t = 0$ a 0.25 seg

Para la zona 2 se recomienda, - $t = 0$ a 2 seg

4. Voltaje

Si el esquema contiene un relevador instantáneo de bajo voltaje como supervisión de disparo el ajuste recomendado es:

$$V = 0.8 \text{ a } 0.25 V_n$$

f) Problemas de aplicación

El problema más grave que se ha observado en la operación de los relevadores de protección contra pérdidas de campo ha sido el de disparos equivocados de generadores debidos a excitación de líneas largas en vacío al separarse el sistema.

Para evitar la repetición de esos disparos indebidos se recomienda adicionar primero la supervisión por bajo voltaje, luego elementos de tiempo si subsiste el problema sustituir los relevadores de elemento sencillo por otros de elemento doble.

VI.7 FALLAS A TIERRA EN EL CAMPO

Estas fallas no son muy frecuentes, y si se tiene una es necesario revisar la unidad ya que si esta persiste significaría que existe un corto circuito, lo que causaría vibraciones y calentamiento irregular en el rotor.

a) Protección contra fallas a tierra en el campo

Se prevé una protección que detecta cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito del campo.

Esta protección se emplea para dar alarma con el objeto de que la unidad sea retirada de servicio para su inspección

tan pronto como las inspecciones de carga del sistema lo permitan.

La primera falla a tierra en el campo no impide seguir operando, pero debe de repararse antes de que se presente una segunda, pues ya significaría un corto circuito.

Bases de operación

Existen dos esquemas diferentes para detectar fallas a tierra en campos de generadores:

1. Aplicación de corriente directa entre el campo y tierra para medir la corriente que circula
2. Medición de voltaje entre tierra y un neutro artificial formado en el circuito de campo por medio de un potenciómetro de resistencia.

b) Conexión básica del esquema

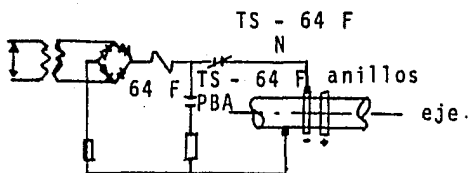


FIG. VI.9 PROTECCION CONTRA FALLA A TIERRA EN EL CAMPO (64 F)

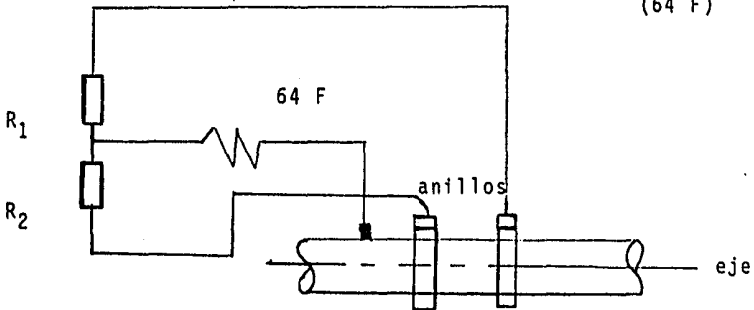
1. Con voltaje exterior aplicado

La alimentación de 120 V C.A. se toma preferentemente de servicios propios, para que siga en servicio la protección aunque esté parada la unidad. Es habitual poner un conmutador de prueba para verificar al relevador contra una resistencia, pero cortando la señal de alarma mientras se prueba.

El voltaje de corriente directa aplicada es del orden de 100 a 200 volts, la sensibilidad varfa a lo largo del em bobinado.

2. Con neutro artificial

FIG. VI.10 PROTECCION CONTRA FALLA A TIERRA EN EL CAMPO (64 F)



El voltaje que aparece a través de la bobina (f) es tan to mayor mientras más corra de los extremos del campo se encuentre la falla. Algunos relevadores contienen una resistencia no lineal en serie con R_1 , con la cual se logran detectar fallas aún en el centro del embobi-

nado de campo, pues el neutro se desplaza en función del voltaje de operación del campo.

Características del relevador

Para ambos esquemas de protección el elemento detector es un relevador instantáneo de corriente directa, ya sea de sobrecorriente o de sobrevoltaje. Vienen diseñados con sensibilidad muy alta, para poder detectar fallas de alta resistencia. Estos relevadores no tienen ajuste.

Habitualmente se conectan para dar alarma exclusivamente.

Problemas de aplicación

1. Conexión a tierra

Es la aplicación de estos relevadores la tierra respecto a la cual se piensa detectar, es el eje del generador. La conexión del relevador hasta la escobilla que toca al eje debe de tener aislamiento adecuado (1000 V) para no introducir un circuito adicional de corrientes parásitas a lo largo del eje, cuando se tienen chumaceiras aisladas de tierra.

2. Acceso al campo

Cuando se trata de generadores con sistemas de excitación sin escobillas, deben preverse anillos rosantes y escobillas únicamente para aplicar esta protección.

VI.0 FALLAS INTERNAS EN EL GENERADOR

Las fallas internas en el sistema de excitación son las que impiden mantener una excitación normal en el generador.

Para un sistema de excitación sin escobillas las fallas detectadas pueden ser las siguientes:

- Rectificador rotatorio dañado
- Sobrecorriente en el circuito de excitación
- Fallas en rectificadores que energizan el campo de excitador
- Falla de alimentación del circuito de potencial
- Falla de alimentación del transformador de excitación
- Alta temperatura en el transformador de excitación

a) Protección contra fallas internas en el sistema de excitación

Este inciso se refiere a todas las protecciones que contiene el equipo de excitación mismo para detectar fallas internas que impiden mantener excitación normal en el generador empleado.

Los elementos detectores dependen del sistema de excitación empleado.

Los métodos de detección varían según la falla. Para fallas que no requieren parar la unidad para su reparación deberán dispararse únicamente el interruptor de generador, el interruptor de campo y el interruptor de auxiliares.

Para fallas que requieren un paro total, conectar el contacto de disparo a un relevador de contactos múltiples de reposición manual, o proveer una especial para esta protección.

b) Problemas de aplicación

El problema que más frecuentemente se presenta en las protecciones contra fallas internas del sistema de excitación es el ajuste inadecuado de la unidad.

Se recomienda repasar los ajustes con el técnico de la fábrica para determinar su función exacta y de allí calcular un ajuste práctico, que por un lado protege al equipo de excitación pero por el otro permite a la unidad operar satisfactoriamente dentro del sistema eléctrico.

VI.9 FALLAS POR SOBREVOLTAJE

Estas fallas son localizadas principalmente en plantas hidroeléctricas contra las eventualidades siguientes:

1. Falla del regulador automático de voltaje
2. Exceso de potencia reactiva recibida del sistema o con excitación de líneas de alta tensión fuera del rango de control del regulador de voltaje.

Una variante del segundo caso es el rechazo de carga con líneas de transmisión conectadas a la unidad, en la cual el exceso de potencia reactiva se combina con una sobre-velocidad y el sistema de excitación puede perder control de voltaje.

a) Protección contra sobrevoltajes en el generador

Para este tipo de fallas se emplean los transformadores de potencial en las terminales del generador para energizar un relevador de voltaje que detecte si existe un sobrevoltaje.

b) Conexión básica del esquema

Como se trata de un fenómeno trifásico y simétrico, basta con medir voltaje entre dos fases del generador, usando un relevador monofásico.

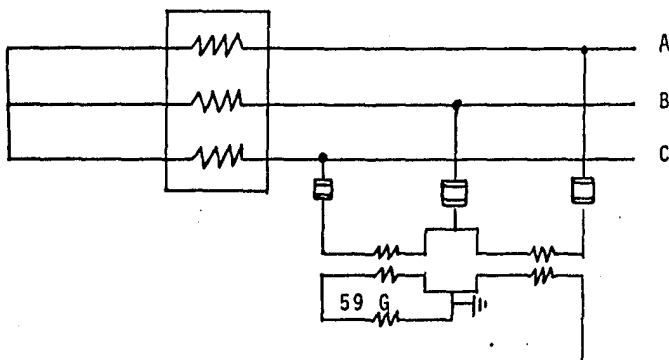


FIG. VI.11 PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJE EN EL GENERADOR (59 G)

CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR

Los relevadores usados para protección contra sobrevoltajes normalmente son con mecanismos de disco de inducción y con un elemento instantáneo.

Como característica especial debe unirse compensación por frecuencia para mantener su ajuste aún en condiciones de rechazo de carga.

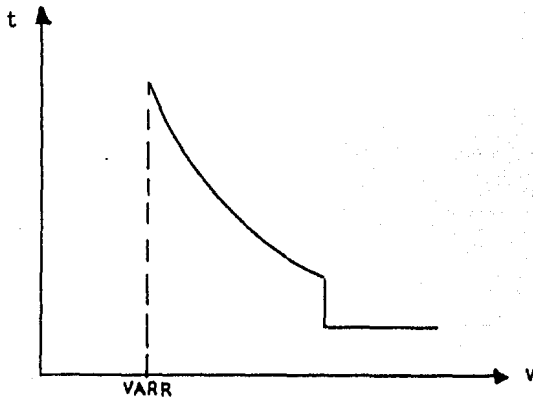


FIG. VI.12 CARACTERISTICAS VOLTAJE-TIEMPO

El elemento de tiempo inverso tiene un rango de ajuste de 55 a 140 volts, el elemento instantáneo es de 120 a 200 volts.

1. Tap

Se recomienda emplear un voltaje de arranque del orden de 1.05 veces al voltaje más alto de operación normal.

Como los pesos de voltaje dados por los taps de la bobina son muy grandes, generalmente se hace necesario afinar el ajuste con el resorte de reposición.

2. Palanca de tiempo

La recomendación general es dar un tiempo del orden de 2 a 3 segundos para un voltaje de 1.15 veces al voltaje más alto de operación normal.

3. Elemento instantáneo

Se recomienda que el elemento instantáneo empiece a operar entre 1.15 y 1.20 veces al voltaje más alto de operación normal.

CONEXIONES DE CONTROL

La protección contra sobrevoltaje del generador se conecta normalmente a un relevador auxiliar de reposición automática que a la vez dispara a:

- Interruptor de generador
- Interruptor de campo
- Interruptor de auxiliares

Para este tipo de falla se prefiere mantener rodeado al generador, para volver a excitar y resincronizar rápidamente tan pronto como se halla eliminado la causa, generalmente no requiere parar.

PROBLEMAS DE APLICACION

El problema principal que se encuentra en la aplicación de la protección contra sobrevoltaje del generador es su ajuste. Si por condiciones especiales de operación el ajuste calculado de acuerdo con las recomendaciones generales no es satisfactorio, habrá que efectuar algunas pruebas de respuesta del regulador de voltaje para calcular el ajuste más adecuado.

VI.10 FALLAS POR SOBREEXCITACION

Las fallas por sobreexcitación son por sobrevoltaje a frecuencia baja, causa una corriente de excitación muy alta en los transformadores conectados al generador pudiéndose dañar por calentamiento excesivo en tiempos relativamente cortos.

a) Protección contra sobreexcitación

La protección contra sobreexcitación propiamente es protección del transformador elevador de la unidad generadora, detecta sobrevoltajes en el generador mientras éste rueda a velocidad menor a la nominal.

BASE DE OPERACION

El relevador que se emplea para detectar sobrevoltaje a baja frecuencia es transistorizado y tiene una característica de respuesta constante a la relación.

$$\frac{V}{f} = K$$

CONEXION BASICA DEL ESQUEMA

Es suficiente con medir el voltaje y la frecuencia entre dos fases del generador para determinar si está sobreexcitado a baja frecuencia. En consecuencia el relevador es monofásico.

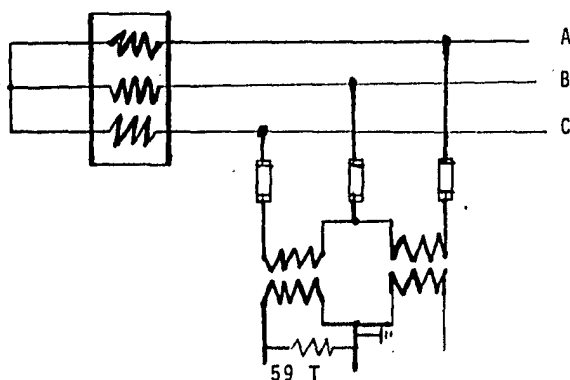


FIG. VI.13 PROTECCION CONTRA SOBREXITACION (59 T)

CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR

El relevador de sobrevoltaje a baja frecuencia tiene una ca racterística que se representa como sigue:

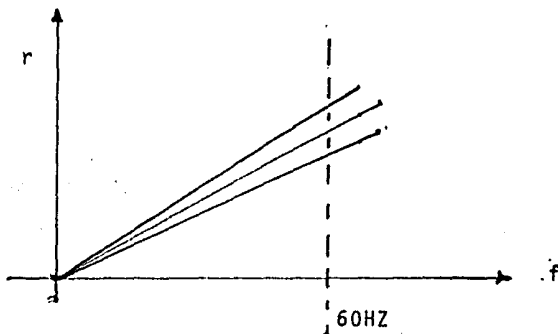


FIG. VI.14 CARACTERISTICAS VOLTAJE-FRECUENCIA

La pendiente se puede variar con un ajuste de potenciómetro, que interviene dentro del circuito transistorizado. El detector es inherentemente instantáneo, pero opera sobre un relevador auxiliar de tiempo, que da la demora necesaria antes de disparar.

AJUSTE

Para unidades de tamaño grande se recomienda emplear dos relevadores de sobreexcitación con ajustes distintos para detectar sobrevoltajes de magnitud diferente y responder más rápidamente en los casos más graves.

1) Pendiente del primer paso

El ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.05 \times \text{voltaje máximo de operación}}{60 \text{ Hz}}$$

2) Tiempo del primer paso

Los transformadores normales pueden resistir esta sobreexcitación por algunos minutos en consecuencia se sugiere un ajuste del orden de 40-60 segundos.

3) Pendiente del segundo paso

El ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.12 \times \text{voltaje máximo de operación}}{60 \text{ Hz}}$$

4) Tiempo del segundo paso

El ajuste de tiempo debe ser del orden de 2 segundos, según recomendación de los fabricantes de transformadores.

CONEXIONES DE CONTROL

Los contactos de disparo de los dos elementos del relevador de protección contra sobreexcitación (volts/hertz) se conectan a un relevador auxiliar de reposición automática que a su vez dispara a:

- Interruptor de campo
- Interruptor de generador
- Interruptor de auxiliares

No se requiere parar la unidad cuando dispara esta protección. Por otra parte al mismo relevador tiene contactos actuados instantáneamente por los propios elementos detectores que se usan normalmente para conectarlos en un circuito de alarma.

Hasta hace unos años se acostumbraba bloquear la operación del relevador de volts/hertz por medio de un contacto, o sea dejarlo operar únicamente con la unidad desconectada del sistema. La práctica más reciente es dejar en servicio este relevador todo el tiempo quedando como protección de sobrevoltaje a 60 Hz.

PROBLEMAS DE APLICACION

Los unicos problemas que se han observado en la operación de los relevadores de volts/hertz se han debido a errores de ajuste.

VI.11 FALLAS DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA

Este tipo de fallas son causadas por corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Estas corrientes asimétricas se pueden deber a:

- 1) Fallas asimétricas en alta tensión

2) Una fase abierta en algún circuito conectado al generador

3) Cargas desbalanceadas o monofásicas

a) Protección de sobrecorriente de secuencia negativa

La protección de sobrecorriente de secuencia negativa protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Los relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa que se emplean actualmente contienen un filtro que a partir de las corrientes de las tres fases obtiene un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa.

Este voltaje es aplicado a un elemento de disco de inducción o bien de estado sólido cuya característica de operación se asemeja a la curva de resistencia al calentamiento del rotor del generador.

CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR

Las características tiempo-corriente de secuencia negativa del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa es extremadamente inversa:

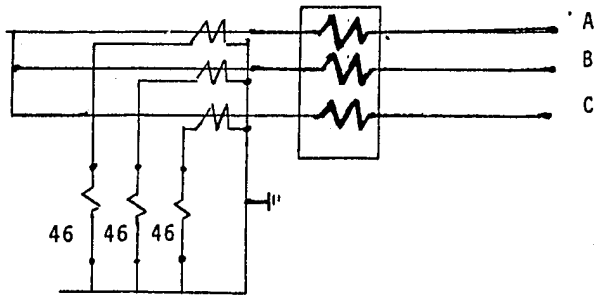


FIG. VI.15 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46)

La curva de calentamiento tolerable del rotor en función de su corriente de secuencia negativa se puede expresar con la siguiente ecuación.

$$I_2^2 \times t = k$$

Donde la constante k depende del diseño del generador:

- máquinas de polos salientes k = 40
- máquinas convencionales de polos lisos k = 30
- máquinas de polos lisos con enfriamiento
a través de conductores huecos k = 10

I_a está expresada por unidad sobre la capacidad nominal del generador

b) Ajuste

1.b.) Tap

El tap se ajusta al valor más próximo a la corriente nominal del generador.

2.b) Palanca de tiempo

El ajuste de tiempo de operación se calcula a partir de dos condiciones.

TRAZAR LAS CARACTERISTICAS

$$I_2^2 \times t = k \text{ del generador}$$

Dentro de la curva tiempo - corriente de secuencia negativa en el generador para una falla entre fases en el bus al cual conecta el interruptor del generador, para esa falla seleccionar:

$$t = 0.1 \text{ seg} + \Delta t$$

donde: Δt = margen de coordinación (0.3-0.5 seg), de entre los dos ajustes, escoger el que da la palanca de tiempo mayor.

CONEXIONES DE CONTROL

El contacto de disparo del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa, debe conectarse a disparar únicamente al interruptor de unidad pues se trata de una protección que opera en función de causas externas al generador. La unidad debe de quedar rodando y excitada, disponible para ser resincronizada tan pronto como se halla eliminado la causa del disparo.

Algunos relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa contienen dentro de la misma caja un elemento de sensibilidad mayor que se emplea para dar alarma en caso de desbalances prolongados de la corriente.

PROBLEMAS DE APLICACION

Los relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa no presentan problemas de aplicación cuando están bien ajustados.

VI.12 FALLAS POR TEMPERATURA ALTA EN EL ESTATOR

Las fallas principales que causan calentamiento del generador, son principalmente las siguientes:

- Sobrecarga continua
- Sistema de enfriamiento dañado
- Sistema de enfriamiento mal ajustado

a) PROTECCION CONTRA TEMPERATURA ALTA EN EL ESTATOR

La protección contra temperatura alta en el estator del generador detecta las condiciones de operación que causan calentamiento del generador.

La protección contra temperatura alta en el estator opera por medio de un medidor de temperatura, generalmente tipo

punte de Wheatstone que recibe su señal de un detector de resistencia intercalado en el embobinado del generador.

Es usual emplear instrumentos registradores de temperatura de puntos múltiples para supervisar la operación del generador.

Si estos instrumentos tienen contacto de temperatura alta, éste se usará para dar alarma.

Si se desea disparar la unidad por temperatura alta, generalmente se utiliza un relevador por separado, operando con un detector de temperatura independiente, y ajustando 10°C arriba del rotor de alarma.

CARACTERISTICA DEL RELEVADOR

El relevador responde directamente a la temperatura del detector.

AJUSTE

- a) Alarma - Se recomienda ajustar el contacto de alarma a una temperatura del orden de 10°C - 15°C abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator.
- b) Se recomienda ajustar el elemento de disparo entre 0 y 5° abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator.

CONEXIONES DE CONTROL

El contacto de disparo debe de conectarse para disparar unicamente el interruptor de unidad, preferentemente dando una alarma que indica la causa del disparo para que el operador revise el sistema de enfriamiento.

PROBLEMAS DE APLICACION

1. Inducción en el cable del detector de temperatura. -
Se recomienda usar cable blindado para las conexiones de los detectores de temperatura al tablero, para evitar operaciones equivocadas del relevador de temperatura.
2. Circuito abierto en el detector de temperatura. -
Los detectores de temperatura pueden fallar por vibración, causando indicación de temperatura alta y disparo.

VI.13 FALLAS DE POTENCIA INVERSA

Las fallas de potencia inversa son cuando el generador recibe potencia del sistema cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia, y empieza a absorber la necesaria para mantener al generador en sincronismo venciendo las pérdidas de generador y motor.

Estas pérdidas del motor se pueden deber a las siguientes causas:

1. Falla en el propio motor o turbina
2. Falla de la caldera en caso de turbinas de vapor
3. Problema de operación en el sistema eléctrico (subdivisión desequilibrada del sistema)

PROTECCION DE POTENCIA INVERSA

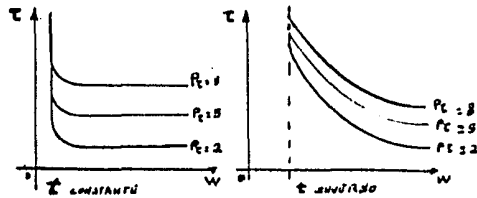
La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de una demora de tiempo. La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es en consecuencia de falla mecánica de motor o turbina. Si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento excesivo en partes de la turbina.

En caso de que la motorización del generador se deba a falla en el motor o turbina, o falla en la caldera, la protección de potencia inversa tiene función de protección de respaldo a las protecciones de ese equipo que deben haber disparado al generador.

CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR

El relevador trifásico empleado para generadores movidos por turbinas de vapor tienen características de tiempo constante, mientras que los relevadores monofásicos de tiempo inverso

Los relevadores monofásicos generalmente tienen taps, que ajustar su potencia de arranque mientras que los relevadores trifásicos tienen arranque fijo en 2 watts o 5 watts según el modelo.



AJUSTE

1. Arranque

Se recomienda ajustar el tap, en caso de que el relevador lo tenga a 50% de la potencia mínima de motorización del motor o turbina.

2. Tiempo

Para turbinas de vapor se recomienda un tiempo del orden de 5 segundos.

En el caso de emplearse relevadores monofásicos de tiempo inverso, se sugieren tiempos de 2 a 10 segundos para potencia de motorización estimada.

CONEXIONES DE CONTROL

La protección de potencia inversa debe de disparar en rele-
vador auxiliar de reposición manual el cual a su vez dispa-
rará:

- Interruptor de generador
- Interruptor de auxiliares
- Interruptor de campo
- Válvula de paro de turbina o motor
- Vlavula de corte de combustible a la caldera, en su caso
- Alarma "falla de turbina"

C A P I T U L O V I I

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

VII.1 OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Los objetivos del mantenimiento preventivo de una planta normal que involucre el mantenimiento de las instalaciones y del equipo son:

- Mantener la planta y sus instalaciones y equipo a un nivel económico de reparaciones todo el tiempo, para conservar los terrenos y los edificios y activos de la compañía
- Mantener operando el equipo de producción a un porcentaje máximo del tiempo, mediante el mantenimiento planeado con anticipación y un análisis más efectivo del mantenimiento
- Dar mejor servicio al departamento de producción, a costos unitarios más bajos, mejorando la eficiencia del mantenimiento, como una guía para mejoras futuras

Además, existen algunos objetivos de costo de mantenimiento que deben tomarse en consideración incluyendo:

- Mantener constante el costo total de tiempo extra de mantenimiento
- Lograr que el costo del mantenimiento siga la tendencia de la actividad de la producción

- Mantener el costo de mantenimiento dentro de cierto porcentaje de las ventas netas
- Incrementar las unidades de productos fabricados por dólar de mantenimiento, en tanto que disminuye el costo de mantenimiento por unidad de producción
- Reducir al mínimo el trabajo de mantenimiento a cuotas de salarios elevados

POSICION DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

Un programa bien organizado de planeación y programación puede llegar muy lejos para dar departamento de mantenimiento su lugar correcto en cualquier organización. Dicho programa ayuda al mantenimiento a lograr la eficiencia máxima y el costo más bajo y le permite presentar servicio al equipo de producción con un mínimo de tiempo de interrupciones y retrasos en los programas de producción.

La meta es la reducción de costos, mientras que se mejore tanto la adecuación como la calidad del mantenimiento.

El programa de planeación y programación también tiene ventajas definitivas tanto para los grupos de operaciones como de mantenimiento.

Algunas de estas ventajas se mencionan aquí para su información:

a) VENTAJAS DE OPERACIONES

1. Reduce el costo de mantenimiento en tanto que se mejore el servicio
2. Proporciona la información, el análisis experto y el consejo experimentado sobre la actuación de mantenimiento
3. Reduce al mínimo el tiempo muerto del equipo y, por tanto hay menos interrupciones en las operaciones
4. Permite a operaciones describir, aprobar y controlar la oportunidad del trabajo por ejecutarse
5. Presta mejor servicio a operaciones, ejecutando los trabajos más importantes (según los determine operaciones)
6. Aplica la experiencia técnica y de mantenimiento al análisis de cada trabajo
7. Proporcionar procedimientos ordenados para procesar el trabajo, para evitar que se pierdan las órdenes de trabajo, los reportes de los trabajos pendientes de ejecutar, mantienen un estado preciso de los archivos de todo el trabajo y reporta oportunamente sobre los trabajos terminados

8. Proporciona servicio experto de consultoría de mantenimiento a operaciones, por conducto del coordinador de mantenimiento
9. Proporciona un solo contacto de mantenimiento para iniciar los nuevos trabajos para el personal de operaciones (coordinador de mantenimiento)
10. Proporciona un solo contacto para todo el trabajo en proceso, programado y de emergencia (supervisor de área o supervisor funcional)
11. Requiere que el personal de operación prevea el trabajo de reparación antes de que los trabajos se conviertan en emergencias

b) VENTAJAS PARA EL SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO

1. Permite la determinación anticipada del personal y tiempo requerido para terminar el trabajo, lo cual ayuda al supervisor de mantenimiento para evaluar la actuación de sus empleados
2. Elimina los retrasos debidos a espera de información, materiales, equipo, otras habilidades, herramientas, etc.

3. Proporcionar un plan general sobre el cual el supervisor pueda basar su pensamiento previo y su planeación previa para el trabajo diario y para el trabajo futuro
4. Proporcionar la cooperación necesaria en relación con cada uno de los trabajos, para hacer el trabajo según está descrito por el Departamento de Operaciones .
5. Proporcionar una fuerte central de información relativa al trabajo de mantenimiento, equipo y reparaciones del equipo
6. Permite al supervisor dedicar más atención a la supervisión del trabajo en el campo o en el taller
7. Proporciona un orden sistemático de los materiales determinables y la entrega de los materiales
8. Suministra los requerimientos de herramientas y equipo especiales
9. Reduce el trabajo rutinario y de papeleo del supervisor
10. Permite la determinación anticipada del número de empleados que se necesitan en una área o lugar determinado
11. Reduce el número de interrupciones en el trabajo una vez que se inicia el trabajo

12. Determina las metas de trabajo para el personal
13. Predetermina y hace arreglos para el trabajo requerido en el taller
14. Aplica la capacidad especializada a la planeación y programación de las interrupciones o paros

c) VENTAJAS PARA LA GERENCIA

1. Reduce el costo total del mantenimiento, en tanto que se mejoran las condiciones del equipo y de las instalaciones de operación
2. Permite el pronóstico preciso de la mano de obra y de los materiales necesarios
3. Permite el reconocimiento inmediato de los faltantes y excedentes de mano de obra
4. Permite a la Gerencia nivelar las crestas (peaks) en las cargas de trabajo
5. Proporciona la información real requerida para la evaluación de la actuación y de la acción correctiva, según sea necesario

6. Proporciona estrecho y constante contacto entre operaciones y mantenimiento por conducto del coordinador de mantenimiento
7. Proporciona cerca de ocho horas de trabajo productivo para cada empleado y por lo tanto aumenta la productividad mediante la eliminación de retrasos
8. Permite la recopilación y análisis más exactos del costo y asegura un nivel económico de mantenimiento con menos interrupciones en la producción
9. Destaca el análisis, las solicitudes de trabajo de justificación objetable
10. Proporciona la máxima delegación de autoridad para permitir que aquellas personas que tienen conocimiento de primera mano del problema, tomen las decisiones correctas.

DIAGRAMA DEL SISTEMA INTEGRAL DEL MANTENIMIENTO

DIAGRAMA

ORGANIZACION DE LA FUNCION DE MANTENIMIENTO

Responsabilidad del mantenimiento

Modelo principal de organización

- . Por oficio
- . Por área
- . Combinación de área y oficio
- . Contrato de mantenimiento

Relaciones con los demás departamentos

- . Ingeniería
- . Operaciones
- . Contabilidad
- . Planeación de producción
- . Administración de materiales

ORGANIZACION POR AREA (ejemplo típico)

ORGANIZACION DE LA FUNCION DE MANTENIMIENTO

El control sobre cualquier función de una compañía se logra mediante la organización responsable de esta función. Por lo tanto, aquí se revisa la organización de la función de mantenimiento para servir como fondo para la discusión posterior de las prácticas de control.

Una organización puede haberse diseñado para reflejar las actitudes y los objetivos de la gerencia, o puede haberse desarrollado meramente como respuesta a los requerimientos. Cualquiera de los dos tipos puede proporcionar un mantenimiento satisfactorio, pero el primer tipo de organización es más rápidamente controlado y generalmente puede esperarse que rinda mejores resultados.

Al desarrollar una organización para manejar la función de mantenimiento debe recordarse que no existe una organización "que sea la mejor" y que pueda utilizarse en todos los casos. La organización debe adaptarse para que se ajuste a la situación técnica, geográfica y personal involucrada en particular.

CENTRALIZADA VS. DESCENTRALIZADA

La asignación de la responsabilidad del mantenimiento refleja la estimación de la gerencia sobre la importancia de la

función de mantenimiento. Sin embargo, el tamaño de la planta y la complejidad de las tareas de mantenimiento parecen tener un efecto substancial sobre la estructura de la organización con respecto a su centralización o descentralización.

La organización centralizada se requiere en las pequeñas compañías, o en el caso que tengan que suministrarse habilidades escasas de mantenimiento para prestar servicios a diversos lugares según se necesite. La organización por descentralización es normal en las grandes compañías, en la mayoría de los casos la función de la administración de mantenimiento está centralizada. Es decir, las políticas y la mayoría de las decisiones para toda la organización de mantenimiento se lleva a cabo o son aprobadas por el gerente central de mantenimiento. La centralización normalmente representa un intento para mejorar el control sobre la función de mantenimiento.

PRINCIPALES MODELOS DE ORGANIZACION

En general existe cuatro modelos diferentes que presentan la organización de las actividades de mantenimiento:

1. Organización por oficio
2. Organización por área
3. Combinación de Organización por oficio y por área
4. Contrato de mantenimiento - parcialmente o total

1. ORGANIZACION POR OFICIO

Gran parte del trabajo de mantenimiento se ejecuta por operarios especializados (craftsmen) cuyos sindicatos implantan reglamentos del ramo que dan como resultado la organización de la mano de obra de mantenimiento por oficios. Por tanto, los trabajadores de mantenimiento primero se separan en elementos por oficios (eléctricos, instrumentos, laminación de metales, maquinistas, soldadores, plomeros, etc) y a continuación cada elemento se asigna al operario indicado. Es conveniente hacer notar que la práctica que se encuentra con mayor frecuencia de organizar esta estructura, es colocar al operario bajo la supervisión de un supervisor de oficio, quien dirige el trabajo de uno o dos oficios amparando toda la instalación.

Una variación del modelo de organización por oficio - el tipo de oficio funcional - se utiliza por las compañías que tienen plantas múltiples. Aquí, a cada supervisor se le asigna una función principal (e.g. el mantenimiento del equipo eléctrico o de los edificios y jardines y se le proporciona un personal que se compone de los operarios requeridos). Por lo tanto la unidad de edificios y jardines incluye mecánicos de molinos, pintores, albañiles, jardineros y carpinteros. Esta forma de organización de oficio-funcional está basada en las habilidades de los operarios, pero reconoce la tarea funcional de organizar y administrar el trabajo de mantenimiento.

2. ORGANIZACION POR AREA

Las organizaciones por área están centralizadas. Los empleados del departamento centralizado de mantenimiento está asignado para trabajar en diferentes departamentos o edificios por medio de un servicio central de programación o despacho. En contraste, bajo el modelo de organización por área, se descentraliza la función de mantenimiento y a las cuadrillas de mantenimiento se les programa o se les asigna a las áreas dentro de la planta, edificio o grupo de plantas o edificios. Cada supervisor de área es responsable de mantener la producción ininterrumpida en su área. Los obreros y los grupos de oficiales asignados a él tienen las habilidades requeridas para llevar a cabo las cargas normales de trabajo del área. Sin embargo, si se requieren operarios adicionales, el supervisor de área puede solicitarlos de otras áreas o de los talleres centrales.

El supervisor o los supervisores del taller central de mantenimiento son responsables por el trabajo del taller, la administración del oficio y de actuar como consultor (es) en su oficio en el campo. Proporciona operarios adicionales al campo según se requiera, para cumplir con las demandas de la producción.

3. COMBINACION DE ORGANIZACION POR OFICIO Y POR AREA

Bajo este tipo de organización el taller central se amplía subdividiendo el taller en una serie de oficios especializados, aumentando por lo tanto el número de operarios asignados o programados por el taller.

En la organización combinada por oficio y por área, algunos obreros están asignados permanentemente a los talleres y a las áreas para hacerse cargo de las reparaciones menores, ajustes menores y aún de trabajo de construcción, de manera que la producción pueda continuar sin interrupción. Dicha actividad por oficio, como por ejemplo, la reconstrucción de bombas y turbinas, cambio de tuberías, cableados, trabajo de taller de maquinado o tornos y/o esmeriladores, reparación de válvulas, etc., está centralizada como un taller o función central del oficio y el trabajo se ejecuta en el campo bajo su propia supervisión -no la supervisión del área. El trabajo eléctrico y de instrumentos es un buen ejemplo de este trabajo funcional. Todo el trabajo debe coordinarse planeándolo con el supervisor de campo del área, el supervisor del oficio o funcional y el departamento de producción para garantizar el cumplimiento oportuno.

4. CONTRATO DE MANTENIMIENTO - PARCIALMENTE O TOTAL

Bajo esta organización, el trabajo de mantenimiento se deja totalmente a cargo del personal de un contrato de mantenimiento para la ejecución del trabajo de mantenimiento. La planta puede elegir conservar ciertos oficios y encomendar todo el demás trabajo al contratista para la supervisión y ejecución del trabajo. La planta puede elegir planear y programar el personal del contratista, o dejar que él maneje la función. Sin embargo, en general, los contratistas externos se emplean para llevar a cabo: 1) trabajos que requieren habilidades o equipo no disponible en mantenimiento; 2) trabajo repetitivo de emergencia; 3) ayudar a proporcionar personal en los casos de cresta en la carga de trabajo, tales como interrupciones, cambios, trabajos de construcción, etc. Tales decisiones para utilizar personal externo, normalmente están basadas en un estudio de factores de costos y de no-costos.

RELACIONES CON LOS DEMAS DEPARTAMENTOS

Es esencial coordinar las actividades de la organización de mantenimiento con las de Ingeniería, Operaciones (o producción), Contabilidad, Planeación de Producción y Administración de Materiales.

Ingeniería

Existen estrechas relaciones entre las funciones de ingeniería y mantenimiento, especialmente cuando mantenimiento opera como una rama de ingeniería de planta o del departamento de ingeniería y mantenimiento. Esta relación es aún más estrecha cuando el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo se practica extensamente.

Mantenimiento normalmente consulta con, o recibe instrucciones de ingeniería sobre los problemas técnicos principales, trabajos de activos fijos, etc. Por otra parte, ingeniería rara vez consulta con mantenimiento sobre las nuevas colocaciones o el reemplazo de equipo, etc. Dicha coordinación es esencial.

Producción, operaciones o fabricación

En la mayoría de los casos el departamento de operación inicia las órdenes de trabajo. Congruente con su responsabilidad para cumplir con los programas de producción, son responsables para liberar el equipo para reparación y mantenimiento. Sin embargo, una política claramente definida que prescriba el nivel de mantenimiento y los estándares de costos para la operación de mantenimiento es esencial para asegurar la efectividad de cualquier programa de mantenimiento.

Planeación de producción

Algunas veces las operaciones se interrumpen para efectuar el mantenimiento. Planeación de producción tiene la responsabilidad de programar dicho tiempo de paro del equipo requerido, para reducir al mínimo la pérdida de producción.

ORGANIZACION POR AREA

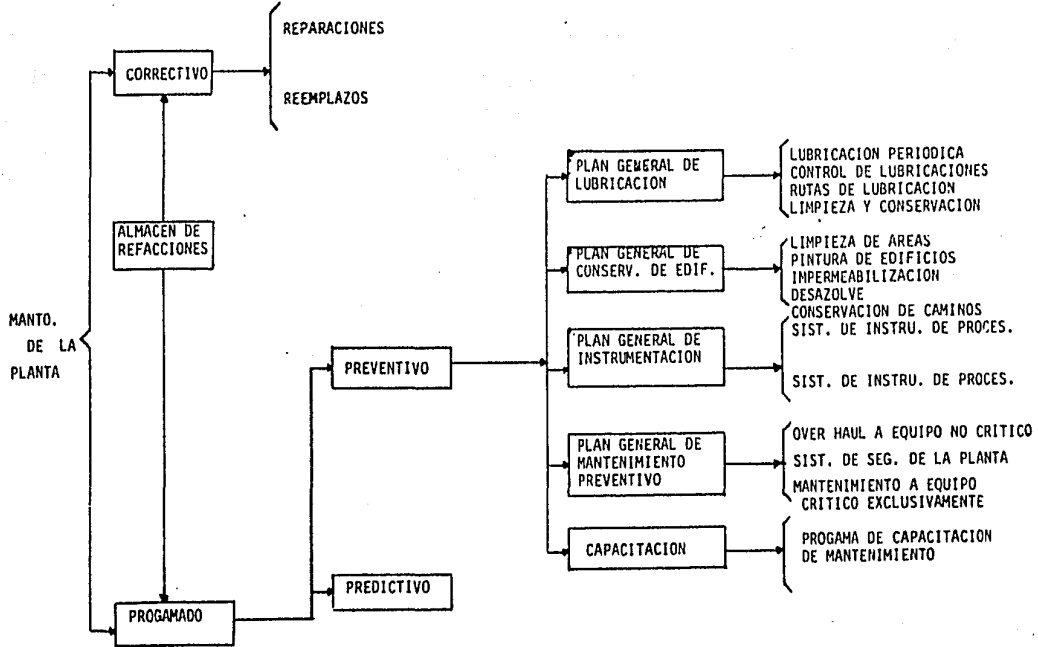
Concepto básico

El concepto de área para supervisar y controlar la función de mantenimiento, deriva su nombre del uso de áreas de mantenimiento relativamente pequeñas en las cuales las actividades del personal asignado a mantenimiento se dirigen y controlan por una persona que se conoce con el nombre de supervisor de área para mantenimiento.

Funciones incidentales de producción

Las demás funciones de planeación serán responsabilidad del ingeniero de la planta. Por ejemplo, con base en el análisis de la información de los trabajos pendientes, prioridades asignadas y personal disponible, él recomendará a la gerencia los cursos de acción a largo plazo, diseñados para conciliar el personal con la carga de trabajo estimada.

También asistirá a la junta diaria de programación, conciliando los requerimientos de mantenimiento de las áreas individuales de manera que cumplan las necesidades de mantenimiento en toda la planta y se eviten las grandes fluctuaciones en la utilización de personal.



VII. 2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO AL GENERADOR

El generador síncrono con enfriamiento de hidrógeno es prácticamente un dispositivo libre de mantenimiento, ya que por ser hermético no tiene problemas de ensuciamiento.

En el caso de máquinas hidráulicas se tiene más problemas y es muy importante mantenerlas limpias libres de aceite, polvo y humedad.

Sin embargo, durante los mantenimientos mayores que se realizan cada dos años se recomienda lo siguiente:

1. Efectuar pruebas de Megger a cada fase y alta tensión.
2. Revisión del estado de los amarres de los cabezales de las bobinas.
3. Revisión si no hay ensuciamiento por aceite.
4. Revisión de cuñas sin sacar el rotor.
5. Revisión y limpieza de enfriadores.
6. Revisión de terminales.
7. Revisión del rotor, prueba de Megger y limpieza de anillos.

8. Limpieza y apriete de conexiones de Excitatriz.
9. Revisión de detectores de temperatura.
10. Revisión y prueba de hermeticidad.

En operación se reduce el mantenimiento al cambio de escobillas, revisión del aislamiento de las chumaceras, revisión de las escobillas de tierra y detección de fugas de hidrógeno si aumenta su consumo.

La supervisión en operación desde luego como ya se dijo, observa las temperaturas de operación del hidrógeno, devanados del rotor y extractor y vigilar que se trabaje dentro de la capacidad de la máquina.

Cada diez años es conveniente:

1. Desarmar completamente extrayendo el rotor.
2. Revisar cuñas y reponerlas si están flojas, así como, sus amortiguadores.
3. Reamarrar cabezales.
4. Efectuar pruebas de aislamiento de C.D. y C.A.

5. Revisión del sistema de sellos.
6. Revisión de ajuste de campanas del rotor.
7. Revisión de separadores del rotor.
8. Revisión de conexiones de bushings de salida.
9. Verificación y rectificación de conmutadores de las excitatrices.
10. Verificación de desgaste de anillos, apriete de conexiones, porta escobillas y sistemas de excitación.

CONCLUSIONES

El anterior trabajo se desarrolló con el propósito principal de ayudar en algo en la preparación académica del estudiante de la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, proporcionando un análisis conceptual, de tópicos avanzados y actualizados, referentes a las plantas generadoras de energía eléctrica.

En el capítulo I se dieron las bases elementales necesarias para la comprensión del concepto de conversión de la energía electromecánica, que una vez asimiladas nos ayudan a entender específicamente el funcionamiento, arranque y características tanto del motor como del generador síncronos, (Capítulos II y III).

Posteriormente en el Capítulo IV, se hizo la descripción generalizada de las partes principales que componen el generador síncrono. Destacando que dicha descripción se basa fundamentalmente en la información obtenida de manuales y revistas técnicas.

Estas revistas y manuales nos fueron proporcionadas por la Cfa. de Luz y Fuerza del Centro y la Comisión Federal de Electricidad.

Continuando con el desarrollo de la tesis, en el Capítulo V hacemos el análisis ejemplificado de operación del generador síncrono, donde ponemos de manifiesto la poca diferencia que existe entre la teoría expresada en los libros y la práctica real, asentada en los manuales (propios de dichas máquinas).

Se exponen las fallas más frecuentes en el Capítulo VI, que son las de mayor importancia.

Para el buen funcionamiento del generador, se recomiendan las protecciones eléctricas que deben tener dichos generadores síncronos de acuerdo a las características de la falla, de la misma máquina.

Una necesidad básica que tiene toda máquina, es la de darle mantenimiento adecuado para un mejor rendimiento y una vida de operación más prolongada. Toda la estructura del mantenimiento preventivo se desarrolla en el Capítulo VII.

No pretendemos establecer que el presente trabajo se tome como "Todo lo que hay o existe sobre las máquinas y generadores síncronos", puesto que mentiríamos; sin embargo, como lo expresamos en un principio esperamos sirva de orientación para quienes estudian o investiguen sobre este tema.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- La Escuela del Técnico Electricista.
Tomo V Teoría y Cálculo y construcción de máquinas de corriente alterna sincrónicas.
Ing. A. Von Konigslow.
Editorial Labor, S.A. Argentina.
- 2.- Fundamentos de Electrotecnia 2a. parte.
Profesor Hans Von Beeren.
Editorial Labor, S.A. Argentina.
- 3.- Máquinas Electricas tomo II
M.P. Rostenko, L.M. Piotrovski
Editorial Mir. Moscú
- 4.- Máquinas Eléctricas y Transformadores.
Irving L. Kosow
Editorial Reverte, S.A.
- 5.- Biblioteca del Electricista Tomo III
Máquinas eléctricas.
P. Roberjot.
Editorial Gustavo Gili, S.A. Barcelona.
- 6.- Esquemas de Protección Eléctrica. Protección de Generadores.
Ing. Werner G. Doehner S.
Comisión Federal de Electricidad.
- 7.- Tratado de Electricidad.
Tomos I y II
Chester L. Dawes
Editorial Gustavo Gili, S.A. México

8.- Los electromotores en la práctica.

R. Wessel.

Editorial Gustavo Gili, S.A.

9.- Problemas de Electricidad

H. y W. Vieweger.

Editorial Gustavo Gili, S.A.